UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

Estrategias Técnico - Regulatorias para la Implementación de la Infraestructura AMI en el Horizonte 2030 en Colombia

Technical - Regulatory Strategies for the Implementation of the AMI Infrastructure in the Horizon 2030 in Colombia

Santiago Bedoya Sánchez

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Ingeniería y Arquitectura
Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Computación
Manizales, Caldas, Colombia

2.022

Estrategias Técnico - Regulatorias para la Implementación de la Infraestructura AMI en el Horizonte 2030 en Colombia

Santiago Bedoya Sánchez

Tesis presentada como requisito para optar al título de:

Magister en Ingeniería – Ingeniería Eléctrica

Directora:

PhD. Sandra Ximena Carvajal Quintero

Codirector:

PhD. Camilo Younes Velosa

Línea de Investigación:

Política, regulación y mercado de energía

Grupo de Investigación:

Environmental Energy and Education Policy – E3P

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Ingeniería y Arquitectura

Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Computación

Manizales, Caldas, Colombia

2.022

(Dedicatoria o lema)

Con amor, a Dios y a mis padres.

Declaración de obra original

Yo declaro lo siguiente:

He leído el Acuerdo 035 de 2003 del Consejo Académico de la Universidad Nacional. «Reglamento sobre propiedad intelectual» y la Normatividad Nacional relacionada al respeto de los derechos de autor. Esta disertación representa mi trabajo original, excepto donde he reconocido las ideas, las palabras, o materiales de otros autores.

Cuando se han presentado ideas o palabras de otros autores en esta disertación, he realizado su respectivo reconocimiento aplicando correctamente los esquemas de citas y referencias bibliográficas en el estilo requerido.

He obtenido el permiso del autor o editor para incluir cualquier material con derechos de autor (por ejemplo, tablas, figuras, instrumentos de encuesta o grandes porciones de texto).

Por último, he sometido esta disertación a la herramienta de integridad académica, definida por la universidad.

_____

Nombre

Fecha DD/MM/AAAA

Fecha

Agradecimientos

Primero, agradecer a Dios y a la vida por las oportunidades que se me han dado. A mis padres, por su constante lucha, disposición y amor para apoyar mis proyectos personales. Mis triunfos son más de ustedes que míos.

Agradezco a mi directora y tutora, la profesora Sandra Ximena Carvajal por el acompañamiento realizado desde el pregrado y por la oportunidad que me brindó para continuar en mi crecimiento personal y profesional en la etapa de posgrado; agradezco su confianza, paciencia y dedicación para dirigir el desarrollo de esta tesis.

A mi codirector, el profesor Camilo Younes por brindarme su confianza y acompañamiento desde el pregrado, al igual que por hacerme partícipe en algunas de sus investigaciones.

Al profesor John Jairo García Rendón, por su acompañamiento, confianza y consejos.

Al profesor Cesar Arango Lemoine, por su confianza, consejo y amistad desde el pregrado y constante acompañamiento en mi etapa de crecimiento profesional en el posgrado.

Agradezco al grupo de investigación Environmental Energy and Education Policy E3P por permitirme ser parte del equipo de investigadores. Especialmente quiero reconocer el apoyo de Juan Felipe García Franco y Alejandra Rodríguez Zabala, quienes desinteresadamente me brindaron su amistad y apoyo emocional para el desarrollo de trabajos de investigación, incluida esta tesis.

Al programa Energética 2.030 por hacerme parte del grupo de investigadores por medio del proyecto 58864 Política y Regulación de Mercados, bajo la iniciativa “Colombia Científica”, financiado por el Banco Mundial a través de la convocatoria “778-2017 Ecosistemas Científicos” y administrado por el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación - Minciencias.

A Ángela, por su compañía, paciencia, amor y apoyo incondicional.

Por último, y no menos importantes, a mi familia y amigos, quienes siempre me apoyaron y creyeron en mí.

Resumen

Como respuesta a los retos de la transición energética para Colombia en el horizonte del año 2.030, existe un interés en evaluar y analizar las implicaciones y oportunidades que poseen las disrupciones tecnológicas dentro del mercado y operación del sistema eléctrico colombiano. Nuevas oportunidades de negocio, junto con nuevos paradigmas de operación del sistema eléctrico son algunos motivadores en el papel dinamizador del usuario final. El objetivo de este trabajo busca proponer tendencias tecnológicas y regulatorias para el surgimiento y despliegue de la infraestructura de medición inteligente bajo la infraestructura AMI, fundamentada en el estudio exhaustivo del estado del arte y el aprendizaje de experiencias nacionales e internacionales. Por su parte, los resultados muestran que la proyección por medio de los modelos de simulación empleados permite incluir estrategias de despliegue masivo siguiendo las bondades del modelo de difusión general; además, permite evaluar el impacto e incidencia sobre la oferta y la demanda eléctrica. Los resultados obtenidos muestran que el despliegue de medición AMI para el sector residencial urbano se proyecta entre aproximadamente 64% y 88,7% para el año 2.030; para el año 2.035 los escenarios muestran despliegues cercanos entre 85,3% y 98,4%. La proyección de demanda eléctrica, con respecto al Sistema Interconectado Nacional SIN, muestra tendencias de reducción entre aproximadamente 9,2%, y 13,1% para el año 2.030; por su parte, para el año 2.035 la proyección muestra incrementos de reducción entre el 12,6% y 14,7% según los 3 escenarios analizados. Por último, la participación de demanda con autogeneración distribuida a pequeña escala muestra escenarios de participación en el Sistema Interconectado Nacional de entre el 4,7% y 6,6% para el año 2.030; sin embargo, para el año 2.035 se tiene un aumento significativo de entre el 21,7% y 28,3%.

Palabras clave: Infraestructura de Medición Avanzada, medición inteligente, **t**ransición energética.

Abstract

In response to the challenges of the energy transition for Colombia on the horizon of the year 2030, there is an interest in evaluating and analyzing the implications and opportunities that technological interruptions have within the market and operation of the Colombian electricity system. New business opportunities, along with new operating paradigms for the electrical system are some of the motivators in the dynamic role of the end user. The objective of this work seeks to propose technological and regulatory trends for the emergence and use of smart metering infrastructure under the AMI infrastructure, based on the exhaustive study of the state of the art and learning from national and international experiences. On the other hand, the results show that the projection through the simulation models used allows including strategies of massive use following the benefits of the general diffusion model; In addition, it allows evaluating the impact and incidence on electricity supply and demand. The results obtained show that the use of AMI measurement for the urban residential sector is projected between approximately 64% and 88.7% for the year 2030; for the year 2035 the scenarios show uses close to between 85.3% and 98.4%. The projection of electricity demand, with respect to the National Interconnected System SIN, shows reduction trends between approximately 9.2% and 13.1% for the year 2030; for its part, for the year 2035 the projection shows increases in reduction between 12.6% and 14.7% according to the 3 scenarios analyzed. Finally, the share of demand with small-scale distributed self-generation shows participation scenarios in the National Interconnected System of between 4.7% and 6.6% for the year 2030; however, for the year 2035 there is a significant increase of between 21.7% and 28.3%.

Keywords: Advance Advanced Metering Infrastructure, energy transition, smart metering.

Contenido

.....**Pág.**

Resumen.....**X**

Abstract .....**XI**

Lista de figuras ..... **XV**

Lista de tablas ..... **XVIII**

Lista de abreviaturas ..... **XX**

1. INTRODUCCIÓN **3**

1.1 Identificación del problema 6

1.2 Objetivos..... 7

1.2.1 Objetivo general 7

1.2.2 Objetivos específicos..... 7

1.3 Estructura del documento 8

2. ANTECEDENTES..... **11**

2.1 Antecedentes sobre la implementación AMI alrededor del mundo 11

2.2 Antecedentes regulatorios en Colombia..... 19

2.3 Proyectos piloto de medición inteligente en Colombia 29

2.4 Proyectos de investigación antecesores aplicados a la medición inteligente en Colombia 35

3. CARACTERIZACIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS ACTUALES Y ANÁLISIS DE OPORTUNIDADES DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO MEDIANTE LA INFRAESTRUCTURA AMI 37

3.1 Análisis de las principales funcionalidades AMI 37

3.1.1 Lectura y operación remota 37

3.1.2 Conexión, desconexión y/o limitación de potencia de forma remota 38

3.1.3 Detección de manipulación de los medidores 38

3.1.4 Acceso del usuario a la información del medidor inteligente 39

3.1.5 Tarifación horaria y consumo prepago 41

3.1.6 Medida de generación distribuida 41

3.1.7 Gestión activa de cargas 42

3.2 Contexto sobre la dinámica de los sistemas eléctricos actuales y análisis de oportunidades de desarrollo del sistema eléctrico mediante la inserción de información AMI 44

4. PROPUESTA Y ANÁLISIS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA AMI EN COLOMBIA Y SU INFLUENCIA EN LA OFERTA Y DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PEQUEÑA ESCALA 49

4.1 Metodología – Pensamiento Sistémico 49

4.2 Aplicaciones de la DS en problemas eléctricos 50

4.3 Formulación de la hipótesis dinámica – Diagrama Causal 52

4.3.1 Ciclo de demanda 53

4.3.2 Ciclo de oferta 53

4.3.3 Ciclo de usuarios 54

4.4 Formulación matemática del modelo – Diagrama Formal 55

4.4.1 Modelo logístico general para el despliegue de medidores inteligentes bajo la infraestructura AMI 55

4.4.2 Modelo de demanda eléctrica con AMI asociado a curvas de aprendizaje 56

4.4.3 Modelo logístico BASS para implementación de generación distribuida a pequeña escala con AMI 58

4.5 Validación de la estructura del modelo 59

4.5.1 Alcance del modelo 60

4.5.2 Consistencia dimensional del modelo 61

4.5.3 Estructura causal del modelo de simulación 63

4.6 Datos sensibles del modelo de simulación 68

5. SIMULACIÓN: CASO DE ESTUDIO, SECTOR RESIDENCIAL URBANO 71

5.1 Descripción de caso de estudio 71

5.1.1 Datos para el modelo 72

5.2 Escenarios de simulación 76

5.3 Validación del comportamiento del modelo 77

5.3.1 Escenarios de simulación 77

5.3.2 Validación del modelo de demanda eléctrica 79

5.3.3 Validación del modelo de oferta eléctrica 81

5.4 Resultados y discusión 83

5.4.1 Escenario base 85

5.4.2 Escenario 1 89

5.4.3 Escenario 2 93

5.4.4 Escenario 3 96

5.4.5 Proyección del país 100

6. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS 109

6.1 Conclusiones 109

6.1.1 Objetivo específico 1 109

6.1.2 Objetivo específico 2 110

6.1.3 Objetivo específico 3 111

6.2 Trabajos futuros 114

6.3 Divulgación académica 115

A. Anexo: Histórico de número de usuarios residenciales urbanos por departamento, según el SUI. 117

B. Anexo: Histórico de demanda promedio mensual del sector residencial urbano por departamento, según el SUI. 119

C. Anexo: Radiación solar diaria promedio por departamento según el IDEAM . 121

Bibliografía 129

Lista de figuras

..... **Pág.**

Figura 2-1: Línea de tiempo con antecedentes regulatorios relacionados con los sistemas de medida en Colombia. 20

Figura 2-2: Línea de tiempo con proyectos de investigación en medición inteligente antecedentes en Colombia. 36

Figura 3-1: Dinámica típica de los sistemas eléctricos sin penetración de medición inteligente bajo la infraestructura AMI. Fuente: Elaboración propia. 45

Figura 3-2: Dinámica de migración a las Redes Inteligentes mediante la implementación de la infraestructura AMI. Fuente: Elaboración propia. 46

Figura 4-1: Diagrama causal, incidencia de la medición inteligente AMI sobre la oferta y demanda de energía eléctrica. 52

Figura 4-2: Sub-diagrama causal – Crecimiento de usuarios. 63

Figura 4-3: Sub-diagrama causal – Despliegue de medidores AMI. 64

Figura 4-4: Sub-diagrama causal – Demanda eléctrica. 65

Figura 4-5: Sub-diagrama causal – Oferta eléctrica. 65

Figura 5-1: Distribución sectorizada de la demanda eléctrica en Colombia según el SUI. Adaptado de [189]. 72

Figura 5-2: Escenario prueba de despliegue AMI para tasa de sustitución de 0% con ingreso de usuarios nuevos con medidores AMI. 78

Figura 5-3: Escenario prueba de despliegue AMI con tasa de sustitución de 0% y sin ingreso de usuarios nuevos con medidor AMI. 79

Figura 5-4: Escenario prueba para coeficiente de aprendizaje del 0% en la evaluación de la demanda eléctrica promedio mensual individual. 80

Figura 5-5: Escenario prueba para coeficiente de aprendizaje del 0% en la evaluación de la demanda eléctrica anual total. 80

Figura 5-6: Escenario prueba de modelo de generación PV para área por usuario igual a 0. 81
Figura 5-7: Escenario prueba de modelo de generación PV para radiación promedio igual a 0. 82
Figura 5-8: Escenario prueba de modelo de generación PV para coeficientes del modelo BASS igual a 0. 82
Figura 5-9: Proyección de demanda promedio mensual de acuerdo con curva de aprendizaje. 84
Figura 5-10: Proyección del número total de usuarios residenciales urbanos..... 86
Figura 5-11: Número de usuarios residenciales urbanos con medidores AMI reportados en el año 2019. 87
Figura 5-12: Proyección de demanda eléctrica para los usuarios residenciales urbanos sin despliegue AMI..... 88
Figura 5-13: Proyección de despliegue de medidores AMI en usuarios residenciales urbanos. Escenario 1. 89
Figura 5-14: Proyección de demanda eléctrica para los usuarios residenciales urbanos con despliegue AMI. Escenario 1. 90
Figura 5-15: Proyección de energía potencial solar dispuesta por usuarios residenciales urbanos con medidores AMI. Escenario 1. 91
Figura 5-16: Proyección de energía solar conectada a la red por medio de usuarios residenciales urbanos con medidores AMI. Escenario1. 92
Figura 5-17: Proyección de despliegue de medidores AMI en usuarios residenciales urbanos. Escenario 2. 93
Figura 5-18: Proyección de demanda eléctrica para los usuarios residenciales urbanos con despliegue AMI. Escenario 2. 94
Figura 5-19: Proyección de energía potencial solar dispuesta por usuarios residenciales urbanos con medidores AMI. Escenario 2. 95
Figura 5-20: Proyección de energía solar conectada a la red por medio de usuarios residenciales urbanos con medidores AMI. Escenario1. 96
Figura 5-21: Proyección de despliegue de medidores AMI en usuarios residenciales urbanos. Escenario 3. 97
Figura 5-22: Proyección de demanda eléctrica para los usuarios residenciales urbanos con despliegue AMI. Escenario 3. 98

Figura 5-23: Proyección de energía potencial solar dispuesta por usuarios residenciales urbanos con medidores AMI. Escenario 3..... 99
Figura 5-24: Proyección de energía solar conectada a la red por medio de usuarios residenciales urbanos con medidores AMI. Escenario1.....100
Figura 5-25: Escenarios de proyección para el despliegue de medidores AMI en usuarios residenciales urbanos. 102
Figura 5-26: Escenarios de proyección de demanda eléctrica para usuarios residenciales urbanos.....104
Figura 5-27: Escenarios de proyección de energía potencial solar para usuarios residenciales urbanos con medidores AMI. 105
Figura 5-28: Escenarios de proyección de energía solar conectada a la red por medio de usuarios residenciales urbanos con medidores AMI. 107

Lista de tablas

.....**Pág.**

Tabla 2-1: Características de implementación AMI en el ámbito internacional [15]. 13

Tabla 2-2: Análisis regulatorio de las funcionalidades de medidores inteligentes AMI. 26

Tabla 2-3: Proyectos piloto de medición inteligente en Colombia. Adaptado de [20]... 30

Tabla 4-1: Antecedentes bibliográficos de aplicaciones de DS en problemas del sector eléctrico. 51

Tabla 4-2: Unidades de las variables del modelo y su ecuación asociada. 66

Tabla 4-3: Estudios antecedentes sobre coeficientes del modelo BASS en adopción de FERNC. 59

Tabla 4-4: Variables y unidades de variables del modelo de simulación. 61

Tabla 4-5: Variables sensibles del modelo de simulación. 69

Tabla 5-1: Información inicial para simulación del caso de estudio, sector residencial urbano. 74

Tabla 5-2: Escenarios de simulación. 76

Tabla 6-1: Histórico del número total de usuarios residenciales urbanos en Colombia, según el SUI. 117

Tabla 6-2: Histórico del número total de usuarios residenciales urbanos en Colombia, según el SUI (Continuación). 118

Tabla 6-3: Histórico del número total de usuarios residenciales urbanos en Colombia, según el SUI (Continuación). 118

Tabla 6-4: Histórico de demanda promedio mensual del sector residencial urbano en Colombia. 119

Tabla 6-5: Histórico de demanda promedio mensual del sector residencial urbano en Colombia (Continuación)..... 120

Tabla 6-6: Histórico de demanda promedio mensual del sector residencial urbano en Colombia (Continuación)..... 120

Tabla 6-7: Histórico de radiación solar promedio de todas las estaciones de medición del IDEAM. 121

Tabla 6-8: Histórico de radiación solar promedio de todas las estaciones de medición del IDEAM (Continuación). 122
Tabla 6-9: Histórico de radiación solar promedio de todas las estaciones de medición del IDEAM (Continuación). 123
Tabla 6-10: Histórico de radiación solar promedio de todas las estaciones de medición del IDEAM (Continuación). 124
Tabla 6-11: Histórico de radiación solar promedio de todas las estaciones de medición del IDEAM (Continuación). 125
Tabla 6-12: Histórico de radiación solar promedio de todas las estaciones de medición del IDEAM (Continuación). 126
Tabla 6-13: Histórico de radiación solar promedio de todas las estaciones de medición del IDEAM (Continuación). 127

Lista de abreviaturas

Abreviatura	Término
AMI	*Advance Metering Infrastructure*
BID	*Banco Interamericano Desarrollo*
CIDEI	*Centro de Investigación y Desarrollo Tecnológico de la Industria Electrónica y TICs*
CREG	*Comisión de Regulación de Energía y Gas*
DC	*Diagrama Causal*
DER	*Distributed Energy Resources*
DLMS	*Device Language Message Specification*
DS	*Dinámica de Sistemas*
DSO	*Distribution System Operator*
EMCALI	*Empresas Municipales de Cali*
EMS	*Enhanced Message Service*
EPM	*Empresas Públicas de Medellín*
EPSA	*Empresa de Energía del Pacífico*
GD	*Gestión de la Demanda*
GIDI	*Gestor Independiente De Información*
IDEAM	*Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales*
IEC	*International Electrotechnical Commission*
IoT	*Internet of Things*
ISAAC	*Intelligent Supervision and Advanced Control*
MDM	*Mobile Device Management*
MME	*Ministerio de Minas y Energía*
NTC	*Norma Técnica Colombiana*
OEF	*Obligaciones de Energía Firme*
OR	*Operador de Red*
PLC	*Power Line Communication*

Abreviatura	Término
ProURE	*Programas de Uso Racional y Eficiente de la Energía*
PV	*Photo Voltaic*
RD	*Respuesta de la Demanda*
SCADA	*Supervisory Control and Data Acquisition*
SIN	*Sistema Interconectado Nacional*
SUI	*Sistema Único de Información*
TIC	*Tecnoligía de la Información y la Comunicación*
TWACS	*Two-Way Automatic Communication System*
UMTS	*Universal Mobile Telecommunications System*
UPME	*Unidad de Planiación Minero Energética*
USAID	*U.S. Agency for International Development*
WEF	*World Economic Forum*
XM	*Expertos en Mercados*
ZNI	*Zonas No Interconectadas*

1. INTRODUCCIÓN

Las tendencias en los mercados eléctricos a nivel mundial evidencian la incorporación de nuevas tecnologías y la necesidad de la gestión de la información y administración de los recursos energéticos en tiempo real [1], [2], [3], [4], donde los productores y consumidores desempeñan un papel fundamental [5]. Una de las principales barreras en la inserción de nuevas tecnologías en la implementación de AMI es la falta de estandarización para garantizar la interoperabilidad de sistemas y productos relacionados a diferentes proveedores [6], [7] y, por lo cual, la carencia de interoperabilidad afectará los procesos operativos de las redes eléctricas inteligentes y bidireccionales [7], [8].

Por su parte, la introducción de nuevas tecnologías a la red tradicional está directamente relacionada con la confiabilidad del suministro eléctrico y la seguridad en el flujo de información [9], [10], por tanto, es oportuno orientar estrategias de protección para el éxito y correcto funcionamiento de las redes inteligentes a partir de los sistemas de medición inteligente bajo la infraestructura AMI [11].

El constante desarrollo de herramientas tecnológicas de la información y comunicación, ligado a nuevas formas de control y monitoreo permiten disponer de flujos de información bidireccional entre distribuidores y consumidores [12]. Por tanto, se tiene una prospectiva de un sistema capaz de soportar y articular nuevos servicios compartidos entre los usuarios y los distribuidores dando lugar al nuevo paradigma de demanda activa [13], [14].

Por otra parte, se proyecta el uso eficiente de la energía por encima de la necesidad de reducción de consumo; todo esto debido a los bajos niveles de demanda per cápita [15], pero con la existencia de un gran margen de pérdidas técnicas y no técnicas en las redes de transmisión y distribución [16], [17], [18]. Se hace necesario, entonces, brindar plataformas favorables que incentiven el nivel de conciencia de los usuarios junto con el

fortalecimiento de la confianza y aceptación política y regulatoria en una transición de demanda pasiva a demanda activa en la oferta y la demanda de energía eléctrica [16], [19]. El dispositivo estratégico en dicha transición es el medidor de energía inteligente que, a diferencia del medidor tradicional, permitirá articular la relación entre el sistema eléctrico y el consumidor final de energía a partir de la gestión sistemática de la información de manera bidireccional y, además, determinará el tipo de relación comercial y técnica entre los agentes involucrados [13].

La implementación de infraestructura de medición inteligente individual permite migrar a paradigmas de medición avanzada que tienen como objetivo adquirir, transmitir y concentrar la información relacionada con los parámetros eléctricos de consumo en la prospectiva de un sistema dinámico soportado en comunicación bidireccional [12], [20]. Dicha información sirve como base en la formulación de políticas para el uso eficiente de la energía, la reducción y competitividad de precios para el usuario, la reducción de pérdidas y el aumento en la confiabilidad y calidad del servicio [15].

Para reconocer el contexto y evaluar políticas regulatorias de articulación de la demanda, en la participación activa en el sistema eléctrico, se emplea la metodología de pensamiento sistémico y Dinámica de Sistemas (DS) [21], [22]. Esta metodología posibilita el modelamiento y reconocimiento de sistemas complejos [23], [24], como lo es la inserción masiva de medición inteligente bajo la infraestructura AMI en un horizonte de tiempo determinado para que, por medio de la integración de fenómenos técnicos, económicos y sociales, se encuentren elementos de interrelación a pesar de las no linealidades y comportamientos aleatorios que hacen que las soluciones analíticas no sean tan intuitivas, [23], [25]. Para entender ese comportamiento de los sistemas y tendencias, se debe comprender de qué manera se integran todos sus elementos y qué mecanismos producen dicha interrelación [20]. Por tanto, la metodología de DS tiene como propósito aportar instrumentos para estudiar problemas de forma compleja y no como partes o subsistemas aislados [26]. Su principal virtud es que, en primera instancia, hace fácil comprensibilidad y la no necesidad de experticia en el campo matemático para entender los fenómenos [20]; sin embargo, posterior a ello permite migrar desde los conceptos cualitativos al modelamiento matemático y, de esta manera, explorar escenarios y analizar sus implicaciones.

Esta investigación muestra el reconocimiento y análisis del problema relacionado con el impacto de la inserción de medidores inteligentes bajo la infraestructura AMI con escenarios de participación de la demanda, tanto en generación distribuida a pequeña escala como en reducción de consumos a partir de la gestión eficiente de la energía. Posee un enfoque cualitativo, como se muestra en la **sección 4.3**, y un enfoque cuantitativo, como se muestra en la **sección 4.4**. Este trabajo está planteado bajo la modalidad de diseño de estudio y análisis de escenarios [21], [24], con un alcance descriptivo y explicativo [23]. El análisis de los escenarios, más que la representatividad, está orientado a explorar y definir el fenómeno y su contexto [20], así como la búsqueda de comparaciones, regularidades y recurrencias , y una comprensión holística y contextual de los procesos en estudio con el fin de concluir generalizaciones analíticas [26]. Todo esto para identificar oportunidades, tendencias tecnológicas y tendencias regulatorias con el fin de implementar la Infraestructura de Medición Avanzada AMI en sistemas eléctricos y que, además, permita dinamizar el papel del consumidor en el mercado, operación y administración del sistema eléctrico mediante el reconocimiento de nuevas oportunidades de negocio.

En el **Capítulo 3**, la primera sección muestra el rezago actual de la demanda en la cadena de suministro de energía eléctrica, donde los usuarios responden de manera tardía a señales del mercado y participan de manera pasiva en el flujo de potencia. Además, se presenta una revisión de las principales funcionalidades de la medición inteligente bajo la infraestructura AMI. y, en una segunda sección, se expone la pertinencia del flujo de información bidireccional en usuarios finales para la gestión, administración y control de los sistemas eléctricos en donde se brinden oportunidades para el surgimiento de nuevos negocios.

Por su parte, los resultados y discusión presentados en el **Capítulo 4** y **Capítulo 5** muestran la incidencia de la oferta y la demanda en el sistema eléctrico para el caso de estudio correspondiente al sector residencial urbano colombiano. La evaluación de escenarios se realiza por medio de 3 subsistemas transversalmente integrados: el primero mediante la evaluación de escenarios de tasas de sustitución de entre el 20% y el 40% anual; el segundo subsistema por medio de la evaluación y comparación de las tendencias de demanda actual con respecto a oportunidades de gestión de consumos por medio de curvas de aprendizaje asociadas al empoderamiento de la tecnología AMI y, por último, la

asociación del modelo de difusión BASS para la aceptación e implementación de Generación Distribuida a pequeña escala para el caso de estudio, sector residencial urbano colombiano.

Este trabajo, además, posee como principal aporte la realización del análisis a partir de un escenario actual enfatizando en las oportunidades que genera la masificación de infraestructura AMI en las redes de distribución y luego en un escenario futuro y deseable donde se describe la dinámica de migración a las redes inteligentes mediante la implementación de la infraestructura AMI. Dicha dinámica incluye el papel del consumidor en el mercado, operación y administración del sistema eléctrico por medio de la gestión de la información con medición inteligente bajo la infraestructura AMI.

1.1 Identificación del problema

Las tendencias en los mercados eléctricos a nivel mundial evidencian la incorporación de nuevas tecnologías y la necesidad de la gestión de la información y administración de los recursos energéticos en tiempo real, donde los productores y consumidores desempeñan un papel fundamental [27], [7]. Por su parte, la típica separación de oferta y demanda en un sistema “unidireccional” en el que la demanda responde pasivamente y con un comportamiento rezagado a señales del sistema tiende a desaparecer [28], [29] y, para que operen las fuerzas del mercado, se requiere de cuidadosos diseños regulatorios que garanticen la gestión óptima de los agentes, eviten el ejercicio de poder de mercado, y garanticen la articulación de los involucrados en la cadena de suministro del sistema eléctrico. Por lo anterior, se espera que la prestación del servicio se adecúe a las necesidades del consumidor, se haga uso eficiente de los recursos, se brinde la confiabilidad esperada, y se garantice la sostenibilidad del sistema. No obstante, la tendencia que se percibe con estas disrupciones tecnológicas en los mercados energéticos respecto al papel del regulador apunta a que este debe concentrarse en facilitar las condiciones de competencia para el surgimiento de los nuevos negocios que estas disrupciones implican y garantizar altos estándares de calidad en la prestación del servicio [29], [30], [31].

El papel del regulador y planeador del sistema eléctrico colombiano concentran la seguridad energética en el establecimiento de un superávit de oferta por medio de incentivos de crecimiento del parque generador centralizado en el país; sin embargo, esta no sería una solución completa e integral. Además de lo anterior, se deben buscar alternativas de gestión y optimización de la demanda que permita obtener reducciones de consumo y ralentización de sus tasas de crecimiento, además de oportunidades de participación con aportes de generación distribuida. Por tanto, para que lo anterior suceda, se requiere caracterizar la operación desagregada del sistema, partiendo de los sistemas de transmisión hasta llegar a los sistemas de distribución y redes de baja tensión; dicha caracterización asume patrones de consumo de la energía, reconoce lapsos de demanda pico y no pico y gestiona el flujo bidireccional de información entre el usuario y el nuevo agregador como agente habilitador de participación activa de la demanda, entre otros.

Por tanto, el objetivo del presente trabajo de investigación se centra en la evaluación y análisis de políticas de implementación de medición avanzada bajo la infraestructura AMI y el reconocimiento de oportunidades para los usuarios a partir de la oferta y la demanda a pequeña escala y de esta manera promover, de manera sostenible, la transición energética para Colombia.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

Determinar estrategias técnicas y regulatorias por medio de mecanismos de participación activa de la demanda a través de la Implementación de la Infraestructura AMI en Colombia en el Horizonte del año 2.030, evaluadas mediante el uso de escenarios de simulación.

1.2.2 Objetivos específicos

- Analizar las estrategias tecnológicas y regulatorias internacionales para contextualizar los sistemas de medida nacionales que permitan prever

oportunidades de gestión y participación de la demanda por medio de la gestión de la información.

- Identificar estrategias de despliegue de medición inteligente por medio de modelamiento en Dinámica de Sistemas, con el objetivo de proyectar escenarios de participación activa de la demanda bajo una mirada de oferta y demanda distribuida y a pequeña escala.

- Evaluar escenarios de despliegue de medidores inteligentes bajo la infraestructura AMI en Colombia para contextualizar dicha tecnología en ambientes de participación de la demanda.

1.3 Estructura del documento

Por medio del **Capítulo 1** se expone la introducción general de la tesis. Se presenta, además, el contexto y desarrollo del trabajo de investigación y se delimita el área de análisis con la identificación del problema y sus objetivos general y específicos.

En el **Capítulo 2** se presentan los antecedentes de despliegue y oportunidades por medio de la infraestructura de medición inteligente AMI. El capítulo se divide en 4 secciones de análisis: el primero corresponde a la revisión internacional de casos de implementación donde, además, se analizaron oportunidades tecnológicas y lecciones aprendidas desde la política y regulación energética. Por su parte, por medio de la segunda sección se realiza la revisión regulatoria en nuestro país para reconocer antecedentes y oportunidades de fortalecimiento. La tercera corresponde al análisis proyectos piloto implementados en Colombia hasta el momento y cómo éstos se han desarrollado e implementado con la política, regulación y tecnología actual. Por último, se encuentra la pertinencia de asociar a la presente tesis algunos trabajos de investigación realizados en el país referentes al despliegue de medición inteligente AMI y a la transición energética del país.

El **Capítulo 3**, por su parte, muestra el análisis técnico y regulatorio desde las funcionalidades AMI y cómo estas tienen influencia dentro del sistema con el objetivo de

contextualizar la dinámica de los sistemas eléctricos actuales para mostrar las oportunidades técnicas y de nuevos negocios que se podrían desarrollar y fortalecer.

En el **Capítulo 4** se presenta el pensamiento sistémico y la Dinámica de Sistemas DS como metodología para cumplir el objetivo de proponer y analizar el despliegue de la infraestructura AMI en Colombia y determinar su posible influencia en la oferta y la demanda eléctrica a pequeña escala.

Como validación de modelo de simulación, en el **Capítulo 5** se describe el sector residencial urbano como caso de estudio y se muestran los resultados y discusión de la evaluación departamental y nacional del despliegue AMI en Colombia; junto con su incidencia en la oferta y la demanda eléctrica para el horizonte del año 2035.

Como resultado de los capítulos anteriores, en el **Capítulo 6** se presentan las principales conclusiones y aportes realizados en la investigación; además, se proponen algunos trabajos futuros y se muestran los espacios de discusión y divulgación académica en los cuales se tuvo participación.

Y, por último, se presentan los Anexos distribuidos en 4 secciones:

- El **Anexo A** corresponde al histórico del número de usuarios residenciales urbanos por departamento, según información extraía del Sistema Único de Información SUI, desde el año 2.009 hasta el año 2.019.
- Por su parte, en el **Anexo B** se muestran los históricos, también extraídos del SUI, de la demanda mensual promedio de los usuarios residenciales urbanos entre los años 2.009 y 2.019.
- La tercera sección, que corresponde al **Anexo C**, corresponde al histórico de radiación solar promedio diaria de todas las estaciones de medición oficial del IDEAM.

2. ANTECEDENTES

2.1 Antecedentes sobre la implementación AMI alrededor del mundo

El cambio climático es el principal motivador y dinamizador de la transición energética alrededor del mundo [32]. Las políticas y regulación pública a nivel internacional tienen en común el aseguramiento del suministro de la energía eléctrica para potenciar el crecimiento económico por medio de tecnologías bajas en contaminación [33]. Por su parte, la conciencia de eficiencia energética, junto con las nuevas tendencias de los mercados eléctricos, muestran la obsolescencia del modelo eléctrico actual con la visión clásica de un mercado de energía centralizado, en el que se identifican cuatro actividades: Generación, transmisión, distribución y comercialización, para la prestación del servicio al usuario final, el cual se caracteriza por presentar alta asimetría en la información, haciendo que este sea totalmente pasivo [34], [35].

La evolución de la transición energética está ligada a las necesidades de cada país, sin embargo, se pueden reconocer motivadores tecnológicos y regulatorios en común como lo son mejoras de la eficiencia del sistema, objetivos de inserción de energía renovable, mejora en la confiabilidad del sistema, la participación activa del consumidor dentro del sistema eléctrico, optimización de los recursos energéticos, optimización de los activos de conexión y la creación de nuevos paradigmas de servicios y mercados energéticos [33]. Debido a la diversidad de los sistemas eléctricos en el mundo, esta sección se orienta al análisis de las tendencias técnico-regulatorias comunes, con el fin de identificar barreras y lecciones aprendidas en la introducción de medición inteligente bajo la infraestructura AMI en los sistemas eléctricos actuales [36].

La introducción de los Recursos Energéticos Distribuidos (DERs, por sus siglas en inglés), junto con la expectativa de participación de la demanda, expone la necesidad de medición avanzada, capaz de gestionar y controlar esos recursos distribuidos y servir de puente estratégico entre todos los actores de la operación del sistema eléctrico y el mercado de energía [33]. Es por esto por lo que Europa, por ejemplo, optó por promover y, en muchos casos, obligar la sustitución de los medidores convencionales por sistemas de medición bajo la infraestructura AMI desde el año 2.001 con proyecciones de renovación total, o casi total, para el año 2.020 [34], [37]. La **Tabla 2-1** muestra algunas características de las tendencias técnicas y regulatorias para la implementación de sistemas de medición avanzada AMI.

Tabla 2-1: Características de implementación AMI en el ámbito internacional [15].

	Dinamarca	Finlandia	Francia	Italia
Política y regulación	Desde junio de 2.013, la legislación danesa exigió la implementación completa de la medición inteligente. El marco detallado del despliegue lo establece el ministro de Clima, Energía y Construcción. El despliegue lo llevó a cabo los DSO (Operador del Sistema de Distribución) desde 2.014 hasta 2.020.	La política y regulación para la implementación se realiza de forma tardía. La demanda realiza una primera implementación voluntaria pero luego es necesario obligar a los DSO para obtener una cobertura general.	Se realizó un análisis de costos y beneficios económicos con base en el resultado del proyecto piloto Linky. La evaluación económica del proyecto se centró en los costos y beneficios para operador del sistema de distribución (DSO). Tras el resultado del anterior análisis, y concluyendo que la medición inteligente empodera a los consumidores y apoya la estabilidad de la red, el regulador recomendó proceder con un despliegue nacional.	ENEL Distribuzione, como mayor operador de sistemas de distribución, llevó a cabo una evaluación de costo beneficio a largo plazo antes de proceder al despliegue a gran escala de sistema de medición inteligente en el año 2.001. La tardía regulación, frente a la prematura implementación AMI por parte de ENEL, traería en años posteriores problemas de interoperabilidad.
Tiempo de implementación	6 años	6 años	6 años	10 años
Número de puntos de medición en el país	3,28 millones de medidores	3,3 millones de medidores	35 millones de medidores	36,7 millones de medidores

	Dinamarca	Finlandia	Francia	Italia
Cobertura	Proyección del 100% al 2.020	Proyección del 80 % al 2.014; sin embargo, la penetración real al 2013 era cerca del 97%. Al 2.020 se esperaba un despliegue del 97%; sin embargo, el valor se acerca al 100%.	Proyección del 95% al 2020	Para el año 2.006, ENEL ya había implementado el 85% de los puntos de medición en Italia. Para el año 2.020 la proyección fue del 99%.
Tipo de despliegue	Obligatorio	Obligatorio	Obligatorio	Obligatorio + voluntario
Responsable de la implementación	Operador del Sistema de Distribución.	Operador del Sistema de Distribución.	Operador del Sistema de Distribución.	Operador del Sistema de Distribución.
Acceso a la información	Agente central independiente que administrara toda la información adquirida.	Operador del Sistema de Distribución.	Operador del Sistema de Distribución.	Operador del Sistema de Distribución.
Financiamiento	El financiamiento de la infraestructura y los equipos lo llevaba a cabo cada empresa operadora del sistema de distribución DSO y se implementan tarifas de red para su remuneración	La implementación voluntaria fue financiada por los propios usuarios. Una vez otorgada la responsabilidad de implementación a los DSO, se implementan tarifas de red para su remuneración	El financiamiento de la infraestructura y los equipos lo llevaba a cabo cada empresa operadora del sistema de distribución DSO y se implementan tarifas de red para su remuneración	La primera sección de implementación por parte de ENEL se dio por medio de recursos privados. A partir del 2.004 se crean tarifas de medición para su remuneración.
Tecnología en comunicaciones	PLC - GPRS / GSM - WiFi y RF	PLC - GPRS - RF	PLC - GPRS	PLC DC-DMS: GSM / GPRS

Dinamarca en el año 2.013 finalizó la evaluación económica de costo beneficio a largo plazo de la implementación del sistema de medición avanzada AMI con un resultado positivo. Hasta el año 2.013, la implementación se realizó de manera voluntaria por parte de los operadores de los sistemas de distribución, obteniendo un despliegue de 1,63 millones de medidores [34]. Sin embargo, una ley introducida por el Ministerio de Clima, Energía y Construcción, en junio del 2.013, exige el despliegue total de la medición inteligente desde el año 2.014 hasta el 2.020. La principal particularidad con respecto a las funcionalidades AMI es que, si bien se exige una facturación por horas según estándares de la unión europea para los medidores implementados voluntariamente, a partir de la ley de introducción AMI el requisito migra a lecturas cada 15 minutos [33].

La regulación danesa propone la figura del Agente Central Independiente quien administra y gestiona toda la información adquirida por el sistema de medición. Sin embargo, los operadores de los sistemas de distribución son los responsables de implementar los sistemas de medición inteligente y ser su propietario [38]. Por otra parte, en el despliegue de la infraestructura AMI se reconocieron dos parámetros sensibles desde el aspecto socioeconómico: el costo de los medidores inteligentes y el cambio de medición horaria de la electricidad [37]. Además, se tuvieron en cuenta otros impactos no monetarios como las tarifas diferenciadoras de red por tiempo de uso, seguridad en el suministro de energía debido a la respuesta de la demanda a señales de precio, mayor competencia comercial debido a la facturación hora a hora teniendo como principal barrera la posibilidad de lectura remota de algunos medidores y otros no, lo cual dejaba en desventaja a algunas áreas del sistema [39].

En conclusión, se proyecta que la flexibilización de los consumos de los usuarios reducirá los picos en los precios, entre otros por la posibilidad de desplazar demanda según señales de precio; en consecuencia, se pospondrán inversiones de expansión de la red y, los usuarios, podrán participar por medio de la prestación de servicios auxiliares al sistema [38]. Lo anterior, compensará el costo de los medidores inteligentes y toda la infraestructura asociada a ellos, junto con la inversión en el control automatizado de la red [36].

Finlandia en el año 2.008, a diferencia de la mayoría de los países de la unión europea, no centró su estudio en la evaluación económica costo-beneficio de la implementación AMI,

si no, en el potencial de elasticidad de la demanda. La regulación y política de despliegue AMI se realizó de forma tardía, hacia el año 2.014, donde la industria a principios de la década del 2.000 ya había comenzado, de forma voluntaria, a implementar los sistemas de medición inteligente [34].

El gobierno proyectó un despliegue AMI del 80% de los medidores para el año 2.014; sin embargo, para el año 2.013 se tenía una penetración aproximada del 97% y de casi el 100% para el 2.014 [34]. El despliegue acelerado fue gracias al esfuerzo de los operadores de los sistemas de distribución quienes, además de ser los operadores y propietarios de los medidores, administran y gestionan la información obtenida de ellos para luego ser transferida a los usuarios [36], [37].

La principal particularidad técnica en las funcionalidades de los medidores tiene que ver con la posibilidad de los clientes de implementar, con un costo adicional, equipos en paralelo al medidor para obtener lecturas en tiempo real [40]. La regulación estipula que la medición se debe realizar al menos cada hora con una lectura diaria; sin embargo, los medidores modernos permiten obtener medición y lectura en intervalos de 15 minutos con el agravante que el almacenamiento del medidor es limitado y realizar una ampliación implica el cambio de medidor lo que resulta altamente costoso [34]. La solución al anterior problema es la obligatoriedad de un puerto de comunicación extra que permita conectar medios de visualización externo y mejorar la experiencia del usuario frente a señales del sistema.

El sistema de medición AMI ha traído beneficios a los operadores del sistema de distribución, los comercializadores y usuarios en general [38]. Se han dado las condiciones para el mercado minorista donde la posibilidad de lectura remota facilita el cambio de comercializador por medio del ofrecimiento de ofertas y tarifas horarias, y permite que los usuarios tengan herramientas para controlar sus consumos y elegir programas tarifarios [41]. Esto hace que Finlandia sea uno de los primeros países en implementar mercados minoristas con ese nivel de precisión en la medida y la gestión de la información; por lo que se permite el surgimiento natural de dinámicas de mercado minorista con riesgos de desequilibrio reducidos [34].

Italia, por medio de la empresa de servicios públicos ENEL, fue uno los precursores de la medición inteligente en Europa desde el año 2.001. Esta empresa, luego de analizar el costo beneficio a largo plazo de la inserción de AMI, procede en el año 2.001 a realizar un despliegue masivo voluntario de medidores inteligente; para el año 2.006, este despliegue privado alcanzaba una cobertura del 85% del total de puntos de medición en Italia [34]. No fue sino hasta ese mismo año de 2.006 y el siguiente, 2.007, cuando se definen plataformas regulatorias para completar el esquema de despliegue AMI en el resto del país. La Autoridad Reguladora Nacional (Autorita per l'Energia Elettrica ed il Gas) define la obligación de cambiar los puntos de medición convencional por sistemas de medición inteligente AMI, lo que obliga a realizar el despliegue total a los demás operadores de los sistemas de distribución. El panorama de implementación muestra, para el año 2.011, una penetración del 95% por lo cual Italia cumplió con el objetivo de la Unión Europea de realizar un despliegue del 80% de los usuarios antes del 2.020 [34].

La principal particularidad de las funcionalidades AMI en Italia es la implementación de una interfaz local desarrollada por ENEL [33]. Dicha interfaz se puede conectar en un tomacorriente común y permite al usuario final recopilar información cada 10 minutos y en tiempo real, según el requerimiento del cliente [14], [36].

Con respecto al mercado de energía, los proyectos desarrollados por ENEL en los primeros años de despliegue permitieron a Italia migrar hacia un mercado liberalizado, donde los agentes distribuidores y administradores del sistema de transmisión siguen sujetos a un mercado regulado y el resto de los agentes están abiertos a la libre competencia [34], [42]. Este proceso de liberalización en el mercado minorista permitió ofrecer esquemas competitivos y diferenciados al usuario final debido a que, entre otros, los operadores de los sistemas de distribución fueron facilitadores de dicho desarrollo [33]. El regulador de energía, por medio de señales de precio y diversificación de tarifas, busca integrar al mercado a aquellos usuarios que prefieren no migrar al mercado liberalizado y permanecer dentro del mercado regulado; todo esto con el objetivo de incentivar la gestión del consumo y recudir picos de demanda [34]. Por otra parte, la funcionalidad de operación remota de los medidores AMI ha permitido flexibilizar el cambio de un comercializador a otro, así como el cambio entre estructuras tarifarias [36].

La experiencia y lecciones aprendidas con el despliegue de la medición AMI en el sector de la energía eléctrica ha permitido visualizar oportunidades en otros sectores de servicio público como el agua y el gas. Desde el año 2.013, el regulador italiano promueve proyectos piloto en los que se integre una medición inteligente multiservicio para migrar a conceptos de ciudad inteligente [33].

Otros países como Bélgica muestran un análisis de costo beneficio de manera descentralizada con la participación de administradores federales y regionales. El gobierno central es responsable del análisis de implementación AMI para los sistemas de transmisión por encima de los 70kV; por su parte, los administradores regionales se encargan de analizar el despliegue en los niveles de tensión inferiores a 70kV [34]. En consecuencia, el despliegue se da bajo las características de cada región operativa del sistema eléctrico.

Republica Checa aprovecha la funcionalidad de control remoto de carga para realizar gestión de la demanda. A través del sistema HDO (district ripple load control), el operador del sistema de distribución acuerda, por medio de contratos, la disponibilidad de desconexión de carga de calefacción de agua y de espacios donde los usuarios quedan sujetos al deslastre de carga en periodos de demanda pico, donde la tarifa es alta, y el cambio a periodos de demanda valle donde las tarifas son bajas y, por otra parte, en caso de emergencia, puedan ser desconectados con el propósito de conservar la estabilidad del sistema eléctrico [34].

Alemania, por su parte, posee la particularidad de bajo consumo de energía anual por parte de los usuarios, lo que implica un bajo margen de ahorro y, por tanto, un bajo beneficio costo para el despliegue masivo de medición avanzada AMI [34]. Sin embargo, se han buscado motivadores adicionales de adopción tecnológica ligado a políticas y regulación pública de transición energética y ampliación de la matriz de generación renovable [39]. Por otra parte, la distribución administrativa del despliegue AMI en Alemania es competitiva, donde el operador del sistema de distribución es el propietario y responsable de la infraestructura de medición; a pesar de esto, posee la particularidad de que el usuario tiene derecho a elegir a un tercero como operador del medidor y, además, contar con un administrador de información independiente [34].

Por otra parte, el panorama en América Latina muestra un despliegue de medición inteligente deficiente. México, Chile, Brasil, Argentina y Colombia son los países potenciales para la implementación de sistemas de medición inteligente motivados por reducir el fraude, la ineficiencia de las redes, la disminución de pérdidas operativas y aumentar la confiabilidad del sistema [43]. Brasil, por ejemplo, en el año 2.012 cambió su política regulatoria de renovación tecnológica del año 2.009 con proyecciones de 63 millones de puntos de medida para el 2.021, esto debido a la dificultad logística y de costos significativa; en cambio, propuso que la implementación AMI fuera obligatoria para usuarios nuevos a partir de año 2.014 y que, los usuarios existentes, hicieran el cambio de forma voluntaria [44], [45]. Chile, por medio de sus plataformas regulatorias de Net Metering y generación distribuida de los años 2.012 y 2.014, buscan integrar a los usuarios dentro del mercado minorista de energía por medio de generación distribuida [46], [47]. México, por su parte, impulsa programas piloto de medición inteligente y proyecta 21 millones de medidores instalados en el 2.020 motivados, principalmente, por la reducción en el robo de electricidad, aumento en la confiabilidad y continuidad del suministro de la energía [45].

2.2 Antecedentes regulatorios en Colombia

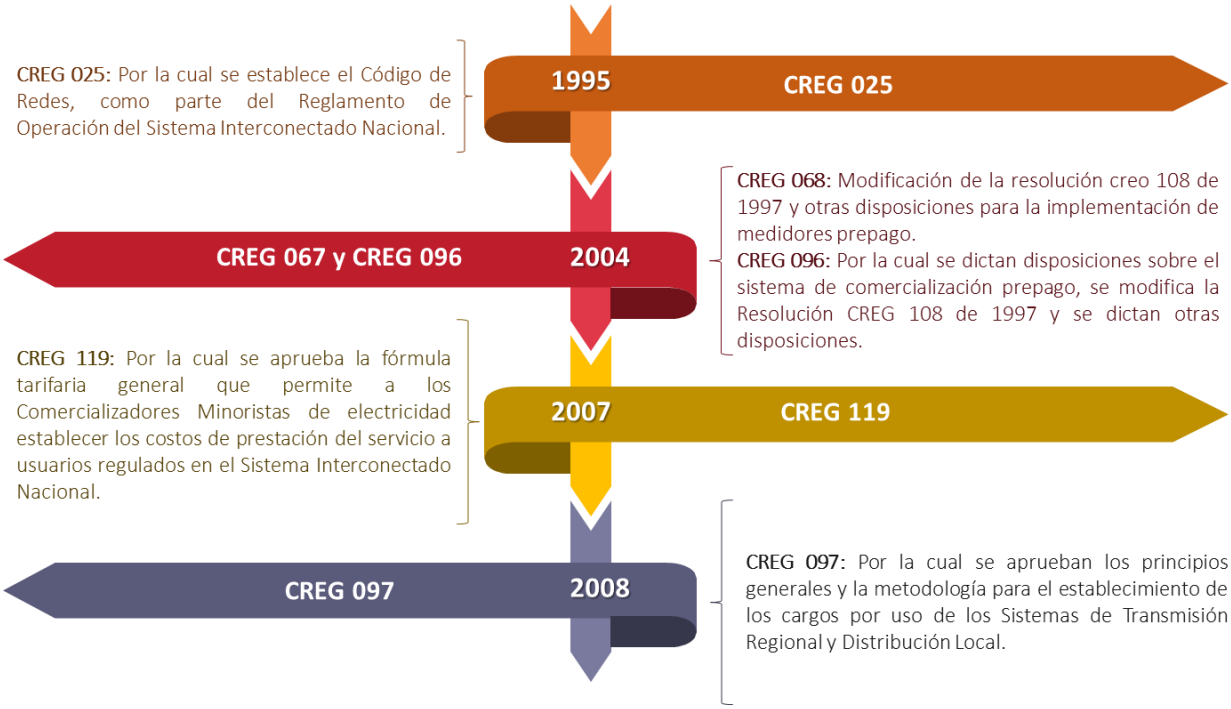
La disrupción tecnológica por medio de la implementación de medida inteligente requiere de cuidadosos diseños regulatorios que permitan incentivar y motivar el despliegue masivo bajo estándares de participación equitativa y libre desarrollo de propuestas de mercado. En Colombia, los principales antecedentes regulatorios con altas especificaciones sobre los sistemas de medida son las resoluciones CREG 038 de 2.014 [48], proyectos de resolución GREG 131 [49] y 219 de 2.020 [50] y la resolución en firme CREG 101 001 de 2022 [51]; sin embargo, los sistemas de medida han sido transversales para la formulación de políticas y regulación alineados con la transición energética y con la gestión y participación de la demanda.

Como se muestra en la **Figura 2-1**, el código de redes, CREG 025 de 1.995 [52], es el principal antecedente operativo del Sistema Interconectado Nacional; allí se establece el primer código de medida el cual posteriormente es reemplazado por la resolución CREG 038 de 2.014 [48]. Para el año 2.004, la resolución CREG 068 integra conceptos de

medición prepago considerando que, desde el año 1.997, Colombia había planteado la medición prepagada como alternativa en la comercialización de energía [53]. Esta resolución indica que el consumo de un usuario o suscriptor se puede pagar de forma anticipada siempre y cuando el usuario o suscriptor se acoja voluntariamente a la implementación de medidores prepago. Por su parte, la resolución CREG 096 de 2.004 dispone la dinámica de comercialización bajo esa modalidad de medición prepago [54].

Por otra parte, transversal a los sistemas de medida, quedan en firme las resoluciones CREG 097 de 2.008 [55] y 015 de 2.018 [56] por las cuales se aprueban los principios y metodologías de remuneración por cargo de uso del sistema de transmisión y distribución, respectivamente.

Figura 2-1: Línea de tiempo con antecedentes regulatorios relacionados con los sistemas de medida en Colombia.



CREG 038, CREG 180, CREG 191, Ley 1715, Resolución MME 2469 , Resolución MME 2492 y NTC 6079
2014
CREG 038: Por la cual se modifica el Código de Medida contenido en el Anexo general del Código de Redes.
CREG 180: Por la cual se establecen los criterios generales para determinar la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el SIN.
CREG 191: Por la cual se aprueba la fórmula tarifaria general que permite a los Comercializadores Minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional.
Ley 1715: Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional.
Decreto MME 2469: Por la cual se regula el programa de respuesta de la demanda para el mercado diario en condición crítica.
Decreto MME 2492: Por el cual se adoptan disposiciones en materia de implementación de mecanismos de respuesta de la demanda.
NTC 6079: Requisitos para sistemas de infraestructura de medición avanzada (AMI) en redes de distribución de energía eléctrica.
CREG 011: Por la cual se regula el programa de respuesta de la demanda para el mercado diario en condición crítica.
Decreto 1073: Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.
2015
CREG 011, Decreto 1073
Decreto 348
2017
Decreto 348: Por el cual se adiciona el Decreto 1073 de 2015, en lo que respecta al establecimiento de los lineamientos de política pública en materia de gestión eficiente de la energía y entrega de excedentes de autogeneración a pequeña escala
CREG 015: Metodología para la remuneración de distribución de energía eléctrica.
CREG 030: Autogeneración pequeña escala y de generación distribuida.
Resolución MME 40072: Por el cual se establecen los mecanismos para implementar la infraestructura de Medición Avanzada en el servicio público de energía eléctrica.
2018
CREG 015, CREG 030 y Resolución MME 40072
Resolución MME 40483
2019
Resolución MME 40483: Por la cual se modifica la Resolución número 40072 de 2018.

Estas resoluciones buscan fortalecer los criterios de calidad en la operación y administración de los sistemas eléctricos, por lo cual los sistemas de medida son fundamentales para reconocer parámetros de calidad de la energía en los sistemas de distribución local, sistemas de transmisión regional y transmisión nacional. Un ejemplo de lo anterior tiene que ver con la medida de los reactivos para identificar aquellos usuarios o fronteras comerciales que deban ser penalizados por el alto consumo o generación de esta.

Para el año 2.014, junto con la modificación del código de medida por medio de la resolución CREG 038 [48], se realizan otras disposiciones relacionadas con los criterios para determinar la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica por medio de la resolución CREG 180 del 2.014 [57], aclarando que dicha resolución está orientad para los usuarios regulados del SIN. En la misma línea regulatoria, la resolución CREG 191 del 2.014 [58] complementa la resolución CREG 119 del 2.007 [59] y aprueba la fórmula tarifaria general para establecer los costos de prestación del servicio por parte de los comercializadores minoristas a usuarios regulados del SIN. En el mismo año 2.014, mediante la implementación de la ley 1715 [60], se adoptan reglas para promover el despliegue de generación renovable no convencional mediante la integración de estas al

mercado eléctrico y, además, participar en la diversificación de generación de energía en zonas apartadas de la ZNI colombiana. Además, se adoptaron reglas para incentivar la gestión eficiente de la energía y respuesta de la demanda como medios para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y el aseguramiento de abastecimiento de energía eléctrica en el país. Mecanismos para la gestión eficiente de la energía como la entrega de excedentes a la red de distribución, sistemas de medición bidireccional, mecanismos de conexión simplificados, respuesta de la demanda por medio de señales de precios, entre otros, implican una transición de medición convencional a medición inteligente.

Los decretos 2469 de 2.014 [62] y resolución CREG 011 de 2.015 [61], tomando como precedente la ley 1715 de 2.014 [60], buscan establecer lineamientos para el desarrollo y despliegue de generación renovable no convencional para la diversificación de la matriz energética y, por otra parte, gestión y respuesta de la demanda. El decreto 2469 establece los mecanismos de política energética para la entrega de excedentes por autogeneración con el fin de incentivar la participación no solo de generación a gran escala si no, además, a pequeña escala en mercados minoristas [61]. Por su parte, la resolución CREG 011 de 2.015 busca diseñar los mecanismos necesarios para que los usuarios puedan participar de manera voluntaria en la oferta de reducciones o desconexiones en el mercado mayorista con el objetivo de dar confiabilidad al SIN, respaldar OEF (Obligaciones de Energía Firme), reducir los precios en la Bolsa de Energía y los costos de restricciones [61]. Esta resolución aplica a los comercializadores que representan a los usuarios interesados en participar voluntariamente en el programa de respuesta de la demanda, así como a la liquidación y recaudo de las transacciones asociadas a dicho programa, que operará dentro de la Bolsa de Energía del Mercado Mayorista.

El Gobierno Nacional, por medio del Decreto 2492 de 2.014 [62], busca promover la diversificación de las tarifas e inclusión de fórmulas tarifarias con señales de precios horarias para que, en consecuencia, se incentive económicamente el uso eficiente de la infraestructura eléctrica y la reducción de costos por prestación del servicio. Sin embargo, la implementación real de dichos incentivos está sujeto a que los usuarios cuenten con equipos de medida que puedan soportar dichos servicios.

Por otra parte, la resolución 4 0072 de 2.018 [63], modificada por las resoluciones 40483 de 2.019 [64] y 40142 de 2.020 [65], expedidas por el Ministerio de Minas y Energía, definen la política pública con el fin de orientar el desarrollo de la Ley 1715 de 2.014 especialmente en la formulación de mecanismos de renovación tecnológica por medio del despliegue de la infraestructura de medición avanzada AMI. Las anteriores resoluciones citadas desarrollan la política establecida desde los decretos 1073 de 2.015 [66] y 348 de 2.017 [67] por los cuales se busca promover la gestión eficiente de la energía y donde se reitera la responsabilidad al Ministerio de Minas y Energía de establecer e implementar los lineamientos de política energética en materia de sistemas de medición y su dinámica de implementación.

En el año 2.020, CREG publicó los proyectos de resolución 131 [49] y 219 [50] con el fin de establecer las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada AMI en el SIN. Pero, si bien la resolución CREG 038 de 2.014 [48] corresponde al código de medida vigente; dicha resolución tiene un alcance general sobre todo el sistema eléctrico y dispone de los lineamientos de implementación de medición en fronteras comerciales desde los niveles de baja tensión hasta los sistemas de potencia. Por su parte, los proyectos de resolución 131 y 219 de 2.020 dan un mayor alcance a la resolución 038 de 2.014 al especificar las condiciones de implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada AMI con altas expectativas de migración hacia redes eléctricas automatizadas, resilientes e inteligentes con alta penetración de comunicación bidireccional [48], [49], [50]. Bajo esa misma prospectiva, teniendo en cuenta la retroalimentación realizada desde los proyectos de resolución 131 y 219 de 2020, la resolución 101 001 de 2022 integra responsabilidades de despliegle, administración de información y señales de operación y mercado principalmente en los agentes Operadores de Red, comercializadores y Gestores Independientes de Información GIDI. Por último, ligada a los lineamientos regulatorios, y desde los cuales se cita, está la Norma Técnica Colombiana NTC 6079 de 2.014 por la cual se plantean los requisitos mínimos para operación de sistemas de medida inteligente bajo la infraestructura AMI [68].

El primer acercamiento a los proyectos de resolución CREG 131 y 219 de 2.020, muestra que el objeto es común entre ambos, donde se describen y establecen las reglas para la implementación de medición AMI como prestación de servicio público en el SIN [49], [50].

Además, establecen quienes serán los responsables de realizar la renovación tecnológica y soporte técnico, así como se determinan los requisitos para soportar el manejo y protección de información, ciberseguridad e interoperabilidad. Por último, el objeto establece la dinámica para el acceso y administración de la información por medio de AMI y propone elementos para determinar y estructurar su remuneración [49], [50].

Profundizando, el proyecto de resolución CREG 219 brinda mayor claridad frente al ámbito de aplicación de su antecesora CREG 119, por la cual solo se relacionaban a los prestadores del servicio energía eléctrica, prestadores de actividades complementarias, gestor de información GIDI y usuarios del sistema interconectado en general; en consecuencia, el proyecto de resolución CREG 219 especifica su alcance de aplicación para operadores de red, comercializadores y generadores del SIN; además, incluye al gestor de información GIDI, usuarios regulados y no regulados, generadores distribuidos y autogeneradores [50]. Por último, complementa con lineamientos de despliegue AMI por medio de la renovación tecnológica a usuarios existentes, de acuerdo con los planes aprobados para los OR, y la instalación de medición avanzada AMI a aquellos usuarios regulados nuevos dentro del sistema [50].

Por medio de la resolución CREG 101 001 de 2022 se establece que, el objeto, estará orientado a establecer las condiciones de implementación de la infraestructura de medición avanzada AMI dentro del SIN [51]. Para dar cumplimiento a lo anterior, se definen tres secciones transversales: el primero corresponde a aquellos responsables de la instalación, administración, operación, mantenimiento y reposición de la infraestructura de medición avanzada; el segundo, al establecimiento de los lineamientos con respecto a los requisitos de interoperabilidad, ciberseguridad, manejo, uso y protección de datos; y, el tercero, frente a las disposiciones en cuanto a los requisitos y procedimientos para el acceso a la información de AMI, el seguimiento de su implementación y elementos con respecto a la manera en que se debe llevar a cabo su remuneración [51]. En consecuencia, el ámbito de aplicación aplica a Operadores de Red, comercializadores, a quien correspondan las actividades GIDI y, en general, a los usuarios del servicio de energía eléctrica en el SIN.

Como se muestra en la **Tabla 2-2**, las funcionalidades AMI se pueden clasificar como aquellas inherentes al medidor y aquellas soportadas por el medidor. Las inherentes al medidor corresponden a aquellas funcionalidades características de fábrica de los

medidores y por las cuales se diferencian de otros medidores inteligentes en general. Por su parte, las funcionalidades soportadas por el medidor corresponden a aquellas características que me permiten integrar conceptos técnicos y de mercado para ofrecer oportunidades de negocio a los usuarios.

Tabla 2-2: Análisis regulatorio de las funcionalidades de medidores inteligentes AMI.

	Funcionalidad	Resolución CREG				Norma Técnica Colombiana
		Res. 038 de 2014 [48]	Proyecto Res. 131 de 2020 [49]	Proyecto Res. 219 de 2020 [50]	Res. 101 001 de 2022 [51]	NTC 6049 [68]
Funcionalidades soportadas por el medidor	Acceso del usuario a la información del medidor		x	x	x	x
	Lectura remota del medidor (y local)	x	x	x	x	x
	Soporta esquemas de tarificación avanzada		x	x	x	
	Conexión, desconexión y/o limitación de potencia de forma remota		x	x	x	x
	Prevención y detección de fraudes	x	x	x	x	x
	Soporta la importación y exportación de energía	x	x	x	x	
	Proporciona medidas de la calidad de potencia (y eventos)		x	x	x	x
	Soporta la implementación de modo prepago		x	x	x	x
	Integración de Redes de Automatización del Hogar					
	Almacenamiento de datos en el medidor	x			x	x
	Comunicación bidireccional por diferentes medios		x	x	x	x
	Soporta comunicaciones de datos seguras	x	x	x	x	
	Sincronización de tiempo	x			x	x
	Actualización y configuración remota del equipo	x			x	x
Funcionalidades inherentes a los medidores	Interoperabilidad		x	x	x	x
	Soporta esquemas de control de carga				x	x
	Detección y reporte automático de la pérdida de suministro		x	x	x	x

La principal referencia técnica de la resolución CREG 101 001 de 2022 es la norma técnica NTC 6079 expedida desde el año 2014 [68]. Profundizando, dentro de las particularidades y lineamientos de esta norma se plantea que, como requisito técnico, la operación y mantenimiento local de los medidores inteligentes no afecte la debida lectura; además, que mediante la infraestructura AMI se pueda hacer lectura remota acompañado de la fecha y hora [44]. Desde el aspecto regulatorio, la resolución CREG 038 de 2.014 describe la obligación de los medidores de contar con dispositivos de intercambio de información local y remota que, a su vez, permita su configuración y parametrización [48]. En retrospectiva, los proyectos de resolución CREG 131 y 219 de 2.020 responsabilizan al operador de red y al comercializador, respectivamente, para que brinde condiciones técnicas y de infraestructura necesarias para la gestión de la información al usuario mediante el Gestor Independiente de Información GIDI [49], [50], [51]. Con respecto a la suspensión o reconexión del servicio de energía eléctrica, los proyectos de resolución CREG 131 y 219 de 2.020 disponen que aquel usuario que cuente con un medidor avanzado, o medidor inteligente, no tendrá cobro por dicha maniobra; además, después de desaparecido el origen de la suspensión, el operador de red estará en la obligación de reestablecer el servicio dentro de la hora siguiente [49], [50], [51]. Para ello, la norma NTC 6079 contempla la obligación de implementar comunicación bidireccional como herramienta técnica para las maniobras de conexión y desconexión de forma remota [68].

Consistente con los proyectos de resolución CREG 131 y 219 de 2.020, la resolución CREG 101 001 de 2022 determina que será responsabilidad del Gestor Independiente de Información GIDI el desarrollar e implementar sistemas de verificación de información de acuerdo con reportes históricos y/o típicos, tendencias, estacionalidad y comparación con medidores de respaldo; esto, a su vez, servirá al proceso de análisis de desviaciones significativas por parte de los comercializadores, previo a la facturación [49], [50], [51]. Dichas resoluciones sirven, además, como complemento a lo estipulado por la resolución CREG 038 de 2.014 en donde se da alcance de protección a la medida mediante registro e implementación de sellos físicos [25]. Por su parte, la NTC 6079 dispone que el software de gestión AMI debe permitir la detección de intervenciones no autorizadas al equipo de medida y que, desde los sistemas de medición centralizada, se debe hacer la suspensión del servicio y generar alertas para proteger los equipos de medida y la información que ellos contienen [68].

Por otra parte, la dinámica regulatoria propone al Gestor Independiente de Información GIDI, mediante la resolución CREG 101 001 de 2022 basado en los proyectos de resolución CREG 131 y 219 de 2020, junto con el Operador de Red OR como los responsables de administrar los sistemas de medición inteligente [49], [50], [51]. El GIDI tendrá la responsabilidad de instalar, administrar, operar, mantener y reponer el sistema de datos con el fin de ofrecer disponibilidad de la información a los usuarios bajo condiciones de integridad y confidencialidad; además, será la principal fuente de los comercializadores para facturar los consumos [49], [50], [51]. El OR, por su parte, será el responsable del sistema de medición en la frontera comercial con las obligaciones definidas en el código de medida descrito en la resolución CREG 038 de 2.014 y, además, obtener y entregar los datos de consumo al GIDI en la forma que determine dicho agente, velando por la veracidad de la información. responsabiliza al Gestor Independiente de Información como fuente de revisión avanzada de datos al brindar la posibilidad a los usuarios de comparar sus consumos con los de otros usuarios, revisar tarifas y ventajas ofrecidas por la competencia desde una sola plataforma de transacción virtual con la posibilidad de hacer gestión efectiva de la información y tener libertad de cambio de comercializador [49], [50], [51]. Por otra parte, responsabiliza al agente comercializador de entregar, con la periodicidad que se requiera, información de tarifas ofrecidas por cada mercado de comercialización en el que participe, siguiendo los protocolos y formatos establecidos por el GIDI [49], [50], [51].

Por otra parte, la modalidad prepago, descrita en los proyectos de resolución CREG 131 y 219 de 2.020, toma como antecedente la resolución CREG 068 y 096 de 2.004 haciendo referencia a la dinámica entre los comercializadores y aquellos usuarios que disponen de un medidor inteligente o medidor avanzado [49], [50], [51], [53], [54]. En el contexto del Operador de Red OR, este tendrá la responsabilidad de brindar la información de consumo neto y del restante prepagado en cualquier momento; además, deberá emitir una alarma al previo agotamiento de la cantidad prepagada de energía eléctrica [49], [50], [51]. En concordancia, la resolución CREG 101 001 de 2022 complementa con que, además de las herramientas de información de consumo neto y restante, se debe implementar una alerta de consumo cuando se supere el 75% de la cantidad prepagada [51].

Bajo el concepto normativo, la NTC 6079 describe al sistema con la capacidad de brindar al usuario plataformas tecnológicas para el cambio de prepago a pospago y viceversa cuando éste lo requiera; siendo posible, dicho cambio, hacerse de forma local o remota [68]. Como complemento, mediante la resolución CREG 038 de 2.014, se dispone la implementación de medición bidireccional cuando se presenten o se prevean flujos de energía en ambos sentidos. La CREG, desde los proyectos de resolución 131 y 219 de 2.020 y resolución 101 001 de 2022, dando continuidad a la resolución 038 de 2.014, responsabiliza al Gestor Independiente de Información GIDI de mantener la disponibilidad de información de transferencia de energía y demás variables reportadas en el punto de medición hasta 8 horas antes de su reporte [48], [49], [50], [51]. Los usuarios y demás agentes tendrán la posibilidad de realizar consultas parametrizables de los consumos o entregas de excedentes [49], [50], [51].

Algunos de los lineamientos disruptivos de despliegue AMI en el país, según la resolución CREG 101 001 de 2022, tiene que ver con la adhesión a ésta de un análisis de eficiencia y sustentación técnica y económica bajo una proyección de despliegue por parte de cada OR [51]. El despliegue se dará siempre y cuando se identifique un beneficio costo positivo dentro de la zona de incidencia de cada operador definido por cada mercado de comercialización o por cada segmento de este último [51].

2.3 Proyectos piloto de medición inteligente en Colombia

En la actualidad, el panorama de despliegue de medidores AMI en Colombia muestra el interés, principalmente, por parte de algunos comercializadores integrados con Operadores de Red para encontrar alternativas de solución a problemas de pérdidas técnicas y no técnicas dentro de sus redes de distribución; adicionalmente, algunas motivaciones adicionales corresponden al incremento en la confiabilidad y calidad de la prestación del servicio. Sin embargo, estas iniciativas se desarrollan en ambientes aislados y, dentro del contexto anterior a la resolución CREG 101 001 de 2022, carecen de lineamientos de política energética nacional.

Según el Banco Interamericano de desarrollo BID, en el marco de cooperación técnica con Colombia en el año 2.016, recomienda al país definir políticas regulatorias e incentivos motivadores a los usuarios para crear un panorama viable no solo desde el punto de vista técnico y económico, sino también desde la aceptación social de este tipo de tecnologías en la población.

A continuación, en la **Tabla 2-3** se muestran los proyectos piloto de despliegue AMI desarrollados en Colombia junto con la empresa desarrolladora y ubicación geográfica de implementación.

Tabla 2-3: Proyectos piloto de medición inteligente en Colombia. Adaptado de [20].

Nombre del proyecto	Empresa desarrolladora	Ubicación
Piloto Smart Metering	CODENSA S.A E.S.P	Bogotá D.C
Tecnificación de la medida	Electricaribe (AFINIA - Air-e)	Atlántico
Intelligent Supervision and Advanced Control (ISAAC)	XM	Antioquia
Proyecto Piloto de Medición Inteligente Multiservicio	EPM	Antioquia
Estudio de Protocolo IPV6 en el Modelo de Datos de Dominio de Distribución de la Smart Grid	Universidad del Valle	Valle
Interconexión en los segmentos de acceso y blackbone de la red de telecomunicaciones de la Smart Grid	INTERNEXA S.A	Antioquia
Proyecto Infraestructura de Medición Avanzada AMI sobre plataforma TWACS	ACLARA PLS	Valle
Proyecto piloto: Gestión de 1MW de Demanda en Sitio	Innovari	Valle
Interoperabilidad de medidores con DLMS COSEM y protocolo PLC PRIME	Electricaribe (AFINIA - Air-e)	Atlántico - Bolívar - Magdalena
Perfil Colombiano 61850	CODENSA S.A E.S.P Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín	Colombia

Nombre del proyecto	Empresa desarrolladora	Ubicación
Piloto Smart Meter con Protocolo DLMS Cosem PRIME	Electricaribe (AFINIA - Air-e)	Guajira, Cesar, Magdalena, Atlántico, Bolívar, Córdoba, Sucre
Proyecto Implementación del Centro de Gestión de la Medida	Empresa de Energía del Pacífico EPSA	Valle
Desarrollo de un sistema electrónico inteligente de medición y administración de energía eléctrica a usuarios finales	Centro de Investigación y Desarrollo Tecnológico de la Industria Electrónica y TICs CIDEI	Cundinamarca
Arquitectura de software para gestión y medición del consumo de energía	OnGreen Colombia	Valle

Entre los años 2.016 y 2.018, la empresa de servicios públicos CODENSA desarrolló el proyecto piloto “Smart Metering” en la ciudad de Bogotá [69]. El objetivo principal fue orientado hacia la evaluación del despliegue masificado de medición inteligente como aporte estratégico para el desarrollo tecnológico de Colombia. Además, desde el punto de vista operativo, por medio de este proyecto se evaluó la pertinencia de la infraestructura AMI para aumentar la confiabilidad y calidad del servicio de energía, la normalización del sistema de medida en la empresa y la reducción de pérdidas no técnicas de energía y costos de actividades de suspensión y reconexión [39]. El principal valor agregado que se le dio a este proyecto fue el desarrollo y validación de una plataforma de gestión de información, por medio de la cual se podía integrar mediciones de otros servicios domiciliarios como el agua y el gas. Esto adquiere gran relevancia para la interoperabilidad y desarrollo de nuevas herramientas tecnológicas para impulsar el consumo consciente y optimizar los recursos [69].

Por otra parte, CODENSA en colaboración con la Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín desarrollan el proyecto “Perfil Colombiano 61850” por el cual se planteó el desarrollo del perfil colombiano con respecto a la guía IEC 61850, motivados por la unificación e interoperabilidad en la configuración de equipos en las empresas del sector eléctrico del país [39], [70].

Por su parte, el Centro de Investigación y Desarrollo Tecnológico de la Industria Electrónica y TICs CIDEI, en el departamento de Cundinamarca, realiza desarrollo tecnológico por medio de un sistema electrónico inteligente de medición y administración de energía eléctrica para los usuarios finales [39]. Este prototipo cumple los objetivos de análisis e identificación de pérdidas por hurto de energía, balance automático de demanda en los transformadores de distribución, entre otros.

Otro de los proyectos piloto desarrollados en el departamento de Antioquia corresponde al proyecto Intelligent Supervision and Advanced Control (ISAAC) por parte de Expertos en Mercados XM entre los años 2.009 y 2.013 [39]. El diseño de arquitectura, ecosistema funcional y prototipado fueron los objetivos para la transición a sistemas de supervisión y control en tiempo real con disrupciones tecnológicas en los sistemas SCADA/EMS [70]. Dentro de los grandes beneficios que esta iniciativa propuso está el aumento de la confiabilidad y calidad de la energía, la detección temprana de fallas por medio de los medidores sincronofasoriales para evitar traumatismos mayores al sistema y la oportunidad de facilitar la validación de modelos de generadores, esto permitirá evitar la realización de pruebas periódicas de generación y, además, evitar implicaciones de costos adicionales y limitaciones operativas como consecuencia de dichas pruebas.

EPM, por medio del proyecto piloto “Medición Inteligente Multiservicio”, analiza y evalúa estrategias de despliegue y accesibilidad a servicios públicos domiciliarios. El público objetivo se orienta a aquellos usuarios de bajos recursos con baja capacidad de pago, usuarios ubicados en zonas con altos niveles de pérdidas no técnicas y usuarios en áreas rurales [39]. En primera instancia, este proyecto busca evaluar la asimilación social al cambio tecnológico y analizar el impacto operativo en el mejoramiento de la calidad del servicio, identificación de pérdidas en las redes y los posibles costos comerciales para su despliegue general [39].

El proyecto Interconexión en los segmentos de acceso y blackbone de la red de telecomunicaciones de la Smart Grid desarrollado por la empresa INTERNEXA S.A en el departamento de Antioquia integra tres estrategias transversales para el desarrollo de las redes inteligentes [39]. La primera corresponde a la metodología para seleccionar esquemas de conectividad de diferentes zonas geográficas; la segunda evalúa el impacto

del flujo de dispositivos inteligentes de las redes inteligentes integrados en el backbone de la red de telecomunicaciones y, la tercera, se enfoca en la diversificación de modelos de negocio y propuestas de políticas regulatorias para acceso y blackbone de las redes de telecomunicaciones de las redes inteligentes [39].

Siguiendo la línea de desarrollo e investigación de esquemas de comunicación e interoperabilidad, la Universidad del Valle, por medio de su proyecto “Estudio de Protocolo IPV6 en el Modelo de Datos de Dominio de Distribución de la Smart Grid”, analiza el rendimiento del protocolo IPV6 en ambientes de sistemas de distribución de las redes eléctricas inteligente [39]. La pertinencia de investigar los modelos de comunicación se justifica por la proyección de altos flujos de información bidireccional en tiempo real; por tanto, es conveniente evaluar tiempos de respuesta de los canales de comunicación, escenarios de tráfico de información y congestión en anchos de banda, entre otros.

Reconociendo la importancia de la gestión de la información, La Empresa de Energía de Pacífico EPSA realiza un estudio para la implementación de MDM’s por medio del proyecto “Implementación del Centro de Gestión de la Medida” [39]. Este proyecto busca fortalecer la gestión de la medida para el control de flujos de potencia y migrar a paradigmas de tele gestión y gestión inteligente de información. Gestión de la demanda, optimización de recursos mediante la reducción de pérdidas y apoyo a procesos de eficiencia energética son algunos de los beneficios proyectados por medio de la toma de decisiones fundamentadas y respaldadas por la información por medio de medición inteligente.

Por su parte, la empresa OnGreen Colombia, desarrolla una arquitectura de software para gestión y medición del consumo de energía eléctrica en el departamento del Valle del Cauca. Este proyecto de desarrollo tecnológico fue impulsado por el sector empresarial y tuvo como objetivo la búsqueda de ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica y el agua por medio de gestión de la información [39]. El despliegue de bases de datos se realiza por medio de servicios virtuales de almacenamiento en la nube y permite realizar la gestión integral de recursos y el reconocimiento de oportunidades de optimización de los sistemas internos de las empresas.

Entre los años 2.010 y 2.012, la firma ACLARA desarrolla el proyecto piloto de Infraestructura de Medición Avanzada AMI sobre plataforma TWACS [39], [70]. Este

proyecto fue liderado por la Gerencia de la Unidad Estratégica de Negocio de Energía y tuvo como objetivos principales brindar soluciones a problemas de pérdidas técnicas y no técnicas y su influencia dentro de la economía interna de la empresa comercializadora [71]. Para EMCALI, a diferencia de experiencias internacionales, la funcionalidad de medida prepago no se asocia principalmente a la gestión de la demanda si no a la gestión de pérdidas y dificultad en recaudo. El despliegue realizado entre 2.010 y 2.012 asciende a 35.046 medidores para usuarios residenciales, comerciales y rurales [72]. Los resultados de implementación muestran reducciones hasta del 30,86% de la energía facturada en usuarios prepago; además, reducciones de pérdidas eléctricas de entre el 40% y 60% e incremento del recaudo de entre el 60% y 110% [72].

En el año 2.014, la empresa Innovari, desarrolla el proyecto piloto “Gestión de 1MW de Demanda en Sitio” por medio del cual se busca desarrollar alternativas de automatización para deslastrar aproximadamente 1MW [70]. La metodología desarrollada incluyó la instalación de 50.000 medidores desarrollados por 4 fabricantes diferentes con funcionalidades de perfil de carga y comunicación red UMTS (celular), para los medidores trifásicos y, para los monofásicos, medida centralizada con medio de comunicación de red UMTS y fibra óptica [39].

Hacia la zona de costa atlántica colombiana, se reconocen 3 proyectos desarrollados por la empresa Electricaribe, hoy AFINIA y Air-e. El primero corresponde al análisis de la “interoperabilidad de medidores con DLMS COSEM y protocolo PLC PRIME” y, el segundo, corresponde al “Piloto Smart Meter con Protocolo DLMS COSEM PRIME” [70]. El objetivo principal estuvo alineado con conceptos de interoperabilidad por medio del análisis y evaluación de la red de comunicación PLC – Prime con protocolo de comunicación DLMS-COSEM con el fin de integrar un sistema de comunicación común para diferentes marcas y referencias de medidores inteligente [39], [70]. Por su parte, el tercer proyecto titulado “Tecnificación de la medida” aportó metodologías de detección y reporte de manipulación de los medidores por medio de sensores generadores de alarmas.

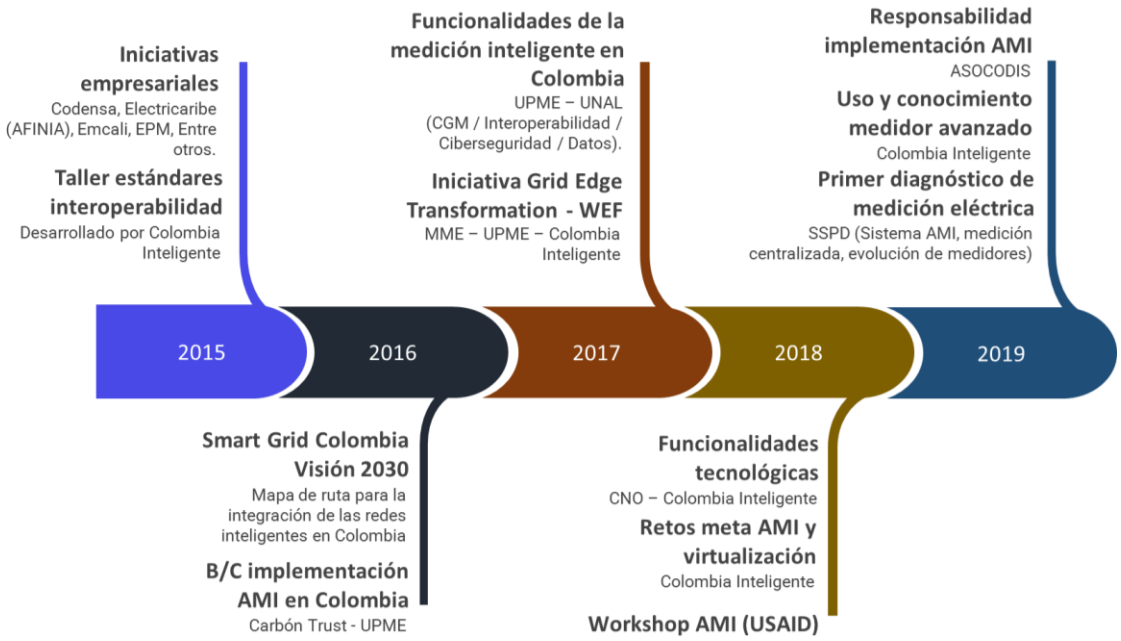
2.4 Proyectos de investigación antecesores aplicados a la medición inteligente en Colombia

En Colombia existen precedentes de investigaciones que han estudiado de forma directa o transversal el despliegue de medición inteligente bajo la infraestructura AMI en el país. Los principales motivadores se relacionan con la transición energética y la competitividad del mercado de energía para brindar oportunidades de nuevos negocios.

La **Figura 2-2** muestra una línea de tiempo desde el año 2.015, hasta la fecha, con la descripción de los principales proyectos realizados en el país con respecto a la medición inteligente AMI.

Para el año 2.015, se destacan algunas iniciativas empresariales con la implementación y apalancamiento de proyectos piloto de medición inteligente AMI como se muestra en la **Sección 2.3,** referente a los proyectos piloto en Colombia. Por su parte, sobresalen investigaciones como la realizada por Colombia Inteligente, en unión con el Ministerio de Minas y Energía, junto con la UPME, entre lo que se destaca la iniciativa Grid Edge, por la cual se busca el apalancamiento del sector eléctrico para el desarrollo de líneas programáticas de transformación en el país.

Figura 2-2: Línea de tiempo con proyectos de investigación en medición inteligente antecedentes en Colombia.



Los 4 focos y mesas de trabajo fueron desarrollar plataformas normativas que permita el surgimiento de nuevos modelos de negocio, proyectar el despliegue masivo de medición inteligente junto con estrategias de participación activa de la demanda, incentivar la movilidad eléctrica y desarrollar estrategias de fortalecimiento de la sostenibilidad de las microrredes aisladas de la Zona No Interconectada colombiana. Este programa fue desarrollado por el Ministerio de Minas y Energía, la Unidad de Planeación Minero-Energética UPME y el programa Colombia Inteligente como iniciativa del Foro Económico Mundial WEF, por sus siglas en inglés. Los principales resultados obtenidos relacionan la diversificación tarifaria y señales intradiarias como habilitadores para el surgimiento de nuevos modelos de negocio, donde el fundamento regulatorio trasciende en las reglas de interoperabilidad y ciberseguridad para un despliegue tecnológico masivo.

A continuación, en el **Capítulo 3**, se analizarán las principales funcionalidades de los sistemas de medición inteligente AMI, por medio de la revisión de literatura científica, para ser contextualizados en los sistemas eléctricos típicos actuales.

3. CARACTERIZACIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS ACTUALES Y ANÁLISIS DE OPORTUNIDADES DE DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO MEDIANTE LA INFRAESTRUCTURA AMI

3.1 Análisis de las principales funcionalidades AMI

El concepto de “medición inteligente” es aplicado bajo el nuevo paradigma de comunicación bidireccional denominado Infraestructura de Medición Avanzada AMI [73], [74], el cual busca desarrollar nuevas oportunidades de operación y participación de la demanda [75], [76], [77]. Algunas de estas oportunidades son la lectura y operación remota de los sistemas de medida [6], la limitación de consumo de manera remota como un ejercicio de respuesta de la demanda [78] y el debido proceso de gestión de la información para los usuarios [79]; entre otros.

Reducción de costos operativos [74], reducción de pérdidas [80], diversificación de la matriz energética [42], [81], eficiencia energética [82], [83], la mejora en la calidad de servicio [84] y la confiabilidad para desarrollo de la industria, el empleo y la posibilidad de que tanto los productores como los consumidores disminuyan la asimetría en la información [85], [86], teniendo acceso a esta en tiempo real [6], son algunos beneficios estratégicos para la implementación de las “Redes Inteligentes” o “Smart Grids” [30]. A

continuación, se hace la descripción de oportunidades estratégicas para la operación y participación conjunta de todos los actores de las redes eléctricas.

3.1.1 Lectura y operación remota

La implementación de medida inteligente debe tener la capacidad de realizar alto procesamiento de información en tiempo real y transmitir datos en largas distancias para permitir la interoperabilidad del usuario y los puntos de concentración de información [85], [87], [88]. Se debe tener especial cuidado con la fidelización de los datos transmitidos [89], [90], la seguridad [91] y aplicaciones de control [92]; esto requiere infraestructura robusta de anchos de banda superiores y de alta capacidad de respuesta en tiempo real para atender las necesidades o eventos de la red o del usuario [1], [93], [94], [95]. Además, se debe utilizar dispositivos de comunicación capaces de soportar y conservar la integridad [43], confidencialidad [96] e intercambio de información entre todos los elementos y actores asociados al control descentralizado de la red [15], [97], [98].

Por su parte, las empresas operadoras de la red generalmente cuentan con funcionalidades básicas como la virtualización de consumos históricos [7], donde es posible parametrizar los periodos de reporte y actualización [93], [97]. Sin embargo, la medición inteligente permite hacer gestión eficiente de la red mediante la operación en tiempo real de acuerdo con la información adquirida de los usuarios [94] [99]. Dicha gestión y operación de la red permitirá la inserción y desarrollo de nuevos servicios como el monitoreo en tiempo real del consumo, carga de vehículos eléctricos, comercialización de excedentes de energía, entre otros [9], [43], [100].

3.1.2 Conexión, desconexión y/o limitación de potencia de forma remota

Mediante la implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada AMI, se tendrá la posibilidad de gestionar el uso y el consumo de energía en los usuarios mediante la implementación de políticas es incentivos de respuesta de la demanda [86] ,[43], [101]. Además, por medio de la medición inteligente, se podrán programar los consumos de

dispositivos y electrodomésticos en función del precio de la energía en determinada franja horaria del día [86], manteniéndolos apagados en donde la tarifa es más costosa y encendiéndolos automáticamente en períodos de bajo costo [102], [103].

La limitación de potencia de forma remota representa, además, la posibilidad de resolver problemas de estabilidad del sistema a partir de la participación y respuesta activa de la demanda [78], [43]. Con esto, la red tendrá gestión eficiente de la infraestructura eléctrica para fortalecer la resiliencia de los sistemas eléctricos de distribución y de potencia [104], [105]. Por su parte, desde la perspectiva económica, representa el aumento de la confiabilidad y cumplimiento de índices de calidad en las redes para las empresas comercializadoras y operadores de red [78], [93] y, para los usuarios, la reducción del costo por consumo debido a que se podrá solicitar cambios en la potencia contratada de manera ágil, de acuerdo con sus propias necesidades [7].

3.1.3 Detección de manipulación de los medidores

Los medidores inteligentes bajo la infraestructura AMI poseen la capacidad de transmitir información a un sistema de gestión para su debido procesamiento y análisis que permita tomar decisiones sobre la infraestructura eléctrica [7]. Algunos de ellos pueden detectar la manipulación del dispositivo mediante el reconocimiento de acciones anormales como la omisión de registro en un periodo de 24 horas [106], [107].

Una de las características de los sistemas de distribución es la afectación por hurto de energía, lo que potencia las pérdidas técnicas y no técnicas en la operación de los sistemas de distribución [108], [109], [110]. Por tanto, se debe tener en cuenta la necesidad de proteger la infraestructura de medición para una buena gestión dentro del contexto de redes inteligentes [111]; se debe garantizar la confidencialidad [96], disponibilidad [103] y fidelidad de la información [112], las comunicaciones y los dispositivos asociados [76], [6].

Se espera que, dentro de las funcionalidades para el sistema AMI, la detección de manipulación de los contadores [113], aviso a la compañía en caso de fraude [112] y alerta de consumo anormal de energía [107], sirva como medio de supervisión y control para la confiabilidad y planeación de los sistemas eléctricos [30], [39], [92].

3.1.4 Acceso del usuario a la información del medidor inteligente

El sistema AMI, al cual está asociada la medición inteligente [8], reúne elementos de hardware y software que conforman una infraestructura de comunicación de intercambio bidireccional de información y registro en tiempo real [73], [30]. Mediante la gestión de la información entregada por los usuarios [113], AMI será la plataforma para crear nuevos servicios complementarios adicionales a la prestación del servicio eléctrico; como el monitoreo de históricos de demanda, negociación de la energía con los sistemas de almacenamiento distribuido [5], carga de vehículos eléctricos [82], entre otros [84], [76], [114].

La concentración de información y su procesamiento permitirá realizar procesos de interpretación y predicción dando lugar a nuevos conceptos de ingeniería social y construcción de patrones en la demanda eléctrica [61], [98] que pueden evidenciar información del comportamiento relativo de vida para el consumidor o usuario final [95], [99]. Por tanto, la ciberseguridad es determinante para la construcción de sistemas inteligentes [71], [100], [101] que, a pesar de que existen lineamientos en términos de seguridad informática, es necesario definir criterios de gobernanza de datos [78], [93], [102].

Desde una perspectiva económica, mediante la implementación de medición inteligente, los usuarios tendrán la posibilidad de comparar su consumo con el consumo promedio de su zona o sector para identificar mejora de consumos y reducción de costos [43]. La utilización de la información para reducir costos de consumo energético será un motivador para la adquisición de medición inteligente en consumidores aledaños [118]. Por su parte, es necesario implementar políticas de regulación tarifaria de forma horaria para que el usuario proponga sus propias políticas de consumo según sus consideraciones [77] y, así mismo, ayude al sistema a aplanar picos de demanda eléctrica [6], [119]. La inserción masiva de dichos medidores se dará de forma gradual, mientras los usuarios toman conciencia de la importancia e incentivos que trae el poder gestionar información en tiempo real [43], [120]. Pues este es uno de los principales objetivos de la AMI, que los

consumidores puedan tomar decisiones más informadas [84], lo cual permite mayor eficiencia en la utilización del servicio.

Estudios han logrado demostrar cómo puede influir el comportamiento energético de los usuarios mediante la disponibilidad de información proveniente de la medición inteligente [77], [9], [6], [86], [118], [121], [122], [123], [124], [2], [3]. Sin embargo, es necesario que dicha información esté acompañada de políticas de incentivos [125] para respuesta de la demanda como tarifación horaria y sistemas de control para las cargas eléctricas [92], [122], [77], o la complementariedad con diseño de mecanismos, como el prepago, que permitan al consumidor utilizar el servicio de acuerdo con sus características socioeconómicas según el mercado laboral en el cual se mueve [113], [125].

3.1.5 Tarifación horaria y consumo prepago

Por medio de la tarifación horaria se planea que los usuarios de la energía eléctrica trasladen sus consumos como respuesta a señales de precio [118], [122]; esto permitirá aplanar picos de demanda [126], [101]. Dicha señal hará que los precios de consumo por unidad de energía sean elevados para aquellas franjas horarias en donde se concentra la mayor demanda [127], [128], incentivando la realización de tareas de alto consumo en aquellas franjas donde los precios son inferiores debido a la baja demanda [122], [129]. Estos mecanismos para incentivar la respuesta de la demanda varían según el contexto social y económico de cada país [124].

Por su parte, los sistemas de almacenamiento servirán como apoyo no solo técnico de estabilidad en el sistema [5], sino también como respuesta a consumos necesarios donde el valor de la unidad de energía es mayor [103]. La recarga se realizaría en franjas horarias donde el precio de la energía es bajo, con el fin de optimizar los costos de operación [130]. La transición de redes pasivas a redes activas propone que el consumidor migre al nuevo término de autogenerador en donde pueda decidir de forma activa sobre su consumo y producción de energía [123]. La implementación de medición inteligente permitirá la discriminación horaria de precios de energía, logrando que el usuario pueda decidir sobre su consumo y/o generación de acuerdo con sus oportunidades de negocio; además, de

contratar con diferentes comercializadores según sus propuestas tarifarias horarias sin la intervención de operadores de red o comercializadores.

Desde el punto de vista económico, el comercializador, por medio de la implementación del sistema AMI, podrá tener en cuenta no solo tarifas para la potencia eléctrica, sino también para la energía; de esta manera se podrá percibir ingresos por la energía consumida y por la contratada en el mercado minorista [30]. Ahora bien, es posible modificar la inelasticidad de la demanda [131] y habilitar el rol de agregador independiente [99] con el fin de agrupar varios usuarios como una sola entidad para ser presentados ante el sistema de distribución [132], [121]. De esta manera se podrán articular el mercado mayorista con el mercado minorista mediante el ofrecimiento de servicios en conjunto [30].

Un reto que debe considerarse en la estructura tarifaria tiene que ver con la integración de recursos energéticos distribuidos, debido a que debe rediseñarse la estructura tarifaria para la prestación del servicio, considerando la entrada de nuevos agentes en el mercado, como los autogeneradores y demás recursos energéticos distribuidos [127], [128], [129]. Al mismo tiempo, que considere el tema de la espiral de la muerte que se ha venido presentando en los mercados con la integración de estos recursos, dado que en la medida que hay más prosumidores que autogeneran no utilizan el servicio de la red y, por tanto, los operadores de red dejan de percibir la remuneración por la prestación de este servicio [19].

En este sentido, la estructura tarifaria debe actualizarse para dar señales eficientes, que promuevan la reducción de consumo energético de los usuarios en las horas de demanda pico, utilizando infraestructura de medición avanzada AMI [19], [133], [134].

3.1.6 Medida de generación distribuida

El desafío regulatorio que existe actualmente para los operadores de red tiene que ver con la integración de los usuarios para incentivar la respuesta de la demanda mediante la gestión y retroalimentación de información por medio de comunicaciones bidireccionales [43], [93], [119], [120]. Estas plataformas de información bidireccional con señales de

tendencias y proyecciones incentivarán a los usuarios a ser autogeneradores [75], [135] y, en algunos casos, entregar sus excedentes de generación a la red como cogeneradores [123], [136], [137].

Por su parte, el desafío técnico para el sector energético, referente a la generación distribuida, es integrar a la red convencional otros tipos de generación no convencional como es la generación a partir de fuentes de energía renovables y otros elementos como el almacenamiento mediante bancos de baterías [43], [138]. Por otra parte, al implementar generación distribuida, es necesario implementar sistemas de control de forma distribuida también [139], y tener la capacidad de integrar en tiempo real a todos los actores del sector energético [81], [92]. El medidor inteligente y la implementación de sistema AMI al unificar sistemas de comunicaciones y brindar la posibilidad de operar y planear en tiempo real los sistemas eléctricos, sirven como dinamizadores para el relacionamiento de todos los actores entre sí [16], [24], [134].

3.1.7 Gestión activa de cargas

La gestión de las cargas eléctricas, a partir de la posibilidad de conectar o desconectar dispositivos de la red, será otra alternativa para aplanar los picos de demanda, incentivar la inserción de generación distribuida y disminuir la necesidad de implementar nuevos sistemas de generación centralizada [7], [39]. Existen varios sistemas de gestión activa de cargas; el sistema Volt Var Control, por ejemplo, hace gestión de la carga a partir de la variación de tensión a la que los elementos están expuestos siempre y cuando se encuentren dentro de los límites regulatorios [39], [140].

Los sistemas de información a partir de la medición inteligente permitirán que los planeadores y operadores del sistema puedan hacer gestión de la demanda por medio de gestión activa de cargas [141] ofreciendo oportunidades de negocio a los usuarios y flexibilizar las tendencias de consumo [3] y picos individuales de demanda [42], [51], [142]. La medición inteligente bidireccional permitirá obtener registros históricos de demanda para realizar pronósticos para la planeación a corto, mediano y largo plazo para determinar la cantidad de energía a generar, transmitir y distribuir [55], [143]. Dicha información servirá para caracterizar el comportamiento preciso de la demanda [83] y poder hacer gestión y

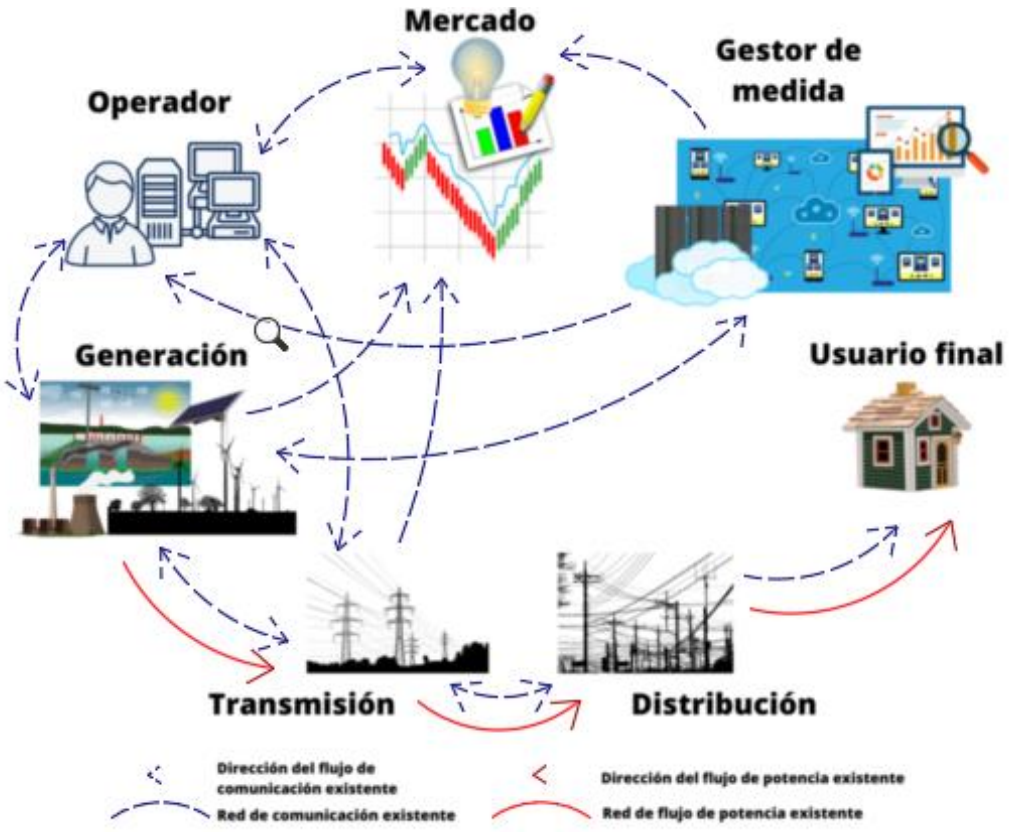
control por medio de, entre otras alternativas, de la gestión activa de las cargas cuando la seguridad por abastecimiento se vea comprometida [54], [141], [142], [143].

3.2 Contexto sobre la dinámica de los sistemas eléctricos actuales y análisis de oportunidades de desarrollo del sistema eléctrico mediante la inserción de información AMI

Las tendencias en los mercados eléctricos a nivel mundial evidencian la incorporación de nuevas tecnologías y la necesidad de la gestión de la información y administración de los recursos energéticos en tiempo real [1], [2], [3], [4], donde los productores y consumidores desempeñan un papel fundamental [5]. Una de las principales barreras en la inserción de nuevas tecnologías en la implementación de AMI es la falta de estandarización para garantizar la interoperabilidad de sistemas y productos relacionados a diferentes proveedores [6], [7]. La carencia de interoperabilidad afectará los procesos operativos de las redes eléctricas inteligentes y bidireccionales [7], [8].

Por su parte, la introducción de nuevas tecnologías a la red tradicional está directamente relacionada con la confiabilidad del suministro eléctrico y la seguridad en el flujo de información [9], [10], por tanto, es oportuno orientar estrategias de protección para el éxito y correcto funcionamiento de las redes inteligentes a partir de los sistemas de medición inteligente bajo la infraestructura AMI [11]. La **Figura 3-1** muestra la dinámica típica de los sistemas eléctricos actualmente; sin penetración de sistemas inteligentes de medición bajo la infraestructura AMI. El alto flujo de información se da en los sistemas macro de potencia con participación de los sistemas de generación centralizados y sistemas de transmisión nacional como medios físicos de transporte y, por otra parte, el operador, el mercado y los centros de gestión de medida como los principales dinamizadores logístico a gran escala. Se reconoce, además, un flujo de potencia pasiva y unidireccional desde la generación centralizada hasta el usuario final, pasando por las redes de transmisión y distribución.

Figura 3-1: Dinámica típica de los sistemas eléctricos sin penetración de medición inteligente bajo la infraestructura AMI. Fuente: Elaboración propia.



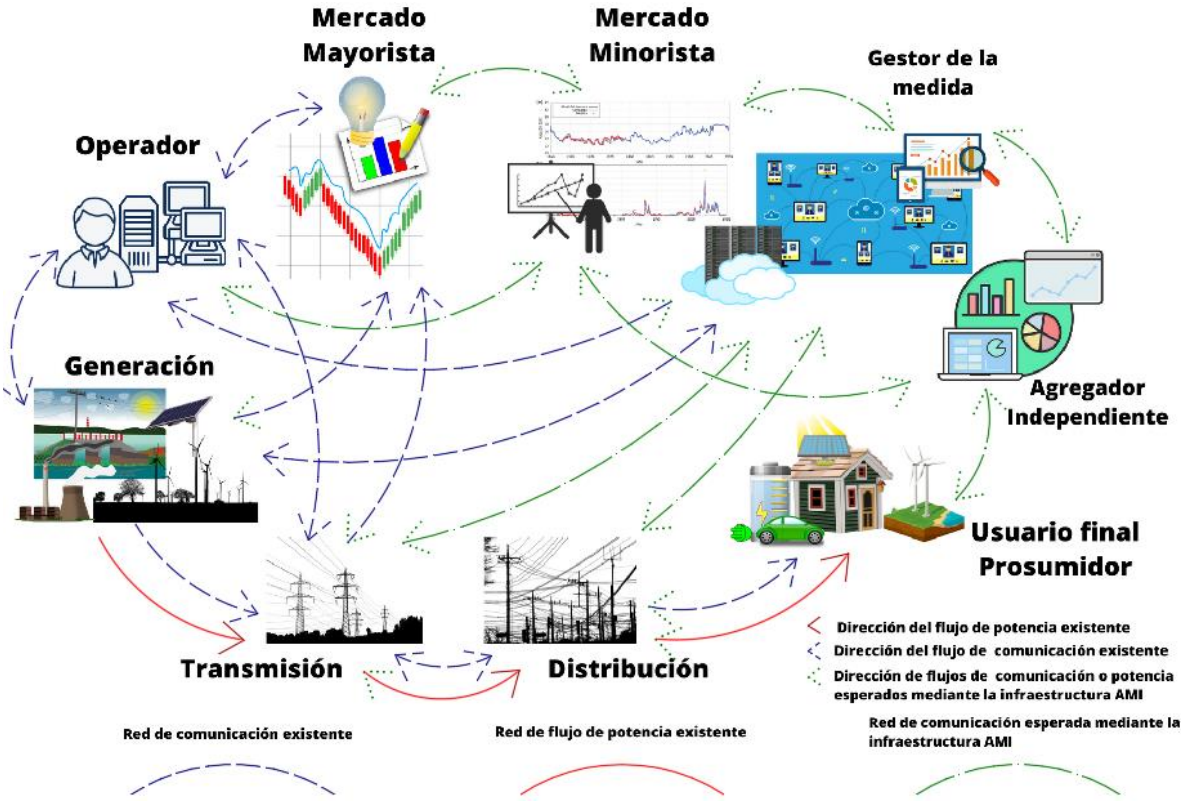
La **Figura 3-2** muestra la tendencia a desaparecer de la típica separación de oferta y demanda de dicho sistema “unidireccional” en el que la demanda responde pasivamente, con un comportamiento rezagado a señales del sistema y a señales equivocadas de incentivo de alto consumo para la oferta de mejores precios [85], [86]. Muestra nuevos lazos de comunicación e interoperabilidad entre el usuario y la red en general; resaltando el papel del agregador independiente como aquel llamado a interpretar, analizar y transferir información de forma intuitiva y de valor significativo para el usuario final.

Funcionalidades como la de “lectura y operación remota”, “conexión, desconexión y/o limitación de potencia de forma remota” y “gestión activa de cargas remota” brinda oportunidades de administrar y reconfigurar en tiempo real los sistemas de distribución mallados [144] y, así, permitir el flujo de potencia óptimo, y bidireccional, sin comprometer la seguridad y confiabilidad del sistema [2], [132], [4]. La participación de los usuarios, mediante inserción masiva de generación distribuida a pequeña escala, traslada el concepto de flujo bidireccional de potencia desde los sistemas de distribución hacia los

sistemas de transmisión. Esto, además, representa nuevos modelos de negocio minorista fundamentados no solo en la producción y venta de unidades de energía, sino, de prestación de servicios complementarios, extrapolados de los sistemas de potencia, como lo son el control de frecuencia y tensión, entre otros [145], [146], [147].

Por otra parte, la "gestión activa de cargas remota", da paso a nuevos modelos de automatización como lo es el internet de las cosas (IoT por sus siglas en inglés) [148] y la virtualización de los procesos cotidianos de uso de la electricidad al relacionar automatización con optimización y eficiencia de consumo [91], [114], [115].

Figura 3-2: Dinámica de migración a las Redes Inteligentes mediante la implementación de la infraestructura AMI. Fuente: Elaboración propia.



"Medida de generación distribuida" y "acceso del usuario a la información del medidor inteligente" son funcionalidades que permiten migrar al nuevo modelo de planeación y operación, y está dirigido a un sistema capaz de alojar e integrar generación distribuida, almacenamiento de energía, tanto en baterías eléctricas como en vehículos eléctricos [82],

y respuesta de la demanda para migrar a sistemas de redes inteligentes con alto flujo de información bidireccional [18]. Los sistemas de medición inteligente propician el empoderamiento de las redes eléctricos por parte de los prosumidores [146] que, junto con la integración masiva de los Recursos Energéticos Distribuidos (DERs por sus siglas en inglés) tienen la posibilidad de ofrecer servicios complementarios desde los sistemas de distribución tales como control de frecuencia [145], control de tensión y reactivos [140], arranque autónomo y disponibilidad de ofertar de nuevos servicios como lo es la capacidad de operación en isla. Este panorama lleva a un nuevo entorno de gestión del sistema con nuevos problemas por enfrentar para llegar a nuevas formas de optimización y alcanzar los objetivos de confiabilidad y eficiencia para el debido suministro y cobertura del sistema eléctrico [74], [90], [43].

La funcionalidad de “tarifación horaria” y “consumo prepago” son plataformas de transición a mercados minoristas con diversificación horaria de precio [147]. Permite conciencia de consumo con posibilidad de comparación y criterio crítico de demanda histórica para procesos de gestión, optimización y eficiencia del consumo de la energía [19] que, para este caso, es importante y necesaria la intermediación del agregador independiente para proporcionar herramientas al usuario y que este, en consecuencia, pueda adaptarse a señales del sistema [149]. Dichas señales incentivan el traslado de picos de demanda lo que implica que no será necesario, en el futuro, grandes fuentes de generación centralizada [150].

Por otra parte, se debe tener especial cuidado con el tráfico y tratamiento de la información bidireccional; la funcionalidad de “detección de manipulación de los medidores” no solo está orientada hacia el fraude en consumos de energía sino, además, en el establecimiento de protocolos de encriptación de la información [117] y alertas por posibles procedimientos maliciosos sobre todo el canal de comunicación para garantizar la confidencialidad, disponibilidad y fidelidad de la información, las comunicaciones y los dispositivos integrados al sistema [91], [151].

La medición inteligente, y la infraestructura para transportar dicha medición, sirve como plataforma técnica para la implementación de redes inteligentes que intrínsecamente traen la operación de nuevas formas de mercado de energía [146], [147], [152]. La operación eficiente de estos mercados implica el relacionamiento regulatorio en donde se requiera la

garantía de gestión óptima de los agentes, se eviten el ejercicio de poder del mercado y se garantice la suplencia de las necesidades del consumidor para que se haga uso eficiente de la energía y se garantice la sostenibilidad y resiliencia económica, ambiental y social del sistema [14], [7], [5], [147].

4. PROPUESTA Y ANÁLISIS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA AMI EN COLOMBIA Y SU INFLUENCIA EN LA OFERTA Y DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PEQUEÑA ESCALA

4.1 Metodología – Pensamiento Sistémico

La transición de la medición convencional a los sistemas de medición AMI implica retos complejos, donde se deben asociar técnicas integradoras entre conceptos técnicos, regulatorios y de comportamiento social. La técnica de investigación para el análisis de esta disrupción tecnológica corresponde a la Dinámica de Sistemas (DS).

La DS es una herramienta del pensamiento sistémico y corresponde a una metodología de realimentación de sistemas complejos capaz de integrar fenómenos técnicos con fenómenos sociales [153], [25], [154] económicos [155], [156], ambientales, [157], entre otros, [158], [159] en donde intrínsecamente se encuentran elementos e interrelaciones con presencia de no linealidades y comportamientos aleatorios que dificultan una solución analítica [23], [160]. Para comprender el comportamiento de los sistemas, se debe

comprender de qué manera se integran todos sus elementos y qué mecanismos producen dicha interrelación [23], [153]. Por tanto, la dinámica de sistemas tiene como propósito aportar instrumentos para estudiar problemas de forma compleja y no como partes o subsistemas aislados [23], [25].

El análisis por medio de la DS posee 3 fases. La primera corresponde a la identificación de variables y sus relaciones causales; esto permite modelar comportamientos actuales, determinar problemas y proponer estrategias de solución. La segunda fase corresponde a la caracterización de cada variable, bien sea por medio de ecuaciones matemáticas o por medio de parámetros fijos que se comportan como flujos, niveles o variables; esto permite formalizar el modelo causal a través de herramientas de simulación computacionales. Por último, en la tercera fase se realiza la validación del modelo de simulación y la evaluación de escenarios mediante proyecciones futuras, permitiendo analizar la pertinencia de la hipótesis de solución [21], [22].

El desarrollo de la primera fase, correspondiente a la identificación de variables y sus relaciones causales, se realiza por medio de la herramienta Vensim. En la **Sección 4.3** se describe la hipótesis dinámica por medio del diagrama causal. Por su parte, el desarrollo de simulación, validación y evaluación de escenarios de la segunda y tercera fase se realizaron por medio de la herramienta de simulación Powersim Studio.

4.2 Aplicaciones de la DS en problemas eléctricos

Con el objetivo de relacionar modelos de gestión y análisis de políticas regulatorias en el sector eléctrico, se ha utilizado ampliamente la DS como herramienta para la evaluación de alternativas en la toma de decisiones. Como se muestra en la **Tabla 4-1**, algunos estudios en Colombia y otros países muestran la versatilidad de la DS en trabajos relacionados con la transición energética a partir de los sistemas de medición inteligente, respuesta de la demanda, generación distribuida, modelos de difusión tecnológica, entre otros. Además, ha sido utilizada en el análisis y evaluación de políticas e incentivos para la implementación de fuentes de energía renovables convencionales y no convencionales,

estudios del mercado eléctrico en ambientes regulados y no regulados, y evaluación de programas de electrificación rural y programas de eficiencia energética.

Tabla 4-1: Antecedentes bibliográficos de aplicaciones de DS en problemas del sector eléctrico.

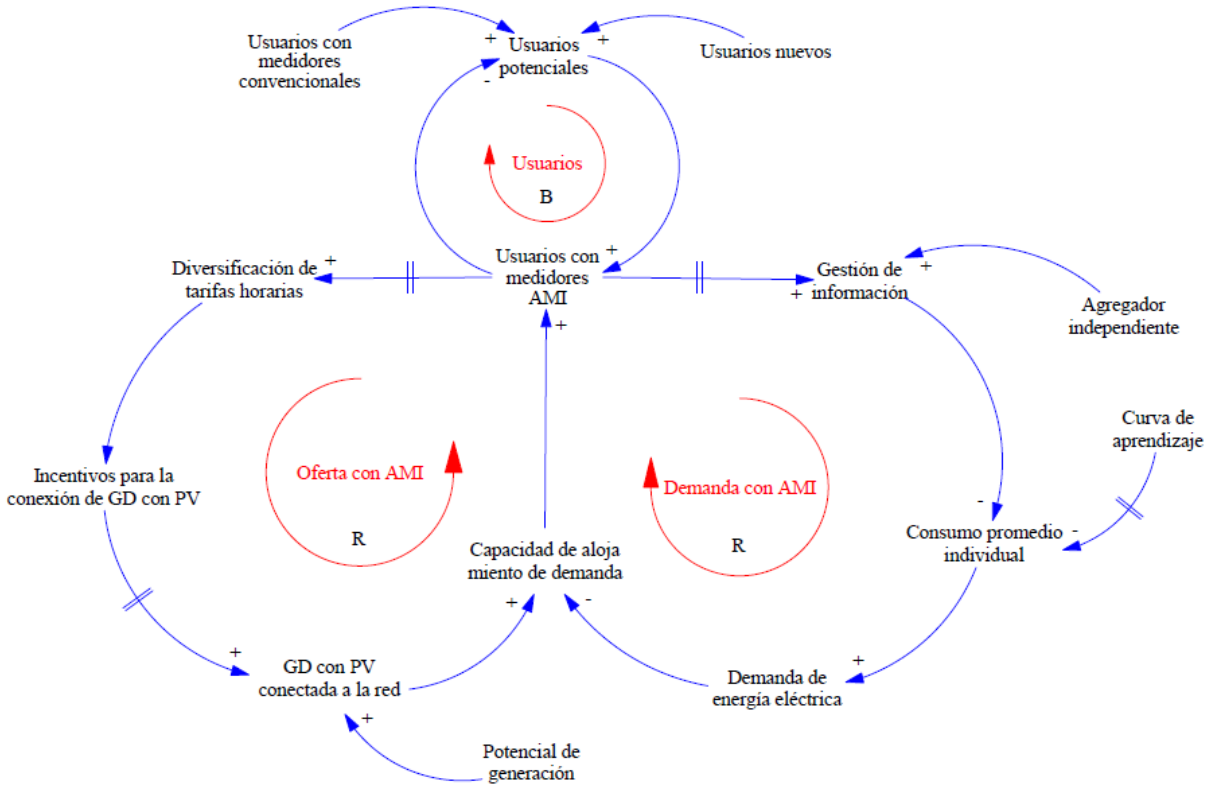
Aplicación	Países	Referencias
Sistemas de medición inteligente	Colombia	[161]
Respuesta de la demanda	Colombia, Letonia	[162], [131], [163], [156]
Generación distribuida	Estados Unidos, Colombia, Ecuador	[164] [158], [165], [166], [159], [167], [168]
Servicios complementarios a la red	Colombia, Reino Unido	[159], [169], [170], [171], [172], [155], [156], [168], [173]
Integración de fuentes de generación renovables no convencionales	Estados Unidos, Colombia, Ecuador	[174], [158], [165], [168], [168], [175], [173], [176]
Modelos de difusión tecnológica	Estados Unidos, Colombia, Ecuador	[161], [158], [168]
Modelos de incentivo para electrificación rural	Colombia	[161], [168]
Programas de eficiencia energética	Estados Unidos, Pakistán, Colombia, Irán	[158], [174], [162], [177]
Mercados de energía	Inglaterra, Gales, Estados Unidos, Colombia, Noruega, Irán, Australia, Turquía, Suiza	[164][178] [179],[174], [177], [165], [163], [155], [168], [175], [180], [181]
Sector electrico industrial	Estados Unidos	[182]
Política y regulación de energía eléctrica	Pakistán, México, Turquía, Suiza, Estados Unidos	[183], [183], [180], [181], [184], [185]

El enfoque estratégico de la DS está orientado, más allá de la predicción, a reconocer consecuencias dentro de un todo coherente. El objetivo del presente trabajo de investigación está orientado al reconocimiento de oportunidades técnicas y regulatorias en los sistemas de medición inteligente bajo la infraestructura AMI para determinar el impacto dentro de la oferta y la demanda de energía a pequeña escala; por tanto, mediante la DS se propone modelar conceptos técnicos, proponer alternativas político-regulatorias y evaluarlas en un horizonte de tiempo establecido.

4.3 Formulación de la hipótesis dinámica – Diagrama Causal

Según los proyectos de resolución CREG 131 y 219 de 2.020 [49], [50] y resolución CREG 001 101 de 2022 [51], se propone una dinámica de cambio de medidores bajo dos esquemas simultáneos. El primero está dirigido hacia la renovación tecnológica para garantizar la transición de los medidores convencionales hacia los medidores inteligentes bajo la infraestructura AMI por parte de los comercializadores u operadores de red; esto implica incentivos regulatorios y retos logísticos para la reposición y cobertura total de sus usuarios. El segundo esquema corresponde a la obligación de transición energética mediante la implementación de medida AMI a los nuevos usuarios que se conecten a la red.

Figura 4-1: Diagrama causal, incidencia de la medición inteligente AMI sobre la oferta y demanda de energía eléctrica.



4.3.1 Ciclo de demanda

Los medidores inteligentes bajo la infraestructura AMI posibilitan la bidireccionalidad de la información, con valor agregado tanto para el operador del sistema en su necesidad de administrar y optimizar los activos de conexión, como para los usuarios con la gestión de la información.

Si bien los usuarios no están familiarizados con los parámetros eléctricos, éstos podrán ser intuitivos gracias a la intervención del “Agregador Independiente”. Dicho agregador servirá como administrador de la información y será el puente estratégico entre el usuario y los demás actores del sistema eléctrico. La gestión de la información permitirá adquirir conciencia de consumos mediante comparaciones propias históricas y con similares. La comparación permitirá mantener tendencias a la baja siguiendo modelos de curvas de aprendizaje con diferentes escenarios de recepción y adaptación por parte de los usuarios.

Por su parte, la proyección de aprendizaje se dirige a la reducción de consumos promedios individuales y, en consecuencia, a la reducción y desaceleración del crecimiento de demanda general. La capacidad de atender más demanda, igualmente, depende de la disminución en los consumos de los usuarios en general; sin embargo, en el largo plazo, el crecimiento de la demanda satura la capacidad de alojamiento de la red y, dicha saturación, incentiva la necesidad de automatizar el sistema por medio de la infraestructura AMI, capaz de retroalimentar la operación del sistema para brindar estabilidad y confiabilidad.

4.3.2 Ciclo de oferta

El ciclo de oferta comienza con la implementación de medición inteligente bajo la infraestructura AMI. Intrínsecamente, la infraestructura AMI proporciona funcionalidades para incentivar modelos de negocio participativo por parte de los usuarios, entre ellas se encuentran la medición bidireccional de energía y soporte de esquema de tarifación avanzada. La disponibilidad de participar del mercado de energía incentivará la implementación de generación distribuida a pequeña escala, donde la magnitud de

generación estará limitada por el potencial de energía según sea la tecnología y la zona geográfica y, además, limitada por el espacio físico disponible para realizar montajes de infraestructura.

Como resultado, la implementación y la conexión de aportes individuales aumentarán la disponibilidad de energía en la red, bien sea para consumo y/o conexión de nueva demanda o para aportar al consumo operativo de la red en términos de pérdidas y compensación de reactivos. Por su parte, al aumentar la capacidad de albergar demanda del sistema, se tendrá la necesidad de automatizar la infraestructura eléctrica, por medio de retroalimentación en tiempo real de la demanda, con el objetivo de optimizar los activos eléctricos.

La oferta, que para nuestro caso es la generación de energía eléctrica, depende de la demanda; por tanto, la demanda regula y hace un balance natural sobre el ciclo de la oferta. No podrá haber más generación de la necesaria para cubrir la demanda, esto implica retos de incentivo a la industrialización y constante búsqueda de oportunidades de apuestas productivas para el país y, por su parte, modelamiento de negocio por medio de la comercialización internacional de energía para aprovechar y optimizar los recursos, reduciendo al máximo la necesidad de realizar vertimientos en una posible sobre oferta.

4.3.3 Ciclo de usuarios

Por último, el ciclo de usuarios representa el balance natural de la oferta y demanda eléctrica representado en la variable transversal del número de usuarios con medidores AMI; siendo esta última proporcional al potencial de ahorro energético y a la oferta en generación distribuida a pequeña escala.

En principio, aquellos usuarios actuales que no han participado en implementación de medición inteligente AMI bajo la modalidad de proyectos piloto se consideran usuarios potenciales; estos usuarios, por tanto, corresponden a la suma entre aquellos usuarios con medidores convencionales y aquellos usuarios que ingresan nuevos al sistema. Posteriormente, por medio de la función logística general, y bajo la evaluación sensible de

diferentes tasas de sustitución, se realiza el despliegue de medidores AMI y, de esta manera, la proyección de medidores potenciales estará con tendencia a la baja hasta que el flujo de entrada de potenciales usuarios con medición convencional sea cero y quede como único flujo de entrada los potenciales usuarios nuevos que ingresen al sistema.

4.4 Formulación matemática del modelo – Diagrama Formal

Los modelos en DS migran desde conceptos descriptivos, en el diagrama causal, a modelos matemáticos, por medio del diagrama formal, para la evaluación cuantitativa de escenarios.

El diagrama formal, como se describe en la **Sección 4.5.3**, posee la característica de mostrar gráficamente los niveles, o variables de estado, así como las variables de flujo, o tasas [157], [186]. Con respecto a los niveles, estos se caracterizan por ser acumuladores y, por su parte, las variables de flujo corresponden a la razón de cambio, bien sea de entrada o salida, en los niveles. Por otra parte, también se muestran variables auxiliares y constantes, que sirven como apoyo para el modelado y formulación matemática del caso de estudio.

A continuación, se describen las ecuaciones de flujo de los submodelos representativos de la dinámica de transición y crecimiento de medidores, proyección de demanda y la participación distribuida de generación a pequeña escala por medio del modelo logístico general, curvas de aprendizaje y modelo logístico BASS, respectivamente. Por su parte, en la **Sección 4.5.3**, estructura causal del modelo de simulación, se mostrará la integración y relación entre las demás variables constantes, auxiliares y de nivel.

4.4.1 Modelo logístico general para el despliegue de medidores inteligentes bajo la infraestructura AMI

El modelo logístico general, o también denominada ecuación Verhulst, se asocia al trabajo de investigación del autor Pierre Francois Verhulst en el año 1.838 [187]. Como se muestra en la **Ecuación 4.1,** esta se relaciona con el crecimiento poblacional de especies biológicas

y sigue el mismo principio del crecimiento exponencial, sin embargo, plantea una desaceleración a medida que dicho crecimiento se acerca a valores límites, lo que permite realizar un mayor acercamiento a la realidad [188].

Para la evaluación de escenarios de despliegue logístico AMI, se utiliza el modelo logístico general, el cual describe una trayectoria sigmoidea en el tiempo (en forma de S) y permite integrar estrategias regulatorias en las etapas de desarrollo de proyectos piloto, despliegue temprano, mayoría temprana, mayoría tardía y rezagados [189], estos últimos correspondiendo a aquellas zonas apartadas, de difícil acceso u otras dificultades técnicas para la implementación de la transición energética.

$$\frac{dM(t)}{dt} = \frac{M_0 k}{(k - M_0)e^{-rt} + M_0} \tag{4.1}$$

Donde:

M_0: Parque de medidores AMI iniciales

k: Parque total de medidores

r: Tasa de sustitución

El modelo muestra, principalmente, dos particularidades técnicas: la primera tiene que ver con la proporcionalidad entre la tasa de reproducción con respecto a la población existente y, la segunda, con la proporcionalidad de la tasa de reproducción con respecto a la cantidad de recursos disponibles que permita dicho crecimiento [187], [188]. Para el caso de estudio, la tasa de sustitución de los medidores será proporcional al número de usuarios existente, de tal manera que habrá una mayor aceleración en el despliegue de medidores cuando se tenga mayor concentración de usuarios.

4.4.2 Modelo de demanda eléctrica con AMI asociado a curvas de aprendizaje

La disrupción tecnológica, asociada a la transición energética, representa retos de aprendizaje y empoderamiento social de las funcionalidades ofrecidas por los sistemas de medición inteligente AMI [77], [122]. Para este caso de estudio, se implementará el concepto de curva de aprendizaje a la capacidad de reducción de demanda eléctrica, bien

sea, por ahorro en consumos o por cambio de costumbres y aprovechamiento de las técnicas de eficiencia energética como son los Programas de Uso Racional y Eficiente de la energía ProURE [190], .

Autores como Levitt y March, en el año 1988, distinguen la construcción de aprendizaje grupal a partir del reconocimiento y proyección de objetivos comunes. Años más tarde, el autor Huber, propuso cuatro niveles para el proceso de aprendizaje grupal: apropiarse del conocimiento, gestionar la información, comprender la información y, por último, interiorizarla y memorizarla [191]. Para este caso de estudio, se toma como referencia la curva de aprendizaje logarítmica desarrollada por T. P. Wright quien, en el año 1.936, por medio de una publicación, analiza la producción sistemática de aeronaves y crea la hipótesis de que el tiempo por cada hombre, necesario para la construcción de cada unidad, va descendiendo proporcionalmente a una constante de aprendizaje, expresada en un porcentaje [192], [193].

A continuación, en la **Ecuación 4.2** se muestra la expresión matemática de la curva de aprendizaje donde se estima la demanda promedio mensual para usuarios con sistema de medición AMI. La demanda se obtiene de un consumo promedio mensual inicial para el número de usuarios con medición AMI y se evalúa por medio de escenarios de tasas de aprendizaje, según experiencias internacionales.

$$D_{AMI} = D_0 N(t)^{\frac{ln(1-L)}{ln(2)}} \tag{4.2}$$

Donde:

D_0: Demanda promedio mensual inicial

$N(t)$: Número de usuarios AMI para el instante t

L: Tasa de aprendizaje

Es importante relacionar el aprendizaje individual como una interacción adaptable e influyente dentro de subgrupos y grupos de demanda, de tal manera que, si un individuo o usuario aprende, potencialmente aportará conocimiento y experiencia a su grupo cercano y al grupo en general [192]. En una curva de aprendizaje, la experiencia está directamente relacionada con la capacidad de optimizar procesos o tareas diarias; sin embargo, siempre se llega a un punto de saturación relacionada con la cotidianidad y en donde ya no existe margen de optimización.

Los escenarios de curvas de aprendizaje permiten evaluar la capacidad de reducción de demanda dentro del sistema como respuesta al flujo de información intuitiva soportada por la infraestructura AMI. Además, permite retroalimentar señales del sistema orientadas a la optimización del sistema eléctrico desde la perspectiva técnica y económica a corto, mediano y largo plazo; esto implica reevaluar la pertinencia de ampliación de infraestructura eléctrica y reestructuración del mercado eléctrico para migrar a señales de precio dinámicas.

4.4.3 Modelo logístico BASS para implementación de generación distribuida a pequeña escala con AMI

El modelo Bass fue desarrollado por Frank Bass en 1.969 en su resultado de investigación titulado “A new product growth for model consumer durables”. Este modelo, por medio de una ecuación diferencial con solución cerrada, agrupa conceptos de difusión y/o adopción de bienes como resultado del flujo de información voz a voz y demás medios de comunicación masiva [187], [194], [195].

El modelo conceptúa y segmenta el público objetivo basado en teorías antecesoras como la desarrollada por Rogers en el año 1.962 conocida como teoría de Difusión de la Innovación; dicha teoría clasifica al público objetivo en 5 categorías: innovadores, adoptantes tempranos, mayoría temprana, mayoría tardía y rezagados [194], [196]. Por su parte, en concordancia con la teoría propuesta por Rogers, la difusión se proyecta bajo la influencia de la imitación y la innovación; estos son representados dentro del modelo de difusión por los coeficientes de imitación e innovación [195], [196]. Así que, el modelo Bass, relaciona la probabilidad de adopción de un bien o servicio con la probabilidad externa de innovación p y probabilidad interna de imitación q de acuerdo con el número de adoptantes previos y público objetivo [194]. La **Ecuación 4.3** muestra la estructura matemática del modelo Bass.

$$\frac{dN(t)}{dt} = \left[p + \frac{q(N(t-1))}{m}\right][m - N(t-1)] \qquad (4.3)$$

Donde:

p: Coeficiente de innovación PV para la implementación de generación solar a pequeña escala.

q: Coeficiente de imitación PV para la implementación de generación solar a pequeña escala.

m: Potencial solar a pequeña escala conectado a la red esperado.

$N(t-1)$: Potencial solar a pequeña escala en el instante anterior al evaluado.

Las curvas resultantes permiten evaluar escenarios de adopción y posterior conexión de energía solar fotovoltaica [189], [197]. La característica curva sigmoidea del modelo Bass presenta una penetración lenta al comienzo y, a medida que la tecnología se difunde, incrementa la velocidad de adopción hasta alcanzar niveles de saturación [194], [198]. La principal limitación para aplicar el modelo Bass a la generación solar de energía eléctrica está relacionada con la determinación de los coeficientes de innovación e imitación; sin embargo, ya se han realizado estudios antecedentes que estiman dichos valores para esta aplicación como se muestra en la **Tabla 4-2**.

Tabla 4-2: Estudios antecedentes sobre coeficientes del modelo BASS en adopción de FERNC.

Título del trabajo de investigación	**Coeficiente de innovación P**	**Coeficiente de imitación Q**	**Referencia**
Análisis de los incentivos económicos en la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica en Colombia	0,002	0,4	[196]
The Solar Deployment System (SolarDS) Model: Documentation and Sample Results	0,002	0,4	[199]
Análisis de incentivos a la energía solar en una ciudad utilizando modelos de proyección de energía	0,002	0,3	[189]

Autores consideran que los modelos de difusión orientados a las energías renovables tomen el potencial como un valor finito, y que ese potencial esté relacionado con la disponibilidad y accesibilidad del recurso [198], [200]. Por su parte, herramientas

metodológicas, como la Dinámica de Sistemas (DS), permiten agrupar parámetros como un todo coherente, donde no solo se busca representar tendencias históricas, sino también relaciones causales que representen, en conjunto, las interrelaciones del sistema real [175], [199].

4.5 Validación de la estructura del modelo

La validación del modelo de simulación en DS es fundamental para analizar, evaluar y detectar errores e incongruencias de tendencia y consistencia dimensional [23]. La metodología, para esta evaluación, se divide en dos secciones: una de verificación y validación de la estructura, con su relacionamiento causal y, la segunda, por medio de la verificación y validación de comportamiento del modelo.

Con respecto a la evaluación de relacionamiento causal, se realiza el análisis de consistencia dimensional de todas las variables del modelo, como se muestra en la **Sección 4.5.3**. Por otra parte, para el caso práctico de evaluación de comportamiento del modelo, se escoge uno de los departamentos simulados y se le realizan 7 escenarios de prueba, con el fin de validar el comportamiento y sensibilidad de las principales variables de entrada.

4.5.1 Alcance del modelo

El objetivo y alcance del modelo de simulación está orientado a la evaluación y análisis de la metodología para el despliegue AMI y la incidencia que éste despliegue tiene sobre la oferta y la demanda a pequeña escala.

Con respecto al despliegue AMI, se utiliza el modelo de difusión logística general tomando en cuenta antecedentes regulatorios y experiencias internacionales. Por su parte, la evaluación del impacto de despliegue AMI en la demanda a pequeña escala se regirá por el modelo de curvas de aprendizaje. Por último, la proyección de oferta, por medio de AMI, se analiza por medio del modelo de difusión logística BASS, tomando en cuenta la

naturalidad y libertad de implementación de generadores fotovoltaicos individuales a pequeña escala.

En el **Capítulo 5**, de la presente tesis, se realizó el análisis técnico de las principales funcionalidades de la infraestructura AMI y las implicaciones y bondades que se podrían ofertar a los usuarios por medio del desarrollo tecnológico. Teniendo en cuenta lo anterior, el modelo de simulación enfocará su análisis en la evaluación de escenarios de política y regulación con el objetivo de proyectar el impacto y oportunidades técnico-regulatorias para el sector eléctrico en Colombia.

4.5.2 Consistencia dimensional del modelo

Es importante brindar relevancia a la coherencia entre las unidades que permitan validar la relación causal entre las variables del modelo. El software PowerSim Studio, utilizado para el desarrollo de las simulaciones en DS, permite realizar la revisión y validación de la consistencia dimensional, de tal manera que permite validar las ecuaciones para la simulación y aprueba el posterior resultado para efectos de consistencia dimensional.

La **Tabla 4-3** describe las variables utilizadas en el modelo junto con su unidad dimensional, tal como se encuentra en el software de simulación de DS PowerSim Studio.

Tabla 4-3: Variables y unidades de variables del modelo de simulación.

Descripción	Variable	Unidad
Usuarios iniciales	U_0	$Usuarios$
Tasa de crecimiento usuarios	Tc	$\%\ mensual$
Crecimiento de usuarios	$\frac{dU_0}{dt}$	$Usuarios/mes$
Número total de usuarios	U_T	$Usuarios$
Usuarios con medidores convencionales iniciales	$UCON_0$	$Usuarios$
Usuarios con medidores AMI iniciales	$UAMI_0$	$Usuarios$

Descripción	Variable	Unidad
Flujo de medidores AMI para usuarios nuevos	$\frac{dUAMI_j}{dt}$	$Usuarios/mes$
Flujo de medidores AMI para usuarios antiguos	$\frac{dUAMI_i}{dt}$	$Usuarios/mes$
Tasa de sustitución de medidores AMI	Ts	$\%\ mensual$
Número de usuarios con medidores convencionales	$UCON$	$Usuarios$
Número de usuarios con medidores AMI	$UAMI$	$Usuarios$
Factor usuarios	FU	$\%\ mensual$
Coeficiente de aprendizaje	Ca	$\%\ mensual$
Consumo individual para usuarios AMI	CU_{AMI}	kWh/mes
Consumo promedio individual para usuarios con medidor convencional	CU_{CON}	kWh/mes
Demanda total de usuarios AMI	$DAMI_T$	kWh/mes
Demanda total de usuarios sin AMI	$DNAMI_T$	kWh/mes
Demanda de usuarios con medidor convencional	$DCON_T$	kWh/mes
Total de medidores AMI	$FAMI_T$	$Usuarios$
Área promedio por usuario	AU	m^2
Área total aprovechable para PV	$AAPV$	m^2
Radiación solar promedio	Rs	$kWh/(mes * m^2)$
Flujo de potencial solar	FPS	kWh/mes
Potencial de energía solar inicial	PES_0	kWh/mes
Total de energía potencial solar para conexión de generación PV	PES_T	kWh/mes
Factor por potencial	FP	$\%\ mensual$
Coeficiente de innovación PV	$Cinn$	$\%\ mensual$
Coeficiente de imitación PV	$Cimi$	$\%\ mensual$
Conexión de PV nueva a la red	$PVred$	kWh/mes

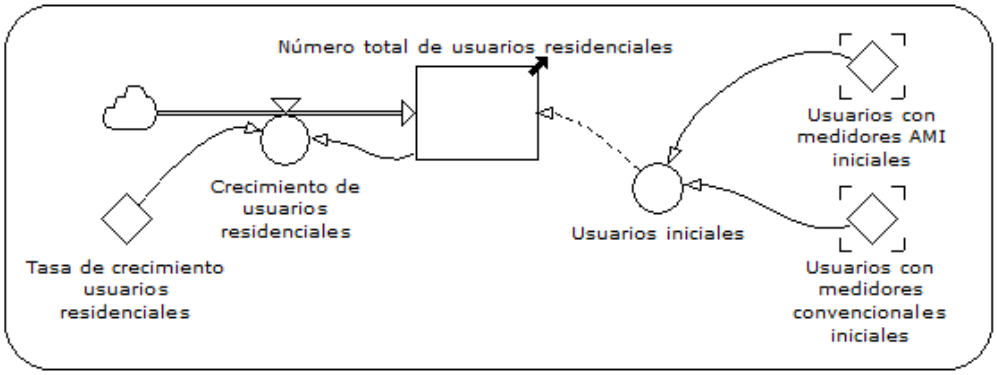
Descripción	Variable	Unidad
Total de energía Pv conectada a la red	ESC_T	kWh/mes

4.5.3 Estructura causal del modelo de simulación

A continuación, se muestra segmentado el diagrama formal en DS como modelo de simulación en los tres ejes transversales anteriormente descritos, y los cuales son objeto del presente estudio: Despliegue de medidores AMI, incidencia de la medición inteligente AMI en la demanda e incidencia de los medidores AMI en la oferta o GD.

El primer sub-diagrama causal, como se muestra en la **Figura 4-2**, corresponde al modelado del crecimiento de los usuarios. En principio, se toman como usuarios iniciales la suma entre los usuarios con medidores AMI iniciales, correspondientes a proyectos piloto, y los usuarios con medidores convencionales existentes. De acuerdo con eso, se toma un flujo de entrada para modelar los nuevos usuarios conectados al sistema de acuerdo con la tasa de crecimiento bien sea mensual o anual, según se requiera en el análisis.

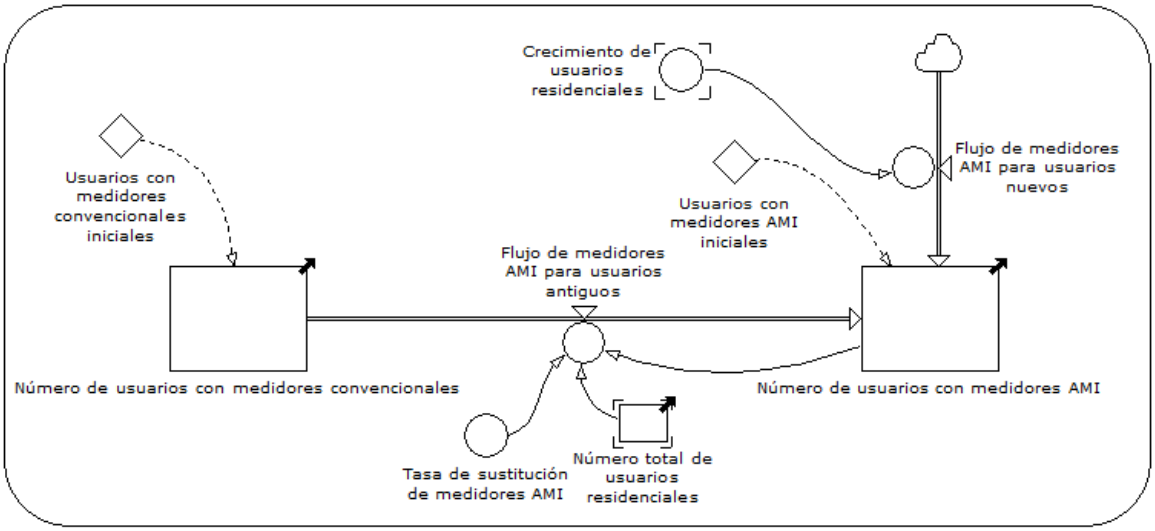
Figura 4-2: Sub-diagrama causal – Crecimiento de usuarios.



Por su parte, la **Figura 4-3** muestra el segundo sub-diagrama causal referente al modelo de despliegue de medidores AMI. Los valores iniciales, al igual que el modelo anterior, corresponde al número de usuarios con medidores convencionales existentes y al número de usuarios con medidores AMI iniciales. Por su parte, la evaluación del número de usuarios con medidores AMI tiene como entrada dos flujos: el primero corresponde a la entrada de nuevos usuarios al sistema, de tal manera que se les permita entrar con

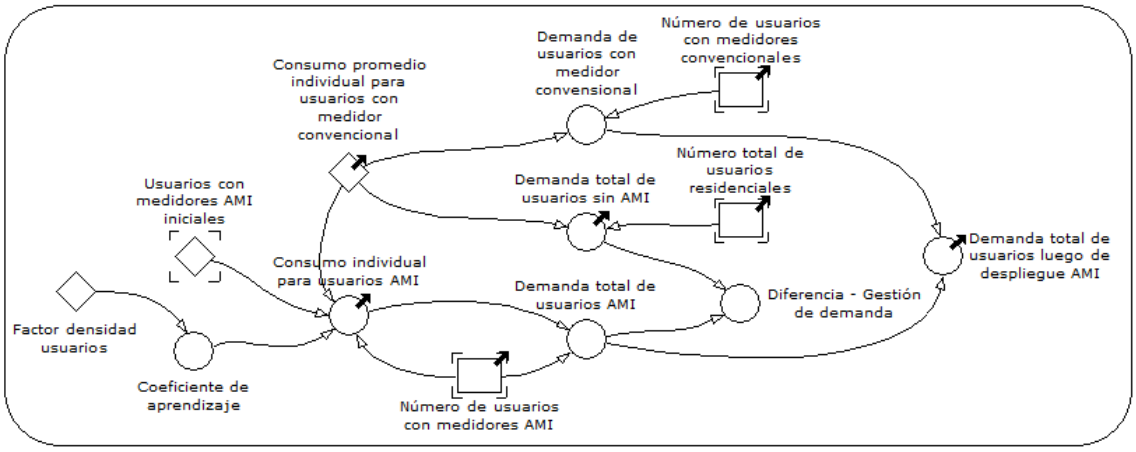
medición AMI desde el principio y, el segundo flujo, corresponde al despliegue logístico descrito en la **Sección 4.4.1** y que tiene como variable sensible la tasa de sustitución de medidores AMI.

Figura 4-3: Sub-diagrama causal – Despliegue de medidores AMI.



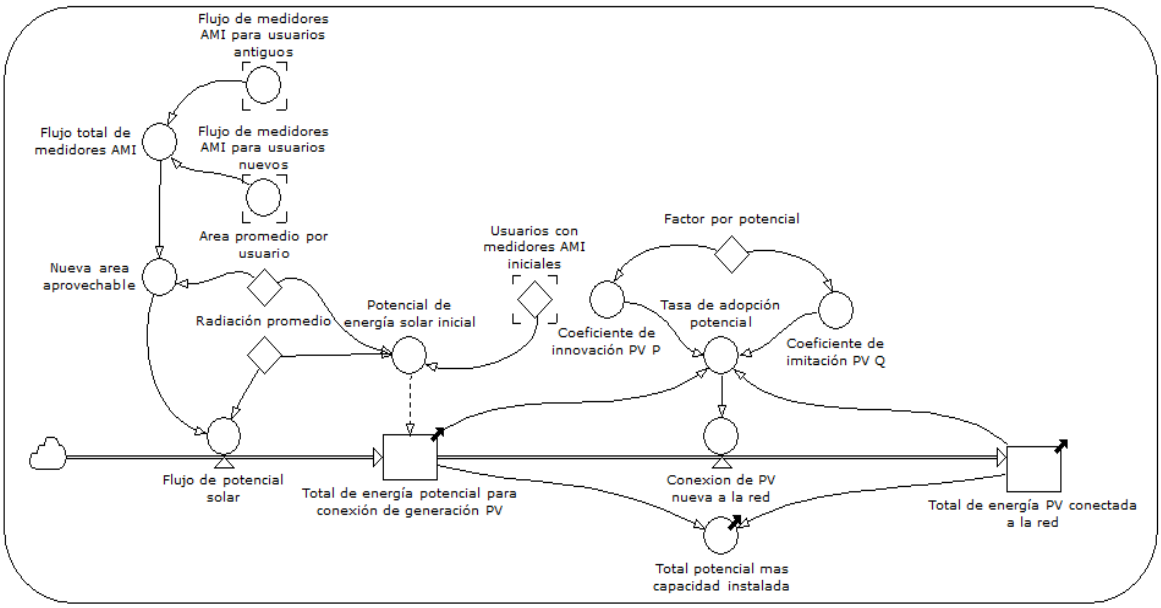
Con respecto a la incidencia del despliegue AMI en la demanda, como se muestra en la **Figura 4-4**, se plantea con el objetivo de comparar la demanda promedio mensual de usuarios AMI y de usuarios no AMI bajo la evaluación de las curvas de aprendizaje y, estas últimas, evaluadas bajo los escenarios de coeficientes de aprendizaje. Si bien la evaluación de curvas de aprendizaje se realiza en el consumo promedio mensual, el análisis migra al total de la demanda de todos los usuarios con el objetivo de realizar una evaluación a nivel país.

Figura 4-4: Sub-diagrama causal – Demanda eléctrica.



Por último, para el modelado de la oferta en generación eléctrica de aquellos usuarios con medición AMI, se propone el sub-diagrama causal de la **Figura 4-5**. Este modelo se divide en dos secciones: la primera corresponde al potencial solar disponible y, la segunda, a la conexión neta de energía en la red.

Figura 4-5: Sub-diagrama causal – Oferta eléctrica.



Para la caracterización del potencial solar disponible se tiene como criterio inicial la participación exclusiva de aquellos usuarios que posean medidor inteligente AMI; por otra parte, se propone un valor de área disponible individual para la implementación de

soluciones individuales y, por último, se tiene en cuenta fuentes de información para determinar la radiación promedio mensual, según el caso de estudio. Lo anterior hace parte del flujo de entrada al acumulado de potencial disponible para conexión a la red.

Con respecto a la conexión de PV a la red, se propone un flujo bajo el modelo logístico BASS descrito en la **Sección 4.4.3.** Por medio de este modelo, se evalúan escenarios de implementación natural tecnológica bajo los parámetros sensibles de coeficiente de innovación e imitación para el caso de la generación PV.

A continuación, en la **Tabla 4-4**, se presentan las variables con su respectiva representación en el diagrama formal, así como las ecuaciones que se rigen en el modelo propuesto.

Tabla 4-4: Unidades de las variables del modelo y su ecuación asociada.

Descripción	Tipo de variable	Variable	Ecuación
Usuarios iniciales	Auxiliar	U_0	$U_0 = UCON_0 + UAMI_0$
Tasa de crecimiento usuarios	Constante	Tc	-
Crecimiento de usuarios	Flujo	$\frac{dU_t}{dt}$	$\frac{dU_t}{dt} = U_T * Tc + U_0$
Número total de usuarios	Nivel	U_T	$U_T = \int_{t0}^{tT} U_0 dt$
Usuarios con medidores convencionales iniciales	Constante	$UCON_0$	-
Usuarios con medidores AMI iniciales	Constante	$UAMI_0$	-
Flujo de medidores AMI para usuarios nuevos	Flujo	$\frac{dUAMI_j}{dt}$	$\frac{dUAMI_j}{dt} = \frac{dU_0}{dt}$
Flujo de medidores AMI para usuarios antiguos	Flujo	$\frac{dUAMI_i}{dt}$	$\frac{dUAMI_j}{dt} = (Ts * UAMI * (\frac{U_T - UAMI}{U_T}))$

Descripción	Tipo de variable	Variable	Ecuación
Tasa de sustitución de medidores AMI	Auxiliar	Ts	-
Número de usuarios con medidores convencionales	Nivel	$UCON$	$UCON = UCON_0$
Número de usuarios con medidores AMI	Nivel	$UAMI$	$UAMI = \int_{t0}^{tT} UAMI_i dt + \int_{t0}^{tT} U_{AMIj} dt$
Factor usuarios	Constante	FU	Factor entre 0% y 100%
Coeficiente de aprendizaje	Auxiliar	Ca	$Ca = \frac{FU}{25} + 0{,}08$
Consumo individual para usuarios AMI	Auxiliar	CU_{AMI}	$CU_{AMI} = CU_{CON} * (UAMI - UAMI_0)^{\log(1-Ca)/\log(2)}$
Consumo promedio individual para usuarios con medidor convencional	Constante	CU_{CON}	-
Demanda total de usuarios AMI	Auxiliar	$DAMI_T$	$DAMI_T = CU_{AMI} * UAMI$
Demanda total de usuarios sin AMI	Auxiliar	$DNAMI_T$	$DNAMI_T = U_T * CU_{CON}$
Demanda de usuarios con medidor convencional	Auxiliar	$DCON_T$	$DCON_T = UCON * CU_{CON}$
Flujo total de medidores AMI	Auxiliar	$FAMI_T$	$FAMI_T = \frac{dUAMI_i}{dt} + \frac{dUAMI_j}{dt}$
Área promedio por usuario	Constante	AU	-
Nueva área total aprovechable para PV	Auxiliar	$AAPV$	$AAPV = AU * UAMI$
Radiación solar promedio	Constante	Rs	-
Flujo de potencial solar	Flujo	FPS	$FPS = AAPV * Rs$
Potencial de energía solar inicial	Auxiliar	PES_0	$PES_0 = UAMI_0 * AU * Rs$

Descripción	Tipo de variable	Variable	Ecuación
Total de energía potencial solar para conexión de generación PV	Nivel	PES_T	$PES_T = \int_{t0}^{tT} PES_0\, dt - \int_{t0}^{tT} PVred\, dt$
Factor por potencial	Constante	FP	Factor entre 0% y 100%
Coeficiente de innovación PV	Auxiliar	$Cinn$	$Cinn = \frac{FP}{4} + 0{,}0015$
Coeficiente de imitación PV	Auxiliar	$Cimi$	$Cimi = \frac{FP}{10} + 0{,}35$
Conexión de PV nueva a la red	Flujo	$\frac{dPVred}{dt}$	$\frac{dPVred}{dt} = \left[Cinn + \frac{Cimi}{PES_T}\right][PES_T - ESC_T)]$
Total de energía Pv conectada a la red	Nivel	ESC_T	$ESC_T = \int_{t0}^{tT} PVred\, dt$

Como método de diversificación, tanto el coeficiente de aprendizaje AMI como los coeficientes de innovación e imitación del modelo BASS serán fluctuantes entre valores reconocidos anteriormente en la literatura científica. Los factores que acompañan dicha fluctuación de coeficientes se asocian, en el caso del coeficiente de aprendizaje AMI, al 0% para aquel departamento con menor consumo promedio mensual y 100% para aquel departamento del país con mayor consumo; los demás tomarán valores proporcionales entre el 0% y 100%. Caso similar ocurre con los factores de innovación e imitación bajo el argumento de que aquel departamento con menor potencial solar tendrá factores del 0% y aquel con mayor potencial solar tendrá un factor del 100%.

Con lo anterior, se garantiza que haya diversificación de entre el 8% y 12% para el coeficiente de aprendizaje AMI y de entre 0,15% y 0,25% y 35% y 45% para los coeficientes de innovación e imitación, respectivamente.

4.6 Datos sensibles del modelo de simulación

De acuerdo con el modelo descrito anteriormente en la **Sección 4.4** y **Sección 0**, es necesario identificar y recolectar información de entrada para las simulaciones. El objetivo

del modelo consiste en replicar, con el menor margen de error, tendencias pasadas y proyectarlas hacia un horizonte de tiempo determinado por medio de escenarios; de ahí la importancia de la veracidad y calidad de la información.

La **Tabla 4-2** muestra la información sensible requerida por el modelo. Para datos como la tasa promedio de crecimiento de los usuarios, consumo promedio individual y radiación promedio, se recomienda que los valores históricos sean de entre 5 y 10 años. En el **Capítulo 5**, donde se presenta el caso de estudio del sector residencial urbano, por ejemplo, se tomaron datos históricos del SUI y del IDEAM para la simulación y análisis de resultados.

Tabla 4-2: Variables sensibles del modelo de simulación.

Variable	Unidad de medida	Descripción
Usuarios con medidores convencionales iniciales	[Usuarios]	Número total de usuarios residenciales urbanos que no cuentan con sistema de medición inteligente AMI.
Usuarios con medidores AMI iniciales	[Usuarios]	Número total de usuarios residenciales urbanos que cuentan con sistema de medición inteligente AMI.
Tasa de crecimiento de usuarios	[%/mes]	Tasa de crecimiento promedio entre los años 2.009 y 2.019 según históricos del Sistema Único de Información SUI, como se muestra en el **Anexo A**.
Consumo promedio individual	[kWh/mes]	Consumo promedio mensual entre los años 2.009 y 2.019 según históricos del Sistema Único de Información SUI, como se muestra en el **Anexo B**.
Factor densidad usuarios	[%]	Factor expresado en porcentaje para diversificar el coeficiente de aprendizaje de las curvas de aprendizaje. De esta manera, aquel departamento con mayor concentración de

Variable	Unidad de medida	Descripción
		usuarios tendrá factor 1 o del 100% y aquel con menos número tendrá factor 0 o del 0%
Radiación promedio	[kWh/(mes*m^2)]	Radiación promedio mensual según históricos del IDEAM. Se toma el promedio de todas las estaciones de dicha entidad para cada departamento, como se muestra en el **Anexo C**.
Área promedio por usuario	[m^2]	Supuesto de área promedio, por usuario, que estaría disponible para implementar generación solar fotovoltaica. Dicha área corresponde a, aproximadamente, dos páneles solares fotovoltaicos comerciales.
Factor por potencial	[%]	Factor expresado en porcentaje para diversificar los coeficientes de innovación e imitación del modelo BASS. De esta manera, aquel departamento con mayor potencial solar tendrá factor de 1 o del 100% y, aquel departamento con menor potencial solar tendrá factor de 0 o del 0%.

5. SIMULACIÓN: CASO DE ESTUDIO, SECTOR RESIDENCIAL URBANO

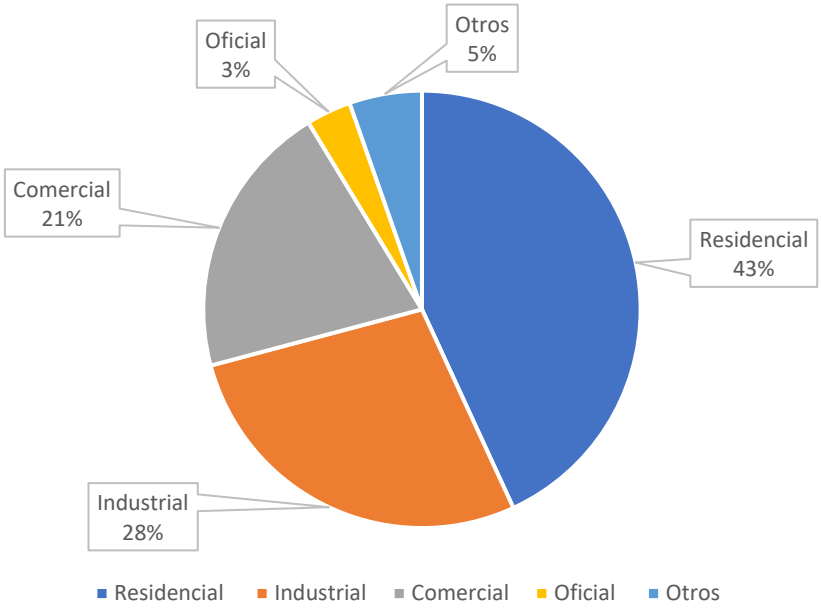
5.1 Descripción de caso de estudio

En el nivel energético, en general, el sector residencial representa el tercer mayor consumo de energía en donde se destaca la electricidad; sin embargo, en la última década, según información histórica por parte de XM, la demanda eléctrica del país ha tenido incrementos constantes de alrededor 3% anual. Lo anterior, estimulado, entre otros, por el incremento anual promedio de demanda del 5%, aproximadamente, en el sector residencial y pequeños negocios [201], [202].

Por otra parte, según información disponible del SUI, en el último quinquenio la participación sectorizada de demanda en el país muestra una fuerte participación de la demanda del sector residencial con respecto al consumo total del país [202], [203].

La **Figura 5-1** muestra que el sector residencial ha significado el 43% de la demanda, seguido del sector industrial con el 28% y el comercial con el 21% [202], [203]. Es importante aclarar que dentro del residencial se agrega el mercado regulado, por medio del cual participa el sector residencial y comercial a pequeña escala. Por tanto, lo anterior valida la importancia de proponer estrategias de participación de la demanda de acuerdo con objetivos mundiales y comunes de reducción del consumo energético para reducir las emisiones contaminantes [204].

Figura 5-1: Distribución sectorizada de la demanda de energía eléctrica en Colombia según la UPME. Adaptado de [205].



La mayoría de los estudios antecesores a esta investigación se han ocupado de realizar una exhaustiva caracterización de la demanda y asociarla a variables exógenas como el clima, ubicación geográfica, condiciones socioeconómicas, entre otros, y no se han explorado escenarios de participación de los usuarios en la oferta y demanda de energía eléctrica [203], [204], [201], [206] , [207], [208]. Por su parte, las principales acciones significativas que se han realizado en el sector residencial para la gestión y optimización de la demanda corresponden a políticas de cobertura en el servicio, el desarrollo de un mercado competitivo de electrodomésticos eficientes y el incentivos técnicos y regulatorios para el desarrollo de programas URE [202], [203], [204].

Con respecto al contexto de soluciones de generación individual conectados o en isla con la red, es importante nombrar al Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía, FENOGE. Este fondo fue reglamentado por medio del artículo 190 de la Ley 1753 de 2.015 [209] y regulado por medio de la Resolución CREG 232 de 2.015 [210] por el cual se definió el recaudo, por parte del ASIC, de 0,4 pesos por cada kWh transado en el mercado de energía [201]. Sin embargo, fue hasta el año 2.017, por medio del decreto

1543 [211], que se realiza el direccionamiento de estos recursos para el apoyo financiero de las Fuentes No Convencionales de Generación de Energía FNCER. Este precedente, junto con incentivos normativos como la ley 1715 del año 2.014 [60], se dirige a estimular proyectos en el sector residencial urbano, entre otros, tanto para la implementación de generación distribuida a pequeña escala, como para incentivar los programas URE [202].

5.1.1 Datos para el modelo

Las principales fuentes de información para el modelado y simulación del despliegue AMI, y su incidencia en la oferta y la demanda del sector residencial urbano, fueron el Sistema Único de Información SUI y el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales IDEAM, como se muestra en el **Anexo C** y **Tabla 5-1**.

Los reportes históricos del total de usuarios residenciales, demanda promedio mensual y demanda promedio individual fueron extraídos del análisis de la información contenida en el SUI entre los años 2.009 y 2.019. Por su parte, el potencial radiación solar, por departamentos, se extrajo del IDEAM por medio del promedio de la totalidad de su información en todas las estaciones del país.

A continuación, en la **Tabla 5-1**, se muestra la información de entrada al modelo para la simulación por cada departamento del Sistema Interconectado Nacional SIN. Vale aclarar que, para el caso de usuarios residenciales totales, se tuvo en cuenta los valores reportados para el año 2.019; los demás, hacen parte del análisis de información histórica.

Tabla 5-1: Información inicial para simulación del caso de estudio, sector residencial urbano.

Descripción	Unidad de medida	Antioquia	Arauca	Atlántico	Bolívar	Boyacá	Caldas	Caquetá	Casanare	Cauca
[1] Usuarios con medidores convencionales iniciales	[Usuarios]	1.254.703	40.546	516.017	409.552	217.066	200.582	65.459	74.282	142.869
[2] Usuarios con medidores AMI iniciales	[Usuarios]	232.000	53	29.824	9.941	-	-	-	-	16.000
[3] Tasa de crecimiento de usuarios	[%/año]	2,44%	3,67%	2,72%	4,59%	3,58%	1,96%	3,92%	5,80%	5,24%
[4] Consumo promedio individual	[kWh/mes]	150,60	146,49	273,98	242,80	100,80	114,70	97,84	145,19	94,19
[5] Factor densidad usuarios	[%]	78,67%	1,55%	28,50%	21,76%	10,96%	10,08%	2,88%	3,35%	7,86%
[6] Radiación promedio	[kWh/(mes*m2)]	134,42	140,52	169,21	164,42	132,62	120,65	117,56	147,49	127,33
[7] Área promedio aprovechable por usuario	[m2]	4	4	4	4	4	4	4	4	4
[8] Factor por potencial	[%]	50,34%	59,05%	100,00%	93,17%	47,77%	30,68%	26,27%	68,99%	40,21%

Cesar	Chocó	Córdoba	Cundinamarca	Bogotá DC	Guaviare	Huila	La Guajira	Magdalena	Meta	Nariño
228.143	59.073	255.176	502.351	1.844.272	11.469	198.209	121.805	275.627	201.106	182.572
-	-	-	10.000	42.500	-	-	-	-	-	2.978
4,65%	4,59%	5,39%	6,04%	3,58%	4,75%	3,22%	4,85%	0,41%	5,15%	3,74%
220,60	133,27	202,16	128,67	165,98	119,43	126,49	250,21	263,90	132,12	115,53
11,55%	2,54%	13,00%	26,71%	100,00%	0,00%	9,96%	5,88%	14,09%	10,11%	15,48%
149,26	126,93	129,18	124,50	122,81	124,71	129,66	161,93	160,15	125,87	118,15
4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
71,52%	39,64%	42,86%	36,18%	33,77%	49,50%	43,55%	89,62%	87,08%	38,14%	58,47%

N. Santander	Putumayo	Quindío	Risaralda	Santander	Sucre	Tolima	Valle
301.783	38.254	136.033	214.361	443.685	156.430	290.748	849.952
-	-	-	-	-	-	-	150.000
3,80%	0,45%	4,91%	3,20%	4,45%	2,70%	3,74%	0,53%
159,69	100,85	110,68	116,69	145,86	182,81	115,82	144,80
9,28%	1,43%	6,64%	10,82%	23,05%	7,73%	14,89%	52,71%
140,12	99,16	101,59	121,04	128,38	149,98	136,53	137,69
4	4	4	4	4	4	4	4
27,11%	0,00%	3,47%	31,23%	41,72%	72,56%	53,35%	55,01%

[1] Diferencia entre los usuarios reportados por el SUI en el año 2.019 y los usuarios con medición AMI para ese mismo año.

[2] Número de usuarios con medidores AMI reportados hasta el año 2.019.

[3] Crecimiento anual promedio según históricos del SUI entre los años 2.009 y 2.019.

[4] Consumo promedio mensual según históricos del SUI entre los años 2.009 y 2.019.

[5-8] Factor de diversificación entre 0% y 100%.

[6] Radiación promedio mensual según históricos totales del IDEAM.

[7] Área supuesta por usuario para implementación de generación fotovoltaica por usuario.

5.2 Escenarios de simulación

Los escenarios de simulación son herramientas que permiten comparar y evaluar el impacto de la regulación y política energética. Para el presente caso de estudio, permitirá evaluar y comparar, frente al caso base, escenarios conservadores, medios y optimistas frente a la proyección de despliegue de medidores inteligente bajo la infraestructura AMI en el sector residencial urbano colombiano y cómo éste influye en oportunidades de oferta y demanda a pequeña escala.

El escenario base se realiza bajo el criterio de proyectar el escenario actual siguiendo históricos reportados por el SUI en un lapso de 10 años, entre el año 2009 y 2019, con el objetivo de proponer tendencias que permitan comparar los demás escenarios.

El escenario 1 evalúa el despliegue AMI con una tasa de sustitución del 20% anual que, para nuestro caso de estudio, resulta ser un criterio conservador. Por su parte, el escenario medio, escenario 2, propone un despliegue AMI con tasa de sustitución del 30% anual y, por último, el escenario 3, escenario optimista, analiza los retos y oportunidades al haber un despliegue con tasa de sustitución del 40% anual.

Como se muestra en la **Tabla 5-2**, se tomaron en cuenta 4 variables para evaluar cada escenario propuesto. Sin embargo, solo la variable referente a la tasa de sustitución variará de manera manual, mientras las otras fluctuarán, entre valores reconocidos en la literatura, proporcional a las características físicas de cada departamento, para el caso de la presente tesis.

Tabla 5-2: Escenarios de simulación.

Descripción	Escenario Base	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Tasa de sustitución anual, según modelo de difusión logístico.	0%	20%	30%	40%

Descripción	Escenario Base	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Coeficiente de aprendizaje AMI. *	0%	$\frac{Factor\ demanda\ promedio\ individual}{25} + 0{,}08$		
Coeficiente de innovación AMI para la implementación de generación solar a pequeña escala. **	0%	$\frac{Factor\ por\ potencial\ solar}{4} + 0{,}0015$		
Coeficiente de imitación AMI para la implementación de generación solar a pequeña escala. ***	0%	$\frac{Factor\ por\ potencial\ solar}{10} + 0{,}35$		

* *Variación entre 8% y 12%.*

** *Variación entre 0,15% y 0,25%.*

*** *Variación entre 35% y 45%.*

5.3 Validación del comportamiento del modelo

5.3.1 Escenarios de simulación

Para el ejercicio de validación del modelo de simulación y reconocer posibles errores de comportamiento lógico, se tendrán en cuenta las siguientes consideraciones:

En el modelo logístico de despliegue AMI se deben considerar dos flujos de entrada al total de usuarios con medidores AMI. El primer flujo corresponde al cambio tecnológico de aquellos usuarios con medidor convencional y, el segundo flujo, corresponde a los lineamientos regulatorios de conversión AMI para aquellos usuarios nuevos que ingresan al sistema.

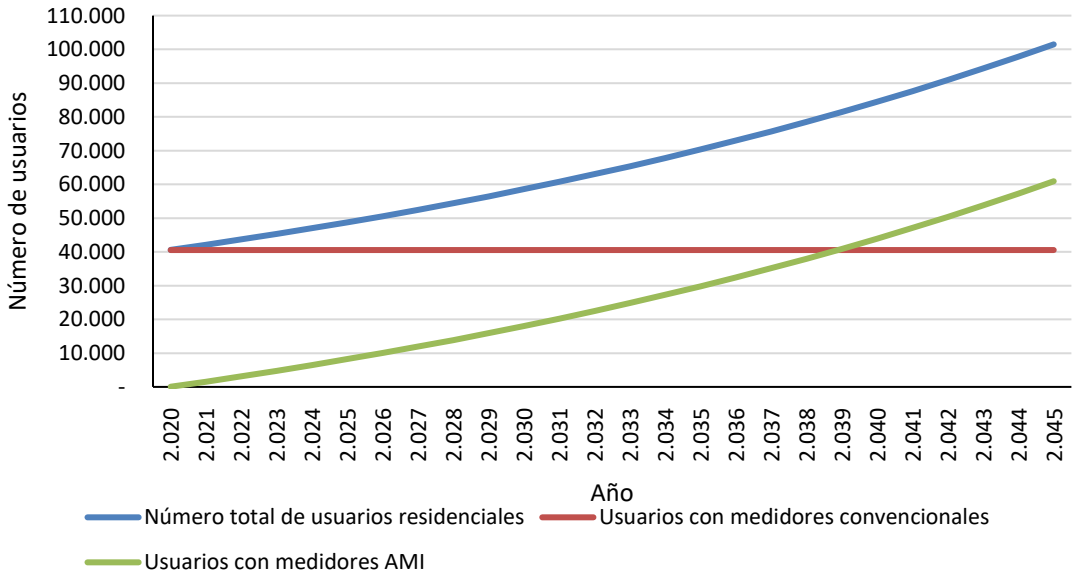
La evaluación de este modelo logístico se dará bajo dos criterios: el primero con un escenario de prueba con tasa de sustitución de 0% y flujo de usuarios AMI por medio de los usuarios nuevos conectados en la red; el segundo criterio se realiza por medio de un

escenario de prueba con tasa de sustitución de 0% e ingreso nulo al parque de medidores AMI por parte de los usuarios nuevos conectados a la red.

Este ejercicio de validación se realiza tomando la información de un departamento al azar. Se considera al departamento de Arauca el cual posee un total de 40.546 usuarios con medidores convencionales, 53 usuarios con medidores AMI y un consumo promedio mensual individual de aproximadamente 146,49 kWh mes.

La **Figura 5-2** representa el primer escenario de prueba del despliegue AMI se realiza evaluando la tendencia que representaría una tasa de sustitución del 0%.

Figura 5-2: Escenario prueba de despliegue AMI para tasa de sustitución de 0% con ingreso de usuarios nuevos con medidores AMI.

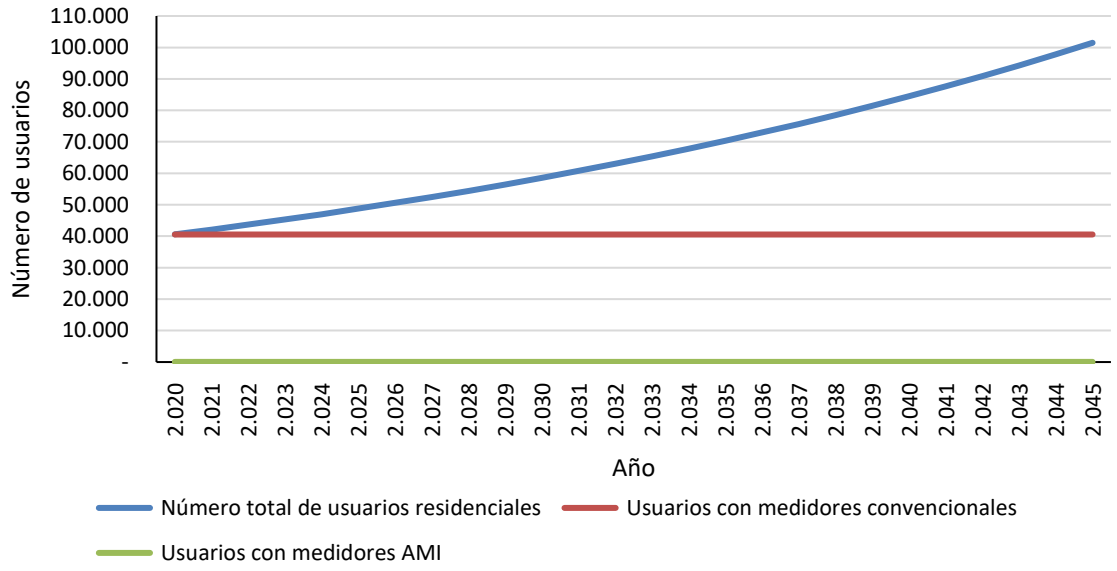


La tendencia describe como constantes los usuarios con medidores convencionales y, en la misma proporción al crecimiento de usuarios residenciales se daría el crecimiento de usuarios AMI conectados en la red.

La **Figura 5-3**, por su parte, muestra el escenario de prueba en el que se evalúa una tasa de sustitución de 0% para el flujo logístico de sustitución y se anula el flujo de medidores nuevos como medidores AMI. La gráfica muestra constantes el número de medidores

convencionales y el número de medidores AMI iniciales. En conclusión, el modelo de difusión logística describe el comportamiento de tendencia esperado.

Figura 5-3: Escenario prueba de despliegue AMI con tasa de sustitución de 0% y sin ingreso de usuarios nuevos con medidor AMI.

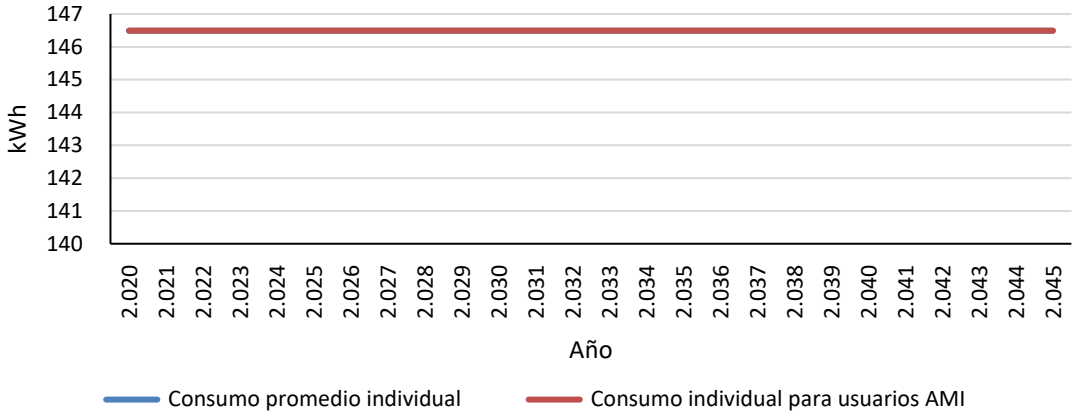


5.3.2 Validación del modelo de demanda eléctrica

El modelo de demanda eléctrica consta de dos secciones principales: una primera sección desde la perspectiva individual, en donde se evalúa la incidencia del coeficiente de aprendizaje y, una segunda sección, como una proyección de dicho análisis individual dentro del total de usuarios; de ahí la pertinencia de evaluar el comportamiento del modelo para los dos casos de estudio.

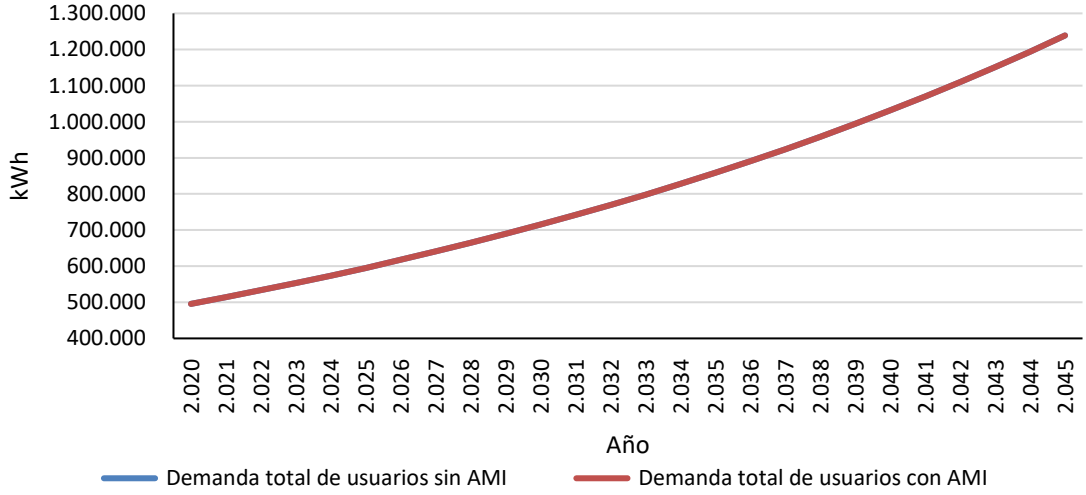
La **Figura 5-4** muestra la proyección y comparación de la demanda mensual promedio de los usuarios AMI y no AMI, entendiéndose este último como la demanda de los usuarios con medición convencional. Allí se evidencia que para el escenario de prueba en donde el coeficiente de aprendizaje es nulo, la demanda AMI se sobrepone a la demanda no AMI.

Figura 5-4: Escenario prueba para coeficiente de aprendizaje del 0% en la evaluación de la demanda eléctrica promedio mensual individual.



Por su parte, al proyectar la demanda promedio individual del anterior escenario, como se muestra en la **Figura 5-5**, se concluye en una nueva sobreposición entre la demanda AMI y la demanda no AMI. Por tanto, el modelo describe la misma tendencia de crecimiento proyectado cuando no se incorpora el coeficiente de aprendizaje en el modelo.

Figura 5-5: Escenario prueba para coeficiente de aprendizaje del 0% en la evaluación de la demanda eléctrica anual total.

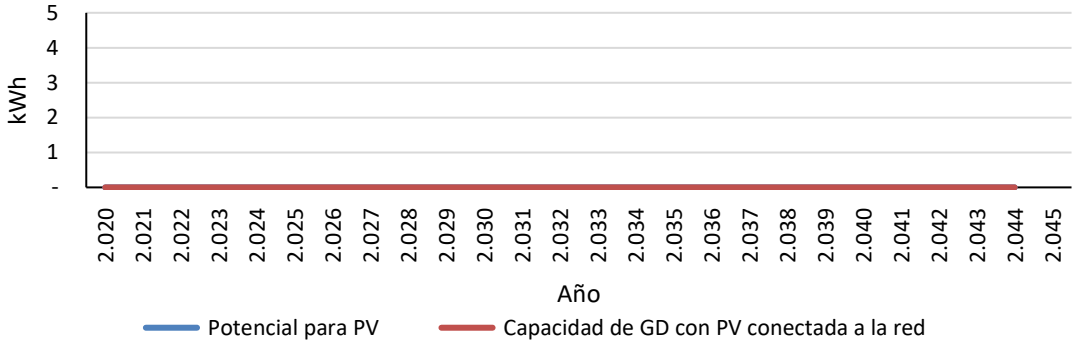


5.3.3 Validación del modelo de oferta eléctrica

Al analizar el modelo de oferta eléctrica, se debe tener en cuenta dos secciones de evaluación diferenciadas. La primera sección corresponde a la evaluación del potencial solar donde se tienen como variables de entrada el área supuesta por usuario y la radiación solar promedio; la segunda sección corresponde a la proporción de energía potencial que se convierte en energía conectada a la red, allí se tiene como variable principal los coeficientes del modelo logístico de difusión BASS.

La **Figura 5-6** muestra la evaluación del comportamiento de este modelo para un escenario de prueba con área por usuario igual cero.

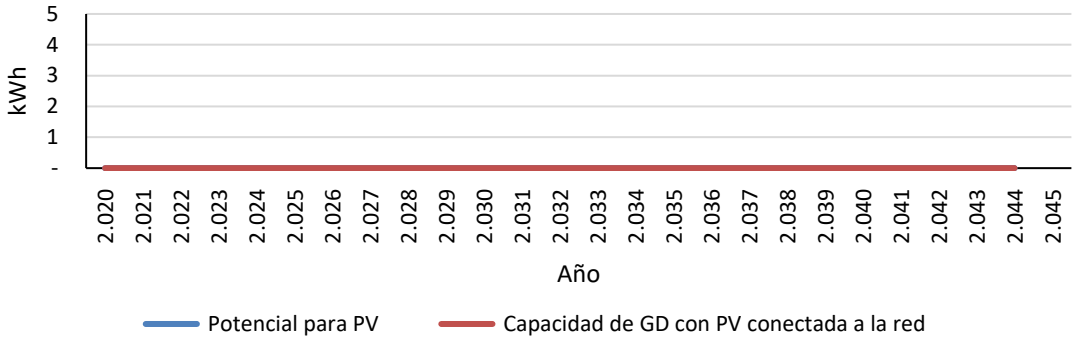
Figura 5-6: Escenario prueba de modelo de generación PV para área por usuario igual a 0.



La tendencia describe la realidad de nulidad tanto en el potencial como en la conexión debido a la inexistencia de espacio para el aprovechamiento fotovoltaico.

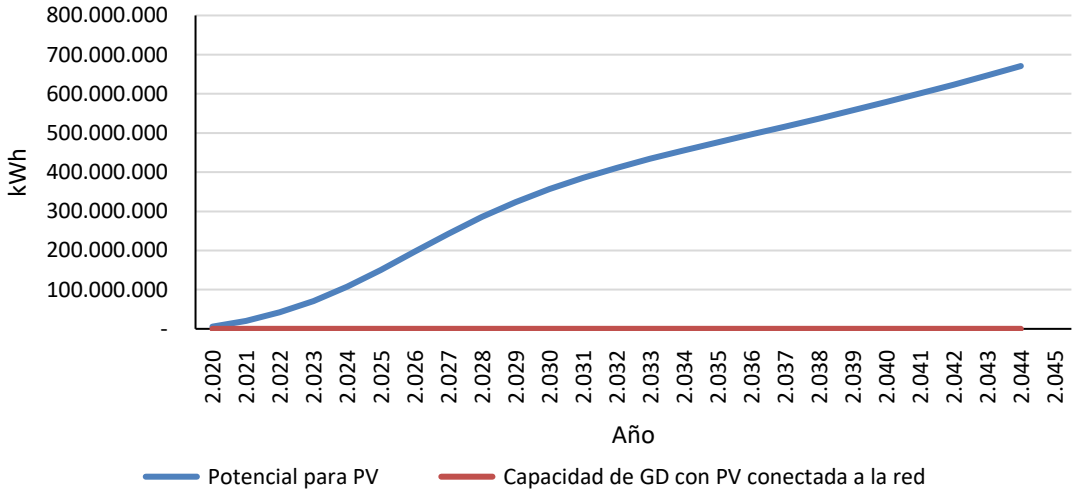
El segundo escenario de prueba, mostrado en la **Figura 5-7**, describe la tendencia de nulidad, al igual que el escenario anterior, frente a radiación promedio igual a cero. El resultado es coherente frente a la inexistencia de potencial solar para que, en consecuencia, no se pueda dar conexión.

Figura 5-7: Escenario prueba de modelo de generación PV para radiación promedio igual a 0.



Por último, como se muestra en la **Figura 5-8**, al evaluar el modelo de oferta con coeficientes de innovación e imitación igual a cero, se describe una tendencia proporcional al despliegue AMI en la sección de cuantificación del potencial solar para conexión; sin embargo, al anular los coeficientes del modelo de difusión BASS, no se tendrá conexión alguna del potencial proyectado.

Figura 5-8: Escenario prueba de modelo de generación PV para coeficientes del modelo BASS igual a 0.



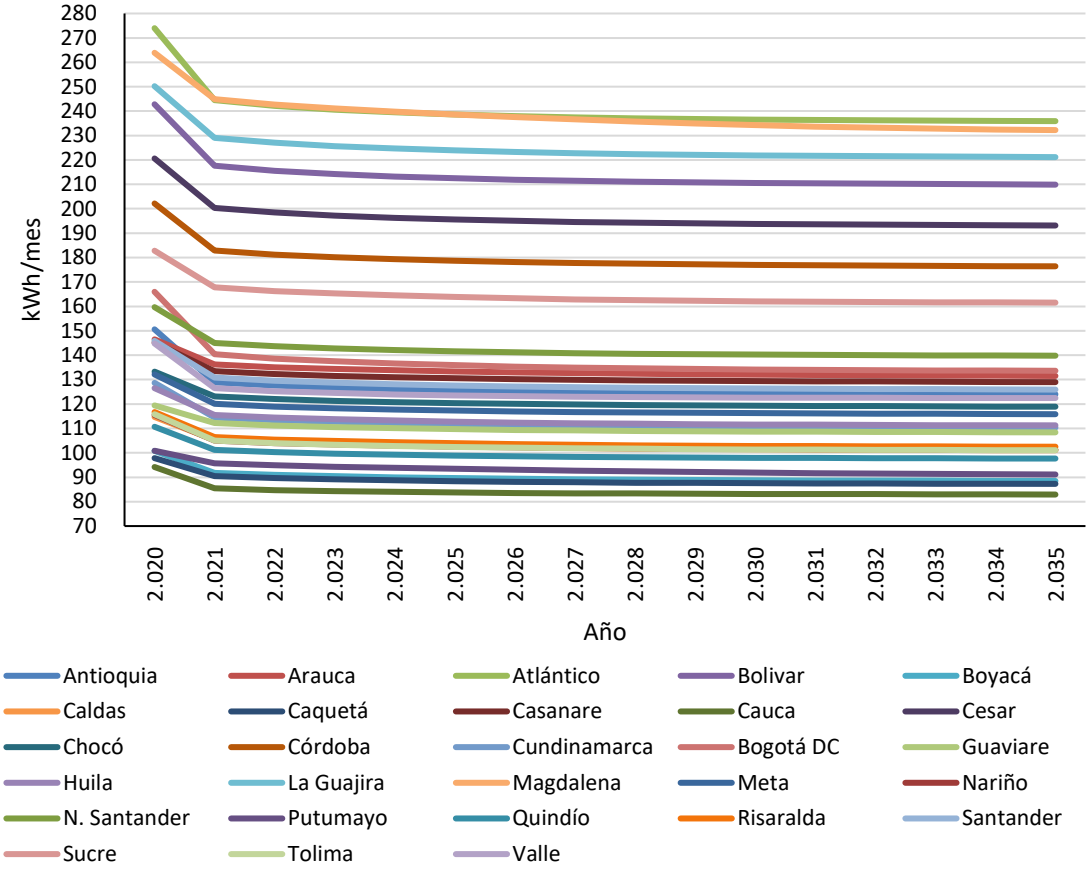
5.4 Resultados y discusión

La evaluación del modelo de simulación se plantea bajo 4 escenarios. El primer escenario, escenario base, corresponde a la proyección de demanda con las condiciones técnico-regulatorias actuales, tomando en cuenta que no se tienen incentivos para el despliegue natural de medidores AMI y participación de estos usuarios dentro del mercado de generación de energía a pequeña escala. Por su parte, los escenarios 1, 2 y 3 corresponden a la proyección de oferta y demanda a pequeña escala, evaluados en tasas de sustitución de medidores convencionales por medidores AMI del 20%, 30% y 40% anual, respectivamente.

La evaluación de participación de la demanda se realiza proporcional al número de usuarios por departamento siguiendo la ecuación mostrada en la **Tabla 5-2**; esto permite evaluar e incorporar incidencias desde la concentración y densidad de usuarios para dar mayor relevancia a aquellos departamentos en los que se tiene un ambiente que facilite la respuesta de la demanda por medio de AMI. Esta evaluación se realiza por medio del coeficiente de aprendizaje para valores entre el 8% y el 12%, de tal manera que, aquel departamento con menor número de usuarios será evaluado con un coeficiente de aprendizaje del 8% y, en concordancia, aquel departamento con mayor número de usuarios será evaluado con un coeficiente de aprendizaje del 12%.

La **Figura 5-9** muestra la proyección de demanda promedio mensual por departamento cuando se somete a procesos de aprendizaje. Departamentos como Atlántico, Magdalena, La Guajira, Bolívar, Cesar, Córdoba y Sucre, pertenecientes a la costa atlántica colombiana, son los departamentos con mayor consumo promedio mensual por usuario y cuentan, en su proporcionalidad, con los mayores índices de potencial de ahorro energético. Por su parte, departamentos como Cauca, Putumayo, Caldas, Quindío y Boyacá cuentan con el menor índice de consumo promedio mensual por usuario y tienen un menor índice de potencial de ahorro energético.

Figura 5-9: Proyección de demanda promedio mensual de acuerdo con curva de aprendizaje.



La proyección de oferta a pequeña escala, bajo la modalidad de Generación Distribuida, se evalúa por medio de la energía potencial de los usuarios con medidores inteligentes AMI y cómo estos, por medio del modelo de difusión BASS, entran a participar del mercado de generación a pequeña escala. Los coeficientes de innovación e imitación para la implementación de generación distribuida por medio de paneles fotovoltaicos son proporcionales al potencial solar por metro cuadrado de cada departamento; estos valores se encuentran entre el 35% y 45% para el coeficiente de imitación y, entre 0,15% y 0,25%, para el coeficiente de innovación, como se muestra en la **Tabla 5-2**. Este criterio permitirá indicar un mayor incentivo de conexión de GD por medio de PV para aquellos departamentos en los que se tenga mayor potencial solar.

A continuación, se describen los resultados al evaluar cada uno de los escenarios propuestos para el despliegue de medición inteligente en Colombia bajo la infraestructura AMI en el sector residencial urbano.

5.4.1 Escenario base

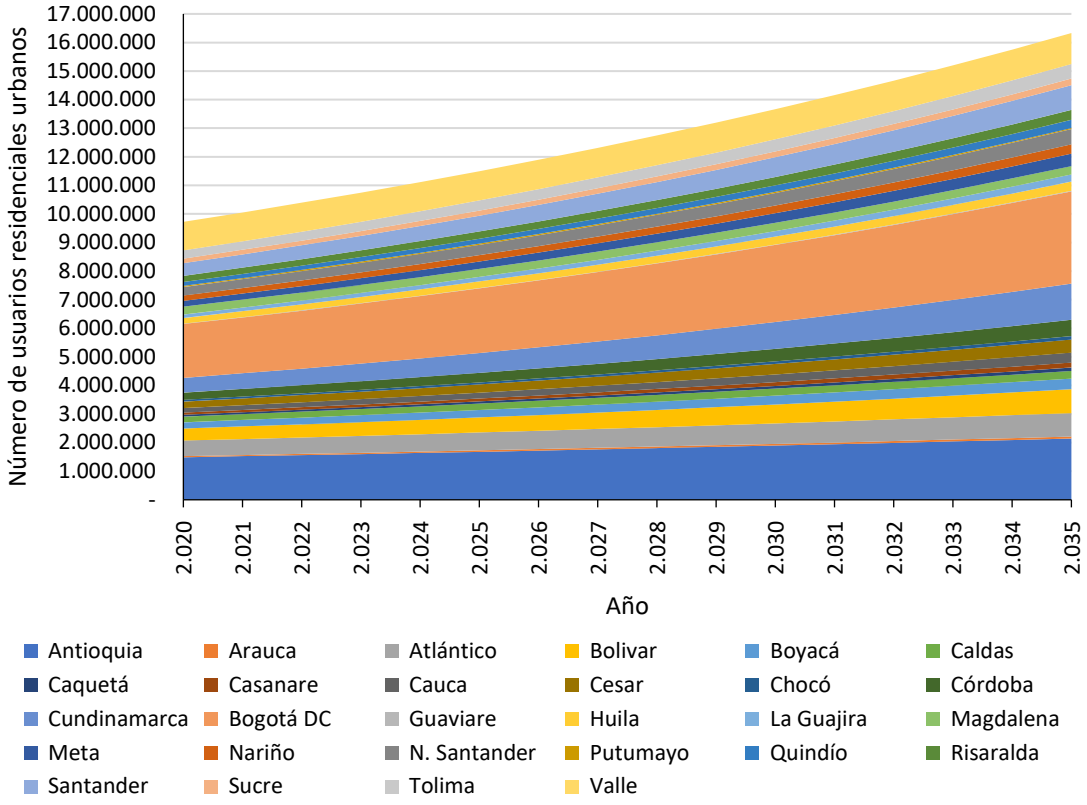
El escenario base describe las tendencias de oferta y demanda a pequeña escala sin la participación masiva de los medidores inteligentes AMI en el mercado y operación del sistema eléctrico en demanda residencial urbana colombiana.

El criterio de simulación toma en cuenta la proyección de crecimiento de los usuarios residenciales urbanos; sin embargo, deja constante el número de medidores inteligentes AMI implementados hasta el momento. El precedente de implementación AMI bajo la modalidad de proyectos piloto plantea la tesis de que, si no existe un motivador regulatorio, no se dará un despliegue natural de dichos medidores, al menos para el sector residencial urbano colombiano.

La proyección de demanda se realiza tomando la demanda promedio mensual de los últimos 10 años para multiplicarla por el número total de usuarios residenciales urbanos. La tasa de crecimiento media anual por departamento se obtuvo del análisis de información del SUI entre los años 2.009 y 2.019 como se muestra en el **Anexo A**.

Para el escenario base no se tuvo en cuenta las señales para curvas de aprendizaje que incentivara a que la demanda con medidores AMI disminuyera sus consumos promedios mensuales; por tanto, como se muestra en la **Figura 5-10**, el escenario base representa una proyección de demanda con las condiciones técnico-regulatorias actuales.

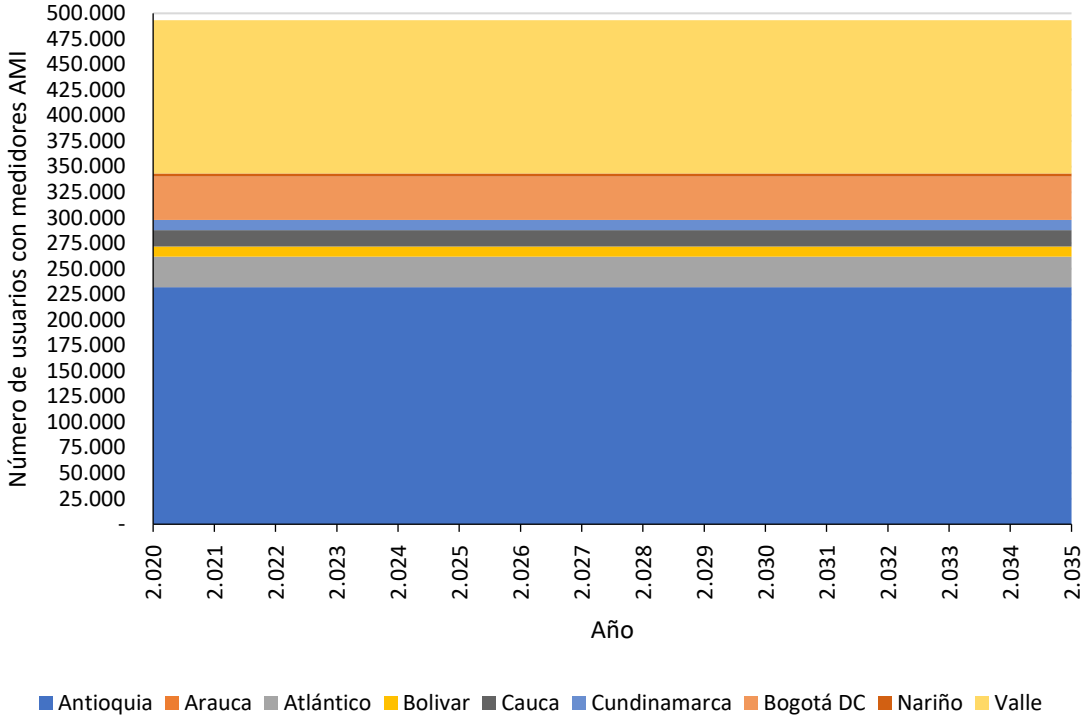
Figura 5-10: Proyección del número total de usuarios residenciales urbanos.



El despliegue AMI para el caso base es nulo; únicamente se toma en cuenta la participación de aquellos proyectos piloto implementados por empresas del sector público en Colombia. Según la revisión de antecedentes, en países como Colombia, las probabilidades de adopción natural de medición AMI son casi nulas debido a la falta de incentivos regulatorios y a la falta de infraestructura técnica que pueda soportar sus funcionalidades [31].

La **Figura 5-11** muestra los reportes entregados por parte de las empresas del sector público, hasta el 2.019, con respecto a la implementación AMI; donde se establece una mayor participación en los departamentos de Antioquia, Valle y la ciudad de Bogotá D.C.

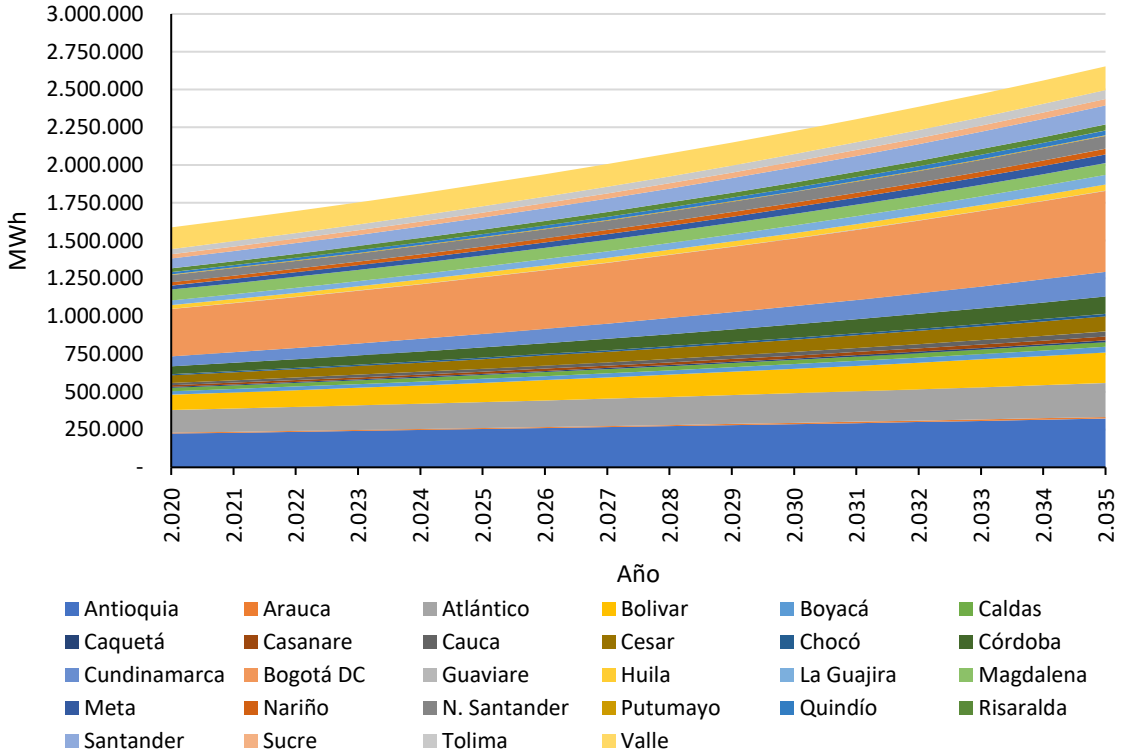
Figura 5-11: Número de usuarios residenciales urbanos con medidores AMI reportados en el año 2019.



La demanda presentada en la **Figura 5-12** corresponde a la proyección del sector residencial urbano colombiano con las condiciones técnico-regulatorias actuales. Comienza con una demanda aproximada de 1.588.731 MWh/año en el 2.020 y se incrementa en un 3,46% promedio anual hasta llegar a una demanda aproximada de 2.653.246 MWh/año en el 2035. Para el año 2030 se espera que la demanda esté en el orden de 2.224.750 MWh/año y sea un 28,59% mayor a la demanda inicial.

Los principales departamentos demandantes de energía eléctrica corresponden a los de mayor concentración de usuarios como es el caso de Antioquia, Valle y la ciudad de Bogotá. Sin embargo, departamentos de la costa atlántica como Bolívar y Atlántico, poseen gran demanda a pesar del número de usuarios debido al alto consumo individual.

Figura 5-12: Proyección de demanda eléctrica para los usuarios residenciales urbanos sin despliegue AMI.



El escenario base muestra un crecimiento acelerado de usuarios que, en efecto, se traduce en la misma proporción de demanda eléctrica. El crecimiento se da de forma exponencial con pendientes críticas para el abastecimiento en el futuro. Este escenario, además, no tiene injerencia dentro del proceso de participación con oferta por medio de generación distribuida a pequeña escala dadas las condiciones actuales de ausencia de un mercado de energía que incentive la participación individual de los usuarios no regulados, para efectos de nuestro caso de estudio.

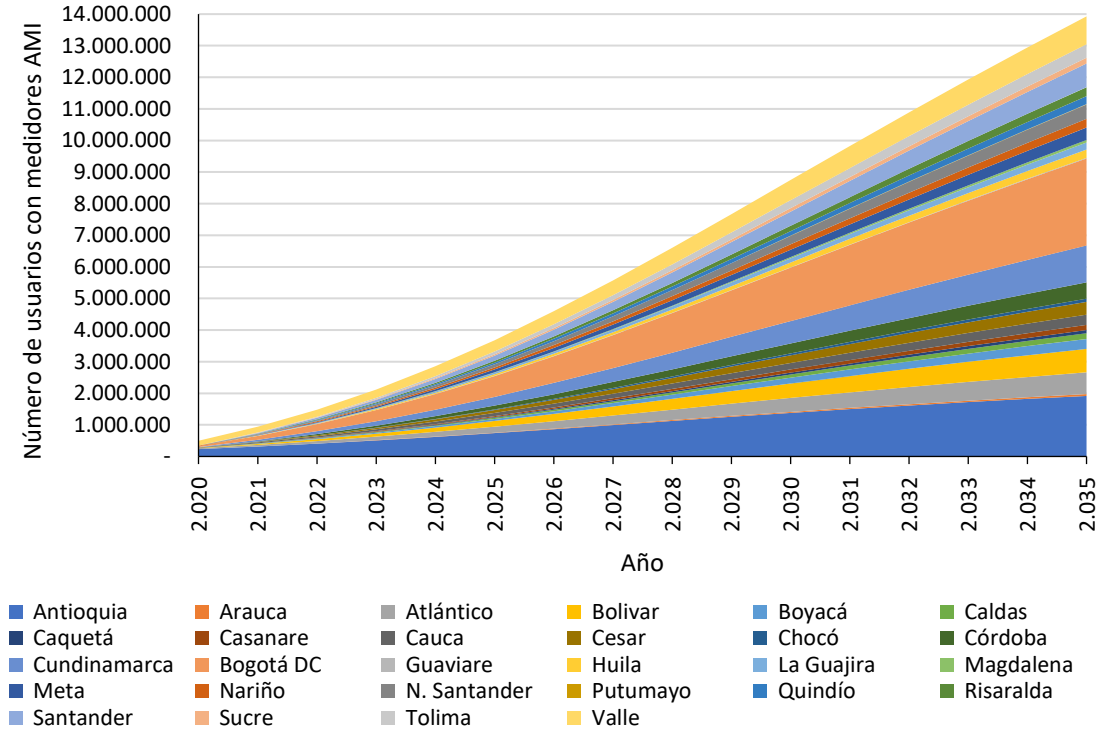
5.4.2 Escenario 1

El escenario 1, escenario conservador, plantea una meta de tasa de sustitución del 20% anual siguiendo el comportamiento sigmoideo, característico de la función logística, descrita anteriormente.

Como se muestra en la **Figura 5-13**, el valor inicial de proyección de despliegue AMI corresponde a la sumatoria, por departamento, de los medidores implementados bajo la modalidad de proyectos piloto en el país.

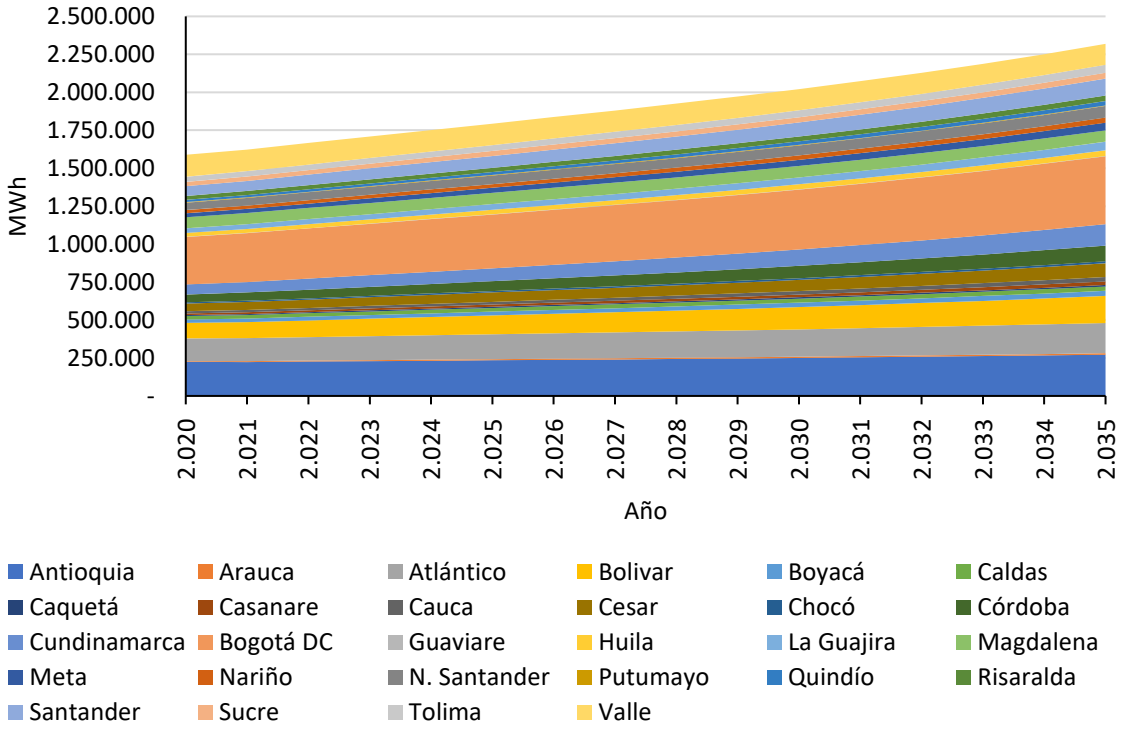
Los resultados muestran que, para el año inicial, año 2.020, el porcentaje de implementación AMI con respecto al número total de usuarios es de aproximadamente 5,1%. Sin embargo, para el año 2.030, el despliegue de medidores inteligentes AMI será de aproximadamente 64,01% con respecto al número total de usuarios residenciales urbanos. Es si no hasta el año 2.041 que se alcanzan valores superiores al 95% de implementación con respecto al total de usuarios.

Figura 5-13: Proyección de despliegue de medidores AMI en usuarios residenciales urbanos. Escenario 1.



Con respecto a la demanda, el crecimiento frente al escenario base disminuye, tal como se muestra en la **Figura 5-14**. Se inicia la proyección en aproximadamente 1.588 MWh/año e incrementa a 2.319 MWh/mes para el año 2.035; por su parte, para el año 2.030 se tiene proyectado un aproximado de 2.020 MWh/año. Por último, si se compara la demanda con respecto al escenario base, el escenario 1 representa el 100% para el año 2.020, 90,82% para el año 2.030 y 87,40% para el año 2.035.

Figura 5-14: Proyección de demanda eléctrica para los usuarios residenciales urbanos con despliegue AMI. Escenario 1.

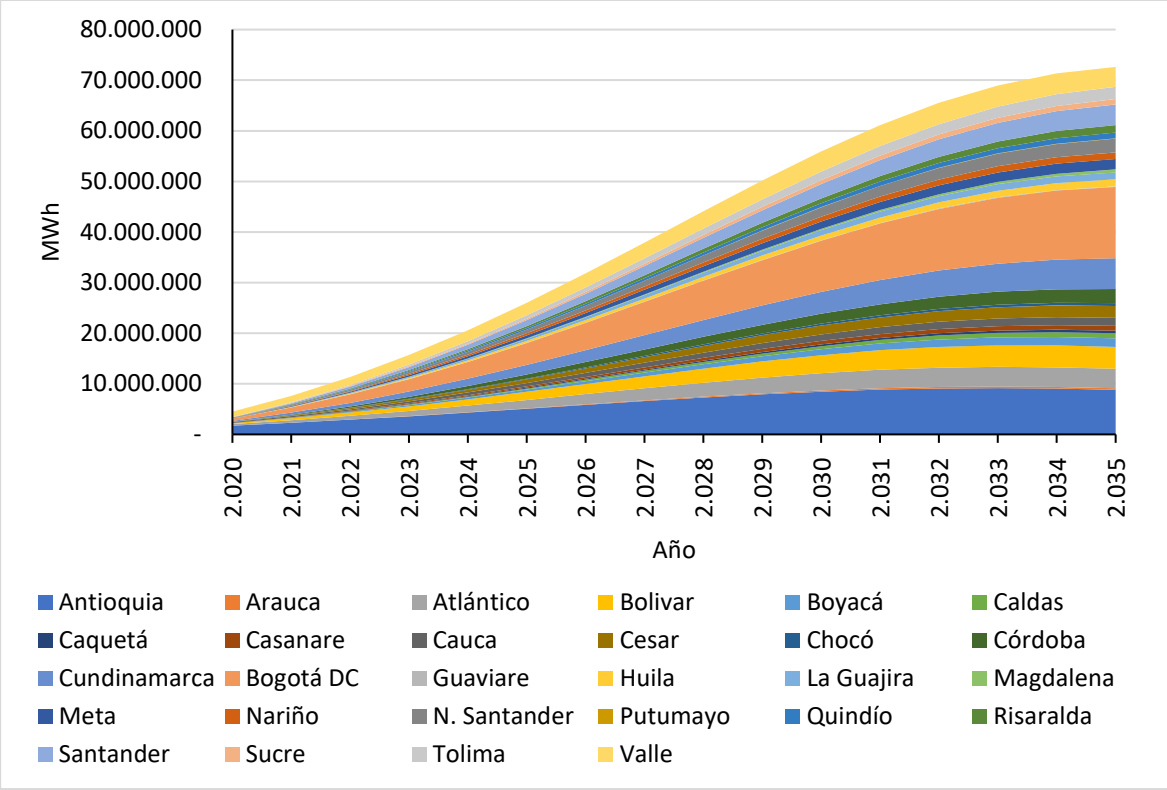


La **Figura 5-15** muestra que, para el escenario 1, el potencial solar para aquellos usuarios con medidores AMI será de aproximadamente 4.501.254 MWh/año en el año 2.020. El crecimiento se dará proporcional al número de usuarios convertidos o ingresados al sistema con medidores AMI y describirá, al igual que el despliegue AMI, una tendencia sigmoidea.

Para el año 2.035 se tendrá aproximadamente 72.621.418 MWh/año de potencial solar a pequeña escala; por su parte, para el año 2.030 el valor se proyecta a 55.904.786

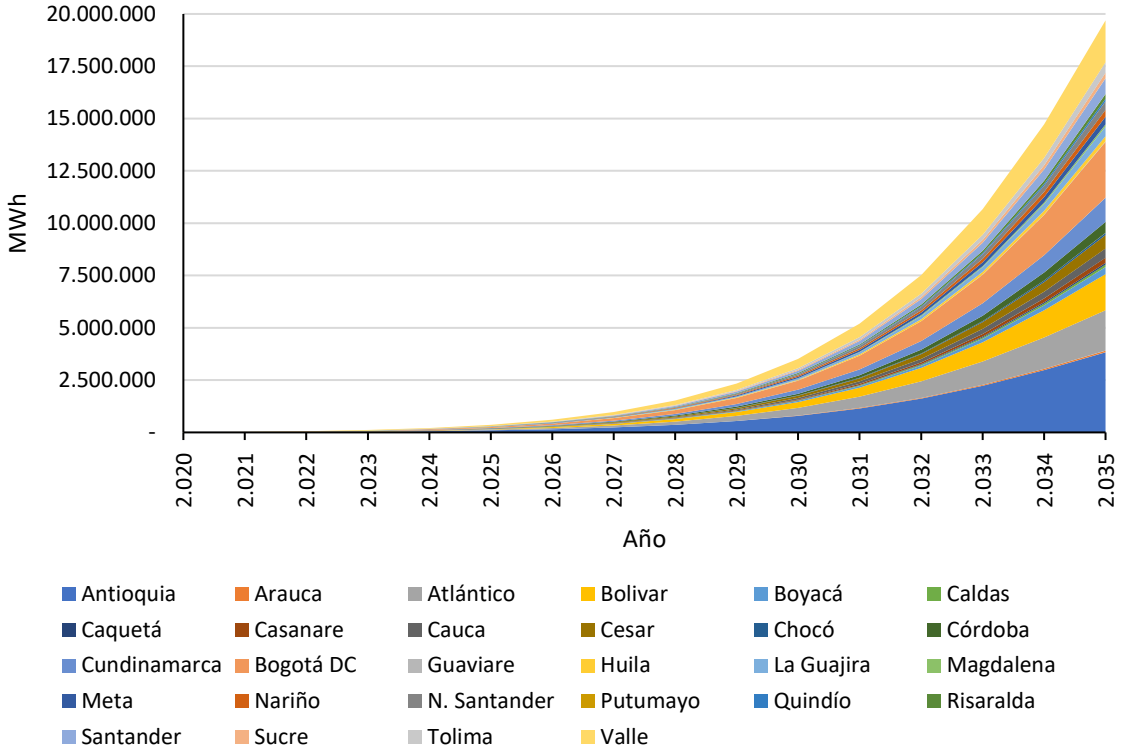
MWh/año, aproximadamente. Esto significa que la demanda eléctrica proyectada en el despliegue AMI será de 35,3% para el año 2.020, 3,61% para el año 2.030 y 3,19% para el año 2.035 con respecto al potencial solar, según los supuestos de 4 metros cuadrados de área por usuario.

Figura 5-15: Proyección de energía potencial solar dispuesta por usuarios residenciales urbanos con medidores AMI. Escenario 1.



Por medio del modelo de difusión BASS, se evalúa la proyección del potencial solar que se conecte a la red. Como se muestra en la **Figura 5-16**, en el año 2.022 comienza la implementación de generación distribuida individual con un crecimiento exponencial hasta el año 2.035. Vale aclarar que el modelo total describe una función sigmoidea pero que, debido al lapso de simulación, no se alcanza a visualizar el periodo de estabilización.

Figura 5-16: Proyección de energía solar conectada a la red por medio de usuarios residenciales urbanos con medidores AMI. Escenario1.



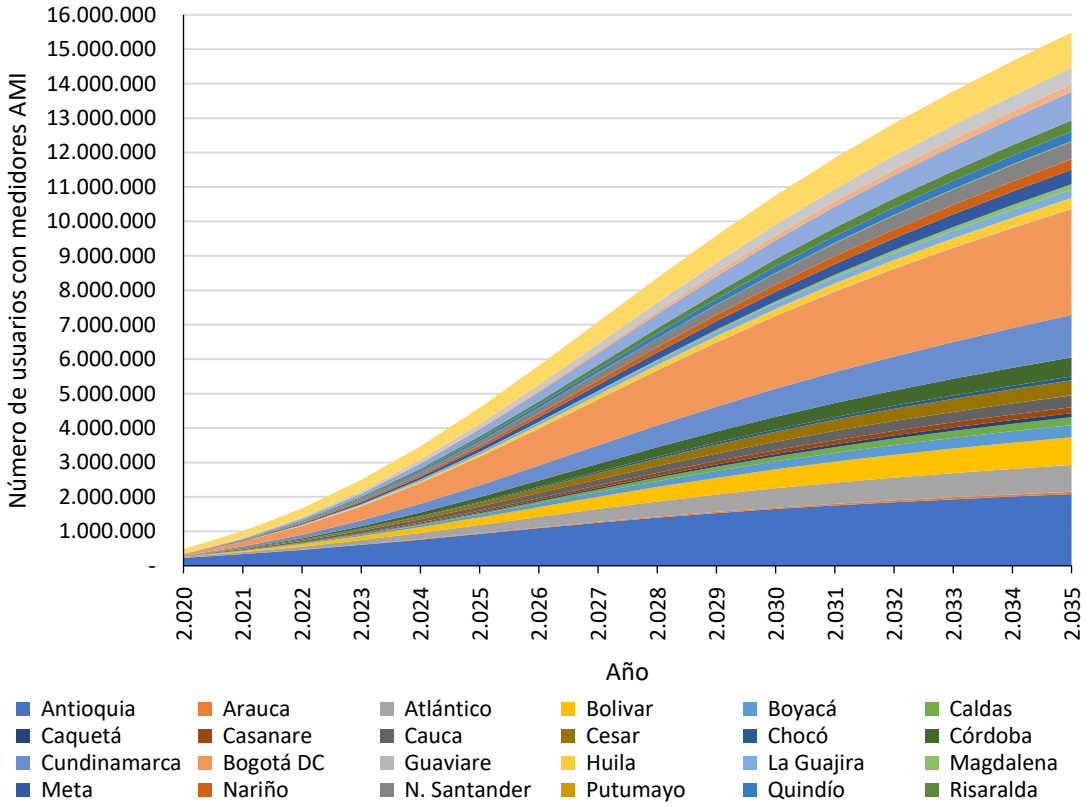
Para el año inicial, y hasta comienzos del año 2.022, no se espera crecimiento frente a la implementación de generación distribuida a pequeña escala. Sin embargo, siguiendo esa tendencia exponencial de este lapso, se espera que para el año 2.030 el valor ascienda a 3.514.638 MWh/año y se incremente hasta 19.691.592 MWh/año para el año 2.035. Esto significaría que en el año 2.030 se habrá implementado el 174% de generación distribuida con respecto a la demanda de ese mismo año y que, para el año 2.035, ascendería a 849%. Más adelante, en la sección de análisis de país de tratarán las oportunidades que esta sobre oferta de generación trae para el sector residencial urbano y su incidencia en el país.

5.4.3 Escenario 2

Para el escenario 2, escenario medio, la proyección se despliegue AMI se evalúa con una tasa de sustitución del 30% siguiendo la dinámica de curva sigmoidea de la ecuación logística propuesta.

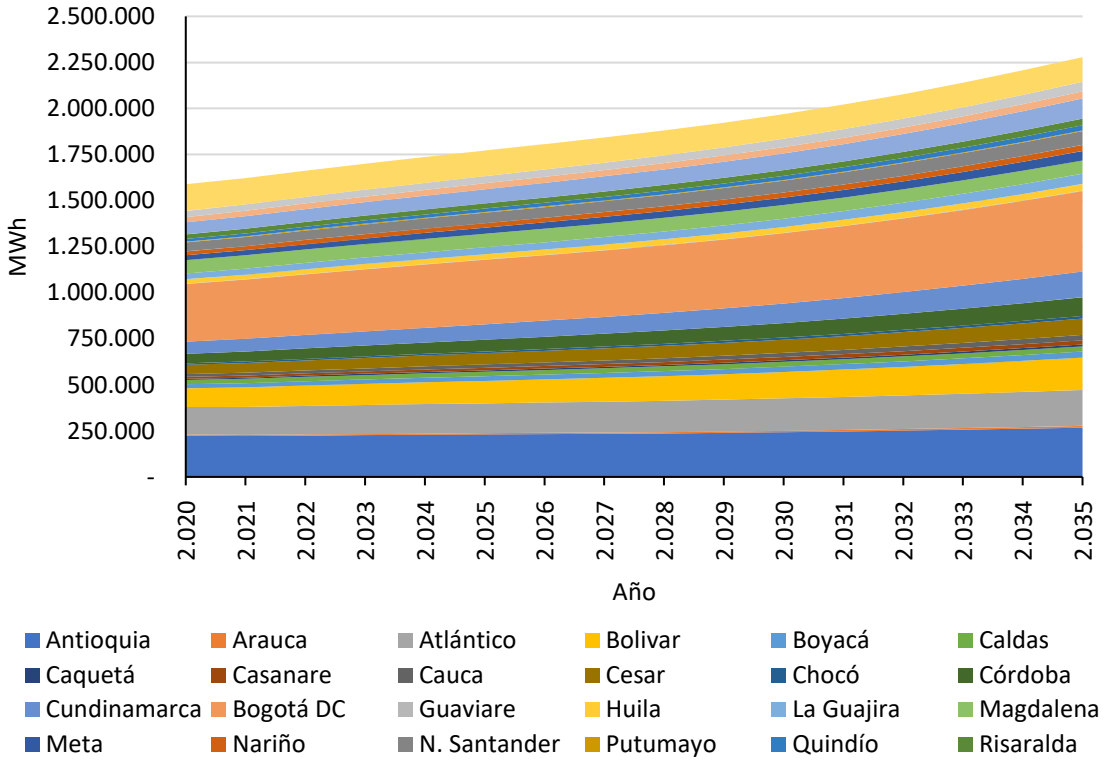
La **Figura 5-17** muestra el despliegue para dicha tasa de sustitución, pasando de 493.296 medidores AMI en el año 2.020, hasta llegar a 10.755.859 medidores en el año 2.030 y 15.487.634 para el año 2035, aproximadamente. La influencia de los medidores AMI, con respecto al número total de usuarios residenciales urbanos, será de aproximadamente 5,1% para el 2.020, 78,7% para el 2.030 y 94,8% en el año 2.035. Por último, se espera que, para el año 2.036, se tenga una influencia de implementación por encima del 95%

Figura 5-17: Proyección de despliegue de medidores AMI en usuarios residenciales urbanos. Escenario 2.



La demanda del escenario 2, al igual que el escenario 1, disminuye. Como se muestra en la **Figura 5-18**. La gestión de la demanda por medio de la proyección de curvas de aprendizaje hace que la demanda pase de 2.224 MWh del escenario base en el 2.030 a 1.969 MWh para ese mismo año. Sin embargo, si se analiza el horizonte del año 2.035, se visualiza una desaceleración, incluso mayor que la del escenario 1, pasando de 2.653 MWh en la proyección base a 2.278 MWh para el escenario 2.

Figura 5-18: Proyección de demanda eléctrica para los usuarios residenciales urbanos con despliegue AMI. Escenario 2.

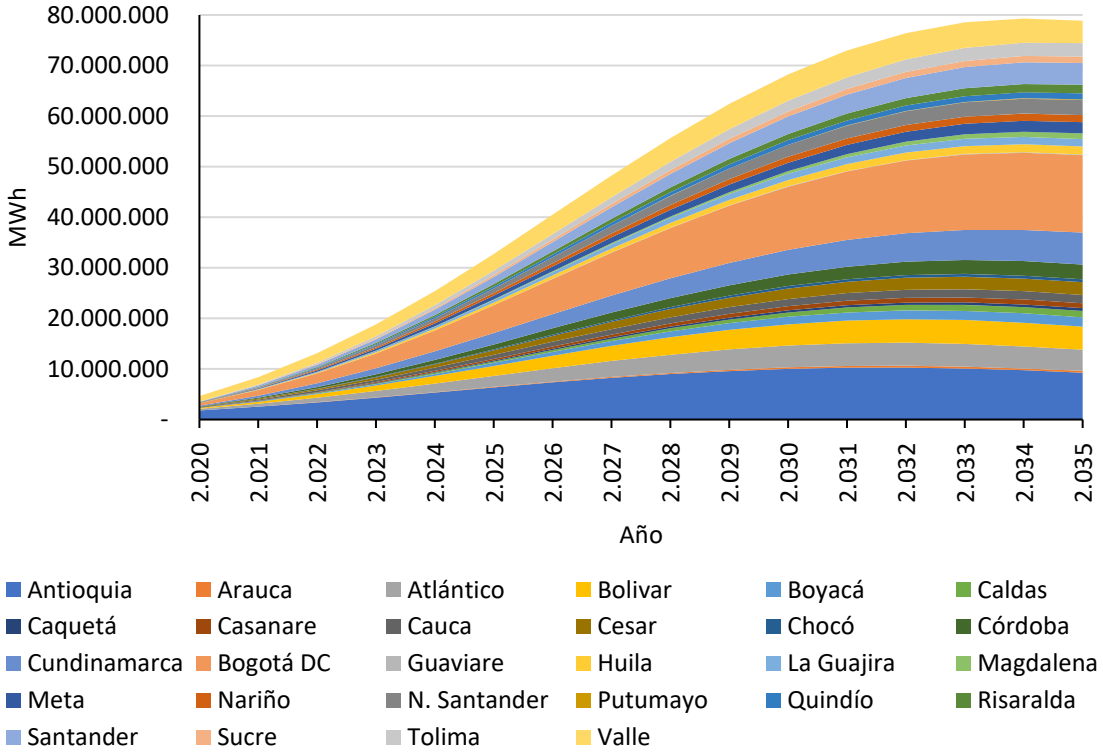


Por su parte, la Lo anterior significa que, la demanda eléctrica de los usuarios residenciales urbanos para el escenario 2 representa el 34,02% del potencial solar total para el año 2.020 y, para los años 2.030 y 2.035, la demanda será el 2,89% de dicho potencial.

Figura 5-19 muestra la tendencia sigmoidea de crecimiento del potencial solar, proporcional al despliegue AMI para cada año evaluado. En el año 2.020 se tendrá un aproximado de 4.670.173 MWh/año y, para los años 2.030 y 2.035, se tendrá un aproximado de 68.246.811 Wh/año y 78.878.780 MWh/año, respectivamente.

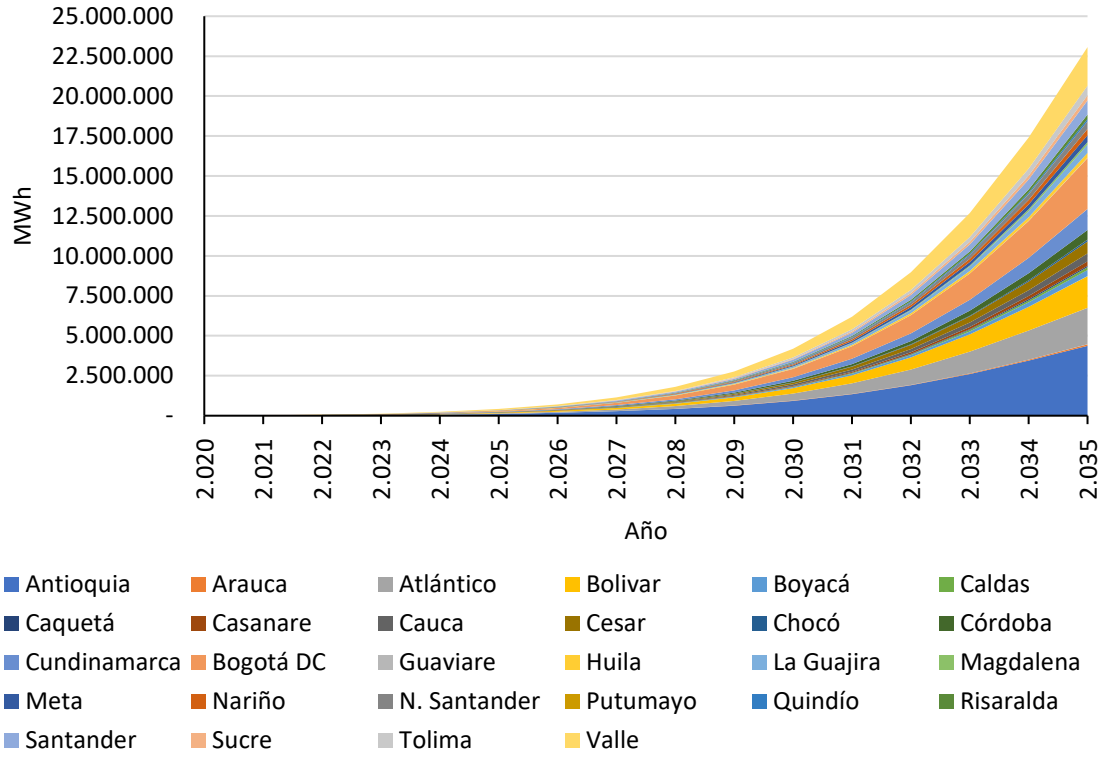
Lo anterior significa que, la demanda eléctrica de los usuarios residenciales urbanos para el escenario 2 representa el 34,02% del potencial solar total para el año 2.020 y, para los años 2.030 y 2.035, la demanda será el 2,89% de dicho potencial.

Figura 5-19: Proyección de energía potencial solar dispuesta por usuarios residenciales urbanos con medidores AMI. Escenario 2.



Al proyectar el potencial solar, como se mostró en la **Figura 5-19**, y luego de evaluarlo por medio del modelo de difusión logístico BASS, se muestra en la **Figura 5-20** la proyección de implementación de generación solar fotovoltaica a pequeña escala en aquellos usuarios con sistema de medición inteligente bajo la infraestructura AMI con escenario de difusión del 30%, escenario 2. Dicha proyección acentúa el crecimiento exponencial visualizado en el escenario 1. Vale aclarar que, al igual que en el escenario 1, el modelo describe una función sigmoidea pero, debido al rango de tiempo simulado, no se alcanza a visualizar la zona de estabilización. Lo anterior significa que, la demanda eléctrica de los usuarios residenciales urbanos para el escenario 2 representa el 34,02% del potencial solar total para el año 2.020 y, para los años 2.030 y 2.035, la demanda será el 2,89% de dicho potencial

Figura 5-20: Proyección de energía solar conectada a la red por medio de usuarios residenciales urbanos con medidores AMI. Escenario 2.



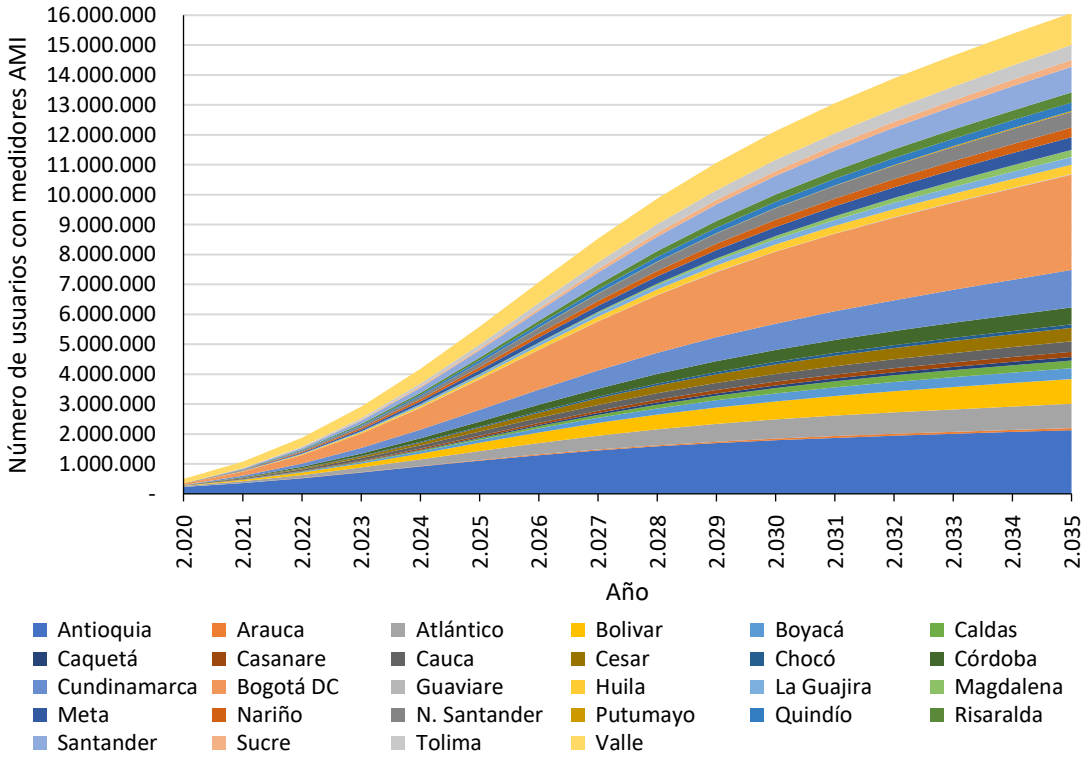
Al igual que en el escenario 1, desde el año inicial de simulación, año 2.020, y hasta el año 2.022, 2.023, no existe implementación y conexión de generación distribuida PV significativa. Sin embargo, la tendencia muestra valores de 4.186.841 MWh/año para el año 2.030 y, siguiendo esa primera tendencia exponencial, se llega a 23.067.958 MWh/año aproximadamente para el año 2035 sin obtener aún señales de saturación del modelo de difusión. En términos porcentuales, se tendría un potencial de generación distribuida conectada a la red correspondiente al 212,59% de la demanda para el año 2.030; por su parte, para el año 2.035, se tendría un 1.012,42% de dicha generación con respecto a la demanda de ese año.

5.4.4 Escenario 3

Por último, el escenario 3, escenario optimista, evalúa una proyección de despliegue de medidores AMI con una tasa de sustitución del 40% anual, siguiendo el modelo logístico.

El valor de proyección inicial de despliegue AMI, como se muestra en la **Figura 5-21 Figura 5-21**y como se tomó en los escenarios 1 y 2, corresponde a la sumatoria de los medidores implementados por medio de proyectos piloto. Como anteriormente se describió, para el año 2.020 el índice de implementación AMI es de aproximadamente 5,1%% con respecto al número total de usuarios residenciales urbanos para ese mismo año. Por su parte, en el año 2.030 y 2.035 se proyecta un número aproximado de 12.125.988 y 16.073.716 medidores inteligentes AMI representando el 88,72% y el 98,42% del total de usuarios, respectivamente. Por último, en el año 2.033 se espera un despliegue superior al 95% del total de usuarios residenciales urbanos.

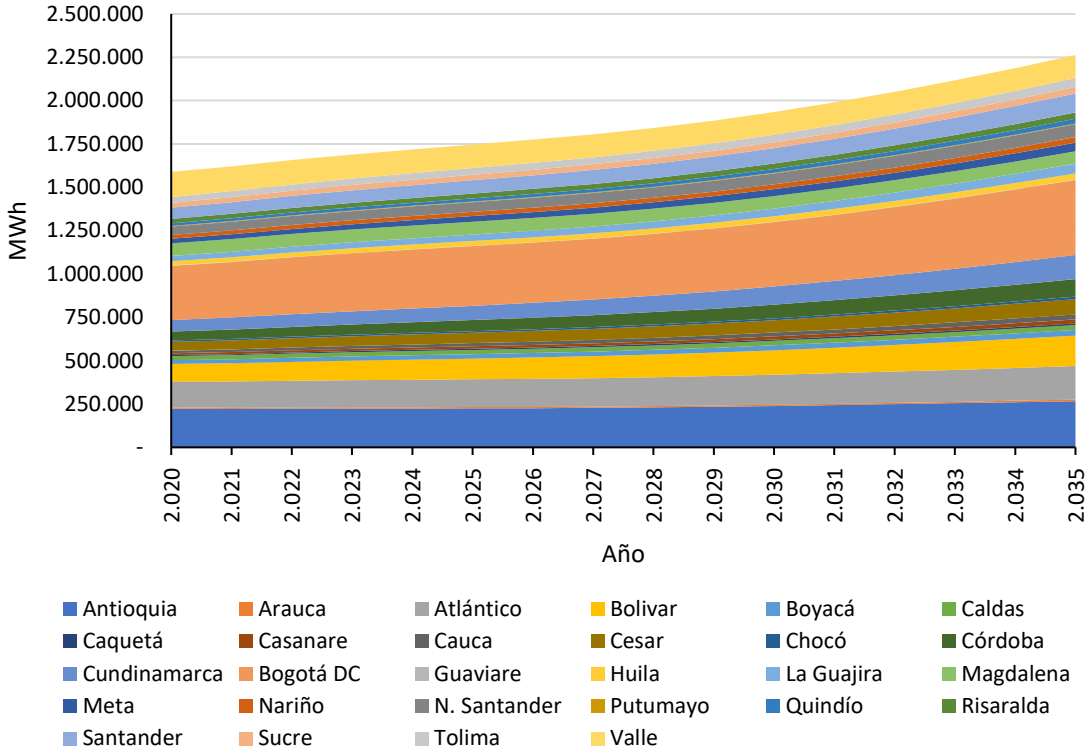
Figura 5-21: Proyección de despliegue de medidores AMI en usuarios residenciales urbanos. Escenario 3.



El escenario 3, según se describe en la **Figura 5-22**, en términos de demanda proyecta valores cercanos a 1.588.731 MWh para el 2.020, cercano al valor inicial del escenario base; sin embargo, para el año 2.030 el valor disminuye desde 2.224.750 MWh con respecto al valor base a 1.934.437 MWh para ese mismo año. Y, si se proyecta hasta el año 2.035, el valor se estima en 2.263.059 MWh con respecto a los 2.653.246 MWh del escenario base, obteniendo una reducción significativa del 14,71%.

Así como en los escenarios 1 y 2, el escenario 3 proyecta una disminución y desaceleración del crecimiento de la demanda. De esta manera, las curvas de aprendizaje tendrán mayor relevancia cuando el despliegue de medición AMI sea más amplio.

Figura 5-22: Proyección de demanda eléctrica para los usuarios residenciales urbanos con despliegue AMI. Escenario 3.

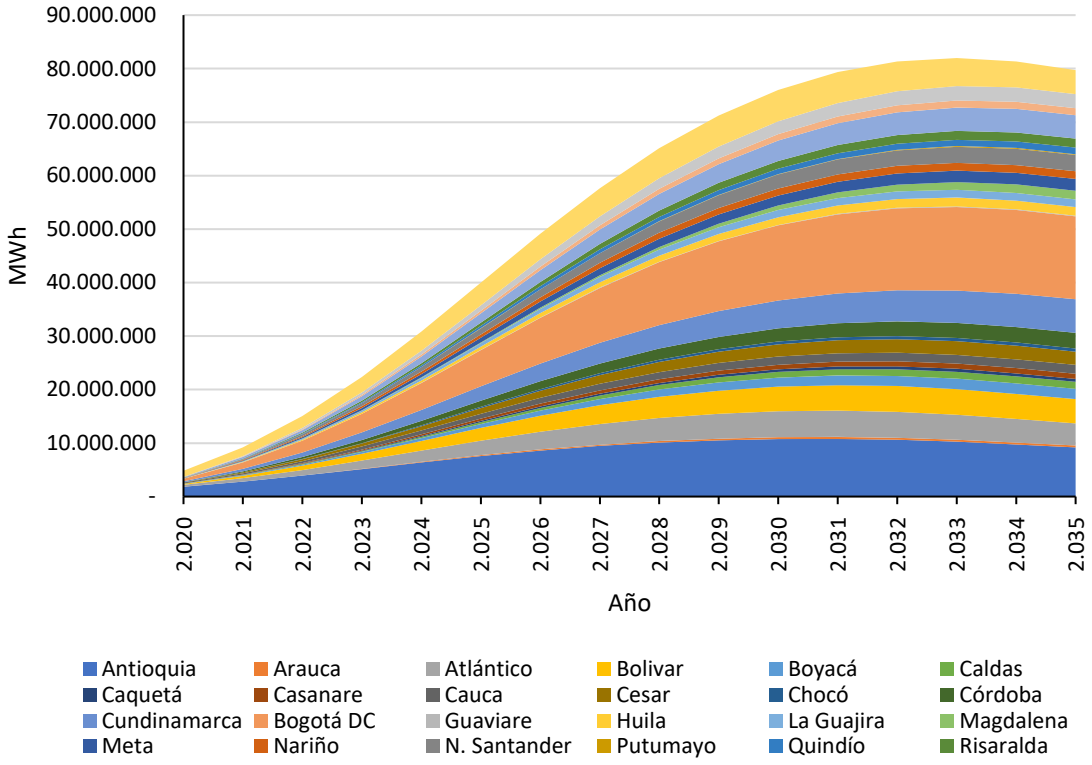


Como se muestra en la **Figura 5-23**, el potencial solar de los usuarios residenciales urbanos con medidores AMI ascenderá a 4.845.513 MWh/año para el año 2.020 y, siguiendo la misma tendencia de despliegue AMI, describirá la curva sigmoidea característica hasta llegar a valores de potencial solar de aproximadamente 75.987.965 MWh/año para el año 2.030 y de 79.708.481 MWh/año para el año 2.035.

En términos porcentuales, la demanda eléctrica, para el año 2.020 será de 32,79% con respecto al potencial aprovechable para ese mismo año; así mismo, la demanda será de

aproximadamente 2,55% para el año 2.030 y 2,84% para el año 2.035 con respecto al potencial de dichos años respectivamente.

Figura 5-23: Proyección de energía potencial solar dispuesta por usuarios residenciales urbanos con medidores AMI. Escenario 3.



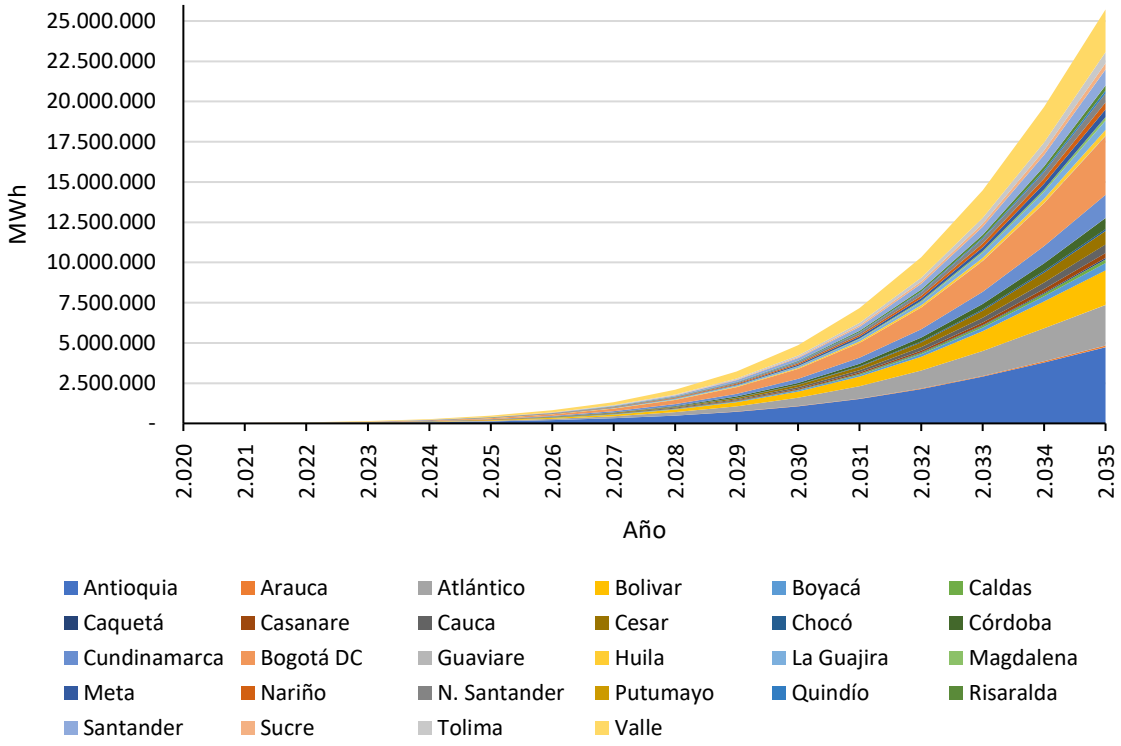
Tomando en cuenta el análisis anterior sobre la proyección de potencial solar disponible, se evalúa el flujo de posibles adoptantes de generación PV a pequeña escala por medio del modelo de difusión logístico BASS. La figura 21 muestra el comportamiento sigmoideo, sin embargo, el lapso de simulación de este análisis solo permite visualizar la pendiente de subida, asemejando una función exponencial.

El escenario 3, con difusión AMI del 40%, muestra un mayor desempeño en conexión relacionado con los escenarios 1 y 2, debido a la relación existente entre el despliegue AMI y el despliegue de generación solar individual conectada a la red.

Al igual que en el escenario 1, desde el año inicial de simulación, año 2.020, y hasta el año 2.022, 2.023, no existe implementación y conexión de generación distribuida PV

significativa. Sin embargo, la tendencia muestra valores de 4.856.970 MWh/año para el año 2.030 y, siguiendo esa primera tendencia exponencial, se llega a 25.719.031 MWh/año aproximadamente para el año 2.035 sin obtener aún señales de saturación del modelo de difusión.

Figura 5-24: Proyección de energía solar conectada a la red por medio de usuarios residenciales urbanos con medidores AMI. Escenario1.



La **Figura 5-24** muestra que, para los primeros dos años de simulación, del 2.020 al 2.022, el despliegue e implementación de generación distribuida no es relevantes. Sin embargo, entre los años 2.024 y 2.025 comienza un crecimiento exponencial, en donde para el año 2.030 se proyecta un total de 4.856.970 MWh/año conectados a la red y, para el año 2.035, un aproximado de 25.719.031 MWh/año. Esto significa que, en relación con la demanda total del sector residencial urbano, para el año 2.030 la generación será el 251,08% de la demanda para ese año y el 1.136,47% para el año 2.035.

5.4.5 Proyección del país

Luego de realizar un análisis descentralizado del despliegue AMI en los departamentos del SIN, para el sector residencial urbano, se propone realizar un análisis concentrado para el país, con el fin de evaluar el impacto de la gestión de la demanda y la participación en generación distribuida por medio del despliegue de medición inteligente bajo la infraestructura AMI.

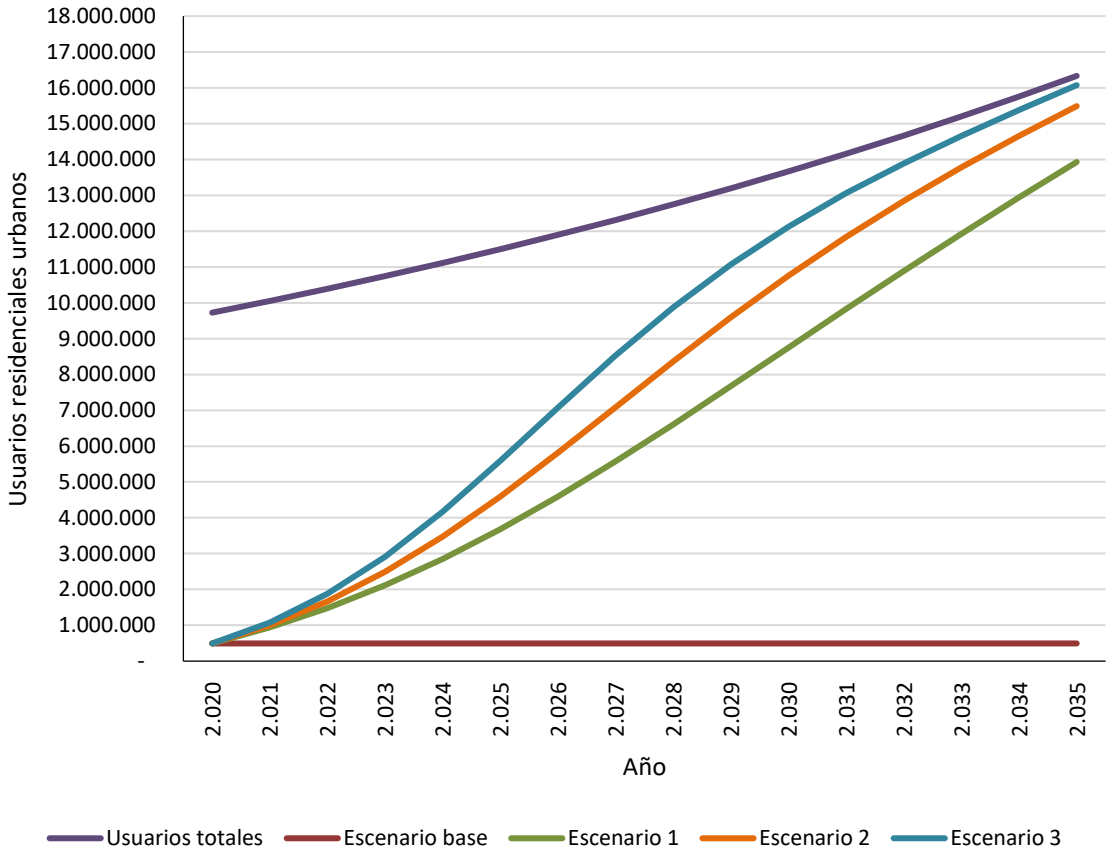
Los escenarios propuestos describen tendencias de oferta y demanda a pequeña escala con evaluación de tasas de sustitución que van desde el 0% para el escenario base y del 20%, 30% y 40% para los escenarios 1, 2 y 3, respectivamente. Para el escenario base, como se definió anteriormente, se realiza una proyección de crecimiento constante de demanda, con medidores AMI iniciales constantes en el tiempo de simulación y sin ninguna proyección de implementación de generación distribuida con base en el contexto técnico y regulatorio actual. Para los demás escenarios, se tuvo en cuenta la diversificación de curvas de aprendizaje según su incidencia poblacional con respecto a los demás departamentos, siendo el coeficiente de aprendizaje del 8% el menor índice y el 12% el mayor, para los departamentos de menor y mayor cantidad de usuarios, respectivamente. De la misma manera, se diversificó el coeficiente de innovación e imitación para la proyección de generación distribuida por medio del modelo logístico BASS; siendo evaluados entre el 0,15% y el 0,25% para el coeficiente de innovación y entre el 35% y el 45% para el coeficiente de imitación.

Como se muestra en la **Figura 5-25**, el despliegue de medidores inteligentes AMI parte del censo de medidores AMI actuales conectados en la red; alrededor de 493.296 medidores para el año 2019. La característica de estos medidores iniciales corresponde a que todos han sido implementados bajo la modalidad de proyectos piloto, con alta concentración en departamentos como Antioquia, Valle y la zona caribe, así como en la capital, Bogotá DC.

La **Figura 5-25** muestra la evaluación de los 4 escenarios. El escenario base se plantea como el número constante de medidores AMI actuales en el lapso de simulación; sin embargo, los escenarios 1, 2 y 3 muestra un despliegue sigmoideo, de acuerdo con la función logística general.

Para el año 2.020, todos los escenarios concuerdan en un despliegue inicial que corresponden al 5,1% con respecto al total de usuarios residenciales urbanos. Por su parte, para el año 2.030, la evaluación describe un despliegue de aproximadamente 8.749.328 medidores para el escenario 1, 10.755.859 medidores para el escenario 2 y 12.125.988 para el escenario 3 que, en relación con el número de usuarios totales, significaría el 64,0%, 78,7% y 88,7% para los 3 escenarios, respectivamente.

Figura 5-25: Escenarios de proyección para el despliegue de medidores AMI en usuarios residenciales urbanos.

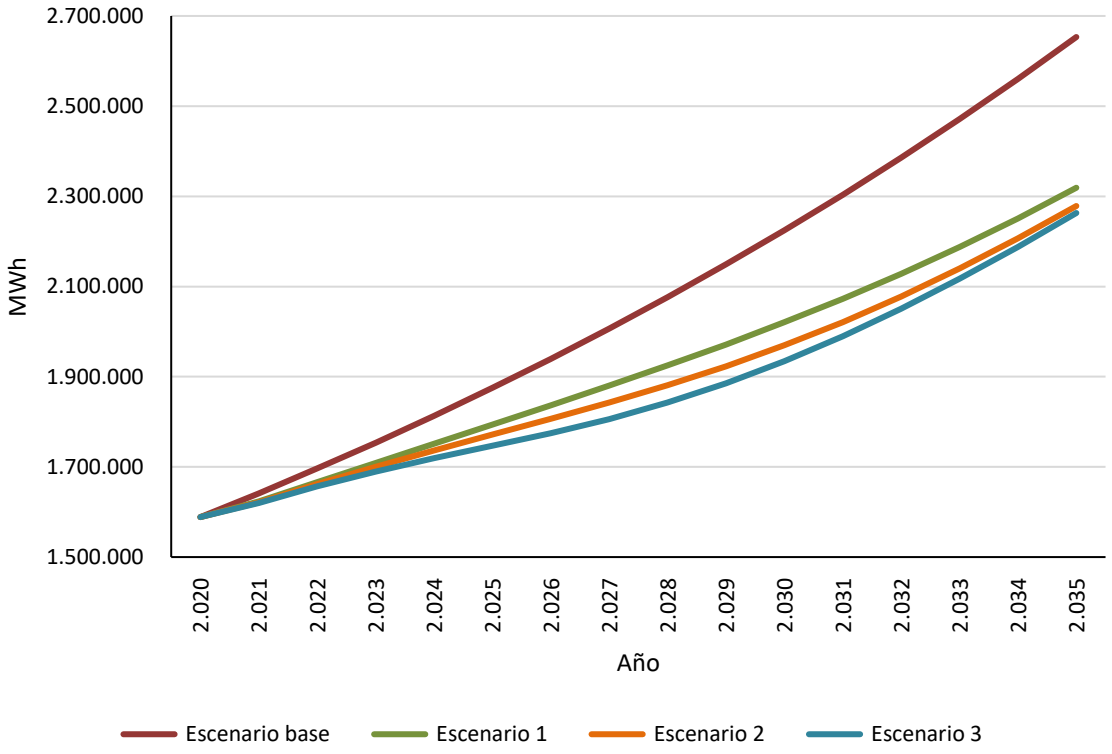


Gráficamente, por medio de la **Figura 5-25**, se puede concluir que la mayor influencia de implementación se logra en el escenario 3, en concordancia con el mayor índice de tasa de sustitución, del 40% anual, según modelo logístico. Sin embargo, es interesante visualizar como el escenario 2 no se aleja significativamente en el horizonte del año 2035, por lo cual sería una buena alternativa de despliegue sin el esfuerzo logístico que se requirió en el escenario 3.

Es importante reconocer las oportunidades logísticas que se dan con el modelo sigmoideo, como lo es el periodo de aprendizaje en los primeros años de implementación, oportunidad de despliegue masivo a mediano plazo para disminuir costos de implementación y, por último, oportunidad de despliegue no masivo, a largo plazo, en zonas de difícil acceso bien sea de manera presencial, así como de difícil acceso a la infraestructura de comunicación AMI.

Por otra parte, con respecto a la evaluación de incidencia del despliegue AMI sobre la demanda total del sector residencial urbano, se presenta, en la **Figura 5-26**, la comparación gráfica de los 4 escenarios proyectados. El escenario base muestra la tendencia de crecimiento con la política y regulación actual. Por su parte, los escenarios 1, 2 y 3 muestran una reducción significativa de la demanda pasando de 2.224.750 MWh/año del escenario base en el año 2030, por ejemplo, a 2.020.524 MWh/año, 1.969.461 MWh/año y 1.934.467 MWh/año para los tres escenarios, respectivamente. Además, se proyecta una desaceleración del crecimiento de la demanda a mediano y largo plazo donde, al igual que en el despliegue AMI, el escenario 2 y 3 se asemejan en el horizonte del año 2035 con demanda aproximada de 2.278.504 MWh/año y 2.263.059 MWh/año, respectivamente.

Figura 5-26: Escenarios de proyección de demanda eléctrica para usuarios residenciales urbanos.

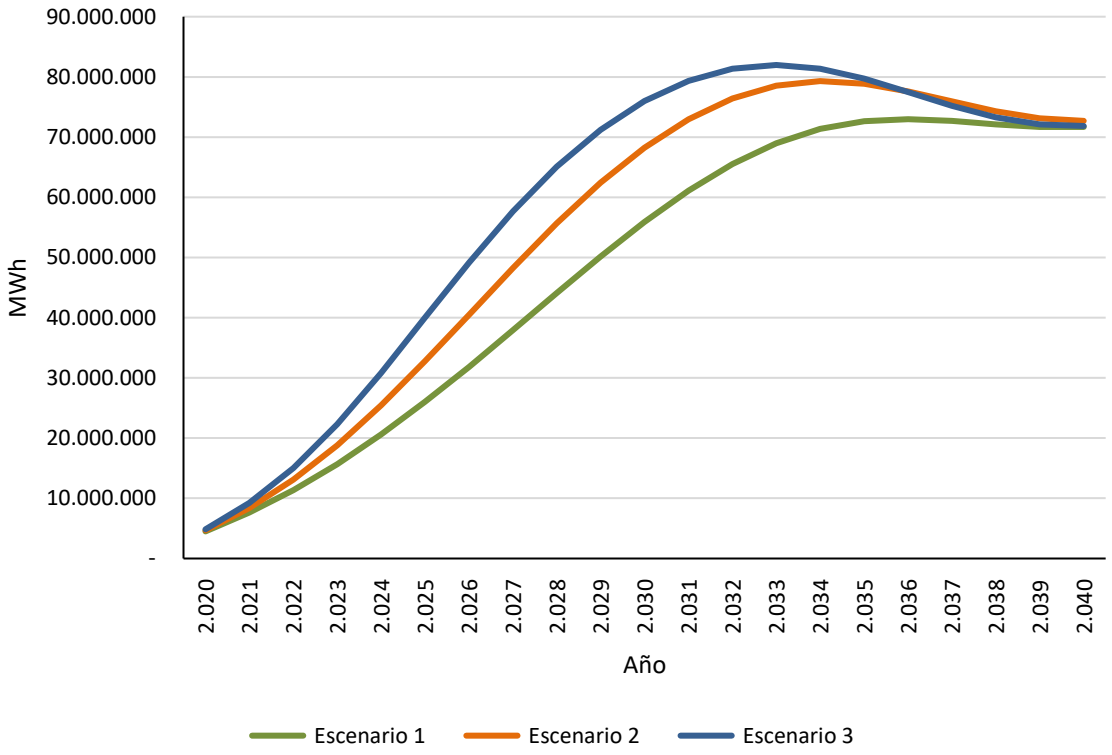


Es importante destacar que, desde los antecedentes internacionales, se plantean oportunidades de gestión de la demanda entre el 10% y el 30%. Los incentivos técnicos y regulatorios de participación en nuevos negocios a pequeña escala para los usuarios, en general, permitirán proyectar horizontes de disminución de la demanda y desaceleración de ésta a mediano y largo plazo. El empoderamiento de la información será fundamental en la construcción sostenible de política pública de gestión de la energía.

Por otra parte, con relación al potencial solar, como se muestra en la **Figura 5-27**, la tendencia de proyección es proporcional al despliegue de medidores AMI. En los primeros dos años, entre el 2.020 y 2.022 de la simulación se evidencia poco potencial con tendencia casi lineal para los escenarios 1, 2 y 3. Hasta el año 2.022 no se evidencia diferencia significativa entre la magnitud de potencial solar de los tres escenarios; donde, por medio del escenario 1 se proyecta un potencial solar de aproximadamente 11.352.402 MWh/año, para el escenario 2 13.090.469 MWh/año y, para el escenario 3, una proyección de 15.037.388 MWh/año aproximadamente. Sin embargo, el lapso comprendido entre los

años 2.022 y 2.035 evidencian proyecciones sustancialmente diferentes. El escenario 1, escenario conservador, propone una tendencia relativamente constante, asemejando una función lineal hasta llegar al punto de saturación en el año 2.035. Por su parte, los escenarios 2, escenario medio, y el escenario 3, escenario optimista, describen la función sigmoidea del despliegue de medidores AMI. Estos dos últimos escenarios describen, al igual que el escenario 1, una función lineal a mediano plazo, sin embargo, es interesante ver los picos de potencial en el año 2.032, para el escenario 3 y, un año más tarde para el escenario 2; todo esto en relación proporcional al despliegue AMI. Este comportamiento de crecimiento y posterior saturación y descenso, se debe a que, en principio, la tendencia de potencial solar se adhiere a la misma tendencia de despliegue de medidores AMI; sin embargo, de acuerdo con el modelo logístico BASS, dicho potencial solar se conectará a la red de tal manera que, entre los años 2.033 y 2.035, tendrá un descenso hasta alcanzar la tendencia de potencial solar de aquellos usuarios nuevos dentro del sistema.

Figura 5-27: Escenarios de proyección de energía potencial solar para usuarios residenciales urbanos con medidores AMI.



En el horizonte del año 2.030, las magnitudes proyectadas de potencial solar para cada escenario corresponden a, aproximadamente, 55.904.786 MWh/año para el escenario 1,

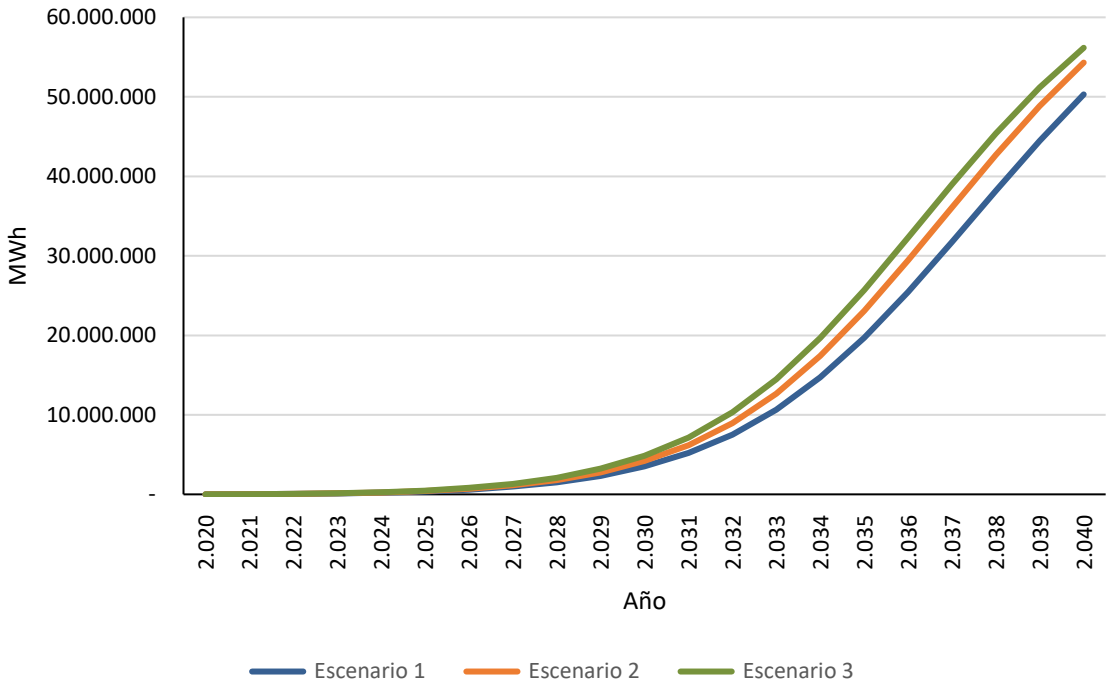
68.246.811 MWh/año para el escenario 2 y, para el escenario 3, 75.987.965 MWh/año; sin embargo, para el año 2.035, las magnitudes serán de 72.621.418 MWh/año, 78.878.780 MWh/año y 79.708.481 MWh/año, respectivamente. Lo anterior permite concluir que, a pesar del esfuerzo logístico diferenciado en los tres escenarios, es posible llegar a valores similares de potencial en el horizonte de largo plazo, 20 años en prospectiva.

Por último, debido a la conexión efectiva de páneles solares, la tendencia de potencial evidencia un punto de saturación y, posteriormente, una reducción del potencial disponible para realizar conexión de PV futuro en el sistema. Lo anterior, es debido a que dicho potencial es directamente proporcional al número de medidores desplegados; sin embargo, de acuerdo con el modelo de despliegue solar BASS con la evaluación de sus índices de innovación e imitación, se esperaría que, al alargar el lapso de simulación, se estabilice la tendencia del crecimiento del potencial solar debido a que éstos corresponderían al flujo constante de usuarios residenciales urbanos nuevos dentro del sistema.

En conformidad con lo anterior, la **Figura 5-28** muestra la tendencia de los escenarios evaluados con relación a la proyección de energía solar fotovoltaica conectada a la red, para el caso de estudio del sector residencial urbano. La evaluación de esta proyección, como se dijo anteriormente, se realiza bajo el modelo de difusión de BASS tomando en cuenta los incentivos de oportunidad de negocio que desde la regulación y el propio mercado se puedan ofrecer, así como la naturalidad y la no obligación de participar en este.

En la **Figura 5-28** se evidencia que, entre los años 2.020 y 2.025, no hay una diferencia relevante en magnitud frente a la conexión de generación solar a pequeña escala, a pesar del potencial que para este año se proyecta, según la figura 24. Esto se puede asociar al poco empoderamiento tecnológico inicial y a la disrupción tecnológica que puede representar tanto la implementación de sistemas de medición inteligente, así como la participación de un mercado de energía poco intuitivo. Por tanto, será el agregador independiente fundamental para transmitir, de manera intuitiva, toda la información que permita empoderar los posibles adoptantes y de esta manera optimizar los coeficientes de innovación e imitación propuestas en este análisis.

Figura 5-28: Escenarios de proyección de energía solar conectada a la red por medio de usuarios residenciales urbanos con medidores AMI.



Por otra parte, en el horizonte del año 2.030 se prevé una participación de aproximadamente el 173,95%, 212,59%, 251,08% respectivamente, para los 3 escenarios con respecto a la demanda proyectada para ese mismo año. Sin embargo, la tendencia, entre los años 2.032 y 2.038 asume una potencial adopción masiva de generación solar individual conectada a la red, pasando a porcentajes de 849%, 1.012% y 1.136% para los 3 escenarios, con respecto a la demanda proyectada para el año 2.035, lo que implica retos de estabilidad, confiabilidad y resiliencia de los sistemas eléctricos a mediano y largo plazo.

Entre los años 2.020 y 2.025, no hay una diferencia relevante en magnitud frente a la conexión de generación solar a pequeña escala, a pesar del potencial que para este año se proyecta. Esto se puede asociar al poco empoderamiento tecnológico inicial y a la disrupción tecnológica que puede representar tanto la implementación de sistemas de medición inteligente, así como la participación de un mercado de energía poco intuitivo. Por tanto, es el agregador independiente fundamental para transmitir, de manera intuitiva, toda la información que permite empoderar los posibles adoptantes y, de esta manera, optimizar los coeficientes de innovación e imitación propuestas en el análisis del presente

trabajo de investigación. La sobre oferta de generación distribuida proyectada para los años 2.030 y 2.035, muestran la oportunidad de agregación de usuarios por parte de los OR y comercializadores para presentar servicios complementarios convencionales, como la estabilidad de frecuencia y tensión en nodos, y servicios complementarios no convencionales, como la capacidad de operación en isla y arranque en negro distribuido. Además, la naturaleza de generación no centralizada permitirá reducir costos operativos de transmisión, distribución, restricción y pérdidas en las redes, así como la oferta de energía distribuida hacia el mercado no regulado.

Por último, la tendencia, a partir del año 2.039, es de estabilización y descenso en la cantidad de usuarios potenciales para conexión de generación solar; sin embargo, es importante reconocer que la entrada de nuevos usuarios al sistema será una variable de crecimiento tanto en el flujo de posibles adoptantes como en el de adoptantes finales, por lo que la tendencia siempre se dará al alza.

6. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

Este capítulo presenta los principales aportes y conclusiones del presente trabajo de investigación; además, presenta propuestas de trabajos futuros y muestra la difusión académica y transferencia de conocimiento realizada.

6.1 Conclusiones

6.1.1 Objetivo específico 1

"Analizar las estrategias tecnológicas y regulatorias internacionales para contextualizar los sistemas de medida nacionales que permitan prever oportunidades de gestión y participación de la demanda por medio de la gestión de la información."

- De acuerdo con la revisión de estado del arte, vigilancia tecnológica y experiencias internacionales, se logró contextualizar un modelo de participación disruptiva, donde se prevé que los agregadores independientes y el mercado minorista sean los principales dinamizadores. Por medio de esta revisión se reconoció el valor agregado del flujo bidireccional de información para la diversificación de oportunidades de negocio orientada a los usuarios finales y a los operadores y administradores de la red eléctrica. Se reconoció, además, la relevancia de modelos de demanda participativa con capacidad de proveer servicios complementarios a los sistemas de distribución y estos, a su vez, soportar servicios complementarios a los sistemas de transmisión. Lo que permitirá mejorar indicadores de calidad del servicio, reducir las pérdidas y optimizar la

infraestructura existente. El despliegue masivo de medición inteligente bajo la infraestructura AMI permitirá que, tanto los usuarios como los demás agentes involucrados, participen de forma activa en la cadena de valor de la energía eléctrica y, de esta manera, se afiancen y exploren nuevas posibilidades de negocio dentro del mercado de energía de forma desagregada y descentralizada.

- La vigilancia tecnológica de las funcionalidades de la medición AMI permitió reconocer virtudes de flujo de información cada vez más cerca del tiempo real, aunque siempre asimétrica. Esto implica oscilaciones equívocas y peligrosas donde se pueden ver afectados el mercado de energía y la misma operación del sistema debido a comportamientos de rebaño. El rol del regulador implica desarrollar técnicas de atenuación de reacciones generalizadas de los agentes frente a señales del mercado, con modelos de coordinación y cooperación entre todos los agentes.

6.1.2 Objetivo específico 2

"Identificar estrategias de despliegue de medición inteligente por medio de modelamiento en Dinámica de Sistemas, con el objetivo de proyectar escenarios de participación activa de la demanda bajo una mirada de oferta y demanda distribuida y a pequeña escala".

- Como consecuencia de la revisión literaria, se reconocen tres submodelos necesarios para describir el despliegue de medición AMI y su incidencia en la oferta y la demanda de energía eléctrica distribuida y a pequeña escala. El primero corresponde al modelo de difusión logístico general desarrollado por Francois Verhulst en el año 1.838, por medio del cual se describe el despliegue de medidores AMI como símil al crecimiento de población biológica; este, tiene la particularidad de plantear una desaceleración a medida que dicho crecimiento se acerca a valores límites lo que permite mostrar una tendencia cercana a la realidad. Por su parte, los dos modelos subyacentes de oferta y demanda corresponden al desarrollo de curvas de aprendizaje para la gestión de la energía propuesta por T. P. Wright en el año 1936 y el modelo de difusión BASS, desarrollado por Frank Bass en el año

1.969, este último para el despliegue y penetración de fuentes de generación distribuida a pequeña escala que, para este caso de estudio, se orientó a la generación solar fotovoltaica.

- En el modelado y simulación se mostró el ciclo virtuoso de la planeación de la infraestructura eléctrica orientada al despliegue de medición AMI, y cómo se relacionan con el equilibrio entre la oferta y la demanda. Se concluye que, según experiencias internacionales, al comienzo deben existir políticas públicas de incentivo económico para la transición energética; esto promueve la inversión, producción y activación del sector de la energía eléctrica a pequeña escala como atractivo económico. Por su parte, luego de reconocer las principales funcionalidades de la infraestructura AMI, se presenta el modelo de participación de la demanda en la gestión de la energía reconociendo oportunidades de negocio que, según esas experiencias internacionales, son proporcionales a los aportes de generación distribuida al sistema o por disminución en demanda por medio de técnicas de Uso Racional y Eficiente de la energía URE.

- La holgura entre demanda y capacidad de generación estimada se reconoce como oportunidad de estímulo al crecimiento económico representado en la industrialización y, en general, la oportunidad de apuestas productivas para el país para que, en consecuencia, haya mayor empleo y mayor capacidad de gasto y dinamismo económico. De acuerdo con el modelo, la competencia promueve la asignación eficiente de los recursos, la innovación, la inversión, la productividad y el crecimiento. Al final, los ciclos de oferta y demanda son de refuerzo, sin embargo, la oferta está supeditada y saturada de acuerdo con la magnitud de demanda, bajo la premisa de que la generación de energía debe ser igual a la demanda eléctrica para efectos de estabilidad del sistema eléctrico.

6.1.3 Objetivo específico 3

“Evaluar escenarios de despliegue de medidores inteligentes bajo la infraestructura AMI en Colombia para contextualizar dicha tecnología en ambientes de participación de la demanda”.

- En términos de despliegue de medición AMI, y tomando como referencia la meta del 75% como mínimo porcentaje de usuarios conectados en un mercado de comercialización propuesto por el Ministerio de Minas y Energía en el Decreto 40459 del 2019, el modelo proyecta el despliegue de aproximadamente el 64%, 78,7% y 88,7% del total de usuarios residenciales urbanos en el país para el año 2.030 para los escenarios 1, 2 y 3, respectivamente. Sin embargo, al ampliar la ventana de análisis hasta el año 2.035, la tendencia muestra un despliegue del 85,3%, 94,8% y 98,4% para esos mismos escenarios. Por otra parte, es importante reconocer las oportunidades logísticas del modelo sigmoideo, como lo es el periodo de aprendizaje en los primeros años de implementación, oportunidad de despliegue masivo a mediano plazo para disminuir costos de implementación y, por último, oportunidad de despliegue no masivo, a largo plazo, en zonas de difícil acceso bien sea de manera presencial, así como de difícil acceso a la infraestructura de comunicación que soporta la tecnología AMI.

- En concordancia con la revisión del estado del arte, donde se muestra una reducción de entre el 10% y el 30% de demanda en país con despliegue de medición AMI, y según las proyecciones de curvas de aprendizaje realizadas por medio de la presente tesis de investigación, se estima que para el año 2.030 se obtenga una reducción de la demanda proyectada según tendencias de la UPME en aproximadamente 9,2%, 11,5% y 13,1% de acuerdo con los escenarios de despliegue 1, 2 y 3 con respecto a la demanda total del Sistema Interconectado Nacional SIN. Por su parte, al extender la visión hacia el 2.035, la tendencia muestra oportunidades de reducción, para estos mismos escenarios, de aproximadamente 12,6%, 14,1% y 14,7% con respecto al SIN. Los incentivos técnicos y regulatorios de participación en nuevos negocios a pequeña escala para los usuarios, en general, permiten proyectar horizontes de disminución de la demanda y desaceleración de ésta a mediano y largo plazo. El empoderamiento de la información es fundamental en la construcción sostenible de política pública de gestión de la energía. De esta manera, las curvas de aprendizaje obtienen mayor relevancia e incidencia cuando el despliegue de medición AMI es más amplio.

- En el planteamiento del presente trabajo de investigación frente a escenarios de generación distribuida, a pequeña escala, se analizaron tendencias de potencial solar disponible de aquellos usuarios con medición AMI para posteriormente proyectar conexiones al sistema de estos usuarios por medio del modelo logístico BASS teniendo en cuenta índices de innovación e imitación reconocidos desde el estado del arte y los cuales ya han sido ampliamente utilizados en desarrollos de investigación en Colombia. Los resultados muestran que, según los tres escenarios de despliegue AMI, para el año 2.030 el potencial solar de los usuarios residenciales urbanos en Colombia tendrá un potencial solar aproximado del 61,6%, 80,4% y 83,7% con respecto a la demanda total del SIN; por su parte, si se extiende dicho horizonte de análisis hacia el año 2.035, el potencial correspondería al 71,1%, 77,2% y 79,6% de esos mismos escenarios, respectivamente, comparados con la demanda proyectada del SIN. Sin embargo, se prevé que, de ese potencial, para el año 2.030, se conecte a la red aproximadamente el 4,7%, 5,6% y el 6,6% según los escenarios de despliegue AMI, en relación con la demanda total proyectada del SIN; mientras que, para el año 2,035, se prevé una conexión aproximada del 21,7%, 25,4% y 28,3% respecto a los escenarios de simulación 1, 2 y 3 referenciada en la proyección de la demanda total del SIN para ese mismo año.

6.2 Trabajos futuros

- Analizar las sensibilidades operativas de los sistemas de distribución y transmisión con la masificación de los sistemas de medición inteligente bajo la infraestructura AMI y alta penetración de DER's.

- Evaluar los espectros de comunicación para soportar el despliegue masivo de las tecnologías de la información en los sistemas de medición de los servicios públicos domiciliarios.

- Analizar el costo beneficio para el despliegue de medida inteligente bajo la infraestructura AMI para los sistemas de medición de los servicios públicos domiciliarios.

- Analizar las metodologías de remuneración técnica y administrativa para los agregadores independientes en el escenario de masificación de medición inteligente AMI.

- Proponer modelos económicos que permitan incentivar la identificación y participación de nuevos negocios no solo por parte del usuario final, sino también por parte de los Operadores de Red, distribuidores, comercializadores y generadores concentrados.

6.3 Divulgación académica

A continuación, se presentan los eventos científicos en los cuales se ha realizado la transferencia y apropiación del conocimiento de resultados parciales y totales del presente trabajo de investigación:

- Ponencia en el evento XVIII Congreso Latinoamericano de Dinámica de Sistemas llevado a cabo entre el 26 y 30 de octubre del año 2020, con el trabajo de investigación titulado: “Análisis del impacto de la Infraestructura de Medición Inteligente AMI en sistemas de distribución de energía eléctrica”.

- Ponencia en el evento X Simposio Internacional de la Calidad de la Energía – X SICEL 2021 llevado a cabo del 13 al 15 de octubre de 2021, titulada “Methodology for characterization and planning of electricity demand in an isolated zone: Mitú Approach”.

- Ponencia en el evento XIX Congreso Latinoamericano y Encuentro Colombiano de Dinámica de Sistemas 2021 llevado a cabo entre el 1 y 5 de noviembre del año 2021, con el trabajo de investigación titulado: “Análisis causal de propuestas regulatorias para la implementación de la infraestructura AMI en Colombia y su incidencia en la demanda eléctrica”.

- Artículo de investigación titulado: “Methodology for characterization and planning of electricity demand in an isolated zone: Mitú Approach”, postulado para publicación en la revista TESEA, 2022.

- Artículo de investigación titulado “A review of technical regulatory opportunities for the transition to smart grids through the implementation of AMI infrastructure in electrical systems”, postulado para publicación en la revista Energy Efficiency de la editorial Springer, 2022.

- Vinculación al programa Energética 2.030 por medio del proyecto 58864 Política y Regulación de Mercados, bajo la iniciativa “Colombia Científica”, el cual fue financiado por el Banco Mundial a través de la convocatoria “778-2017 Ecosistemas Científicos” y administrado por el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación - Minciencias.

A. Anexo: Histórico de número de usuarios residenciales urbanos por departamento, según el SUI.

Tabla 6-1: Histórico del número total de usuarios residenciales urbanos en Colombia, según el SUI.

Año	Antioquia	Arauca	Atlántico	Bolívar	Boyacá	Caldas	Caquetá	Casanare	Cauca
2.009	1.238.500	32.637	485.731	327.928	179.550	181.838	53.354	52.635	123.363
2.010	2.674.654	68.973	904.923	647.741	373.066	370.556	111.115	112.006	247.730
2.011	1.323.134	36.053	438.121	317.806	192.670	188.023	57.573	115.994	244.539
2.012	1.366.240	37.468	475.125	358.983	199.880	383.628	59.233	63.232	134.321
2.013	1.412.015	38.882	535.139	399.936	207.443	196.157	60.881	67.852	138.764
2.014	1.477.011	40.500	553.436	414.671	214.979	200.203	63.953	73.201	141.500
2.015	1.530.518	42.178	565.115	437.830	223.207	204.895	69.144	78.155	145.819
2.016	1.582.862	44.029	603.295	486.685	232.313	208.649	71.600	83.239	151.229
2.017	1.634.979	46.142	616.259	502.566	242.381	211.853	75.239	88.561	157.596
2.018	1.724.318	46.858	621.949	514.889	250.778	216.007	73.735	93.267	162.089
2.019	1.783.341	47.494	648.153	530.264	258.419	221.752	79.877	96.129	164.391

Tabla 6-2: Histórico del número total de usuarios residenciales urbanos en Colombia, según el SUI (Continuación).

Año	Cesar	Chocó	Córdoba	Cundinamarca	Bogotá DC	Guaviare	Huila	La Guajira	Magdalena
2.009	176.796	43.054	191.069	360.635	1.651.222	8.710	169.232	90.933	261.494
2.010	346.764	97.210	383.665	757.296	3.402.982	18.689	343.885	177.690	426.133
2.011	166.613	51.744	204.465	396.635	1.743.819	10.207	172.271	86.521	155.521
2.012	186.433	57.091	214.463	694.696	3.095.554	10.279	358.338	101.521	218.722
2.013	221.622	54.926	230.254	492.797	1.845.679	10.732	187.630	122.474	295.846
2.014	231.239	58.261	237.812	524.554	1.890.728	10.975	196.110	125.419	298.508
2.015	241.604	60.821	250.398	532.547	1.933.734	11.473	204.657	133.850	288.663
2.016	267.365	65.479	300.248	568.602	1.983.899	13.041	215.265	145.592	335.526
2.017	272.953	68.731	318.502	617.733	2.027.704	13.624	221.496	144.883	326.149
2.018	283.372	71.741	326.356	643.974	2.071.400	13.627	228.000	146.895	316.269
2.019	289.868	74.312	335.604	675.036	2.114.041	14.031	234.937	153.044	326.696

Tabla 6-3: Histórico del número total de usuarios residenciales urbanos en Colombia, según el SUI (Continuación).

Año	Meta	Nariño	N. Santander	Putumayo	Quindío	Risaralda	Santander	Sucre	Tolima	Valle
2.009	151.004	152.024	250.578	29.634	120.715	181.888	339.639	122.276	239.336	1.035.003
2.010	317.275	314.165	517.215	62.329	245.940	377.724	732.699	241.727	495.595	1.734.989
2.011	167.990	163.086	266.911	32.672	124.744	195.379	387.988	121.978	256.759	893.722
2.012	177.331	166.145	279.084	34.338	127.217	287.894	417.563	128.036	269.230	919.196
2.013	186.543	174.722	280.020	35.985	130.005	205.248	425.163	141.071	279.200	944.670
2.014	197.124	366.628	295.921	38.391	133.293	212.023	443.128	147.482	288.805	972.217
2.015	208.892	192.869	307.867	38.444	136.582	217.682	461.680	154.790	299.819	996.248
2.016	223.846	199.668	320.070	41.257	142.069	226.052	481.575	183.875	310.458	1.018.359
2.017	237.333	209.831	336.522	44.121	147.238	235.099	500.695	195.309	321.716	1.042.966
2.018	246.390	218.573	354.441	46.500	152.948	243.742	520.368	199.022	334.515	1.111.253
2.019	256.218	222.784	369.458	48.299	158.825	251.909	536.221	204.762	350.339	1.101.473

B. Anexo: Histórico de demanda promedio mensual del sector residencial urbano por departamento, según el SUI.

Tabla 6-4: Histórico de demanda promedio mensual del sector residencial urbano en Colombia.

Año	Antioquia	Arauca	Atlántico	Bolívar	Boyacá	Caldas	Caquetá	Casanare	Cauca
2.009	175,4	145,8	261,8	237,5	110,1	126,3	90,7	140,4	33,9
2.010	168,8	147,2	278,9	250,4	109,9	122,9	95,6	144,6	48,9
2.011	162,2	148,5	296,1	263,2	109,6	119,6	100,6	148,8	63,9
2.012	156,9	150,7	280,1	248,9	106,4	117,0	97,3	161,4	115,8
2.013	150,8	153,0	267,6	242,8	103,7	114,4	100,8	160,5	116,4
2.014	148,9	154,4	273,0	256,4	102,0	113,5	100,0	161,3	114,5
2.015	146,1	149,9	266,9	245,2	101,9	113,3	98,9	158,1	117,5
2.016	141,1	154,7	269,3	233,2	92,7	110,9	100,4	146,0	112,4
2.017	139,8	148,0	282,7	238,3	90,7	108,9	98,1	129,8	107,3
2.018	134,0	147,6	274,3	226,7	87,5	107,8	98,8	121,9	103,4
2.019	132,5	111,6	263,1	228,2	94,4	107,0	95,2	124,1	102,2

Tabla 6-5: Histórico de demanda promedio mensual del sector residencial urbano en Colombia (Continuación).

Año	Cesar	Chocó	Córdoba	Cundinamarca	Bogotá DC	Guaviare	Huila	La Guajira	Magdalena
2.009	195,1	149,4	199,6	146,1	182,1	131,7	122,0	237,9	226,3
2.010	214,9	146,2	202,0	142,5	179,2	122,1	124,3	262,0	308,6
2.011	234,7	143,1	204,4	138,9	176,4	112,5	126,6	286,1	299,1
2.012	226,5	131,4	202,8	134,4	173,3	115,1	127,5	260,4	289,5
2.013	216,4	139,5	202,8	130,0	170,2	115,2	128,5	239,0	234,1
2.014	228,1	135,2	211,2	126,8	168,1	104,4	130,8	243,6	252,9
2.015	224,0	132,7	209,0	123,8	164,0	113,2	134,8	238,9	249,6
2.016	219,4	130,3	200,5	118,6	156,6	127,3	128,7	242,2	246,5
2.017	217,7	125,4	203,6	119,6	154,5	116,9	123,5	266,8	263,9
2.018	220,3	120,0	192,9	118,1	152,0	126,4	122,0	237,9	264,6
2.019	229,4	112,7	195,0	116,5	149,4	129,1	122,6	237,5	268,0

Tabla 6-6: Histórico de demanda promedio mensual del sector residencial urbano en Colombia (Continuación).

Año	Meta	Nariño	N. Santander	Putumayo	Quindío	Risaralda	Santander	Sucre	Tolima	Valle
2.009	142,6	131,0	143,1	107,1	121,8	142,3	142,7	178,6	124,5	133,3
2.010	139,4	128,9	155,6	105,1	118,6	136,1	144,3	181,2	121,8	143,9
2.011	136,2	126,8	168,0	103,1	115,3	129,9	145,9	183,8	119,0	154,5
2.012	134,1	122,6	163,3	100,5	113,2	86,1	148,6	185,6	116,8	151,3
2.013	136,2	116,3	168,9	100,6	111,2	121,4	152,4	187,2	118,0	148,2
2.014	135,1	115,2	168,5	103,5	110,1	118,7	154,7	192,5	117,5	146,2
2.015	135,6	114,2	168,2	102,6	111,2	118,8	154,5	189,6	116,4	150,8
2.016	129,6	102,4	159,3	97,6	109,0	113,0	148,3	179,7	114,4	147,6
2.017	122,3	107,7	150,5	95,0	104,4	108,0	139,4	181,8	110,0	141,2
2.018	120,4	102,5	149,3	96,9	102,1	105,2	135,6	174,1	107,1	135,2
2.019	121,8	103,4	162,0	97,2	100,8	104,1	138,3	176,8	108,6	140,7

C. Anexo: Radiación solar diaria promedio por departamento según el IDEAM

Tabla 6-7: Histórico de radiación solar promedio de todas las estaciones de medición del IDEAM.

Estación	Departamento	Elevación (m.s.n.m.)	Promedio Anual (Wh/m2 día)	Promedio departamento (Wh/m2 día)
Apto. Olaya Herrera	Antioquía	1.490	4.335,1	4.419,2
Aragón	Antioquía	530	4.114,2	
Hacienda Cotové	Antioquía	2.600	4.694,8	
La Selva	Antioquía	2.090	4.418,5	
Maceo	Antioquía	1.112	4.674,9	
Metromedellin	Antioquía	1.456	4.322,0	
Rio Claro	Antioquía	449	4.499,5	
San Carlos	Antioquía	1.113	3.937,1	
Santa Barbara	Antioquía	1.677	4.834,0	
Santa Isabel-Valdivia	Antioquía	567	4.257,3	
Vegachí	Antioquía	554,5	4.524,1	

Tabla 6-8: Histórico de radiación solar promedio de todas las estaciones de medición del IDEAM (Continuación).

Estación	Departamento	Elevación (m.s.n.m.)	Promedio Anual (Wh/m2 día)	Promedio departamento (Wh/m2 día)
Apto. Santiago Perez	Arauca	128	4.619,8	4.619,8
Apto. Ernesto Cortissoz	Atlántico	31	5.174,7	5.563,0
Las Flores	Atlántico	2	5.951,2	
Apto. Rafael Nuñez	Bolívar	2	5.552,5	5.405,6
Carmen de Bolívar	Bolívar	190	5.258,7	
Aquitania	Boyacá	3.058	4.553,7	4.360,1
Belencito	Boyacá	2.530	4.691,1	
Chinavita	Boyacá	2.012	3.192,7	
La Capilla	Boyacá	1.917	4.641,5	
La sierra	Boyacá	2.700	4.227,7	
San Pablo de Borbur	Boyacá	742	4.561,3	
Santa Maria	Boyacá	1.300	3.447,8	
Socha	Boyacá	2.492	4.424,9	
Sogamoso	Boyacá	2.495	4.730,5	
Surbata Bonza	Boyacá	2.485	4.756,6	
Tunguavita	Boyacá	2.470	4.756,3	
UPTC	Boyacá	2.690	4.657,4	
Villa de Leyva	Boyacá	2.215	4.578,2	
Zetaquira	Boyacá	1.434	3.821,6	
E.M.A.S.	Caldas	2.207	3.767,2	3.966,7
Villamaría	Caldas	1.898	4.166,1	

Tabla 6-9: Histórico de radiación solar promedio de todas las estaciones de medición del IDEAM (Continuación).

Estación	Departamento	Elevación (m.s.n.m.)	Promedio Anual (Wh/m2 día)	Promedio departamento (Wh/m2 día)
Araracuara	Caquetá	150	3.993,3	3.865,1
Florencia - deslizamiento	Caquetá	626	3.430,3	
Macagual - Florencia	Caquetá	257	3.617,5	
Maguare	Caquetá	270	3.832,6	
San Vicente del Caguan	Caquetá	275	4.451,7	
Apto. Yopal	Casanare	330	4.835,1	4.848,9
El Diamante	Casanare	160	4.862,6	
Apto. Guapi	Cauca	17	3.291,1	4.186,1
El Diviso	Cauca	1.750	4.618,3	
Inza	Cauca	1.896	4.263,5	
La Sierra	Cauca	1.930	4.571,4	
Fedearroz	Cesar	184	5.280,4	4.907,2
Motilonia Codazzi	Cesar	180	4.533,9	
Capurgana	Chocó	20	4.173,0	4.173,0
Monteria	Córdoba	17	4.247,1	4.247,1
Apto. Eldorado	Cundinamarca	2.541	4.037,7	4.093,3
Hacienda Santa Ana	Cundinamarca	2.581	4.251,4	
La Boyera	Cundinamarca	2.610	4.260,6	
Pasca	Cundinamarca	2.250	4.019,8	
Quebrada Negra	Cundinamarca	1.105	4.635,0	

Tabla 6-10: Histórico de radiación solar promedio de todas las estaciones de medición del IDEAM (Continuación).

Estación	Departamento	Elevación (m.s.n.m.)	Promedio Anual (Wh/m2 día)	Promedio departamento (Wh/m2 día)
San Cayetano	Cundinamarca	2.807	3.154,4	
Santa Cruz de Siecha	Cundinamarca	3.174	3.804,8	
Tibaitata	Cundinamarca	2.543	4.045,6	
Universidad de Cundinamarca	Cundinamarca	314	4.352,2	
Villa Teresa	Cundinamarca	3.624	3.947,7	
Villeta	Cundinamarca	880	4.516,7	
Inirida	Guainía	90	4.021,6	4.021,6
Apto. Benito Salas	Huila	439	4.651,5	
Hacienda Manila	Huila	566,8	5.156,5	
Hidrobetania	Huila	500	4.446,7	
La Plata	Huila	2.114	3.878,4	4.263,0
La Primavera	Huila	1.925	3.885,2	
Los Guacharos	Huila	1.970	3.372,2	
Marengo	Huila	1.313	4.144,0	
Parque Arqueologico	Huila	1.800	4.569,1	
Apto. Almirante Padilla	La Guajira	4	5.605,8	
Granja Paici	La Guajira	15	5.575,0	5.323,8
La Mina	La Guajira	80	5.030,4	
Nazareth	La Guajira	85	5.084,1	
La Gran Via	Magdalena	30	5.002,6	5.265,4
Prado Sevilla	Magdalena	18	5.388,1	

Tabla 6-11: Histórico de radiación solar promedio de todas las estaciones de medición del IDEAM (Continuación).

Estación	Departamento	Elevación (m.s.n.m.)	Promedio Anual (Wh/m2 día)	Promedio departamento (Wh/m2 día)
Univ. Tecnológica de Magdalena	Magdalena	7	5.405,4	
Apto. Vanguardia	Meta	423	4.750,7	4.138,3
ICA Villavicencio	Meta	444	4.618,0	
Salinas de Upin	Meta	330	3.046,1	
Apto. San Luis	Nariño	2.961	4.113,7	3.884,4
Botana	Nariño	2.820	3.742,8	
Cerro Paramo-Puerres	Nariño	3.577	2.473,4	
El Paraiso	Nariño	3.030	4.517,5	
La Josefina	Nariño	2.449	4.006,1	
Obonuco	Nariño	2.710	3.553,2	
Viento Libre	Nariño	1.005	4.784,1	
Abrego	Norte de Santander	1.430	4.733,7	4.606,5
Alcaldía de Herrán	Norte de Santander	2.040	3.792,3	
Apto. Camilo Daza	Norte de Santander	250	4.443,8	
Cinera Villa Olga	Norte de Santander	100	5.263,8	
Salazar	Norte de Santander	860	4.891,6	
Unipamplona	Norte de Santander	2.362	3.807,7	

Tabla 6-12: Histórico de radiación solar promedio de todas las estaciones de medición del IDEAM (Continuación).

Estación	Departamento	Elevación (m.s.n.m.)	Promedio Anual (Wh/m2 día)	Promedio departamento (Wh/m2 día)
Univ. F/co de Paula Santander	Norte de Santander	311	5.312,9	
Armenia	Quindío	1.458	3.933,8	3.340,0
Calarcá	Quindío	2.248	2.746,2	
Apto. Matecaña	Risaralda	1.342	4.210,9	3.979,3
Marsella	Risaralda	1.649	4.128,6	
Parque Nacional Natural Quimbaya	Risaralda	1.881	3.671,8	
Parque Santa Emilia	Risaralda	2.004	3.905,9	
Apto. Sesquicentenario	San Andrés y Providencia	1	4.818,3	4.818,3
El Cucharo	Santander	975	4.935,5	4.220,7
Mogotes	Santander	1.674	4.122,5	
San Vicente de Chucurí	Santander	1.136	3.258,9	
Vizcaina-La Lizama	Santander	129	4.566,0	
El Tesoro (IDEAM)	Sucre	168	5.509,5	4.931,0
San Marcos	Sucre	27	4.915,5	
Unisucre (Puerta Roja)	Sucre	221	4.368,0	

Tabla 6-13: Histórico de radiación solar promedio de todas las estaciones de medición del IDEAM (Continuación).

Estación	Departamento	Elevación (m.s.n.m.)	Promedio Anual (Wh/m2 día)	Promedio departamento (Wh/m2 día)
Apto. Perales	Tolima	928	4.663,2	4.488,7
Batallón Rooke	Tolima	1.200	4.609,7	
Cajamarca	Tolima	2507	3.982,1	
Cerros Noroccidentales	Tolima	1.947	3.408,9	
Guamo	Tolima	360	5.027,0	
Hacienda Pajonales	Tolima	255	4.929,0	
Murillo	Tolima	3.039	4.313,2	
Nataima	Tolima	416	4.976,1	
El Vinculo	Valle del Cauca	949	4.286,3	4.526,9
Ing. Manuelita	Valle del Cauca	1.020	4.519,0	
Las Brisas	Valle del Cauca	1.982	4.557,0	
Siloe	Valle del Cauca	1.234	4.230,7	
Univalle	Valle del Cauca	992	4.332,6	
Zaragoza	Valle del Cauca	935	5.236,0	
Las Gaviotas	Vichada	171	4.454,1	4.454,1

Bibliografía

[1] W. Jewell, V. Namboodiri, V. Aravinthan, and B. Karimi, “Communication Requirements and Integration Options for Smart Grid Deployment,” 2012.

[2] P. Van Aubel and E. Poll, “Smart metering in the Netherlands: What, how, and why,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 109, no. January, pp. 719–725, 2019, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.01.001.

[3] M. Anda and J. Temmen, “Smart metering for residential energy efficiency: The use of community based social marketing for behavioural change and smart grid introduction,” *Renew. Energy*, vol. 67, pp. 119–127, 2014, doi: 10.1016/j.renene.2013.11.020.

[4] Y. Wang, H. Qiu, Y. Tu, Q. Liu, Y. Ding, and W. Wang, “A review of smart metering for future Chinese grids,” *Energy Procedia*, vol. 152, pp. 1194–1199, 2018, doi: 10.1016/j.egypro.2018.09.158.

[5] M. P. Mchenry, “Technical and governance considerations for advanced metering infrastructure / smart meters : Technology , security , uncertainty , costs , bene fi ts , and risks,” *Energy Policy*, vol. 59, pp. 834–842, 2013, doi: 10.1016/j.enpol.2013.04.048.

[6] A. Gopstein, C. Nguyen, D. S. Byrnett, K. Worthington, and C. Villarreal, “Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards Regional Roundtables Summary Report Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards Regional Roundtables Summary Report,” 2020.

[7] Colombia Inteligente, “Lineamientos estratégicos virtualización de la información acciones para la masificación de la medida en AMI,” 2018.

[8] E. Ancillotti, R. Bruno, and M. Conti, “The role of communication systems in smart grids : Architectures , technical solutions and research challenges,” *Comput. Commun.*, vol. 36, no. 17–18, pp. 1665–1697, 2013, doi: 10.1016/j.comcom.2013.09.004.

[9] M. E. Kallman and S. Frickel, “Nested logics and smart meter adoption: Institutional

processes and organizational change in the diffusion of smart meters in the United States," *Energy Res. Soc. Sci.*, vol. 57, no. July, p. 101249, 2019, doi: 10.1016/j.erss.2019.101249.

[10] S. Wang *et al.*, "A Randomized Response Model For Privacy Preserving Smart Metering," *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 3, no. 2, pp. 1317–1324, 2012.

[11] K. Shuaib, Z. Trabelsi, M. Abed-Hafez, A. Gaouda, and M. Alahmad, "Resiliency of smart power meters to common security attacks," *Procedia Comput. Sci.*, vol. 52, no. 1, pp. 145–152, 2015, doi: 10.1016/j.procs.2015.05.049.

[12] N. C. Jaramillo, C. J. F. Cardona, and J. D. V. Henao, "Smart meters adoption: Recent advances and future trends," *DYNA*, vol. 81, no. 183, pp. 221–230, 2014, doi: 10.15446/dyna.v81n183.38148.

[13] IEA DSM, "Business models for a more effective market uptake of EE energy services for SMEs and communities," 2014.

[14] J. F. Alves, G. Dantas, D. Viana Ferreira, and N. De Castro, *Estado da arte da difusão de recursos energéticos distribuídos em quatro estados norte-americanos*, vol. 72. 2017.

[15] K. A. Choksi, S. Jain, and N. M. Pindoriya, "Feature based clustering technique for investigation of domestic load profiles and probabilistic variation assessment: Smart meter dataset," *Sustain. Energy, Grids Networks*, vol. 22, p. 100346, 2020, doi: 10.1016/j.segan.2020.100346.

[16] N. Shaukat *et al.*, "A survey on consumers empowerment, communication technologies, and renewable generation penetration within Smart Grid," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 81, no. April 2016, pp. 1453–1475, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.05.208.

[17] K. Ehrhardt-Martinez, K. A. Donnelly, and J. A. Laitner, "Advanced metering initiatives and residential feedback programs: A meta-review for household electricity-saving opportunities," 2010.

[18] Z. Li, F. Yang, S. Mohagheghi, Z. Wang, J. C. Tournier, and Y. Wang, "Toward smart distribution management by integrating advanced metering infrastructure," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 105, pp. 51–56, 2013, doi: 10.1016/j.epsr.2013.07.008.

[19] M. Azaza and F. Wallin, "Smart meter data clustering using consumption indicators: Responsibility factor and consumption variability," *Energy Procedia*, vol. 142, pp. 2236–2242, 2017, doi: 10.1016/j.egypro.2017.12.624.

[20] F. Serra, “El enfoque sistémico y la dinámica de sistemas como metodología de la NTE para el estudio,” *Civilizar*, vol. 03, no. 03, pp. 119–134, 2016.

[21] J. Sterman, *Business Dynamics*, Massachuse. 2000.

[22] J. D. W. Morecroft, *Strategic Modelling and Business Dynamics*, Second Edi. 2015.

[23] F. Szulanski and J. Forrester, “La Dinámica de Sistemas,” 1999.

[24] N. Castaño and C. Franco, “Formulación de políticas para la penetración de las Smart Grid en Colombia,” *9° Encuentro Colomb. Dinámica Sist. 14*, p. 6, 2011, [Online]. Available: http://www.urosario.edu.co/urosario_files/e0/e075e58e-7ac0-4448-bb66-1875d31e2f44.pdf.

[25] J. de M. Donado Campos, S. Dormido Canto, and F. Morilla García, “Fundamentos de la dinámica de sistemas y modelos de dinámica de sistemas en epidemiología,” 2005.

[26] G. P. Richardson, “Problemas con los diagramas de ciclos causales,” *Science (80-.).*, 1982.

[27] T. Morales Vega, “Infraestructura de medicion avanzada para microrredes electricas,” Universidad Distrital Francisco José de Caldas, 2018.

[28] S. Pawar and B. F. Momin, “Smart Electricity Meter Data Analytics: A Brief Review,” *IEEE Trans. Smart Grid*, 2017.

[29] M. J. Rodríguez Nieto and L. Veléz Cataño, “Economic opportunities of AMI implementation: A review,” pp. 1–33, 2019, [Online]. Available: https://repository.eafit.edu.co/handle/10784/15198.

[30] S. Milena, T. Gutiérrez, J. R. García, and R. C. Gandarillas, “Sistemas de medición avanzada en Colombia : beneficios , retos y oportunidades Advanced metering infrastructure in Colombia : benefits , challenges and opportunities,” *Ing. y Desarro.*, vol. 36, no. 617, 2018.

[31] C. J. D. Molina, S. O. D. Edison, B. A. L. Fernanda, and Z. U. J. Alejandro, “Challenges and opportunities of smart grids implementation: A case of Colombia electricity sector,” *2019 FISE-IEEE/CIGRE Conf. - Living Energy Transition, FISE/CIGRE 2019*, pp. 0–5, 2019, doi: 10.1109/FISECIGRE48012.2019.8985022.

[32] C. I. P. on C. IPCC, “Climate Change 2022: Impacts, Adaptation and Vulnerability,” 2022.

[33] N. Uribe-Pérez, L. Hernández, D. de la Vega, and I. Angulo, “State of the Art and Trends Review of Smart Metering in Electricity Grids,” *Appl. Sci.*, vol. 6, no. 3, pp.

1–24, 2016, doi: 10.3390/app6030068.

[34] C. Vitiello, S, Vasiljevska, J, Filiou, “Benchmarking smart metering deployment in the EU-27 with a focus on electricity,” 2014.

[35] A. Parrado Duque and G. Ordoñez Plata, “Propuesta de arquitectura de medición inteligente en sistemas de distribución con generación distribuida en redes eléctricas de baja tensión,” *Univ. Ind. Santander*, 2018.

[36] L. A. Silva Rubio *et al.*, “Medición y Gestión Inteligente de Consumo Eléctrico,” 2016. [Online]. Available: http://www.sic.gov.co/sites/default/files/files/medicion_energia.pdf.

[37] J. R. Paredes and S. H. Lee, “Las redes inteligentes de energía y su implementación en ciudades sostenibles,” *Banco inteamericano Desarro.*, pp. 1–81, 2012, [Online]. Available: http://www.iadb.org/wmsfiles/products/publications/documents/37228055.pdf.

[38] M. E. El-Hawary, “The smart grid - State-of-the-art and future trends,” *Electr. Power Components Syst.*, vol. 42, no. 3–4, pp. 239–250, 2014, doi: 10.1080/15325008.2013.868558.

[39] Smart Grids Colombia, “Smart Grids Colombia Vision 2030 Parte I: Antecedentes y Marco Conceptual del Análisis, Evaluación y Recomendaciones para la Implementación de Redes Inteligentes en Colombia,” 2016.

[40] L. F. Rodríguez Cotés, “Arquitectura de Red de la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) para el Desarrollo de Redes Inteligentes en Colombia,” Universidad Piloto de Colombia, 2013.

[41] K. Sharma and L. Mohan Saini, “Performance analysis of smart metering for smart grid: An overview,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 49, pp. 720–735, 2015, doi: 10.1016/j.rser.2015.04.170.

[42] A. Rodriguez-Calvo, R. Cossent, and P. Frías, “Integration of PV and EVs in unbalanced residential LV networks and implications for the smart grid and advanced metering infrastructure deployment,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 91, pp. 121–134, 2017, doi: 10.1016/j.ijepes.2017.03.008.

[43] F. A. Perez, “Identificación de retos TIC de los consumidores como actores activos en el marco de Smart Grid y propuesta de estrategia para afrontarlos en el contexto colombiano,” 2019.

[44] L. C. S. Rocha, G. Aquila, E. de O. Pamplona, A. P. de Paiva, B. G. Chieregatti, and

J. de S. B. Lima, “Photovoltaic electricity production in Brazil: A stochastic economic viability analysis for small systems in the face of net metering and tax incentives,” *J. Clean. Prod.*, vol. 168, pp. 1448–1462, 2017, doi: 10.1016/j.jclepro.2017.09.018.

[45] G. Rennie, B. K. Hartnett, V. Reyes, D. Siegert, D. Sandoval, and M. Banda, “Análisis de brechas y oportunidades de innovación en el sector energético en América Latina y el Caribe,” 2020.

[46] D. Watts, M. F. Valdés, D. Jara, and A. Watson, “Potential residential PV development in Chile: The effect of Net Metering and Net Billing schemes for grid-connected PV systems,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 41, pp. 1037–1051, 2015, doi: 10.1016/j.rser.2014.07.201.

[47] G. Zeisler Badal and J. Rojas Roldán, “Análisis Técnico , Económico Y Legal De La Implementación Del Sistema Net Metering En Chile : Aplicación En 2 Viviendas De La Región Metropolitana Felipe Andrés Órdenes Odi Profes,” Universidad de Chile, 2012.

[48] C. Comisión de Regulación de Energía y Gas, *Resolución 038 de 2014*. 2014, p. 65.

[49] C. de R. de E. y G. CREG, *Proyecto de resolución 131 de 2020*. 2020, pp. 1–31.

[50] Comision de Regulacion de Energia y Gas CREG, *Proyecto de resolución 219 de 2020*. 2021.

[51] C. de R. de E. y G. CREG, *Resolución 101 001 de 2022*, no. Rees 1997. Colombia, 2022, p. 1997.

[52] C. de R. de E. y G. CREG, *Resolución 025 de 1995*. Colombia, 1995, p. 141.

[53] C. de R. de E. y G. CREG, *Resolución 068 de 2004*. 2004.

[54] C. de R. de E. y G. CREG, *Resolución 096 de 2004*. 2004.

[55] C. de R. de E. y G. CREG and C. Comisión de Regulación de Energía y Gas, *Resolucion 097 de 2008*. 2008, p. 135.

[56] C. de R. de E. y G. CREG, *Resolución 015 de 2018*. 2018, p. 239.

[57] C. de R. de E. y G. CREG, *Resolución 180 de 2014*. 2014.

[58] C. de R. de E. y G. CREG, *Resolución 191 de 2014*. 2014.

[59] C. Comisión de Regulación de Energía y Gas, *Resolución 119 de 2007*. 2007, pp. 1–29.

[60] Congreso de Colombia, *Ley 1715*, no. May. 2014.

[61] Ministerio de minas y Energía, *Resolución 011 de 2015*. 2015, pp. 1–25.

[62] Departamento Administrativo de la Función Pública, *Decreto 2492 de 2014*. 2014,

pp. 1–3.

[63] Ministerio de Minas y Energía, *Resolución 40072 de 2018*. Ministerio de Minas y Energía, 2018, p. 7.

[64] Ministerio de Minas y Energía, *Resolución 40483 de 2019*. Colombia, 2019.

[65] M. de M. y Energía, *Resolución 40142 de 2020*. 2020.

[66] D. A. de la F. Pública, *Decreto 1073 de 2015*. Colombia, 2015, pp. 1–400.

[67] M. de M. y Energía, *Decreto 348 de 2017*. Colombia, 2017, pp. 1–3.

[68] Icontec, *NTC 6079*. Colombia, 2021, pp. 1–140.

[69] J. Salinas, A. Escobar, and Grupo de Investigación Xué, “Aspectos generales de las redes eléctricas inteligentes en Colombia,” *Matriz Energ. en la Región Cent.*, p. 133, 2020, [Online]. Available: https://regioncentralrape.gov.co/matriz-energetica/.

[70] L. M. Banguera Gomez, “Estudio, análisis y modelamiento de los sistemas eléctricos de distribución en el contexto de redes eléctricas inteligentes industria 4.0 y automatización dentro de convenio marco de cooperación interinstitucional 080 de 2019 entre la UNIVERSIDAD DISTRITA,” p. 119, 2020, [Online]. Available: https://repository.udistrital.edu.co/handle/11349/24730.

[71] U. P. Bolivariana and T. D. de Energía, “Análisis del sistema energético y de las smart grids en colombia,” 2013.

[72] D. Rojas Delgado and C. A. Jaramillo Carmona, “Diseño de una Metodología de Selección de Equipos de Medición del Consumo de Energía Eléctrica para ‘Smart Metering’ en los Diferentes Estratos Sociales de Cali,” pp. 14–16, 2016.

[73] R. Rashed Mohassel, A. Fung, F. Mohammadi, and K. Raahemifar, “A survey on Advanced Metering Infrastructure,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 63, pp. 473–484, 2014, doi: 10.1016/j.ijepes.2014.06.025.

[74] S. Aleksic and V. Mujan, “Exergy cost of information and communication equipment for smart metering and smart grids,” *Sustain. Energy, Grids Networks*, vol. 14, pp. 1–11, 2018, doi: 10.1016/j.segan.2018.01.002.

[75] K. S. Reddy, M. Kumar, T. K. Mallick, H. Sharon, and S. Lokeswaran, “A review of Integration, Control, Communication and Metering (ICCM) of renewable energy based smart grid,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 38, pp. 180–192, 2014, doi: 10.1016/j.rser.2014.05.049.

[76] C. A. Díaz Andrare *et al.*, “Arquitectura de una red HAN (Home Area Network) orientada a servicios sobre Smart Grid,” UNIVERSIDAD ICESI FACULTAD, 2013.

[77] F. Klopfert and G. Wallenborn, *Empowering consumers through smart metering*, vol. 32, no. 0. 2011.

[78] A. Tabandeh, A. Abdollahi, and M. Rashidinejad, “Reliability constrained congestion management with uncertain negawatt demand response firms considering repairable advanced metering infrastructures,” *Energy*, vol. 104, pp. 213–228, 2016, doi: 10.1016/j.energy.2016.03.118.

[79] Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG, “Tendencias y oportunidades de la distribución de energía eléctrica,” 2018.

[80] D. Crossley, “The Role of Advanced Metering and Load Control in Supporting Electricity Networks: Research Report No 5, Task XV,” *Technology*, no. 5, p. 104, 2008.

[81] E. Inga Ortega and J. Rodríguez, “Estrategias de Negocio Para Medición Inteligente Acoplando Energías Renovables,” *ResearchGate*, no. May 2014, 2013.

[82] H. Liu *et al.*, “The application of smart meter in the management of electric vehicle charging facilities,” *Procedia Comput. Sci.*, vol. 175, pp. 774–777, 2020, doi: 10.1016/j.procs.2020.07.115.

[83] D. Paul, W. Zhong, and S. K. Bose, “Applications Energy efficiency aware load distribution and electricity cost volatility control for cloud service providers,” *J. Netw. Comput. Appl.*, vol. 59, pp. 185–197, 2016, doi: 10.1016/j.jnca.2015.08.012.

[84] S. Kessler, C. M. Flath, and K. Böhm, “Allocative and strategic effects of privacy enhancement in smart grids,” *Inf. Syst.*, vol. 53, pp. 170–181, 2014, doi: 10.1016/j.is.2014.09.007.

[85] M. Fadaeenejad, A. M. Saberian, M. Fadaee, M. A. M. Radzi, H. Hizam, and M. Z. A. Abkadir, “The present and future of smart power grid in developing countries,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 29, pp. 828–834, 2014, doi: 10.1016/j.rser.2013.08.072.

[86] S. Li, F. Luo, J. Yang, G. Ranzi, and J. Wen, “A personalized electricity tariff recommender system based on advanced metering infrastructure and collaborative filtering,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 113, no. May, pp. 403–410, 2019, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.05.042.

[87] J. McDonald, “Leader or follower: Developing the smart grid business case,” *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 6, no. 6, Nov. 2008, doi: 10.1109/MPE.2008.929699.

[88] E. Yaacoub and A. Abu-Dayya, “Automatic meter reading in the smart grid using

contention based random access over the free cellular spectrum," *Comput. Networks*, vol. 59, pp. 171–183, 2014, doi: 10.1016/j.bjp.2013.10.009.

[89] M. Nabeel, X. Ding, S. Seo, and E. Bertino, "Scalable end-to-end security for advanced metering infrastructures," *Inf. Syst.*, vol. 53, pp. 213–223, 2015, doi: 10.1016/j.is.2015.01.004.

[90] S. Sultan, "Privacy-preserving metering in smart grid for billing, operational metering, and incentive-based schemes: A survey," *Comput. Secur.*, vol. 84, pp. 148–165, 2019, doi: 10.1016/j.cose.2019.03.014.

[91] M. Shrestha, C. Johansen, J. Noll, and D. Roverso, "A Methodology for Security Classification applied to Smart Grid Infrastructures," *Int. J. Crit. Infrastruct. Prot.*, vol. 28, p. 100342, 2020, doi: 10.1016/j.ijcip.2020.100342.

[92] G. Chrysostomou, V. Shikhin, and A. Shikhina, "Electrical Energy Supply Control Support via Meters Data Ellipsoidal Approximation in Smart Grids," *Procedia Comput. Sci.*, vol. 103, no. October 2016, pp. 287–294, 2017, doi: 10.1016/j.procs.2017.01.109.

[93] A. Faruqui, K. Arritt, and S. Sergici, "The impact of advanced metering infrastructure on energy conservation : A case study of two utilities," *Electr. J.*, vol. 30, no. 3, pp. 56–63, 2017, doi: 10.1016/j.tej.2017.03.006.

[94] A. F. A. Aziz, S. N. Khalid, M. W. Mustafa, H. Shareef, and G. Aliyu, "Artificial intelligent meter development based on advanced metering infrastructure technology," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 27, pp. 191–197, 2013, doi: 10.1016/j.rser.2013.06.051.

[95] M. F. Mohamed, M. El-Gayyar, A. E. R. Shabayek, and H. Nassar, "Data reduction in a cloud-based AMI framework with service-replication," *Comput. Electr. Eng.*, vol. 69, pp. 212–223, 2018, doi: 10.1016/j.compeleceng.2018.02.042.

[96] A. Hansen, J. Staggs, and S. Shenoi, "Security analysis of an advanced metering infrastructure," *Int. J. Crit. Infrastruct. Prot.*, vol. 18, pp. 3–19, 2017, doi: 10.1016/j.ijcip.2017.03.004.

[97] N. Ansari and C. H. Lo, "Decentralized controls and communication for autonomous distribution networks in Smart Grid," 2017.

[98] N. Uribe-Pérez, I. Angulo, D. de la Vega, T. Arzuaga, A. Arrinda, and I. Fernández, "On-field evaluation of the performance of IP-based data transmission over narrowband PLC for smart grid applications," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol.

100, no. March, pp. 350–364, 2018, doi: 10.1016/j.ijepes.2018.02.030.

[99] R. Razavi, A. Gharipour, M. Fleury, and I. J. Akpan, “Occupancy detection of residential buildings using smart meter data: A large-scale study,” *Energy Build.*, vol. 183, pp. 195–208, 2019, doi: 10.1016/j.enbuild.2018.11.025.

[100] B. Newell, D. M. Marsh, and D. Sharma, “Enhancing the resilience of the Australian National Electricity Market: Taking a systems approach in policy development,” *Ecol. Soc.*, vol. 16, no. 2, 2011, doi: 10.5751/ES-04132-160215.

[101] S. Feuerriegel, P. Bodenbenner, and D. Neumann, “Value and granularity of ICT and smart meter data in demand response systems,” *Energy Econ.*, vol. 54, pp. 1–10, 2016, doi: 10.1016/j.eneco.2015.11.016.

[102] C. Andrés, D. Andrade, and J. C. Hernández, “Smart Grid : Las TICs y la modernización de las redes de energía eléctrica – Estado del Arte,” vol. 9, pp. 53–81, 2011.

[103] V. E. Pérez Vélez, “Estudio preliminar sobre la viabilidad de la implementación de medidores inteligentes de energía en los estratos 1, 2 y 3 de Cali,” Universidad del Valle, 2013.

[104] I. C. G. Ribeiro, C. Albuquerque, A. A. D. A. Rocha, and D. Passos, “A framework to build an advanced metering infrastructure resilient to DAP failures in smart grids,” *Futur. Gener. Comput. Syst.*, vol. 99, pp. 11–26, 2019, doi: 10.1016/j.future.2019.03.021.

[105] Y. He, N. Jenkins, and J. Wu, “Smart Metering for Outage Management of Electric Power Distribution Networks,” *Energy Procedia*, vol. 103, no. April, pp. 159–164, 2016, doi: 10.1016/j.egypro.2016.11.266.

[106] DCSI (Distribution Control Systems Inc), *Instructor Training Manual: TWACS BASICS*. 2004.

[107] M. Alberto *et al.*, “Detection and identification of energy theft in advanced metering infrastructures,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 182, no. February, 2020, doi: 10.1016/j.epsr.2020.106258.

[108] R. Jiménez, T. Serebrisky, and J. Mercado, “Dimensionando las pérdidas de electricidad en los sistemas de transmisión y distribución en América Latina y el Caribe - Reporte del Banco Interamericano de Desarrollo,” 2014.

[109] E. Villar-Rodriguez, J. Del Ser, I. Oregi, M. N. Bilbao, and S. Gil-Lopez, “Detection of non-technical losses in smart meter data based on load curve profiling and time

series analysis," *Energy*, vol. 137, pp. 118–128, 2017, doi: 10.1016/j.energy.2017.07.008.

[110] T. Ahmad, "Non-technical loss analysis and prevention using smart meters," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 72, no. January, pp. 573–589, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.01.100.

[111] S. C. Yip, K. S. Wong, W. P. Hew, M. T. Gan, R. C. W. Phan, and S. W. Tan, "Detection of energy theft and defective smart meters in smart grids using linear regression," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 91, pp. 230–240, 2017, doi: 10.1016/j.ijepes.2017.04.005.

[112] P. Yi, T. Zhu, Q. Zhang, Y. Wu, and L. Pan, "Puppet attack: A denial of service attack in advanced metering infrastructure network," *J. Netw. Comput. Appl.*, vol. 59, pp. 325–332, 2016, doi: 10.1016/j.jnca.2015.04.015.

[113] M. Cardona, J. M. Gallego, J. J. García, and J. A. Franco, "Prepaid electricity and in-home displays: An alternative for the most vulnerable households in Colombia," *Electr. J.*, vol. 33, no. 8, p. 106824, 2020, doi: 10.1016/j.tej.2020.106824.

[114] S. Oh, J. S. Haberl, and J. Baltazar, "Energy & Buildings Analysis methods for characterizing energy saving opportunities from home automation devices using smart meter data," *Energy Build.*, vol. 216, p. 109955, 2020, doi: 10.1016/j.enbuild.2020.109955.

[115] D. L. S. Mendes, R. A. L. Rabelo, A. F. S. Veloso, J. J. P. C. Rodrigues, and J. V. dos Reis Junior, "An adaptive data compression mechanism for smart meters considering a demand side management scenario," *J. Clean. Prod.*, vol. 255, p. 120190, 2020, doi: 10.1016/j.jclepro.2020.120190.

[116] N. K. Singh and V. Mahajan, "End-User Privacy Protection Scheme from Cyber Intrusion in Smart Grid Advanced Metering Infrastructure," *Int. J. Crit. Infrastruct. Prot.*, p. 100410, 2021, doi: 10.1016/j.ijcip.2021.100410.

[117] N. George, S. Nithin, and S. K. Kottayil, "Hybrid Key Management Scheme for Secure AMI Communications," *Procedia Comput. Sci.*, vol. 93, no. September, pp. 862–869, 2016, doi: 10.1016/j.procs.2016.07.260.

[118] M. H. Albadi and E. F. El-Saadany, "A summary of demand response in electricity markets," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 78, no. 11, pp. 1989–1996, 2008, doi: 10.1016/j.epsr.2008.04.002.

[119] L. I. Minchala-Avila, J. Armijos, D. Pesántez, and Y. Zhang, "Design and

Implementation of a Smart Meter with Demand Response Capabilities," *Energy Procedia*, vol. 103, no. April, pp. 195–200, 2016, doi: 10.1016/j.egypro.2016.11.272.

[120] N. A. Funde, M. M. Dhabu, A. Paramasivam, and P. S. Deshpande, "Motif-based association rule mining and clustering technique for determining energy usage patterns for smart meter data," *Sustain. Cities Soc.*, vol. 46, no. January, p. 101415, 2019, doi: 10.1016/j.scs.2018.12.043.

[121] C. A. Ramírez Escobar, "Los precios del mecado mayorista de electricidad como expresión de la participación activa de la demanda: Aplicación de la economía experimental," Universidad Politecnica de Valencia, 2012.

[122] S. E. D. C. SEDC, "Empowering Residential and SME Consumers Residential & SME Demand-Side Flexibility," 2016. [Online]. Available: http://www.smarten.eu/wp-content/uploads/2016/10/SEDC-White-Paper-Empowering-Residential-and-SME-Consumers.pdf.

[123] M. R. Jabłońska, "Microgrids Technology review for the creation of urban prosumers societies," *Stud. Proc. Polish Assoc. Knowl. Manag.*, vol. 12, 2014.

[124] Y. Parag and B. K. Sovacool, "Electricity market design for the prosumer era," *Sussex Res. Online*, vol. 1, 2016.

[125] G. R. Telles Esteves, F. L. Cyrino Oliveira, C. H. Antunes, and R. C. Souza, "An overview of electricity prepayment experiences and the Brazilian new regulatory framework," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 54, pp. 704–722, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.10.002.

[126] A. B. M. S. Ali, *Smart grids: Oppotunities, Developments, and Trends*, vol. 55, no. 5. 2010.

[127] M. T. Craig, P. Jaramillo, B. M. Hodge, N. J. Williams, and E. Severnini, "A retrospective analysis of the market price response to distributed photovoltaic generation in California," *Energy Policy*, vol. 121, no. February, pp. 394–403, 2018, doi: 10.1016/j.enpol.2018.05.061.

[128] C. Cambini and G. Soroush, "Designing grid tariffs in the presence of distributed generation," *Util. Policy*, vol. 61, no. October, p. 100979, 2019, doi: 10.1016/j.jup.2019.100979.

[129] T. Nelson, E. McCracken-Hewson, P. Whish-Wilson, and S. Bashir, "Price dispersion in Australian retail electricity markets," *Energy Econ.*, vol. 70, pp. 158–169, 2018, doi: 10.1016/j.eneco.2017.12.026.

[130] O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, and Y. Sokona, *Fuentes de energía renovables y mitigación del cambio climatico*. 2011.

[131] J. Gomez Marín, S. Carvajal, and A. Arango Manrique, “Programas de gestión de demanda de electricidad para el sector residencial en Colombia: Enfoque Sistémico,” *Energética*, vol. 0, no. 46, pp. 73–83, 2015.

[132] F. Ni, P. H. Nguyen, J. F. G. Cobben, H. E. Van den Brom, and D. Zhao, “Three-phase state estimation in the medium-voltage network with aggregated smart meter data,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 98, no. February 2017, pp. 463–473, 2018, doi: 10.1016/j.ijepes.2017.12.033.

[133] A. Romero Grass, T. Mach, S. Guzmán, M. A. Velásquez, and Á. Zambrano, “Foco 3, fase I: Descentralización y Digitalización de la Industria y la Gestión Eficiente de la Demanda,” 2019. [Online]. Available: https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/24202647/Foco+3+-+Fase+1+Informe+Final.pdf.

[134] L. B. Tjernberg, “Possibilities of demand side management with Smart Meters,” *23rd Int. Conf. Electr. Distrib.*, no. June, pp. 15–18, 2015.

[135] E. Cagno, G. J. L. Micheli, and G. Di Foggia, “Smart metering projects: an interpretive framework for successful implementation Smart metering projects,” *Int. J. Energy Sect. Manag.*, 2018.

[136] J. Gao, Y. Xiao, J. Liu, W. Liang, and C. L. P. Chen, “A survey of communication/networking in Smart Grids,” *Futur. Gener. Comput. Syst.*, vol. 28, no. 2, pp. 391–404, 2012, doi: 10.1016/j.future.2011.04.014.

[137] Comision de Regulacion de Energia y Gas CREG, *Resolución 30 de 2018*. 2018, p. 13.

[138] J. F. Martins, A. Goncalves Pronto, V. Delgado Gomes, and M. Sanduleac, “Smart Meters and Advanced Metering Infrastructure,” 2019.

[139] S. Chakraborty, S. Das, T. Sidhu, and A. K. Siva, “Smart meters for enhancing protection and monitoring functions in emerging distribution systems,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 127, no. October 2020, p. 106626, 2021, doi: 10.1016/j.ijepes.2020.106626.

[140] J. C. Vaschetti, F. Magnago, and V. H. Sauchelli, “Control Automático de Voltaje en Sistemas Eléctricos de Potencia basado en Sistemas Expertos Automatic Voltage Control in Electrical Power System based on Expert Systems .,” *Inf. Tecnológica*,

vol. 23, no. 5, pp. 69–84, 2012, doi: 10.4067/S0718-07642012000500008.

[141] S. Wan Yen, S. Morris, M. A. G. Ezra, and T. Jun Huat, “Effect of smart meter data collection frequency in an early detection of shorter-duration voltage anomalies in smart grids,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 109, no. January, pp. 1–8, 2019, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.01.039.

[142] A. Pujara, V. G. Vilas, S. M. Bakre, and V. Muralidhara, “A novel approach for UI charge reduction using AMI based load prioritization in smart grid,” *J. Electr. Syst. Inf. Technol.*, vol. 4, no. 2, pp. 338–346, 2017, doi: 10.1016/j.jesit.2017.01.001.

[143] S. Medina Hurtado and J. García Aguado, “Predicción de demanda de energía en colombia mediante un sistema de inferencia difuso neuronal,” *Energética*, pp. 15–24, 2005.

[144] M. Pau *et al.*, “A cloud-based smart metering infrastructure for distribution grid services and automation,” *Sustain. Energy, Grids Networks*, vol. 15, no. 2018, pp. 14–25, 2018, doi: 10.1016/j.segan.2017.08.001.

[145] A. Rafinia, N. Rezaei, and J. Moshtagh, “Optimal design of an adaptive under-frequency load shedding scheme in smart grids considering operational uncertainties,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 121, no. April, 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2020.106137.

[146] M. Ansarin, Y. Ghiassi-Farrokhfal, W. Ketter, and J. Collins, “Cross-subsidies among residential electricity prosumers from tariff design and metering infrastructure,” *Energy Policy*, vol. 145, no. March, p. 111736, 2020, doi: 10.1016/j.enpol.2020.111736.

[147] N. T. Mbungu, R. C. Bansal, R. M. Naidoo, M. Bettayeb, M. W. Siti, and M. Bipath, “A dynamic energy management system using smart metering,” *Appl. Energy*, vol. 280, no. June, 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.115990.

[148] F. Abate, M. Carratù, C. Liguori, and V. Paciello, “A low cost smart power meter for IoT,” *Meas. J. Int. Meas. Confed.*, vol. 136, pp. 59–66, 2019, doi: 10.1016/j.measurement.2018.12.069.

[149] B. Yildiz, J. I. Bilbao, J. Dore, and A. B. Sproul, “Recent advances in the analysis of residential electricity consumption and applications of smart meter data,” *Appl. Energy*, vol. 208, no. October, pp. 402–427, 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.10.014.

[150] M. M. Eissa, “Developing incentive demand response with commercial energy

management system (CEMS) based on diffusion model, smart meters and new communication protocol," *Appl. Energy*, vol. 236, no. February 2018, pp. 273–292, 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.11.083.

[151] S. Kumar V., J. Prasad, and R. Samikannu, "Overview, issues and prevention of energy theft in smart grids and virtual power plants in Indian context," *Energy Policy*, vol. 110, no. August, pp. 365–374, 2017, doi: 10.1016/j.enpol.2017.08.032.

[152] A. Babuta, B. Gupta, A. Kumar, and S. Ganguli, "Power and energy measurement devices: A review, comparison, discussion, and the future of research," *Meas. J. Int. Meas. Confed.*, vol. 172, no. August 2020, p. 108961, 2021, doi: 10.1016/j.measurement.2020.108961.

[153] D. A. Patiño Salazar, "Guia de Construcción de Relaciones Sistémicas para la Resolución de Problemas de Tecnologías de la Información y la Comunicación," Pontificia Universidad Católica del Ecuador, 2012.

[154] J. A. Castro Molina, "Modelo Basado en Dinámica de Sistemas para Evaluar la Articulación de las Áreas de Salud y Socorro de la Cruz Roja Colombiana Seccional Antioquia en la Atención de Emergencias," Universidad de San Buenaventura, 2015.

[155] S. X. Carvajal-Quintero, "Análisis de servicios potencia eléctricos en ambientes de complementarios en sistemas de mercados," Universidad Nacional de Colombia, 2013.

[156] D. Lopez-García, "Caracterización de un esquema remunerativo para la participación de la demanda en la prestación del servicio complementario de control de frecuencia en el mercado eléctrico colombiano," Universidad Nacional de Colombia, 2019.

[157] J. F. García Franco, "Diseño de Programas de Uso Racional y Eficiente de la Energía Eléctrica en Zonas No Interconectadas en Colombia," 2020, [Online]. Available: https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/78113#.X6CfvRgbPYI.mendeley.

[158] J. Arias-Gaviria, S. X. Carvajal-Quintero, and S. Arango-Aramburo, "Understanding dynamics and policy for renewable energy diffusion in Colombia," *Renew. Energy*, vol. 139, pp. 1111–1119, 2019, doi: 10.1016/j.renene.2019.02.138.

[159] S. Carvajal-Quintero, A. Arango-Manrique, and S. Arango-Aramburo, "Evaluation of incentives for voltage and reactive control using distributed generation in the Colombian electricity system: A system dynamics approach," *2012 IEEE Int. Symp.*

Altern. Energies Energy Qual. SIFAE 2012 - Conf. Proc., no. 1, pp. 1–6, 2012, doi: 10.1109/SIFAE.2012.6478894.

[160] C. A. Arbeláez Velásquez, “Análisis de los patrones de adopción de una tecnología de teletrabajo en una unidad de una ies,” Universidad Pontificia Bolivariana, 2020.

[161] N. Castaño, “Una aproximación a la adopción de medidores inteligentes en el mercado eléctrico colombiano y su influencia en la demanda,” *Univ. Nac. Colomb.*, p. 105, 2013, [Online]. Available: http://http//www.bdigital.unal.edu.co/9393/.

[162] U. Bariss, G. Bazbauers, A. Blumberga, and D. Blumberga, “System dynamics modeling of households’ electricity consumption and cost-income ratio: A case study of Latvia,” *Environ. Clim. Technol.*, vol. 20, no. 1, pp. 36–50, 2017, doi: 10.1515/rtuect-2017-0009.

[163] S. X. Carvajal, S. Arango, and E. R. Larsen, “Evaluation of a payments proposal for blackstart services in the Colombian electricity system: A system dynamics approach,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 53, no. 1, pp. 382–389, 2013, doi: 10.1016/j.ijepes.2013.05.006.

[164] T. Kadoya *et al.*, “Utilizing system dynamics modeling to examine impact of deregulation on generation capacity growth,” *Proc. IEEE*, vol. 93, no. 11, pp. 2060–2068, 2005, doi: 10.1109/JPROC.2005.857487.

[165] S. Member, “Economic Mechanisms to Promote Distributed Resource Supply in a Colombian Microgrid : System Dynamics Approach,” *Simp. Int. sobre Calid. la Energ. Eléctrica*, vol. 879498, no. 576, pp. 1–8, 2013.

[166] S. Carvajal-Quintero, A. Arango-Manrique, S. Arango-Aramburo, and C. Younes-Velosa, “A study of incentives to increase the use of DG in Colombia based on a system dynamics modeling,” *A study Incent. to increase use DG Colomb. based a Syst. Dyn. Model.*, vol. 31, no. 2, pp. 58–65, 2011.

[167] S. Ximena, C. Quintero, / Juan, D. M. Jiménez, J. David, and M. Jiménez, “The impact of distributed generation on the colombian electrical power system: a dynamic-system approach,” *Tecnura*, vol. 17, no. 35, pp. 77–89, 2013.

[168] A. Arango-Manrique, “Evaluación Técnica y de Mercado de la Operación de una Microrred en Modo Aislado dentro de un Sistema Eléctrico de Potencia con Ambiente Desregulado,” Universidad Nacional de Colombia, 2017.

[169] J. D. Marín-Jiménez, S. X. Carvajal-Quintero, and S. Arango-Aramburo, “Implementation proposal for an ancillary service for Island Operation Capability in

Colombia: A system dynamics approach," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 113, no. February 2018, pp. 288–297, 2019, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.05.035.

[170] J. D. Marín-Jiménez, S. X. Carvajal-Quintero, and J. M. Guerrero, "Island operation capability in the Colombian electrical market: a promising ancillary service of distributed energy resources," *TecnoLógicas*, vol. 21, no. 42, pp. 169–185, 2018, doi: 10.22430/22565337.786.

[171] J. D. Marín Jiménez and S. X. Carvajal Quintero, "Modelo híbrido de simulación para la implementación del servicio complementario de capacidad de operación por Islas utilizando dinámica de sistemas y aprendizaje automático," *Espacios*, vol. 38, no. 53, 2017.

[172] S. X. C. Quintero and S. A. Aramburo, "Simulación para la evaluación de una propuesta de remuneración del servicio de arranque autónomo en Colombia," *Rev. Fac. Ing.*, no. 59, pp. 267–276, 2011.

[173] S. Ahmad and R. bin Mat Tahar, "Using system dynamics to evaluate renewable electricity development in Malaysia," *Kybernetes*, vol. 43, no. 1, pp. 24–39, Jan. 2014, doi: 10.1108/K-10-2012-0092.

[174] A. Ford, K. Vogstad, and H. Flynn, "Simulating price patterns for tradable green certificates to promote electricity generation from wind," *Energy Policy*, vol. 35, no. 1, pp. 91–111, 2007, doi: 10.1016/j.enpol.2005.10.014.

[175] J. Arias Gaviria, "Modelamiento y simulación de curvas de aprendizaje para tecnologías de energía renovable en Colombia," *(Doctoral Diss. Univ. Nac. Colomb. Medellín)*, p. 123, 2014, [Online]. Available: http://www.bdigital.unal.edu.co/43657/.

[176] I. O. Waindi and A. Khalid, "Renewable Energy in East Africa: An Introductory Evaluation Using a Systems Approach to Assess Alternatives to Providing Electricity," *J. African Bus.*, vol. 12, no. 3, pp. 387–418, Sep. 2011, doi: 10.1080/15228916.2011.621854.

[177] M. Assili, M. H. Javidi D.B., and R. Ghazi, "An improved mechanism for capacity payment based on system dynamics modeling for investment planning in competitive electricity environment," *Energy Policy*, vol. 36, no. 10, pp. 3703–3713, 2008, doi: 10.1016/j.enpol.2008.06.034.

[178] S. Arango, "Simulation of alternative regulations in the Colombian electricity market," *Socioecon. Plann. Sci.*, vol. 41, no. 4, pp. 305–319, 2007, doi: 10.1016/j.seps.2006.06.004.

[179] A. Botterud and M. Korpas, “A dynamic simulation model for long-term analysis of the power market,” *14th PSCC, Sess.*, vol. 12, no. June, pp. 24–28, 2002, [Online]. Available: http://www.pscc-central.org/uploads/tx_ethpublications/s12p04.pdf.

[180] G. Pasaoglu Kilanc and I. Or, “A decision support tool for the analysis of pricing, investment and regulatory processes in a decentralized electricity market,” *Energy Policy*, vol. 36, no. 8, pp. 3036–3044, 2008, doi: 10.1016/j.enpol.2008.03.034.

[181] P. Ochoa and A. van Ackere, “Policy changes and the dynamics of capacity expansion in the Swiss electricity market,” *Energy Policy*, vol. 37, no. 5, pp. 1983–1998, 2009, doi: 10.1016/j.enpol.2009.01.044.

[182] A. Ford, “System dynamics and the electric power industry,” *Syst. Dyn. Rev.*, vol. 13, no. 1, pp. 57–85, 1997, doi: 10.1002/(sici)1099-1727(199721)13:1<57::aid-sdr117>3.3.co;2-2.

[183] H. Qudrat-Ullah and M. Karakul, “Modelling for policy assessment in the electricity supply sector of Pakistan,” *Int. J. Energy Sect. Manag.*, vol. 1, no. 3, pp. 240–256, Jan. 2007, doi: 10.1108/17506220710821125.

[184] E. Cimren, A. Bassi, and J. Fiksel, “T21-Ohio, a system dynamics approach to policy assessment for sustainable development: A waste to profit case study,” *Sustainability*, vol. 2, no. 9, pp. 2814–2832, 2010, doi: 10.3390/su2092814.

[185] J. Zhao, E. Mazhari, N. Celik, and Y. J. Son, “Hybrid agent-based simulation for policy evaluation of solar power generation systems,” *Simul. Model. Pract. Theory*, vol. 19, no. 10, pp. 2189–2205, 2011, doi: 10.1016/j.simpat.2011.07.005.

[186] W. P. Series and J. D. Sterman, “System Thinkung and Modeling For A System Dynamics : Systems Thinking and Modeling for a Complex World,” *Eur. J. Comput. Sci.*, vol. 21, no. 3, pp. 35–39, 2003.

[187] C. Antón Martín, “Modelos de difusión: una revisión,” *An. Estud. económicos y Empres.*, no. 11, pp. 35–64, 1996.

[188] J. I. López-Sánchez and J. L. Arrollo Barriguete, “Modelos matemáticos de difusión tecnológica,” no. January 2005, 2014.

[189] F. C. L. Rodríguez Ruz, “Análisis de incentivos a la energía solar en una ciudad utilizando modelos de proyección de energía,” Universidad de Chile, 2017.

[190] S. A. Riaño Bermudez, “Análisis de los impactos e implementación de la medida inteligente en el sector eléctrico colombiano,” Universidad de los Andes, 2019.

[191] D. A. Cardona-arbeláez *et al.*, “La curva de aprendizaje y su contribución al

desempeño del talento humano en las organizaciones : una revisión teórica," p. 6945, 2021, doi: 10.19053/20278306.v10.n1.2019.10010.

[192] M. Roncancio Avila, D. Reina Moreno, A. Hualpa Zuñiga, H. Felizzola Jimenez, and C. Arango Londoño, "Using learning curves and confidence intervals in a time study for the calculation of standard times," *Inge Cuc*, vol. 13, no. 2, pp. 18–27, 2017, doi: 10.17981/ingecuc.13.2.2017.02.

[193] F. Parra, "Métodos de Clasificación," in *Estadística y Machine Learning con R*, 2019, pp. 1–64.

[194] V. González López, "Análisis del Modelo de Bass," 2017.

[195] O. G. Mejía Flores, C. G. Méndez Medrano, and M. F. Proaño Castro, "Modelos matemáticos de difusión de productos tecnológicos y aplicaciones de estos, al mercado," pp. 263–271, 2018.

[196] M. Castaño-Gomez and J. J. García-Rendón, "Análisis de los incentivos económicos en la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica en Colombia Manuela Castaño-Gómez y John Jairo García-Rendón," *Lect. Econ.*, no. 93, 2020.

[197] B. Ochoa, "Alcance de un modelo de generación distribuida de energías renovables integrada a la red eléctrica pública en La república Argentina.," 2018.

[198] M. Ambiente and Y. Territorio, "INFORME FINAL Licitación ID : 608897-98-LE19 ' Consultoría para el análisis de modelos de cambio escenarios de electrificación vehicular ,'" 2019.

[199] P. Denholm, E. Drury, and R. Margolis, "The Solar Deployment System (SolarDS) Model: Documentation and Sample Results," *Natl. Renew. Energy Lab.*, no. September, p. 52, 2009, [Online]. Available: http://www.nrel.gov/docs/fy10osti/45832.pdf.

[200] B. Hidalgo, M. Yanes, and M. Ambiente, "Modelos de difusión de tecnologías energéticas renovable," vol. 40, pp. 30–41, 2019.

[201] J. P. Lozano Celis and W. C. Guzmán Espitia, "Evaluación de Demanda de Energía Eléctrica según Hábitos de Consumo Actuales en la Ciudad de Bogotá," *Bull. Seismol. Soc. Am.*, vol. 106, no. 1, pp. 6465–6489, 2016, [Online]. Available: http://www.bssaonline.org/content/95/6/2373%5Cnhttp://www.bssaonline.org/content/95/6/2373.short%0Ahttp://www.bssaonline.org/cgi/doi/10.1785/0120110286%0Ahttp://gji.oxfordjournals.org/cgi/doi/10.1093/gji/ggv142%0Ahttp://link.springer.com/10.1007/s00024-01.

[202] M. de minas y energias, “Energy Demand Situation in Colombia,” 2017.

[203] M. Z. Carvajal, “Políticas para la autogestión de electricidad en el sector residencial urbano de Colombia,” 2014.

[204] Ministerio de Minas y Energía-UPME, *Guía para el consumo consciente, racional y eficiente de la energía*. 2014.

[205] R. Región Administrativa y de Planeación Especial, “Balance Energético Potencial Energético De Generación En La Región Central,” 2020.

[206] C. para la E. y el M. A. CORPOEMA and C. U. S.A., “Caracterización Energética del Sector Residencial Urbano y Rural en Colombia,” Bogotá D.C., 2011.

[207] A. M. D. E. Bogotá, “Consumos energéticos urbanos por usos y actividades económicas por UPZ en Bogotá DC 2009-2012-2015,” Bogotá D.C., 2017.

[208] U. N. de Colombia, “Determinación del Consumo Final de Energía en los Sectores Residencial Urbano y Comercial y Determinación de Consumos para Equipos Domésticos de Energía Eléctrica y Gas,” 2006.

[209] Congreso de la República de Colombia, “Ley 1753 de 2015,” *D. Of.*, vol. 49538, no. 49, pp. 1–44, 2015, [Online]. Available: https://docs.supersalud.gov.co/PortalWeb/Juridica/Leyes/Ley 1753 de 2015.pdf.

[210] Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, *Resolución 232 de 2015*. 2015, pp. 1–4.

[211] Ministerio de Minas y Energía de Colombia, “Decreto 1543 de 2017,” pp. 14–17, 2017.