

Propuesta de arquitectura de medición inteligente en sistemas de distribución con generación
distribuida en redes eléctricas de baja tensión

Alejandro Parrado Duque

Trabajo de grado para optar el Título de Ingeniero Electricista

Director

Gabriel Ordóñez Plata

PhD. Ingeniería Industrial

Codirector

German Alfonso Osma Pinto

Doctor en Ingeniería Eléctrica

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Bucaramanga

2018

Dedicatoria

A Dios, en primera instancia, por su infinito amor

A mis padres por su amor, apoyo y sacrificio, por todo

A mis hermanos, Jonh y Juliana, por su amor

A Milena por su incondicional cariño y respaldo, por todo

A la familia Barajas Guevara por su espléndida compañía

A Gabriel Ordóñez por su humanismo y dirección

A German Osma por su enseñanza y dirección

A Juan Carlos y DARA por su apoyo

A Viviana, Jairo y su equipo por su bondadosa ayuda

A quienes creyeron en mí, por su fe

En memoria de Juan Carlos Q.E.P.D. Puerto López-Meta,2010

80-79

Alejandro Parrado Duque

Agradecimientos

He logrado estudiar en la gloriosa Universidad Industrial de Santander gracias al apoyo de mi mamá; ella siempre ha creído en mí y no dudó un solo instante en impulsar mis sueños, jamás me alcanzará la vida para retribuirle todo.

Mi padre siempre me dijo: “lo único que queda en la vida es el estudio”. Nunca había entendido muy bien esa frase, hasta que la universidad de la vida me enseñó por completo el significado de sus palabras; sin él, no hubiera sido posible culminar mis estudios universitarios. Gracias por todo pa’.

Jonh y Juliana, mis hermanos que me han apoyado y respaldado, que me han amado. Encontré en ustedes palabras de aliento y motivación, me recordaron muchas veces la justificación de la lucha por los logros y también recibí de ustedes calurosos abrazos sin esperarlo, sin merecerlo. Gracias por siempre creer en mí.

Nunca esperé encontrar personas tan valiosas como Milena Barajas y su espléndida familia; han sido un soporte emocional y social, personas que siempre me extendieron su mano, me sujetaron y me levantaron innumerables veces. Gracias por considerarme como parte de su familia. A Milena por ser una fuente inagotable de inspiración y superación.

Viviana G, Jairo G, Gabriel O, German O, Juan Carlos E, Martín F, Alba, Liliana S, Julio F... cuantiosas personas que a lo largo de estos años fui conociendo y me brindaron lo mejor de sí mismas; sin lugar a duda quedarán grabados en mi memoria. Una parte de este logro también es de ustedes.

A toda mi familia que fue creyendo en este proyecto.

A Toby, por su compañía y desinteresado cariño.

En memoria de Juan Carlos Q.E.P.D. Puerto López-Meta. 2010.

Tabla de Contenido

Introducción	18
1. Objetivos	22
1.1. Objetivo general.....	22
1.2. Objetivos específicos	22
2. Contextualización de la medición inteligente.....	25
2.1. Medición inteligente en los objetivos del desarrollo sostenible (ODS).....	25
2.2. Medición inteligente en el Trilema Energético.....	27
2.2.1. Transformar el suministro de energía.....	28
2.2.2. Avanzar en el acceso a la energía.....	28
2.2.3. Permitir la accesibilidad de los consumidores y la competitividad de la industria.....	28
2.2.4. Mejorar la eficiencia energética y gestión de la demanda.	29
2.2.5. Descarbonizar el sector	30
2.3. Medición inteligente	31
2.4. Medidores inteligentes.....	34
2.5. Arquitecturas <i>Smart Metering</i>	37
3. Medición inteligente y generación distribuida en Colombia	41
3.1 AMI y FNCER en Colombia	41
3.1.1. Ley 1715 de 2014.....	44
3.1.2. NTC 6079.....	47
3.1.3. Resolución 40072/2018 MME.....	49
3.2. Uso de la medición inteligente en el estudio y operación de sistemas de distribución con generación distribuida.....	51

3.3. Proyectos piloto AMI implementados en Colombia.....	54
3.4. Lineamientos de la generación distribuida en Colombia.....	55
4. Barreras existentes en la implementación de los sistemas AMI.....	58
4.1. Barreras existentes en la implementación de sistemas de medición AMI encontradas en la literatura	59
4.2. Barreras en la implementación de sistemas de medición AMI en Colombia	61
4.2.1. Inversión	61
4.2.2. Tarifación horaria.....	63
4.2.3. Seguridad de la información.	64
4.2.4. Aceptación de los usuarios.....	66
5. Propuesta de AMI en sistemas de distribución con GD	69
5.1. Potencial fotovoltaico en Colombia.....	71
5.2. Aspectos relevantes para la implementación de los sistemas de generación distribuida.....	71
5.3. Principales requisitos de medida aplicados al proyecto según el Código de Medida (Resolución CREG 038/2014)	73
5.4. Selección del medidor según NTC 5019	74
5.5. Lineamientos adicionales para las características del sistema de medición	75
5.6. Requisitos sobre los sistemas de medición AMI, NTC 6079	77
5.7. Esquema general de una red eléctrica de BT con generación distribuida y sistema de medición AMI.....	79
5.7.1. Generación distribuida (1)	80
5.7.2. Red eléctrica del OR (2)	81
5.7.3. Cargas AC (3)	81

5.7.4. Infraestructura de Medición Avanzada, AMI (4)	82
6. AMI en el Edificio de Ingeniería Eléctrica	88
6.1. Descripción del sistema FV actual.....	89
6.1.1. Paneles fotovoltaicos.	90
6.1.2. Micro-inversores.	90
6.1.3. Conectores <i>Engage</i>	91
6.1.4. <i>Envoy</i>	91
6.1.5. Tableros de distribución de terraza (TDT).....	91
6.2. Medidores avanzados de energía en el Edificio de Ingeniería Eléctrica	93
6.2.1. AcuRev2020.	93
6.2.2. Acuvim IIR.	96
6.2.3. PQube3.....	98
6.2.4. Transformadores de corriente (T.C).	100
6.3. Análisis de las características del nivel del sistema de medición en el Edificio de Ingeniería Eléctrica	102
6.4. Costos de equipos instalados y proyectados	104
7. Resultados	106
8. Recomendaciones y trabajo futuro.....	107
9. Conclusiones	110
Referencias Bibliográficas	112

Tabla de Figuras

Figura 1. Estructura del documento del trabajo de grado.	24
Figura 2. ODS presentado por la ONU.	26
Figura 3. Trilema energético, WEC.	27
Figura 4. Esquema general de la medición inteligente.	33
Figura 5. Arquitectura Smart Metering.	37
Figura 6. Arquitectura del sistema Telegestore.	39
Figura 7. Estructura del sistema Smart Metering.	40
Figura 8. Aspectos relevantes para la implementación de sistemas AMI, la GD y las FNCER en Colombia.	42
Figura 9. Incentivos a la energía renovable en Sudamérica.	43
Figura 10. Incentivos fiscales o financiamiento público en Colombia.	44
Figura 11. Sistema AMI según NTC 6079.	48
Figura 12. Inversión económica en energías limpias en Sudamérica.	62
Figura 13. Proyectos de RI en Colombia.	63
Figura 14. Pérdidas de energía eléctrica en Colombia, 2013.	67
Figura 15. Pérdidas de energía eléctrica, marzo 2016-agosto 2017.	67
Figura 16. Pérdidas de energía eléctrica no técnicas.	68
Figura 17. Procedimiento aplicado para la propuesta AMI.	70
Figura 18. Flujo de datos y energía en un sistema AMI con GD FV.	70
Figura 19. Esquema general de una red de BT con GD y sistema de medición AMI.	80
Figura 20. Esquema de un sistema de medición AMI.	83
Figura 21. Costo adquisitivo y de instalación por tecnología de comunicación.	86

Figura 22. Arquitectura AMI propuesta.....	88
Figura 23. Ejemplo de instalación del Envoy Enphase.....	91
Figura 24. TDT del Edificio de Ingeniería Eléctrica.	93
Figura 25. AcuRev2020.....	94
Figura 26. Medidores AcuRev2020 de los TD generales del edificio E ³ T.....	96
Figura 27. Principales características del Acuvim IIR.....	97
Figura 28. Acuvim IIR.....	98
Figura 29. Acuvim IIR ubicado en el CTP4.	98
Figura 30. PQube instalado en el CTP4.....	99
Figura 31. PQube3 en LAT 205.....	100
Figura 32. T.C sensando la corriente por la acometida principal de un TD de la terraza.....	101
Figura 33. T.C destinado a sensar la acometida principal del piso 4.....	101
Figura 34. T.C usado para sensar todo el sistema FV con acometida principal en el piso 4.....	102
Figura 35. Sistema de medición actual en el Edificio.....	104

Lista de tablas

Tabla 1. Meta trazada por la CREG y el MME para la implementación de AMI en Colombia al año 2030.....	50
Tabla 2. Beneficios de AMI y GD.....	52
Tabla 3. Funcionalidades de medidores inteligentes en común implementadas por las empresas en Colombia.....	55
Tabla 4. Definiciones autogenerador y generador distribuido.....	58
Tabla 5. Barreras generales de la “medición inteligente”.....	60
Tabla 6. Requisitos más relevantes para el proyecto según Resolución CREG 038/2014.....	73
Tabla 7. Consideraciones especiales para la selección del medidor según NTC 5019.....	75
Tabla 8. Rangos de operación por tensión.....	76
Tabla 9. Recomendaciones sobre la NTC 6079.....	78
Tabla 10. Requisitos mínimos de comunicación.....	79
Tabla 11. Funcionalidades básicas de AMI según Resolución 40072 de 2018.....	82
Tabla 12. Funcionalidades básicas de medidores inteligentes.....	84
Tabla 13. Ventajas y desventajas del PLC.....	85
Tabla 14. Cantidad y potencia nominal de paneles FV instalados en el Edificio de Ingeniería Eléctrica.....	90
Tabla 15. Relación de los T.C.....	100
Tabla 16. Evaluación del actual sistema de medición del Edificio de Ingeniería Eléctrica UIS.....	102
Tabla 17. Costos adquisitivos de equipos.....	104
Tabla 18. Resultados del documento.....	106

Lista de Apéndices.

Apéndice A. Sistema de transmisión nacional y sistemas de transmisión regionales, 2016	117
Apéndice B. Sectores de consumo en Colombia	119
Apéndice C. PIB y energía generada, Colombia 2002-2014.....	120
Apéndice D. Comunidad andina: emisiones por GW-h.....	121
Apéndice E. Propuesta: impuesto para las emisiones de CO ₂	122
Apéndice F. Mecanismos para la Promoción de Proyectos de Energía Limpia-PPF	123
Apéndice G. Irradiación solar en Colombia	124
Apéndice H. Temperatura media anual en Colombia.....	126
Apéndice I. AMI en la Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones	128
Apéndice J. Catálogos de equipos	130

Glosario

A continuación, se presentan, a modo de resumen, algunas definiciones con el fin de facilitar la comprensión del trabajo desarrollado.

Autogeneración La autogeneración se define recientemente en la Resolución CREG 030 de 2018 como: “Aquella actividad realizada por personas naturales o jurídicas que producen energía eléctrica principalmente, para atender sus propias necesidades”. Para resaltar de esta definición es que no se restringe la posibilidad de entregar excedentes de energía a la red (si los hay) por parte de un autogenerador.

Generación distribuida La Resolución CREG 030 de 2018 define a la generación distribuida como “Persona jurídica que genera energía eléctrica cerca de los centros de consumo, y que está conectado al sistema de Distribución Local y con potencia instalada menor o igual a 0,1 MW”.

La UPME, en el estudio *Smart Grids Colombia Visión 2030*, define las principales funcionalidades de la GD como “micro-generación (generación en baja tensión) y el almacenamiento de energía. La generación distribuida surge como una alternativa para la integración rápida y eficiente de las fuentes renovables de energía y los sistemas de almacenamiento a la red de distribución” (Banco Interamericano de Desarrollo - BID y Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, 2016a).

Infraestructura de Medición Avanzada, AMI AMI (*Advanced Metering Infrastructure*) es un sistema de medición bidireccional de parámetros eléctricos predeterminados, con funciones integradas de comunicación local o remota, de recepción o de envío de información, y su función

principal es proporcionar (como mínimo) la información suficiente para gestionar eficazmente cualquier sistema eléctrico (Bahmanyar et al., 2016; Do Amarai, De Souza, Gastaldello, Fernandes, & Vale, 2014; Gandhi & Bansal, 2013).

ICONTEC, en la Norma 6079, adopta el término de AMI como “una solución integral que tiene la capacidad de gestionar el intercambio de información y datos entre el sistema de gestión y las unidades de medida, que permite la gestión remota de diferentes funcionalidades como la toma de lecturas, procesos de conexión y desconexión para los medidores que posean dicha capacidad, eventos y alarmas...”.

Por último, la Resolución 40072/2018 de MME se define a AMI como una herramienta capaz de comunicar bidireccionalmente al usuario con el comercializador de energía y que permite la operación y gestión de datos tanto de la red de distribución como de los sistemas de medida.

Sistemas fotovoltaicos Los sistemas fotovoltaicos son aquellos sistemas eléctricos integrados a una red de distribución, normalmente de baja tensión, que pueden entregar tanto energía a la red como energía para autoconsumo (esto se da conectado a la red como en modo isla) y comúnmente se abarca (como recurso distribuido de generación de energía eléctrica no convencional) dentro del marco de una red inteligente. Los sistemas fotovoltaicos se conforman principalmente por paneles fotovoltaicos, reguladores de tensión (si no hay micro-inversores) e inversores (Li, Srinivasan, & Reindl, 2016).

Adicionalmente, en la Ley 1715 de 2014, en Colombia, se adopta el término de energía solar como “Energía obtenida a partir de aquella fuente no convencional de energía renovable que consiste en la radiación electromagnética proveniente del sol”.

Para más definiciones, se puede referir a la norma NTC 6079, NTC 5019, NTC 4569, Resoluciones CREG 038/2014, CREG 030/2018 y MME Resolución 40072/2018.

Resumen

Título: Propuesta de arquitectura de medición inteligente en sistemas de distribución con generación distribuida en redes eléctricas de baja tensión *

Autor: Alejandro Parrado Duque **

Palabras claves: generación distribuida (GD), Infraestructura de Medición Avanzada (AMI), medición inteligente (*Smart Metering*), medidor avanzado de energía (*Smart Meter*), red inteligente (*Smart Grid*), sistemas de distribución, sistemas fotovoltaicos (SFV).

Descripción:

Como parte del quehacer investigativo del Grupo de Investigación en Sistemas de Energía Eléctrica (GISEL) de la Universidad Industrial de Santander (UIS), se identificó la necesidad de construir un estado del arte sobre la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI, siglas en inglés) y su aplicación en los sistemas de distribución con generación distribuida y en el Edificio de Ingeniería Eléctrica. En este sentido, este trabajo de grado recopiló y sintetizó información acorde a las necesidades (principalmente) del grupo GISEL de la UIS en estar a la vanguardia en tecnologías que impulsen el uso eficiente de la energía eléctrica.

Inicialmente, se presenta diversas arquitecturas de sistemas AMI expuestas en la literatura con el propósito de conocer similitudes, diferencias y retos en la aplicación. Luego, se identificaron 4 barreras comúnmente encontradas en la literatura (inversión, tarificación horaria, seguridad de la información y aceptación de los usuarios) que podrían atrasar la implementación de los sistemas AMI; y se contextualizó la información a la situación actual en Colombia.

Posteriormente, se especifican a grandes rasgos un sistema eléctrico con integración de FNCER (particularmente sistemas fotovoltaicos) a pequeña escala y las características de la medición inteligente para tal punto de conexión en baja tensión a partir de información de legislaciones, normatividad, resoluciones y decretos en Colombia. Así mismo, se propone un sistema AMI en una red de baja tensión con integración de generación fotovoltaica.

Por último, se describe el sistema fotovoltaico (FV) actual del Edificio de Ingeniería Eléctrica de la UIS, los equipos de medición instalados y la función que cumple cada uno de estos. Posteriormente, se comparan las funcionalidades que tiene cada equipo de medición con las definidas en la Resolución 40072 del Ministerio de Minas y Energía y se presentan los costos adquisitivos de la inversión del sistema descrito.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones.
Director: Gabriel Ordóñez P. PhD. Ingeniería Industrial. Codirector: German Osma P, PhD. Ingeniería Eléctrica.

Abstract

Title: Smart metering architecture proposal in distribution systems with distributed generation in low voltage electrical networks *

Author: Alejandro Parrado Duque**

Keywords: Distributed generation (GD), Advanced Metering Infrastructure (AMI), Smart Metering, Smart Meter, Smart Grid, distributed systems, photovoltaics systems (SFV).

Description:

As part of the research work of the Research Group in Electric Power Systems (GISEL) of the Industrial University of Santander (UIS), the need to build a state of the art on the Advanced Metering Infrastructure (AMI) was identified and its application in distribution systems with distributed generation and in the Electrical Engineering Building. In this sense, this work of degree compiled and synthesized information according to the needs (mainly) of the GISEL group of the UIS in being at the forefront in technologies that promote the efficient use of electric power.

Initially, several architectures of AMI systems are presented in the literature with the purpose of knowing similarities, differences and challenges in the application. Then, 4 barriers commonly found in the literature were identified (investment, hourly pricing, information security and user acceptance) that could delay the implementation of AMI systems; and the information was contextualized to the current situation in Colombia.

Subsequently, an electrical system with the integration of FNCER (particularly photovoltaic systems) on a small scale and the characteristics of smart metering for such a point of connection in low voltage are specified, starting from information on legislation, regulations, resolutions and decrees in Colombia. Likewise, an AMI system is proposed in a low voltage network with integration of photovoltaic generation.

Finally, it describes the current photovoltaic (PV) system of the Electrical Engineering Building of the UIS, the installed measuring equipment and the function that each one of them fulfils. Subsequently, the functionalities of each measurement equipment are compared with those defined in Resolution 40072 of the Ministry of Mines and Energy and the acquisition costs of the investment of the described system are presented.

* Bachelor Thesis

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones.
Director: Gabriel Ordóñez P. PhD. Ingeniería Industrial. Codirector: German Osma P, PhD. Ingeniería Eléctrica.

Introducción

La búsqueda desmesurada de la producción en masa, la estandarización en la producción, el incontenible tráfico de información, el aumento poblacional y demás, han llevado a la humanidad a crear escenarios de satisfacción consumista de tal forma que la igualdad social, el cambio climático y las riquezas naturales estén en un segundo plano.

Ante esta realidad, 196 países hicieron consenso de la crítica situación que enfrenta el planeta en materia medioambiental, a partir de lo cual, lograron trazar metas con el principal objetivo de evitar el aumento de la temperatura promedio global por encima de los 2 °C. Lo anterior, se describe más detalladamente en el acuerdo firmado en el 2015 en París, Francia, llamado COP21¹ (García Arbeláez, Barrera, Gómez, & Suárez Castaño, 2015).

Dentro del marco descrito, el grupo de investigación GISEL de la UIS, ha detectado la insuficiente información que se tiene sobre tecnologías eléctricas vanguardistas en Colombia, las cuales son temas de investigación y aplicación a nivel global, y que permiten hacer frente a la ineficiencia en la estructuración del sistema eléctrico y a la reducción en las emisiones de dióxido de carbono a la atmósfera debido a las actividades energéticas.

Dentro de los temas específicos de interés identificados, se decidió indagar sobre los requerimientos que debe cumplir un sistema AMI que permita monitorizar el comportamiento energético actual del Edificio de Ingeniería Eléctrica.

Actualmente, esta edificación tiene instalados 37 paneles fotovoltaicos para una capacidad instalada FV de 9,63 kW. Además, el Edificio cuenta con una serie de medidores avanzados de energía instalados en distintos puntos de conexión, con el propósito de monitorizar varios

¹ COP21: Conferencia de las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, máxima instancia para la toma de decisiones de dicho instrumento legal internacional y que reúne a 196 países.

parámetros eléctricos, incluyendo algunos de la calidad de la energía eléctrica, en condiciones normales de operación, tanto para escenarios con y sin inyección de energía fotovoltaica a la red.

Justificación

La implementación de los sistemas AMI fomenta la evaluación de calidad de la red eléctrica, con lo cual, se viabiliza la efectiva administración de recursos energéticos (Bahmanyar et al., 2016).

Con los sistemas AMI se consideran escenarios de uso racional de la energía (URE) para promover buenas prácticas energéticas en los agentes del mercado eléctrico colombiano, desde generadores hasta usuarios finales. Es por esto que, incentivar la implementación de sistemas AMI dentro del marco de una red inteligente (*Smart Grid*), da respaldo a la integración de tecnologías energéticas eficientes (Banco Interamericano de Desarrollo - BID y Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, 2016a).

La reducción de pérdidas no técnicas es una de las necesidades identificadas por empresas del sector eléctrico en Colombia (Superintendencia de Industria y Comercio, 2016). Es por ello, que los comercializadores como EMCALI, ELECTRICARIBE, CODENSA y EPM (Empresas públicas de Medellín) quienes han desarrollado proyectos relacionados con las pérdidas no técnicas, consideran (principalmente) la instalación de un medidor de energía prepago y medidores unidireccionales con lectura remota (Banco Interamericano de Desarrollo - BID y Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, 2016a).

Tal es el caso de trabajo desarrollado por GISEL y la ESSA, que llevó al desarrollo de un sistema de medida centralizada capaz de detectar fraude principalmente en los sistemas eléctricos

residenciales, que involucró la solicitud de una patente² ante la Superintendencia de Industria y Comercio.

Con base en lo mencionado, se observa la tendencia por parte de las empresas de energía de instalar nuevos sistemas de medición con el propósito de reducir el fraude en el uso de la energía eléctrica; sin embargo, la interacción cliente-comercializador a través de una comunicación bidireccional no se consideraba aún (además de otras funcionalidades) como prioridad, lo que obstaculizaba la implementación de sistemas AMI (Banco Interamericano de Desarrollo - BID y Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, 2016c).

Por otra parte, el Grupo ENEL, compañía italiana a la cual pertenece CODENSA, ha destinado cerca de \$21.000 millones de pesos en el año 2016 a fin de instalar cerca de 40 000 medidores inteligentes (*Smart Meters*) en Bogotá y cercanías. Lo anterior, con miras a entregar una factura con mayor detalle de consumo por usuario, promedio de consumo entre las personas de residencias aledañas, suspensión y reconexión del sistema remotamente y reducción de pérdidas no técnicas, debido a la instalación del sistema de alarma en las centrales de operación y control de la empresa que indican la manipulación del medidor; de esta manera se evidencia el tráfico de información que suministra un medidor inteligente con respecto a un medidor electromecánico (Banco Interamericano de Desarrollo - BID y Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, 2016b).

En Colombia, el Comité Técnico 144 del ICONTEC (Medidores de Energía) formuló la NTC³ 6079 expedida el 27 de octubre de 2014 que introduce la información sobre los componentes base que todo sistema AMI debe cumplir y presenta una infraestructura AMI para las redes de distribución de energía eléctrica.

² <https://www.essa.com.co/site/Saladeprensa/ProyectoentreESSAyUIS,recibedistincionesanivelnacional.aspx>.

³ NTC: Norma Técnica Colombiana.

Así mismo, el Ministerio de Minas y Energía (MME) expidió la Resolución 40072 el 29 de enero de 2018 con el propósito, entre otras cosas, de formular los lineamientos para la implementación de la medición avanzada, establecer las funcionalidades mínimas de un medidor avanzado de energía y proyectar la cantidad de usuarios con sistema AMI en Colombia al año 2030. Posteriormente, el 26 de febrero de 2018, la CREG publicó la Resolución 030 donde regula la integración de la autogeneración y generación distribuida a pequeña escala estableciendo lineamientos comerciales y operativos para tener en cuenta por parte de los agentes eléctricos colombianos.

Por lo anterior, este trabajo de grado busca apropiarse al grupo de investigación GISEL y al lector sobre los sistemas AMI y su integración con la generación distribuida; además, se desarrolló en el marco de un proyecto COLCIENCIAS⁴ titulado “VIABILIDAD TÉCNICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS (FV) INTEGRADOS CON VEGETACIÓN COMO ESTRATEGIA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y HORTICULTURA EN ENTORNOS URBANOS DE CLIMA CÁLIDO TROPICAL” que va desde abril de 2017 hasta abril de 2019.

Por último, para sintetizar la información descrita, se presentaron arquitecturas AMI propuestas en la literatura, se identificaron barreras que restringen la instalación de AMI y de FNCER, se describe el sistema de medida actual del Edificio de Ingeniería Eléctrica y se abarcan los elementos faltantes para consolidar AMI en el Edificio.

⁴ COLCIENCIAS: Departamento Administrativo de Ciencia, Tecnología e Innovación.

1. Objetivos

A continuación, se presentan los objetivos tanto general como específicos, que definieron el desarrollo del trabajo de grado.

1.1. Objetivo general

Establecer potenciales lineamientos para la integración efectiva de la “medición inteligente” en los sistemas de distribución con generación distribuida en redes eléctricas de baja tensión.

1.2. Objetivos específicos

- Describir el uso de sistemas de medición AMI (*Advanced Metering Infrastructure*) en las redes de distribución con generación distribuida con base en la revisión de publicaciones técnicas y científicas.
- Identificar las posibles barreras en la integración de los sistemas de medición AMI en las redes de distribución de Baja Tensión (BT) con generación distribuida en Colombia.
- Realizar una propuesta de un sistema de medición AMI para una red eléctrica de baja tensión (BT) con sistemas fotovoltaicos integrados.

Alcances

La contextualización de un sistema AMI e identificación de sus potencialidades posibilita la implementación de políticas adoptadas en materia de eficiencia energética (Banco Interamericano de Desarrollo - BID y Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, 2016a, 2016c; Congreso de Colombia, 2014; Ministerio de Minas y Energía - MINMINAS - y Unidad de Planeación Minero Energética - UPME., 2017). Para lograr esto, se consultó revistas científicas especializadas⁵,

⁵ IEEE, Leonard Energy, Colombia Inteligente, Access Engineering, Asme, ASTM International, Energy & Power.

proyectos⁶ y casos de estudio⁷ en los temas de medición inteligente (AMI), sistemas de distribución (SD), generación distribuida (GD) y la integración de estos temas.

Como resultado, la inexistencia de AMI en Colombia dificulta la integración de otras tecnologías que conforman una red inteligente (Banco Interamericano de Desarrollo - BID y Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, 2016a); por ende, se identificaron cuatro barreras (Capítulo 3) con base en experiencias nacionales e internacionales que pueden impedir la masificación de los sistemas AMI y se puedan orientar acciones que permita superar estos cuatro escenarios.

Adicionalmente, se analizaron y establecieron potenciales lineamientos de una arquitectura base de AMI que sea aplicable al sector energético colombiano en las redes eléctricas de baja tensión con sistemas fotovoltaicos (FV), haciendo uso de la legislación y normativa vigente.

Todo lo anterior es con el fin de sentar bases de un sistema AMI en el Edificio de Ingeniería Eléctrica de la UIS, que permita caracterizar el comportamiento eléctrico de la edificación con y sin inyección de energía fotovoltaica; además, se espera que AMI potencialice la investigación de GISEL en la mayoría de los temas de su línea de profundización.

⁶ UPME, CREG, CAF.

⁷ CIER, COCIER.

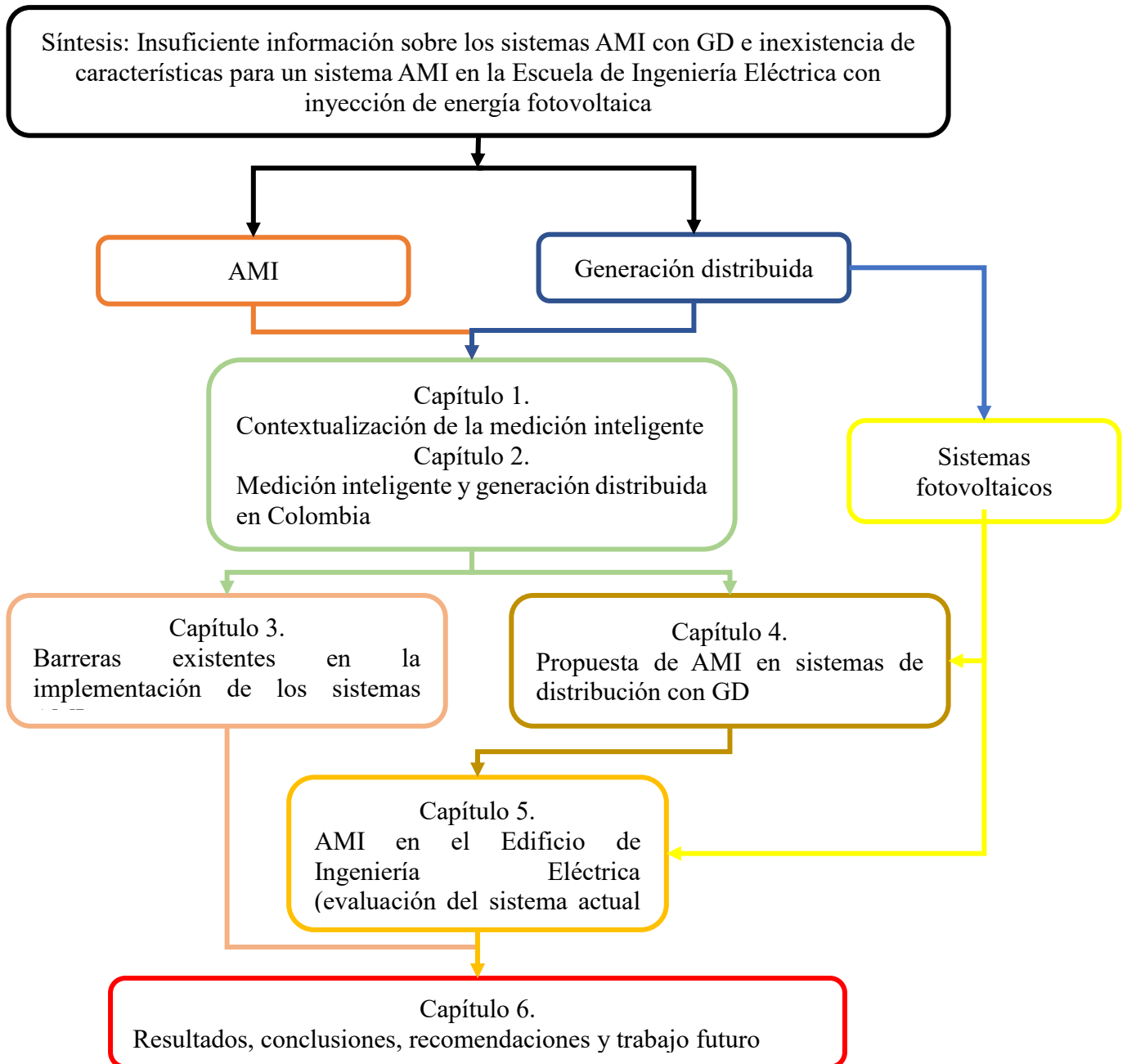


Figura 1. Estructura del documento del trabajo de grado.

La Figura 1 expone la relación de AMI y la generación distribuida con la secuencia del documento partiendo de la identificación de una necesidad puntual en GISEL; luego, se enlazan los temas centrales con el contenido de los capítulos; por otra parte, se evalúa el sistema de

medición actual del Edificio de Ingeniería Eléctrica con base en la propuesta de AMI del capítulo 4 y en la Resolución MME 40072/2018 y se finaliza con una serie de conclusiones y de resultados encontrados en el documento y se recomienda el trabajo futuro en este tema.

2. Contextualización de la medición inteligente

Este capítulo identifica algunos impactos y beneficios que se pueden obtener con la implementación de AMI en diferentes sectores energéticos. Por lo tanto, para enmarcar los beneficios ambientalmente sostenibles con la implementación de sistemas AMI, se expone inicialmente la participación de la medición inteligente en dos escenarios: los Objetivos de desarrollo sostenible (ODS) presentados por la ONU y el Trilema Energético presentado por el Consejo Mundial de Energía (WEC).

Adicionalmente, para sintetizar los conceptos sobre los sistemas AMI, se abordan definiciones sobre *Smart Metering*, *Smart Meters* y se presentan algunas arquitecturas de sistemas AMI propuestas en la literatura.

2.1. Medición inteligente en los objetivos del desarrollo sostenible (ODS)

Si bien, la medición inteligente, la generación distribuida y los sistemas FV son herramientas eléctricas, su participación en el cumplimiento de los ODS juegan un rol importante debido al número de potenciales objetivos que abarca su campo de acción. Los ODS son importantes ya que permiten tener control sobre las actividades del estado y su contribución a la sostenibilidad del planeta. La sostenibilidad, según la ONU, es entendida como “el equilibrio entre lo económico, lo social y lo ambiental”.



Figura 2. ODS presentado por la ONU.

Adaptado de: Adaptado de: Andesco. (2016). 17 objetivos para transformar nuestro mundo. Recuperado de www.andesco.org.co

En la Figura 2 se destacan ocho⁸ (8) de los diecisiete (17) ODS, los cuales son posibles escenarios donde se pueden alcanzar beneficios con la implementación de sistemas AMI, la

⁸ Los ocho objetivos de desarrollo sostenible son: **7.** Energía asequible y no contaminante. **8.** Trabajo decente y crecimiento económico. **9.** Industria, innovación e infraestructura. **11.** Ciudades y comunidades sostenibles. **12.**

generación distribuida (GD) o sistemas de generación Fotovoltaica. Cabe destacar que, si se logra integrar la medición inteligente con la GD fotovoltaica en las redes eléctricas, su aporte al cumplimiento de los ODS posiblemente sería aún más eficaz.

2.2. Medición inteligente en el Trilema Energético

El Consejo Mundial de Energía (WEC), en el año 2016, publicó un estudio que establece tres (3) puntos claves para el desarrollo, integración e implementación de objetivos que permitan tener sostenibilidad energética, tal como muestra la Figura 3.

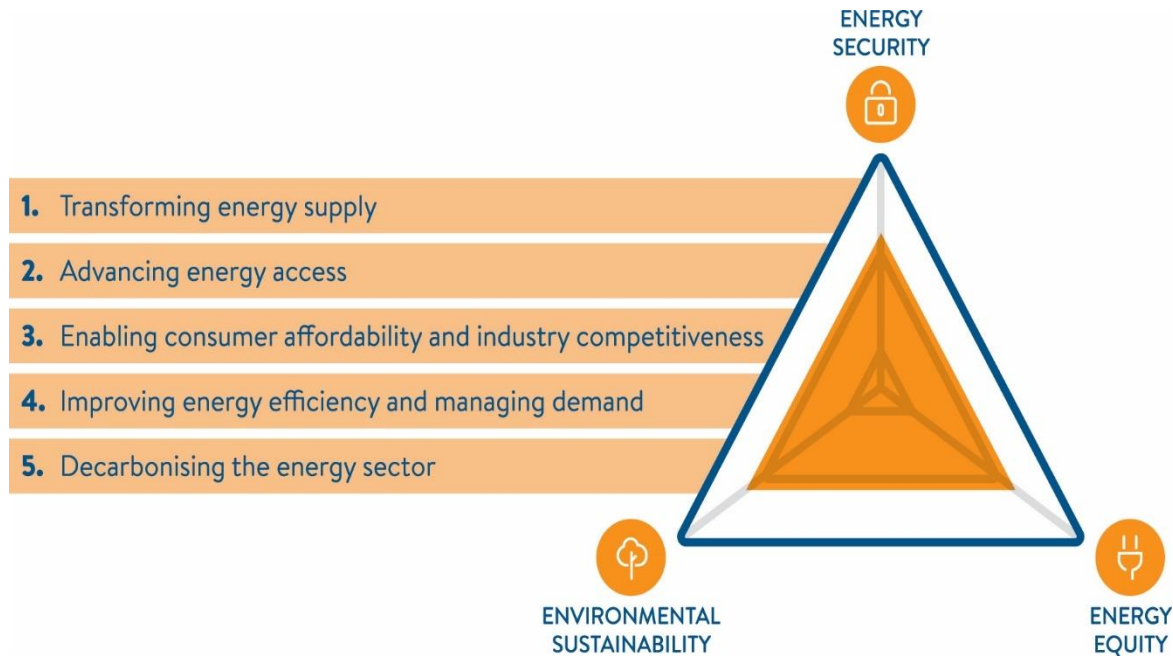


Figura 3. Trilema energético, WEC.

Adaptado de: World Energy Council. (2016). World Energy Trilemma. Londres, Reino Unido.

Dado que los sistemas AMI y sus potenciales aplicaciones en el campo energético y, en general, de los servicios públicos, impulsa la eficiencia energética y la transición energética globalmente, se establecieron cinco (5) áreas de enfoque que permita el cumplimiento de lo mencionado y se

Producción y consumo responsables. **13.** Acción por el clima. **15.** Vida de ecosistemas terrestres. **17.** Alianzas para lograr objetivos.

observan en la parte izquierda de la Figura 3. A continuación, se describe los posibles beneficios de los sistemas AMI, la GD y los sistemas PV en las 5 áreas.

2.2.1. Transformar el suministro de energía. Según Kaprál (2016), la medición inteligente es el primer paso para la integración de generación distribuida en micro redes porque permite obtener información sobre el estado histórico y actual de los sistemas de interés.

2.2.2. Avanzar en el acceso a la energía. Según CIER (Comisión de Integración Energética Regional, 2016), Colombia es el tercer país de Sudamérica con mayor cantidad de usuarios (11 millones) superado por Brasil en primera instancia (74,6 millones) y en segunda instancia Argentina (14,9 millones). Esta cantidad de usuarios en Colombia representa el 97% de población con acceso a la energía, siendo el séptimo (7°) país de nueve (9) en Sudamérica, una cifra que debe ser mejorada en los próximos años.

El SIN⁹ del año 2016 publicado por la UPME permite identificar las ZNI¹⁰ y se establece un claro potencial de implementación de la GD con FNCER en Colombia, evitando las pérdidas por transmisión de la energía eléctrica y garantizando energía asequible a toda la población (Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, 2016). El Apéndice A presenta el mapa del SIN en Colombia.

2.2.3. Permitir la accesibilidad de los consumidores y la competitividad de la industria. En el escenario de gestión de energía para los usuarios finales (industria, comercio, residencial...), es importante implementar nuevas tecnologías que impulsen el avance tecnológico del país y la participación de los usuarios finales en la comercialización de la energía eléctrica. El

⁹ SIN: Sistema Interconectado Nacional.

¹⁰ ZIN: Zonas No Interconectadas.

Apéndice B presenta los sectores de consumo final de energía donde hay una alta potencialidad de implementación de AMI y sistemas FV. Además, el Apéndice C muestra la estrecha relación entre el PIB¹¹ del país y la energía generada, con lo cual, se concluye que la relación directa entre estos dos indicadores de recursos muestra el comportamiento de inversión económica (variable en el tiempo) en Colombia.

2.2.4. Mejorar la eficiencia energética y gestión de la demanda. En el PROURE¹², estudio publicado por la UPME, se considera la eficiencia energética como “un mecanismo para asegurar el abastecimiento energético, puesto que se sustenta en la adopción de nuevas tecnologías y buenos hábitos de consumo, con el fin de optimizar el manejo y uso de los recursos energéticos disponibles.” (Ministerio de Minas y Energía - MINMINAS - y Unidad de Planeación Minero Energética - UPME., 2017).

Allí mismo, se establece un amplio margen de mejora de la eficiencia energética en Colombia debido a que, en el 2015, la energía útil fue del 48% mientras que las pérdidas de energía fue del orden del 52% lo que atribuye unos costos de desperdicio de energía de alrededor de 4 700 millones de dólares/año. Adicionalmente, la Subdirección de la UPME publicó en el 2016 que la ineficiencia energética cuesta alrededor de 5 200 millones de dólares/año al sector energético (Carlos García, 2016).

Por otro lado, publicaciones como (Bahmanyar et al., 2016; Do Amarai et al., 2014; Gandhi & Bansal, 2013; Superintendencia de Industria y Comercio, 2016) afirman que la implementación de sistemas de medición AMI permitiría una mayor y eficiente gestión de la demanda, con lo cual,

¹¹ PIB: Producto Interno Bruto.

¹² Plan de Acción Indicativo de Eficiencia Energética 2017 – 2022.

las redes eléctricas de los operadores de red (OR) aumentarían su productividad al transportar mayor “energía útil” hacia los usuarios finales.

2.2.5. Descarbonizar el sector energético. Bahmanyar *et al.* (2016) especifican que, se verían seriamente reducidas las emisiones de CO₂¹³ y polución al ambiente, además de los beneficios técnicos y económicos, con la implementación de AMI en los sistemas eléctricos de distribución. Para cuantificar las emisiones Gases de Efecto Invernadero (GEI) en tiempo real, por ejemplo Do Amarai *et al.* (2014) presenta un *Smart Meter* con infraestructura AMI capaz de registrar esta variable.

En el sur de California, una tienda minorista logró una reducción de 844 libras de emisiones de CO₂ en un año, entre otras ventajas, a través de una iniciativa de administración energética adoptada con la instalación de un medidor inteligente (Gandhi & Bansal, 2013).

Por otra parte, en el estudio “Nuevas Oportunidad De Interconexión Eléctrica En América Latina” publicado por el CIER en conjunto con el CAF¹⁴, presentan una tabla comparativa (ver Apéndice D) de las Emisiones de CO₂ de la comunidad andina (Bolivia, Perú, Colombia y Ecuador) por GWh en el escenario de 2013 a 2017; allí aseguran que en Colombia (y en general en la mayoría de países latinoamericanos), se presenta una reducción de GEI en los siguientes años debido a la entrada en operación de nuevas plantas hidroeléctricas (Banco de Desarrollo de América Latina - CAF y Comisión de Integración Energética Regional - CIER, 2012).

Por último, la UPME (Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, 2016) propone la imposición de un impuesto a las emisiones de CO₂ a lo largo del tiempo, empezando por 10 USD/Ton CO₂ a finales del año 2016 y llegando hasta un valor de 20 USD/Ton CO₂ al año 2030;

¹³ CO₂: Dióxido de Carbono.

¹⁴ CAF: Banco de Desarrollo de América Latina.

en el Apéndice E se presenta la evolución escalonada del impuesto a raíz del uso de los combustibles líquidos a través del tiempo.

2.3. Medición inteligente

Según Correa, Becerra y Araque. (2013) la medición inteligente es aquella herramienta tecnológica capaz de adquirir, procesar, guardar y enviar información de las principales variables eléctricas medidas en la red eléctrica de interés.

AMI permite la monitorización de la carga en tiempo real, el control de tensión y frecuencia de los circuitos alimentadores, la capacidad de desconectar o restaurar las cargas una vez presentadas fallas eléctricas, registrar bidireccionalmente el flujo de energía del usuario, entre otros múltiples beneficios que aporta a la relación industria-usuario (Bahmanyar et al., 2016).

La integración de los usuarios en el sistema de infraestructura de energía eléctrica residencial asigna la enseñanza de las competencias de ahorro energético y compromete a los consumidores a que adopten una posición eficiente con respecto al uso de energía eléctrica en su cotidianidad. *Smart Metering*, a su vez, permite la entrega de información detallada, en tiempo real e histórico, de uso y precio de la energía eléctrica hora a hora, con lo cual se concede al usuario mayor versatilidad a la hora de utilizar la energía requerida por sí mismo a fin de cubrir la demanda eléctrica por el usuario (Bahmanyar et al., 2016).

La instalación de AMI, en las redes eléctricas de los usuarios, también permite la automatización de múltiples actividades energéticas facilitando las actividades del cliente. También la optimización de la forma de onda (calidad de la energía eléctrica), el aplanamiento de la curva de demanda, el seguimiento de las cargas conectadas en determinado momento y la compra y/o venta de la energía eléctrica son aspectos que evidencian la importancia de la implementación de AMI en los usuarios finales (Correa et al., 2013).

En consecuencia, en la Figura 4 se esquematiza (a grandes rasgos) la medición inteligente y presenta sus principales componentes; además, permite la identificación de escenarios poco abordados en el sector energético colombiano.

Desde hace varios años, el desarrollo tecnológico de la *Smart Metering* ha dependido de dos principales innovaciones sistemáticas descritas a continuación (Correa et al., 2013):

✓ *AMR (Automatic Meter Reading)*: Es el avance sistemáticamente tecnológico encargado de la lectura de datos, con ajuste en la periodicidad de las muestras; los componentes, a grandes rasgos, más importantes para su implementación son el medidor capaz de adquirir y procesar los datos, un módem y enrutadores (routers) capaces de transferir todo tipo de información de manera automatizada a bases de datos o memorias. Su principal ventaja es el envío oportuno y más exacto de la factura a los clientes sin tomar lecturas de consumo en sitio. Dado que se trata de una comunicación unidireccional, se restringe su uso a funciones más innovadoras como los esquemas de precios o curvas de demanda en tiempo real, detección temprana de fallas y demás (Bahmanyar et al., 2016; Correa et al., 2013).

✓ *AMI (Advanced Metering Infrastructure)*: Es la infraestructura que comprende la *Smart Metering*, las formas o redes de comunicación del medidor inteligente con los clientes y/o utilidades y además la infraestructura de registro de la información en formatos estandarizados (Becerra & Rios, 2016). AMI permite que la oficina de control pueda monitorizar los *Smart Meters* mediante una comunicación bidireccional obteniéndose grandes ventajas a la hora de detectar cortes de energía, supervisar los perfiles de tensión, adopción de tarifarias de energía, mejorar la eficiencia energética, entre otros (Bahmanyar et al., 2016; Do Amarai et al., 2014; Gandhi & Bansal, 2013).

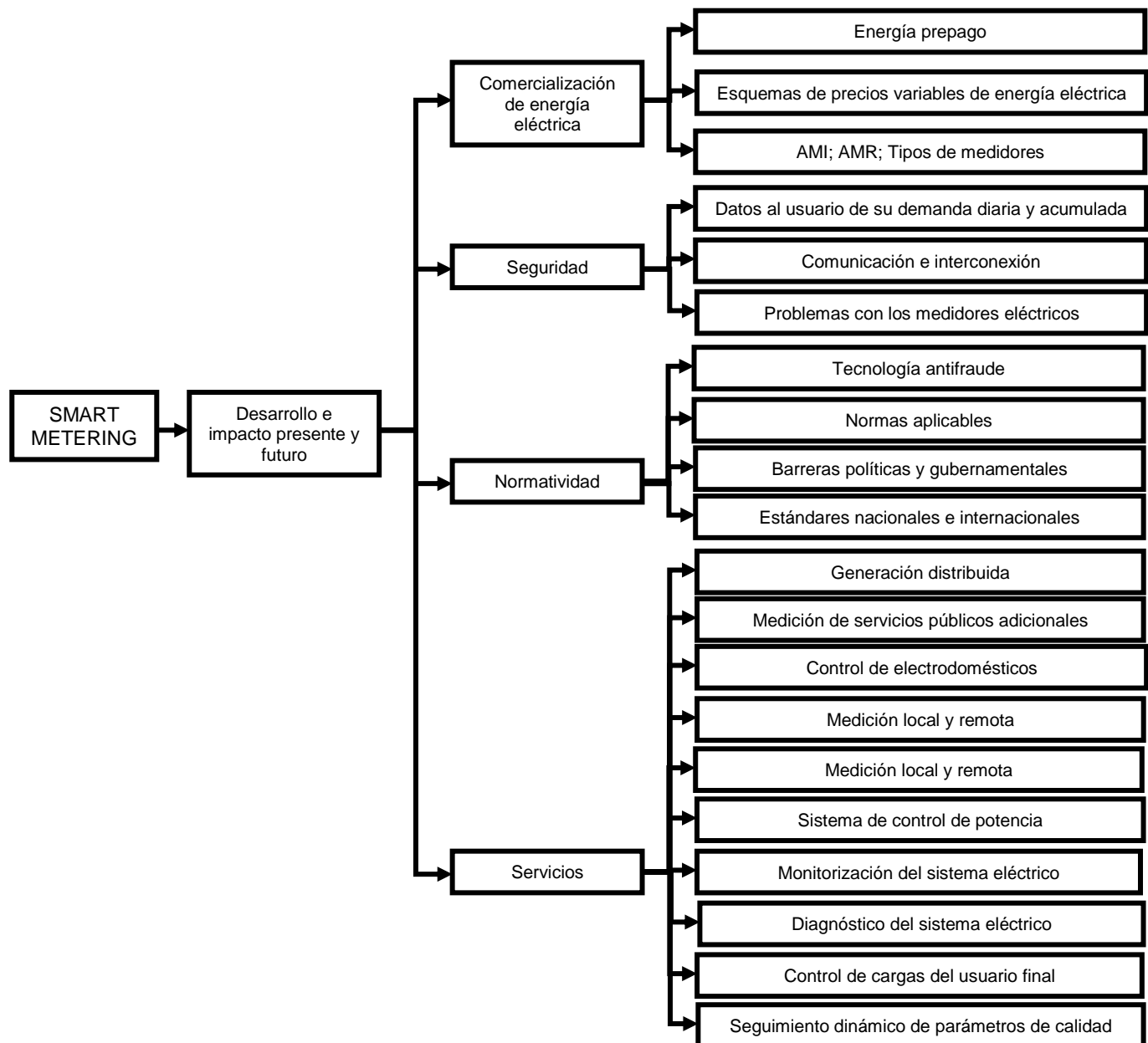


Figura 4. Esquema general de la medición inteligente.

Adaptado de (Correa et al., 2013). *Smart Metering*: Estado del arte de aplicaciones al sector eléctrico (trabajo de pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.

Los novedosos sistemas de medición de la energía eléctrica indudablemente están permitiendo

cambios importantes en las formas de generación y uso de la energía eléctrica. La confiabilidad del servicio, la auto-sanación¹⁵ de las redes eléctricas, las múltiples ofertas del precio de la energía eléctrica a lo largo del día y la interacción constante entre empresa de energía-cliente gracias a la comunicación bidireccional, no sólo armoniza y renueva el concepto de energía eléctrica en todo el mundo, sino que también trae consigo abundantes beneficios ambientales (Correa et al., 2013).

Los sistemas *Smart Metering* propuestos hasta el momento son el primer paso de muchos hacia el horizonte de redes autónomas, comunicación remota entre usuario y centro de control de red, monitorización del desarrollo de la oferta y la demanda energética hora a hora, entre otros (Li et al., 2016).

2.4. Medidores inteligentes

Los *Smart Meters* (medidores inteligentes) son dispositivos utilizados para la medición, comunicación y facturación del uso final de la energía eléctrica. Estos medidores tienen la capacidad de tomar lecturas periódicas de datos (estimada en pro de la relación cliente-proveedor), almacenarlos en una memoria interna y transmitir dicha información a una oficina de control y supervisión; allí, se puede monitorizar en tiempo real los datos adquiridos y procesados por el medidor inteligente gracias a una comunicación bidireccional. La comunicación bidireccional permite el control del sistema eléctrico, o red, desde lugares remotos o locales con el principal objetivo de mejorar el servicio de energía eléctrica constantemente.

Hacia los años 90's se creó un medidor electrónico, o digital, con pantalla LED, capaz de transmitir lecturas del uso de energía eléctrica a lugares remotos mediante una comunicación unilateral, es decir, flujos de datos direccionadas en un solo camino: del usuario al centro de control

¹⁵ Autosanación: Capacidad de un sistema de retomar a su régimen permanente una vez pasada la perturbación.

de la red (Gandhi & Bansal, 2013).

La aplicación del medidor electrónico se inició hasta el año 2005 y con ello, los centros de facturación de los operadores de red mejoraron la estimación del uso de energía eléctrica del usuario y el tiempo tanto de recolección como del envío de la factura, pero hasta ese momento, sólo se tenía la lectura de datos en una sola dirección (Do Amarai et al., 2014; Gandhi & Bansal, 2013).

Con la implementación de los *Smart Meters*, se obtiene más información en comparación con los medidores de energía tradicionales, con lo cual, se tiene una información sólida a disposición tanto del proveedor como del usuario final, de varios parámetros eléctricos importantes a la hora de brindar u obtener un servicio óptimo (Do Amarai et al., 2014).

El término de *Smart Meters* se asigna básicamente por cuatro funciones (Becerra & Rios, 2016):

- ✓ La adquisición, procesamiento y transmisión de la información relacionada con el consumo y generación de la energía eléctrica.
- ✓ La protección de la carga mediante desconexión de circuitos alimentadores de forma remota ante fallas presentadas en el sistema de distribución.
- ✓ La regeneración automática del sistema una vez pasada la perturbación de la red de distribución eléctrica.
- ✓ Los límites de usos energéticos establecidos por parte de los operadores o de los mismos usuarios.

La recolección de datos de un usuario o grupo de usuarios aprovechando los dispositivos de medida inteligente, permite crear perfiles de uso energético y curvas de demanda con mayores detalles característicos, los cuales influyen positivamente en la toma de decisiones con respecto al mercado eléctrico ofrecido a los clientes principalmente (Do Amarai et al., 2014).

La entrada de datos hacia el *Smart Meter* se realiza mediante comunicación remota, principalmente por un módem (mo: modulador y dem: demodulador). El enrutamiento de la información actualmente se hace principalmente de dos maneras: Un PLC (*Power Line Communications*) quien hace uso de las redes eléctricas, y/o un módem inalámbrico tipo GSM o GPRS el cuál debe tener permanentemente conexión a internet (Becerra & Rios, 2016).

La recopilación de la información, la facilidad de lectura de datos y la dinámica en general de los *Smart Meters*, se relacionan por medio de una interfaz adaptada, principalmente, para la facilidad del cliente. La interfaz se conecta visualmente con el usuario por medio de una pantalla (principalmente LED) y permite observar tanto el uso eléctrico en tiempo real como histórico, la oferta del mercado a determinada hora, fallas en el sistema de alimentación o distribución de red, entre otros (Becerra & Rios, 2016).

Actualmente, las empresas de servicios públicos (energía, agua y gas) están invirtiendo millones de dólares en la investigación y desarrollo de toda la infraestructura que compete la implementación de los *Smart Meters* a los usuarios de servicios públicos; esto, debido al beneficio general del servicio como el aprovechamiento eficiente de los recursos con los que se cuenta actualmente para el abastecimiento del consumidor en general, que trae consigo la implementación de la novedosa tecnología en cuestión (Do Amarai et al., 2014).

Recientemente, se hizo pública la Resolución 40072 del MME que define, entre otras cosas, un **Medidor avanzado de energía eléctrica** como: “Dispositivo que mide y registra datos de uso de energía eléctrica de los usuarios, en intervalos máximos de una hora, con capacidad de almacenar y transmitir dichos datos, por lo menos, con frecuencia diaria. La información registrada se podrá utilizar, entre otros fines, para la gestión comercial, la planeación y operación del sistema, y la gestión de pérdidas”.

2.5. Arquitecturas *Smart Metering*

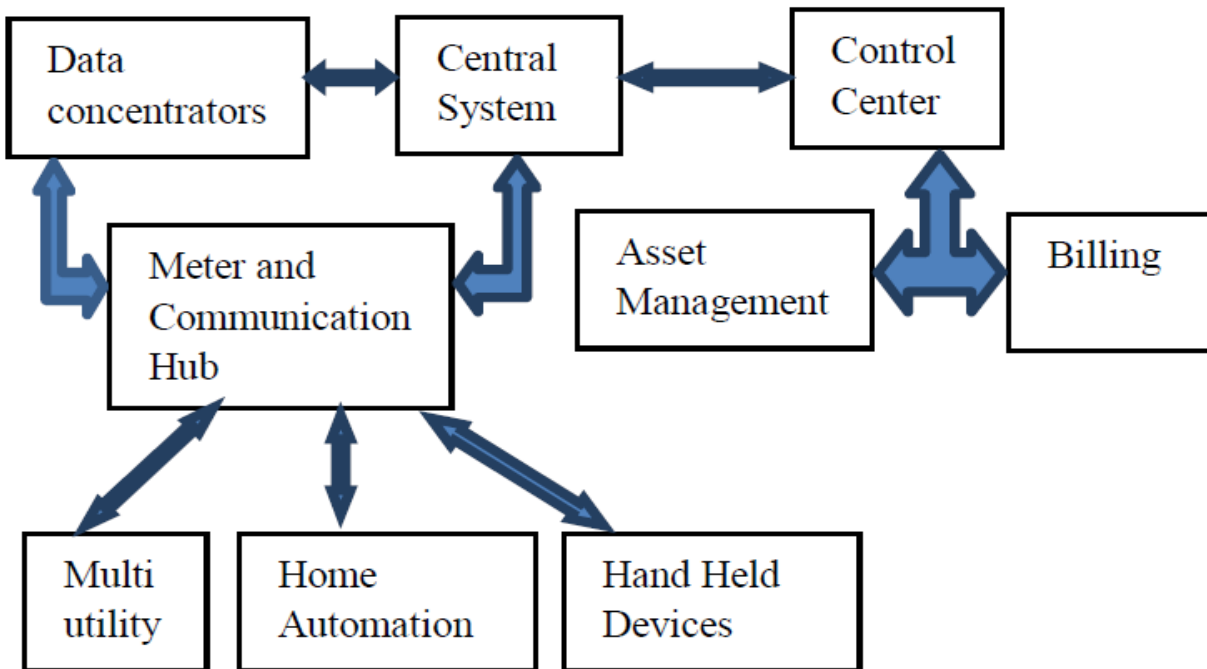


Figura 5. Arquitectura Smart Metering.

Adaptado de: Gandhi, K., & Bansal, H. O. (2013). *Smart Metering* in Electric Power Distribution System. 2013 International Conference on Control, Automation, Robotics and Embedded Systems (CARE), 1–6. <https://doi.org/10.1109/CARE.2013.6733756>

Esta sección describe diversas arquitecturas *Smart Metering* desarrolladas por investigadores orientadas a lograr una mejor relación empresa-cliente.

I. Gandhi y Bansal (2013), desglosan la arquitectura del sistema de medición inteligente y nombran los componentes de cada tema para la posterior unificación que muestra la Figura 5. Los temas son:

Advanced Measuring Device: Básicamente describe los componentes de un dispositivo de medición avanzado como un transformador reductor a 10 V, microprocesador, memoria flash, interfaz LED, reloj en tiempo real y demás.

Communication Network Managment: Este ítem describe la forma en cómo se administran o gestionan las redes de comunicación entre el medidor inteligente, los concentradores de datos locales (LDCs) y el controlador central del sistema (CCS) de forma consecutiva. La comunicación entre el medidor inteligente y el LDCs se hace por medio de cables de alimentación de la red de baja tensión y su alcance es a corta distancia. Las comunicaciones entre el LDCs y el CCS se da mediante cualquier red de área amplia estándar (WAN), redes PSTN y GSM que son redes de líneas telefónicas entre otras.

Meter Data Managment (MDM): Está relacionado con la gestión de datos del medidor y su capacidad de, al menos, recolectar datos como registros del medidor, LDCs, detalles del usuario, curva y picos de demanda, tarifas establecidas, facturación, mantenimiento del sistema y demás.

II. Bahmanyar *et al.* (2016), presentan la arquitectura del sistema de medición ya implementada en Italia por el operador ENEL.

En *Smart Metering*, ENEL ha desplegado el uso de un sistema innovador denominado “Telegestore”-Gestor Automático de Medidores (AMM), que es el encargado de gestionar de forma remota los medidores inteligentes instalados en usuarios finales (residenciales, comerciales e industriales). Telegestore consta de medidores electrónicos integrados con interruptores, con funciones de comunicación por medio de PLC; comunicación con redes de distribución de media tensión (MV) y baja tensión (LV) por medio de GSM y/o redes de comunicación satelital; el Concentrador de Datos (LVC) en baja tensión, administra la comunicación del Sistema Central de Medición Remota (AMM) y los medidores inteligentes y al final un protocolo IP para la

comunicación entre AMM y LVC (Bahmanyar et al., 2016). La Figura 6 muestra la arquitectura de Telegestore de ENEL.

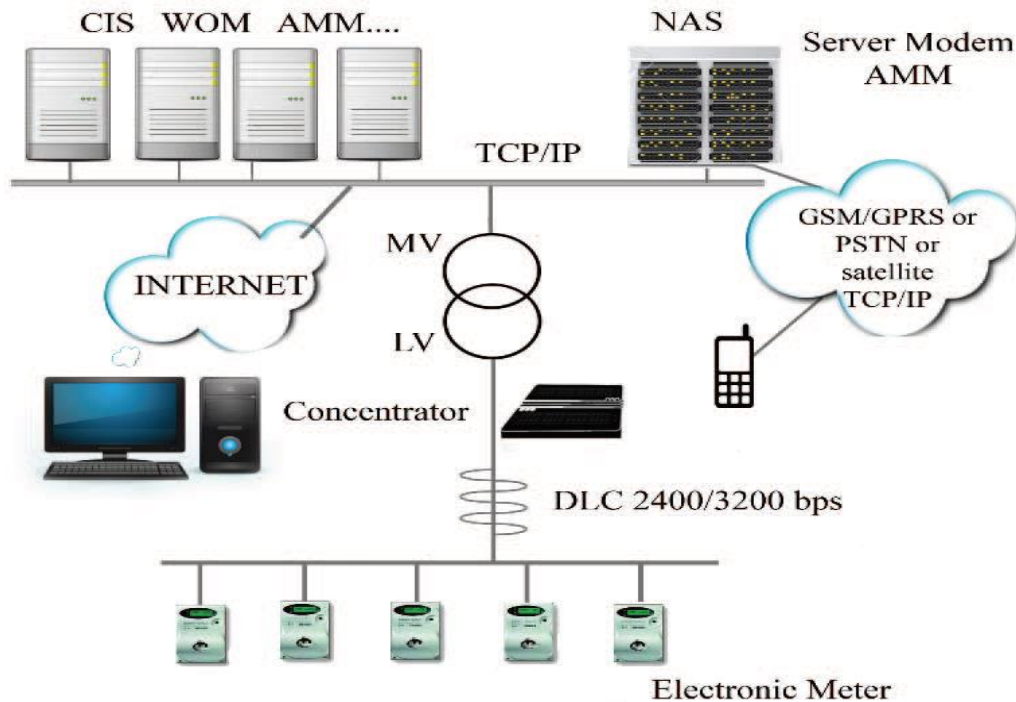


Figura 6. Arquitectura del sistema Telegestore.

Adaptado de : Bahmanyar, A., Jamali, S., Estebarsari, A., Pons, E., Patti, E., & Acquaviva, A. (2016). Emerging Smart Meters in Electrical Distribution Systems: Opportunities and Challenges, (August), 1082–1087.

Telegestore tiene la capacidad de lectura remota, desconexión/reconexión del sistema, el balance de flujo de energía del usuario gracias a la comunicación bidireccional de los *Smart Meters*, así como también la variación de tiempo de muestras desde 1 minuto hasta 1 hora con capacidad de retener la información durante 38 días, entre otros.

III. Do Amarai *et al.* (2014), presenta una arquitectura de *Smart Metering* implementada en dos países distintos: Corea del Sur y Portugal.

El enfoque principal de los proyectos se basó en el sistema de gestión de Energía (EMS), el cual busca aprovechar la infraestructura existente para reducir los costos. Este sistema busca la

eficiencia energética por medio de la autogestión, es decir, ayudar a que el usuario sea quien aproveche la información de su consumo, curvas de demanda y demás, con el propósito de entregarle la responsabilidad al cliente sobre el ahorro, sin variar necesariamente la tarifa. El objetivo principal del estudio fue evaluar el impacto que se tiene con las interfaces a disposición del usuario. La transmisión de los datos se hizo por medio del PLC.

La Figura 7 muestra la arquitectura usada en los dos proyectos. Se cuenta con un servidor principal que recopila la información administrada y enviada por un concentrador de datos. Este servidor está en constante comunicación con los “medidores inteligentes” por medio de la información adquirida, procesada y enviada. Adicionalmente, cuenta con una pantalla LED que visualiza una interfaz a disposición del usuario.

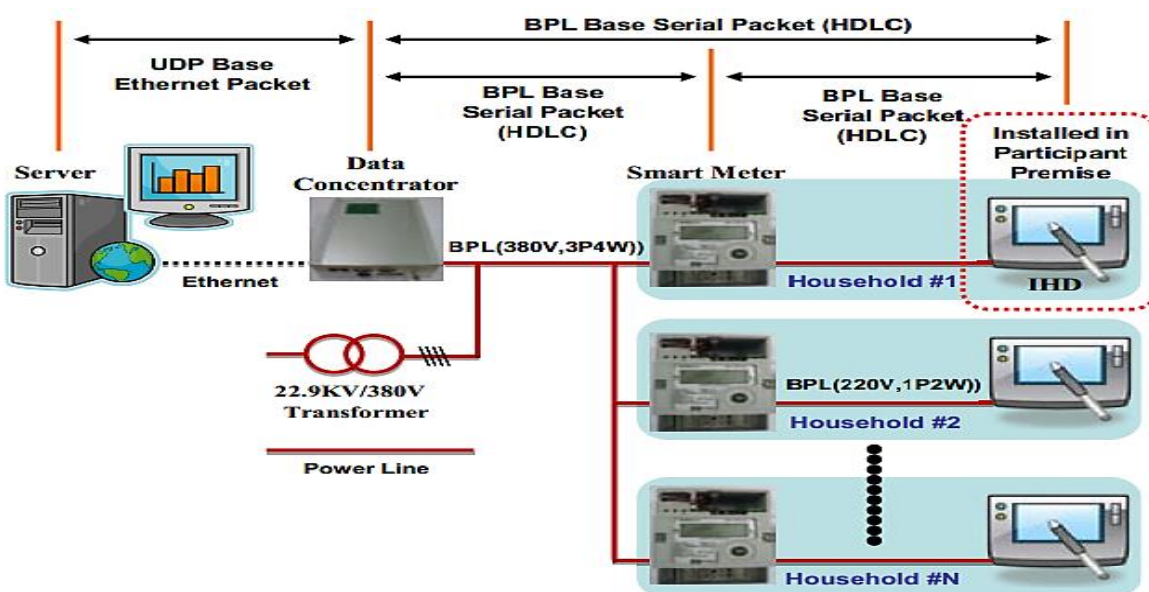


Figura 7. Estructura del sistema Smart Metering.

Adaptado de: Do Amarai, H. L. M., De Souza, A. N., Gastaldello, D. S., Fernandes, F., & Vale, Z. (2014).

Smart Meters as a tool for energy efficiency. 2014 11th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications, IEEE INDUSCON 2014 - Electronic Proceedings.

<https://doi.org/10.1109/INDUSCON.2014.7059413>

La interfaz del usuario debe ser simple y de manejo intuitivo dado la restricción en el conocimiento técnico por parte de este; datos relacionados con el uso de la energía como uso en tiempo real y acumulado a la fecha, estimación de precio a pagar, factor de potencia promedio en la red de alimentación, consejos sobre la administración de las cargas, entre otros.

Los resultados debido a la implementación de la “medición inteligente” y de una interfaz para el usuario adaptada para un mejor entendimiento son los siguientes: En 48 de las 53 residencias en Cheongju, Corea del Sur, se logró una reducción promedio de 15,9% en consumo de energía eléctrica; mientras que en Seoul, Corea del Sur, en 22 de los 24 apartamentos reportaron una disminución de 7,5% en su consumo.

3. Medición inteligente y generación distribuida en Colombia

Este capítulo presenta algunos de los sistemas *Smart Metering* identificados en Colombia, las potencialidades que tiene su implementación en los sistemas de distribución, las barreras que se oponen a su penetración en el mercado energético, su aporte a la sostenibilidad medioambiental, las normativas y resoluciones vigentes a tener en cuenta y el beneficio que se obtendría en un escenario común con sistemas de medición AMI.

3.1 AMI y FNCER en Colombia

La Figura 8 presenta un resumen de la información de este ítem. Se cita una ley, una norma y una resolución que impulsan la penetración de los sistemas AMI, las FNCER y se incentiva la inclusión de la GD en el mercado energético.

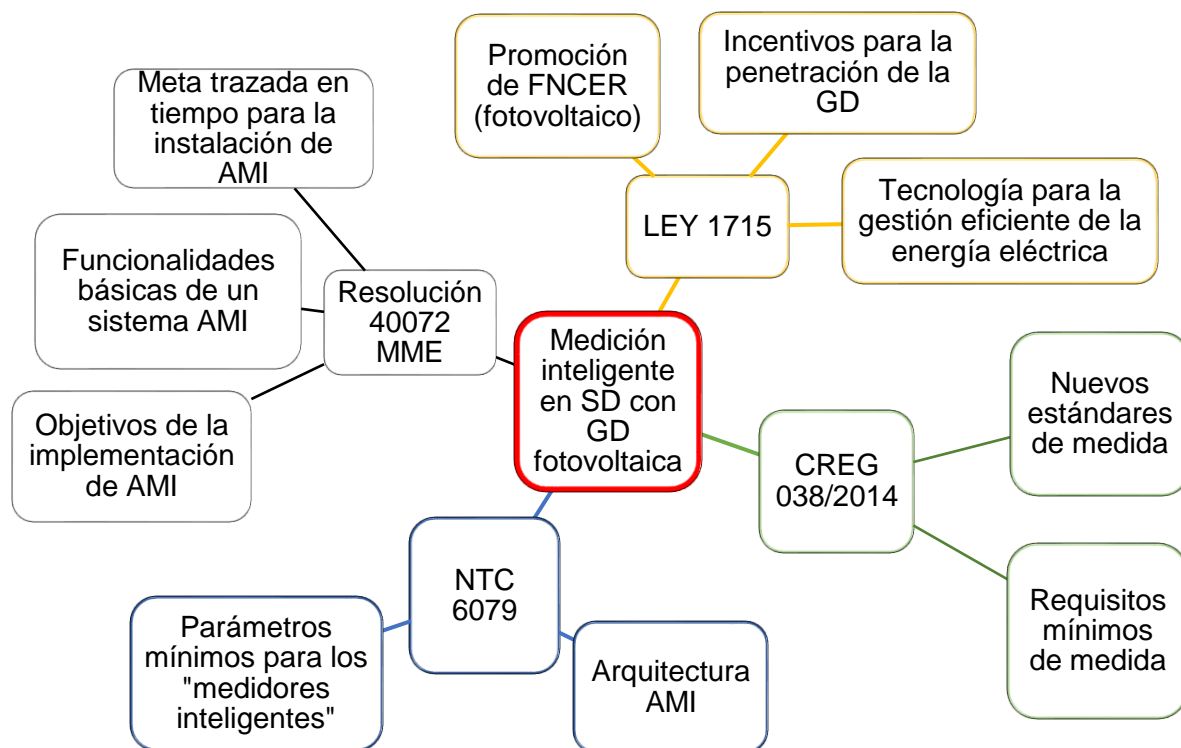


Figura 8. Aspectos relevantes para la implementación de sistemas AMI, la GD y las FNCER en Colombia.

La transformación global con respecto al concepto de uso y generación de la energía eléctrica es una realidad (World Energy Council, 2016). Países como Dinamarca y Suecia son un modelo de referencia en la implementación de sistemas AMI y en energías renovables para todo el mundo, gracias a la masificación de medidores avanzados, sistemas de comunicación y parques eólicos que entregan energía a la red, permitiendo así, gestionar y suplir la demanda energética nacional sólo con este tipo de energía limpia, hasta por días completos (Mercados Energéticos Consultores, 2014).

Colombia no queda rezagado en estos ámbitos; según la UPME (Comisión de Integración Energética Regional, 2016) ya se está impulsando la implementación de sistemas *Smart Metering* en Colombia, entre otras características, para facilitar la integración de tecnologías que permiten

eliminar la dependencia de la generación por combustibles fósiles, reducir el impacto causado por generación convencional y mejorar la eficiencia del sistema, tal como se puede comparar en la Figura 9 con respecto a países de la región.

Países	Objetivos de Energías Renovables	Obligaciones de porcentajes de energía proveniente de fuentes renovables	Sistema de Tarifas diferenciado para ERNC	Medición Bidireccional	Licitaciones/Subastas Públicas
Argentina	X		X	X	X*
Bolivia	X				
Brasil	X			X	X*
Chile	X	X		X	X*
Colombia	X			X*	X
Ecuador	X		X		X
Paraguay					
Perú	X	X	X		X
Uruguay	X		X	X	X

Figura 9. Incentivos a la energía renovable en Sudamérica

Nota: X: a nivel nacional, X*: a nivel nacional recientemente implementado. Adaptado de: Comisión de Integración Energética Regional. (2016). Marco Legal y Regulatorio del Sector Eléctrico en los Países de la CIER.

Así mismo, se promueven incentivos fiscales o financiamiento público en Colombia para la integración de FNCER en el mercado energético nacional con el propósito de diversificar la canasta energética, ofrecer incentivos tributarios a proyectos micro y macro, des-carbonizar la generación de energía eléctrica e introducir a los usuarios como agentes comercializadores en el mercado energético (Comisión de Integración Energética Regional, 2016) (ver Figura 10).

Países	Subsidios Fiscales o Transferencias Directas	Exención impositiva en créditos o inversión	Exención impositiva en a la producción, ventas o emisiones	Pagos por producción de energía	Inversión pública
Argentina	X	X	X	X	X
Bolivia					
Brasil		X	X		X
Chile	X	X*	X		X
Colombia		X*	R		X*
Ecuador			X		X
Paraguay			X		
Perú			X		X
Uruguay	X		X	X	X

Figura 10. Incentivos fiscales o financiamiento público en Colombia.

Nota: En “Pagos por producción de energía” se están publicando resoluciones como la CREG 030/2018 que permite al mercado minorista ser agente comercializador.

X: a nivel nacional; X*: a nivel nacional recientemente implementado, R: en revisión. Adaptado de: Comisión de Integración Energética Regional. (2016). Marco Legal y Regulatorio del Sector Eléctrico en los Países de la CIER.

3.1.1. Ley 1715 de 2014. Además, con la creación de la Ley 1715, del 13 de mayo de 2014, se pretende renovar el concepto de generación de energía eléctrica en todo el territorio nacional ya que: “se establece la regulación para la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional” (Congreso de Colombia, 2014).

Esta ley define el concepto de Contador Bidireccional (Artículo 5° Definiciones, ítem 5), como: “Contador que acumula la diferencia entre los pulsos recibidos¹⁶ por sus entradas de cuenta ascendente y cuenta descendente”.

La diferencia entre pulsos, o consumo y generación, se relacionan en el Artículo 5, ítem 14, mediante el concepto de “excedente de energía” que se define como: “La energía sobrante una vez cubiertas las necesidades de consumo propias, producto de una actividad de autogeneración o

¹⁶ Se entiende como pulso recibido de cuenta ascendente, los datos de consumo, o energía requerida, por parte del usuario y pulsos recibidos de cuenta descendente como la generación, o entrega de energía, por parte del usuario a la red eléctrica.

cogeneración”. La importancia de este ítem radica en que se acepta (por primera vez en la legislación colombiana), la energía entregada por el usuario a la red. A partir de esto, el cliente podrá decidir en qué momento atender la demanda eléctrica de su hogar por medio de energía convencional o no convencional dado que se busca involucrar al usuario como participante activo de la oferta del mercado energético colombiano.

Pero ¿De qué manera se pretende vincular al usuario en el mercado energético colombiano? En la Ley 1715 de 2014 se menciona la solución a esta pregunta: Generación distribuida (GD) si es una persona jurídica, que se define como: “Es la producción de energía eléctrica, cerca de los centros de consumo, conectada a un Sistema de Distribución Local (SDL). La capacidad de la generación distribuida se definirá en función de la capacidad del sistema en donde se va a conectar, según los términos del código de conexión y las demás disposiciones que la CREG defina para tal fin” o autogeneración si es una persona natural (también puede ser una persona jurídica).

Usualmente, la producción de energía eléctrica no se genera cerca de los centros de consumo por lo que es necesario la transmisión y distribución para entregar energía eléctrica a los usuarios; con la GD, se busca integrar el concepto de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), entre otros temas, porque garantiza la reducción de pérdidas de energía en el transporte de la misma (desde la generación hasta el consumo) (Hernández, 2009) y la disminución de la Emisión de Gases de Efecto Invernadero (EGEI), compromiso que el país adquirió en la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático 2015, COP21, celebrado en París, Francia en el año 2015 (García Arbeláez et al., 2015).

En el COP21, Colombia se comprometió a reducir las EGEI¹⁷ en un 20% con relación a la proyección de emisiones hacia el año 2030. Para tal fin, el término de “respuesta de la demanda”

¹⁷ EGEI: Efectos de gases de efecto invernadero.

establecido en Ley 1715 de 2014, Capítulo 5, ítem 20, es: “Consiste en cambios en el consumo de energía eléctrica por parte del consumidor, con respecto a un patrón usual de consumo, en respuesta a señales de precios o incentivos diseñados para inducir bajos consumos”.

La respuesta de la demanda es más eficiente si los sistemas de medición inteligente se introducen como un gestor de referencia de usos eléctricos; es decir, la visualización de un histórico y/o tiempo real de consumo transfiere al usuario la información suficiente para realizar cambios en la forma en que se usa la energía eléctrica. Además, los incentivos o precios de la energía eléctrica adoptados por los comercializadores, se manifiesta como un ahorro económico para los usuarios finales, por lo cual, se espera la masificación de la GD por parte de los clientes en poco tiempo (Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, 2016).

En general, la CREG estableció en la Resolución 038 de 2014 que todo usuario, según la Ley 142 de 1994, Artículo 9, tiene derecho de obtener la medición de sus consumos reales de energía eléctrica de las empresas prestadoras del servicio, así también, que siempre y cuando la empresa de energía adopte y cumpla los parámetros de medición mínimos exigidos en esta misma resolución, se podrá hacer uso de los equipos de medición con tecnología AMI para la obtención de la información requerida.

Hasta antes de la penetración de las tecnologías AMI/AMR en Colombia, los operadores de red basaban su medición, en redes de hasta 600 V, de acuerdo con lo establecido en la NTC 4052 de 2003, la cual tiene su referencia en la IEC 62053-21. Allí, se deja claro que no aplica esa norma para medidores con visualizadores, es decir, no aplica para un sistema de medición AMI (ICONTEC, 2010).

En Colombia, el Comité Técnico 144 Medidores de Energía del ICONTEC, desarrolló una normatividad que introduce el tema de infraestructura de medición avanzada (AMI) en las redes

de distribución de energía eléctrica; esta norma es la NTC 6079 expedida el 27 de octubre de 2014.

3.1.2. NTC 6079. El principal objetivo es “establecer los requerimientos mínimos que deben cumplir los sistemas AMI para su operación y gestión”. Su aplicabilidad se especifica para los equipos y sistemas que conforman la medida de energía eléctrica de corriente alterna para sistemas con infraestructura AMI y a unidades de medida para usos interiores o exteriores, en configuración individual o concentrada. Así mismo, para medidores monofásicos, bifásicos y trifásicos con medida directa, semidirecta e indirecta.

La NTC 6079, introduce conceptos tales como:

✓ Interoperabilidad: “Capacidad de dos o más sistemas o componentes para intercambiar información y utilizar la información intercambiada.”

✓ Medida concentrada: “Sistema de medición conformado por un conjunto de medidores o unidades de medida individuales (monocuerpos o bicuerpos) agrupados o concentrados en cajas o armarios.”

✓ Medida individual: “Elemento de medición conformado por un medidor o unidad de medida (monocuerpo o bicuerpo).”

✓ Medidor monocuerpo: “Dispositivo de medida conformado por la UM (unidad de medida) y la interfaz de usuario (visualizador) en un solo cuerpo o envoltente.”

✓ Medidor bicuerpo: “Dispositivo de medida compuesto de dos partes (cuerpos), uno principal (medidor) cuya función es la de registrar el consumo de energía, y el otro (visualizador), distante al medidor encargado de mostrar información del medidor como serial, lecturas de consumo, etc.”

En esta norma también se expone la arquitectura referencia de AMI por ICONTEC (ver Figura 9), la cual puede variar según el diseño del fabricante y las tecnologías aplicadas por cada OR. En esta

arquitectura se estructuró el sistema AMI considerando los cinco módulos mostrados en la Figura

9. Los componentes de cada uno de estos módulos se describen a continuación.

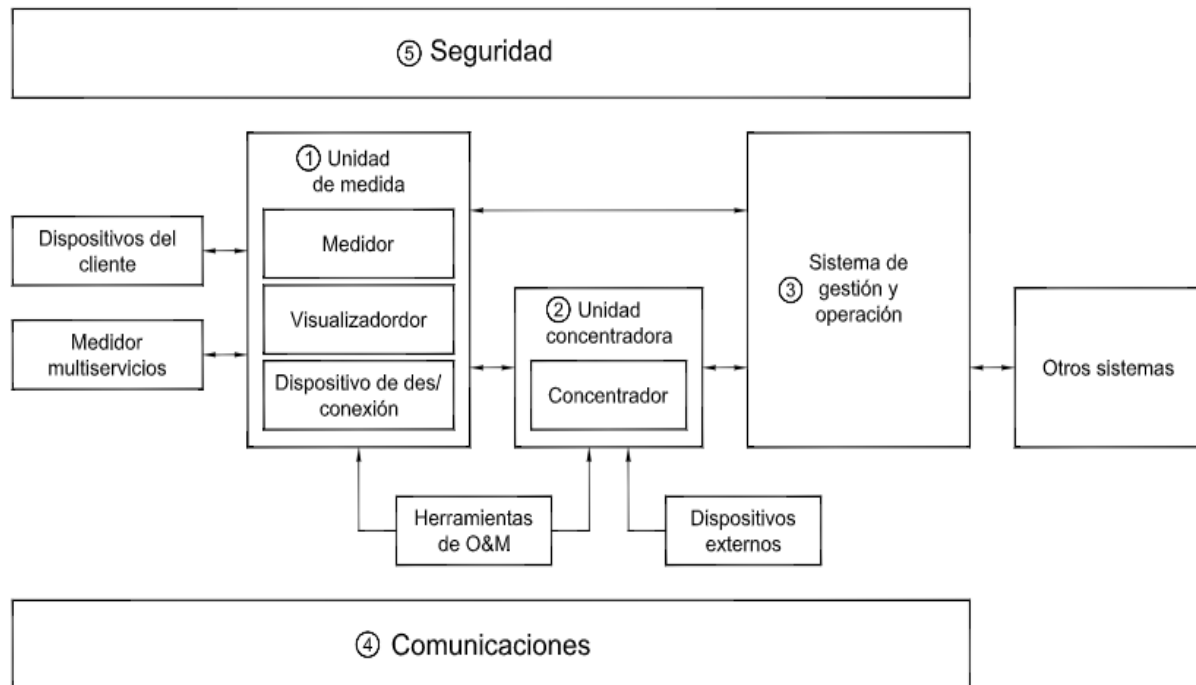


Figura 11. Sistema AMI según NTC 6079

Adaptado de: ICONTEC. Requisitos para sistemas de infraestructura de medición avanzada (AMI) en redes de distribución de energía eléctrica, Pub. L. No. 6079, 27 (2014). Colombia

1. Unidad de medida. Está conformada por los siguientes elementos:
 - Medidor de energía eléctrica.
 - Dispositivos de conexión y desconexión.
 - Visualizador.
2. Unidad concentradora. Está conformada por los siguientes elementos:
 - Concentrador.
 - Mecanismos de operación y mantenimiento del concentrador.

→ Elementos externos según el alcance de la tecnología.

3. Sistemas de operación y gestión. Es un software o conjunto de aplicaciones informáticas que permiten controlar, administrar y gestionar toda la información y datos relacionados con la medición del consumo de energía eléctrica de los clientes.

4. Comunicaciones. Es la etapa encargada de garantizar el flujo de información entre todos los componentes del sistema AMI.

5. Seguridad. La seguridad en un sistema AMI se refiere principalmente a la seguridad de la información, especialmente en el transporte y almacenamiento de datos.

En general, la implementación de todo sistema AMI en el sector energético colombiano debe cumplir la NTC 6079 y observar los requerimientos exigidos allí en el numeral 6 “Requisitos para el sistema AMI”.

3.1.3. Resolución 40072/2018 MME. Actualmente, el Ministerio de Minas y Energía [MME] de Colombia hizo pública la resolución 40072 el día 29 de enero 2018 titulada “*Por el cual se establecen los mecanismos para implementar la Infraestructura de Medición Avanzada en el servicio público de energía eléctrica*”, con el propósito de dar viabilidad a la penetración de esta tecnología en el sector energético del país y así incentivar y promover la gestión eficiente energética (Ministerio de Minas y Energía, 2018).

A continuación, se detallan los artículos más relevantes de la resolución en cuestión.

El Artículo 4 define los siguientes objetivos específicos a cumplirse con la implementación de AMI en Colombia:

Objetivos específicos de la resolución 40072 de 2018

- I. Facilitar esquemas de eficiencia energética, respuesta de la demanda, y modelos de tarificación horaria y/o canastas de tarifas.
- II. Permitir la incorporación en los sistemas eléctricos, entre otras cosas, de tecnologías de autogeneración, almacenamiento, generación distribuida y vehículos eléctricos.

- III. Mejorar la calidad del servicio a través del monitoreo y control de los SD.
- IV. Dinamizar la competencia en la comercialización minorista de energía eléctrica y generar nuevos modelos de negocio y servicios.
- V. Gestionar la reducción de las pérdidas técnicas y no técnicas.
- VI. Reducir los costos de la prestación del servicio de energía eléctrica.

El Artículo 7 especifica que los OR serán los encargados de la instalación, operación y mantenimiento del sistema AMI; allí no asigna agente responsable de adquisición, instalación, operación y mantenimiento de los “medidores avanzados” (*Smart Meters*) y podría ser, como se ha venido trabajando, el usuario quién deba asumir con el costo del equipo.

El Artículo 8 define la gradualidad con que será implementado AMI en Colombia con meta trazada al año 2030, obteniéndose lo siguiente:

Tabla 1.

Meta trazada por la CREG y el MME para la implementación de AMI en Colombia al año 2030.

Porcentaje de los usuarios conectados al sistema del OR con AMI en el SIN	
Usuarios urbanos	Usuarios de centros poblados y rurales
95%	50%

El Artículo 9 especifica que las tarifas por la prestación del servicio de energía eléctrica serán modificadas mediante ajuste regulatorios a fin de retribuir económicamente la inversión y funcionamiento que se requiera para la implementación de AMI, con lo cual, el usuario es el agente potencialmente más perjudicado en términos económicos.

El Artículo 11 determina que la CREG establecerá lineamientos para garantizar la interoperabilidad de los distintos componentes de AMI e inclusive la interoperabilidad de cada sistema AMI implementado por los distintos OR. Esto con el fin de generalizar, principalmente,

la transferencia y las comunicaciones de información solicitada por cada agente del mercado y facilitar el correcto tratamiento de datos y así reducir el riesgo de error en la interpretación de la información.

3.2. Uso de la medición inteligente en el estudio y operación de sistemas de distribución con generación distribuida

Como ya se ha mencionado, las ventajas que proporciona la instalación y operación de los sistemas *Smart Metering* en una red son considerables. Desde la adquisición y lectura remota del uso de energía eléctrica en función del tiempo, la energía requerida por los circuitos alimentadores, la reducción en cuanto a las pérdidas causadas por robo (pérdidas no técnicas), entre otras (Gandhi & Bansal, 2013).

La aplicación de los sistemas *Smart Metering* no se restringe, hasta el momento, en ningún escenario de interés energético; por el contrario, se espera que su implementación se dé en todos los campos de acción de la Ingeniería Eléctrica y, en especial, se coordine con la generación distribuida (Banco Interamericano de Desarrollo - BID y Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, 2016a).

A continuación, se citan cifras de países líderes a nivel mundial en la implementación de tecnologías eléctricas para compararlos con el caso colombiano.

La aceptación que ha recibido la GD (tanto en la academia como en la práctica) ha sido tan intensa, que el gobierno de los Estados Unidos invirtió en el año 2009 US \$ 38 billones en el *American Recovery and Reinvestment Act*, la mayor cifra registrada para un proyecto de tipo individual (Barai, Krishnan, & Venkatesh, 2015).

Adicionalmente, el caso de Dinamarca es un ejemplo claro de la importancia de la implementación de energías renovables, generación distribuida y, últimamente, la integración de

los sistemas AMI. Entre los años 1980-2004, Dinamarca pasó de ser importador a exportador de energía eléctrica, gracias a la política de sustitución de petróleo y carbón por gas natural y FNCER; como consecuencia, las emisiones de dióxido de carbono disminuyeron en un 35% respecto a los niveles de 1980 en ese mismo periodo de tiempo (Hernández, 2009).

La Tabla 2, presenta algunas ventajas identificadas (Gandhi & Bansal, 2013) con respecto a los sistemas AMI en redes eléctricas con GD, tanto para el usuario como para el OR, de la cual se puede resaltar que un sistema AMI integrado con la GD en la red eléctrica aumentan la confiabilidad, la calidad de la energía, se tiene mayor control sobre la energía eléctrica demandada, se reducen las pérdidas no técnicas y se facilita la proyección de operación y mantenimiento sobre las redes eléctricas.

Tabla 2.
Beneficios de AMI y GD.

Punto de vista desde el usuario	Punto de vista desde la empresa de energía
+ Obtener un fácil y ágil acceso a la información de consumo de energía eléctrica, tanto histórico como en tiempo real.	+ Se obtiene el perfil de consumo de energía eléctrica individual o de forma grupal para así facilitar la administración de la energía eléctrica y determinar tarifas horarias.
+ Confiabilidad del sistema debido a la ausencia de cortes de energía eléctrica no programados y reconexión remota una vez pasada la perturbación.	+ Se logran óptimos niveles de eficiencia energética de los circuitos alimentadores de un usuario o grupo de usuarios reduciendo las pérdidas eléctricas.
+ Evitar la manipulación indebida del medidor de energía eléctrica para disminuir el robo de energía eléctrica y así reducir el cobro de energía.	+ Reduce los errores humanos al tener una lectura remota del medidor de energía eléctrica y se disminuyen las labores en campo.
+ La interfaz del usuario puede mostrar las distintas instalaciones eléctricas de la residencia, su consumo de energía eléctrica hora a hora y permite el control y operación de forma remota.	+ Se previenen fallas en el sistema eléctrico al desconectarse una carga preestablecida por sobrecarga o cortocircuito.

Adaptado de: Gandhi, K., & Bansal, H. O. (2013). *Smart Metering* in Electric Power Distribution System. 2013 International Conference on Control, Automation, Robotics and Embedded Systems (CARE), 1–6. <https://doi.org/10.1109/CARE.2013.6622222>

A continuación se describen ventajas para los usuarios, el operador de red y el medio ambiente con la implementación del sistema AMI en *Smart Grids* con GD según Barai *et al.* (2015).

Beneficios para el usuario

- ✓ Los consumidores obtienen más información sobre el uso de energía eléctrica. Esto influye en eficiencia energética tanto para el consumidor como para la industria.
- ✓ Información más detallada sobre el uso de la energía eléctrica.
- ✓ El cliente puede ajustar sus hábitos y usar más energía eléctrica durante las horas valle para reducir el costo de la energía eléctrica.
- ✓ Se reducen los cortes de energía eléctrica.
- ✓ Se reduce la necesidad de estimación de facturas.
- ✓ No es necesario proporcionar acceso a personas de servicios públicos para tomar lecturas de medidores ubicados en interiores.

Beneficios para el operador de red

- ✓ Los picos de demanda se reducen.
- ✓ La operación remota permite una mejor gestión de la facturación y otros problemas relacionados con el consumidor.
- ✓ Lectura automatizada y remota de medidores.
- ✓ Los sistemas eléctricos se controlan más rápidamente.
- ✓ Permitir un uso más eficiente de los recursos de energía eléctrica.
- ✓ Se reducen los cortes de energía eléctrica.
- ✓ Habilidad de precios dinámicos.
- ✓ Optimizar el ingreso con los recursos existentes.
- ✓ Más información sobre la red de baja tensión.
- ✓ Parte importante en el desarrollo de *Smart Grids*.
- ✓ Liberar personal experimentado para otras áreas de alta prioridad para mejorar el servicio a

los usuarios.

- ✓ Los costos operacionales se reducen.

Beneficios para el medio ambiente

- ✓ Los medidores inteligentes se comunican directamente con la empresa, eliminando la necesidad de poner los servicios públicos en la calle.
- ✓ Los medidores inteligentes evitan la necesidad de nuevas plantas de energía eléctrica al contribuir a la distribución adecuada del uso de energía eléctrica existente y, como resultado, reducir la contaminación.
- ✓ Los medidores inteligentes reducen indirectamente la emisión de gases de efecto invernadero de las centrales eléctricas existentes.

De lo anterior se concluye que un sistema AMI con FNCER provee beneficios para los agentes del sector eléctrico y además para el medio ambiente, con lo cual, se puede impulsar el cumplimiento de objetivos medioambientales por parte de los usuarios finales de energía.

3.3. Proyectos piloto AMI implementados en Colombia

Algunas empresas del sector eléctrico en Colombia han implementado modelos piloto de *Smart Meters* en las regiones donde actúan como OR o comercializadores, más no han conformado un sistema AMI como tal, debido a la fuerte inversión económica que ello acarrea, entre otros; la instalación de los medidores inteligentes se ha planteado como potencial solución a inconvenientes que se han venido presentado principalmente en pérdidas (técnicas y no técnicas), demanda y picos de energía eléctrica (Unidad de Planeación Minero Energética - UPME y Universidad Nacional de Colombia - UNAL, 2016).

La UPME y UNAL¹⁸ (2016) realizaron encuestas a las empresas CODENSA, EMCALI, EPSA y ELECTRICARIBE encontrando funcionalidades implementadas en común en los *Smart Meters* (medidores inteligentes) usados en las pruebas piloto llevadas a cabo por cada empresa; como presenta la Tabla 3 que da un indicio de las principales funciones que debe cumplir un medidor inteligente en Colombia, según requerimientos de los OR y comercializadores mencionados.

Tabla 3.

Funcionalidades de medidores inteligentes en común implementadas por las empresas en Colombia.

Grupo de funcionalidades	Descripción de la funcionalidad
Inherentes al medidor	Acceso del usuario a la información del medidor.
	Comunicación bidireccional por diferentes medios.
Soportadas por el medidor	Almacenamiento datos en el medidor.
	Lectura remota del medidor.
	Conexión y desconexión del suministro de energía y/o limitación de potencia de forma remota.
	Prevención y detección de fraudes.
	Soporta la implementación de modo prepago.

Adaptado de: Unidad de Planeación Minero-Energética - UPME y Universidad Nacional de Colombia - UNAL, “Definición de las funcionalidades mínimas de medidores inteligentes para Colombia,” Bogotá, 2016.

Donde “Inherentes al medidor” hace referencia a funcionalidades propias del equipo de medición y “soportadas por el medidor” son funciones que se pueden añadir a la configuración base del medidor.

3.4. Lineamientos de la generación distribuida en Colombia

Son reconocidas las ventajas que ofrece la GD y se considera que puede existir un auge

¹⁸ UNAL: Universidad Nacional de Colombia-Sede Bogotá.

importante en la creación de plantas pequeñas de generación cercanas a los centros de uso de la energía eléctrica por iniciativa propia de los operadores de red, con el fin de aplanar la curva de demanda, disminuir pérdidas de energía eléctrica (técnicas y no técnicas) y aumentar la confiabilidad, o bien por parte de los usuarios con el propósito de reducir pagos mensuales, aumentar confiabilidad y/o favorecer temas ambientales (Banco Interamericano de Desarrollo - BID y Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, 2016a, 2016c).

Algunas propuestas de lineamientos de política para la constitución de la GD en Colombia según BID y UPME (2016a), (Banco Interamericano de Desarrollo - BID y Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, 2016c) y Díaz (Díaz, 2017) son:

- ✓ La GD debe ser considerada una actividad en el sector eléctrico y pueda ser emprendida por generadores, distribuidores y usuarios de la energía eléctrica.
- ✓ La GD debe ser considerada en los planes de expansión, tanto de la UPME como de los OR.
- ✓ Se debe garantizar la activa participación de la GD en el plan de desarrollo, plan energético nacional y proyecciones de la UPME.
- ✓ Se debe incentivar el desarrollo de micro-redes y redes inteligentes, con base en la GD con FNCER como fuente de producción energética (Hernández, 2009).
- ✓ Se debe expandir el uso de combustibles “limpios” y FNCER en la implementación y expansión de la GD.

Claro está que, como meta trazada por la CREG en el Plan de Acción-2017 (Fondo de Adaptación Nacional, 2017), se estimaba la publicación para el 3° trimestre de 2017 la Resolución 121 y para el 4° trimestre del mismo año se esperaba la resolución definitiva que trata sobre la GD, ajustando la Ley 1715 de 2014 y la Resolución 070 de 1998 “Por la cual se establece el Reglamento

de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional”, en especial el numeral 4.5 que trata sobre el procedimiento simplificado de conexión de generación (Fondo de Adaptación Nacional, 2017).

El 28 de agosto del 2017, la CREG publicó en su página¹⁹ el proyecto de Resolución 121 de 2017 “Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el sistema interconectado nacional”, con la finalidad de regular aspectos operativos y comerciales para permitir la integración de autogeneración y generación distribuida al SIN fomentando a su vez la penetración de FNCER. Siendo un proyecto de Resolución, la CREG recibió los comentarios de los OR y comercializadores con el propósito de consolidar lineamientos en pro de la aceptación mayoritaria de los agentes del sector energético.

El 26 de febrero de 2018, la CREG publicó la Resolución 030, adoptando consideraciones en el proyecto de Resolución CREG 121/2017. En ella, establece lineamientos para la integración de la GD y la autogeneración tanto con FCE²⁰ como con FNCER, los beneficios económicos que acarrea su implementación y operación y los lineamientos a considerar tanto para los OR como para los autogeneradores y generadores distribuidos con capacidad instalada de hasta 1 MW, que actualmente están operando en el sistema (conectados a un SDL) y los próximos a ingresar.

La Tabla 4 presenta las definiciones²¹ de generador distribuido y autogenerador según la Resolución 030 de 2018 con el fin de esclarecer diferencias (Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, 2018)

¹⁹ <http://www.creg.gov.co/>

²⁰ FCE: Fuentes Convencionales de Energía Eléctrica.

²¹ Definiciones según la CREG 030 de 2018

Tabla 4.

Definiciones autogenerador y generador distribuido.

Autogenerador	Generador distribuido
“Usuario que realiza la actividad de autogeneración ²² . El usuario puede ser o no ser propietario de los activos de generación.”	“Persona jurídica ²³ que genera energía eléctrica cerca de los centros de consumo, y está conectado al SDL y con potencia instalada menor o igual a 0,1 MW.”

De la Tabla 4 cabe resaltar que sólo una persona jurídica puede ser generador distribuido y se impone un límite de potencia instalada de 0,1 MW, independiente de si la generación eléctrica es o no con FNCER. Además, la Resolución estipula que un autogenerador puede ser una persona natural o jurídica y puede ser a pequeña o gran escala²⁴; la diferencia en este punto, entre un autogenerador y un generador distribuido, radica en que el segundo debe entregar toda la energía generada a un punto de conexión previamente estipulado con el OR, por eso debe ser una persona jurídica; entre tanto, el autogenerador puede entregar excedentes de energía a la red, entendiendo que su propósito principal no es de iniciar una comercialización de energía.

En la Sección 4.2 de este documento se ahonda más en estos temas según la Resolución CREG 030/2018.

4. Barreras existentes en la implementación de los sistemas AMI

Este capítulo identifica algunas de las barreras existentes en la integración de los sistemas de medición AMI en los sistemas de distribución, no sólo en Colombia, sino también las encontradas

²² Autogeneración: “Aquella actividad realizada por personas naturales o jurídicas que producen energía eléctrica principalmente, para atender sus propias necesidades” según Resolución CREG 030/2018.

²³ Según la Real Academia de la Lengua Española -RAE- una persona jurídica es: “Organización de personas o de personas y de bienes a la que el derecho reconoce capacidad unitaria para ser sujeto de derechos y obligaciones, como las corporaciones, asociaciones, sociedades y fundaciones”. Fuente: <http://dle.rae.es/srv/fetch?id=SjUIL8Z>

²⁴ Según la Resolución CREG 281/2015 un autogenerador a pequeña escala tiene un potencia instalada igual o menor a 1 MW mientras que un autogenerador a gran escala tiene una potencia instalada mayor a 1 MW.

en el ámbito internacional.

4.1. Barreras existentes en la implementación de sistemas de medición AMI encontradas en la literatura

Son múltiples las barreras que se presentan a lo largo de la planeación para la implementación de nuevas tecnologías en la mayoría de los sistemas eléctricos. Si un sistema eléctrico está funcionando adecuadamente, su manipulación y renovación se considera un riesgo no sólo para las empresas del sector, sino también para los usuarios (Boudreau, 2013).

Según Boudreau (2013), uno de los retos más importantes a vencer a la hora de planear la implementación de los sistemas de medición AMI es la confiabilidad de los datos en tiempo real. Es decir, la operación y control de la información de los gestores de carga debe garantizarse para la correcta interpretación de los datos recolectados.

Algunos de los problemas que se han reportado en la implementación de sistemas AMI son los siguientes:

- I. Error de reconocimiento de fases de una carga determinada por el “medidor inteligente” por una conmutación indeseada de fases, información enviada por el gestor de cargas.
- II. Un “medidor inteligente” había interpretado a un fusible como un re-conector (*recloser*), lo cual ocasionó un mayor tiempo de re-energización de la alimentación porque se debió corregir manualmente.

Por otra parte, la inversión económica que se plantea para la integración de sistemas de medición AMI en las redes de distribución acarrea una considerable suma de dinero. Bahmanyar *et al.* (2016), reportan que además de la implementación, el diseño, el mantenimiento y la operación ha costado miles de millones de dólares al Departamento de Energía de los EE.UU. Sin embargo, estipula que, a largo plazo, se tiene una relación costo-beneficio de 1,5 a 2,6 proyectada

a 10 años de operación en comparación con la actual infraestructura de medición (medidores electromecánicos). Lo anterior conllevó a la conclusión de que la inversión por usuario para la integración y automatización de sistemas de medición AMI en la red es de USD \$355,18.

La Tabla 5 resume los retos encontrados por usuario, por las compañías eléctricas y por el medio ambiente propuestos en (Barai et al., 2015; Gandhi & Bansal, 2013); los primeros aseveran que en los próximos cinco (5) a diez (10) años (periodo 2014-2018 ó 2014-2024), serán instalados 30 millones de medidores inteligentes en EE. UU, 4,3 millones en Canadá, 100 millones en Europa y 2,5 millones en Australia. Lo anterior ocurrirá principalmente, por el importante rol que cumplen los sistemas AMI en las redes inteligentes, en especial, en la integración de energías renovables, la generación distribuida y en el demandante control e información sobre el estado de las redes tanto para los OR como para los usuarios.

Tabla 5.
Barreras generales de la “medición inteligente”.

Barreras de la medición inteligente		
Por parte de la compañía eléctrica	Por parte de los usuarios	Por parte del medio ambiente
Transición de la tecnología existente a la nueva tecnología (poco recurso humano calificado).	Confiabilidad en los datos recolectados y procesados por el nuevo medidor.	Disposición final de los medidores antiguos (electromecánicos y AMR).
Gestionar la correcta reacción de los usuarios debido a la introducción del nuevo medidor (concientizar).		
Los proyectos son complejos y nuevos, por lo tanto, requieren mucho tiempo (p.ej.	Protección y privacidad de sus datos personales.	

Barreras de la medición inteligente		
Por parte de la compañía eléctrica	Por parte de los usuarios	Por parte del medio ambiente
interoperabilidad).		
Mayor costo de la infraestructura de medición AMI		
Gestión de la seguridad de los datos de los usuarios.	Tarifas adicionales por la instalación del nuevo medidor.	
Optimización del despliegue de los sistemas de medición AMI.		

Adaptado de: Bahmanyar, A., Jamali, S., Estebani, A., Pons, E., Patti, E., & Acquaviva, A. (2016). & Gandhi, K., & Bansal, H. O. (2013). Smart Metering in Electric Power Distribution System. 2013 International Conference on Control, Automation, Robotics and Embedded Systems (CARE), 1–6. <https://doi.org/10.1109/CARE.2013.6733756>

4.2. Barreras en la implementación de sistemas de medición AMI en Colombia

Este numeral se revisan las posibles barreras que han ralentizado la implementación de los sistemas de medición AMI y que atrasan la reestructuración de la “medición inteligente” en Colombia.

4.2.1. Inversión Una de las principales barreras identificadas en este trabajo de grado, es la poca inversión que se da en Colombia en la incorporación de los sistemas de generación basado en “las energías limpias”; lo anterior conlleva a un pobre avance tecnológico y el retraso en el despliegue de herramientas que impulsen escenarios energéticos sostenibles.

La Figura 12 compara la inversión en sistemas de generación con “energías limpias” de Colombia contra la inversión en otros países sudamericanos (Comisión de Integración Energética Regional, 2016).

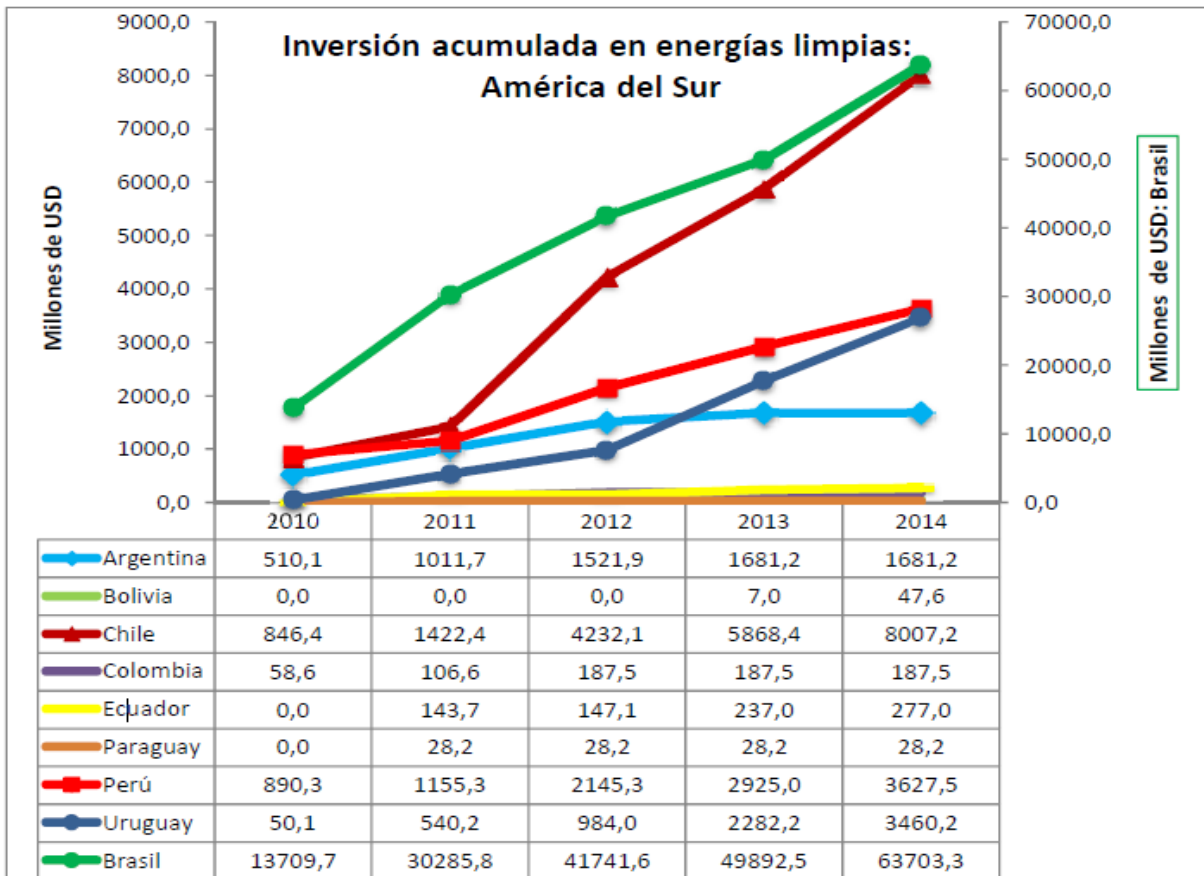


Figura 12. Inversión económica en energías limpias en Sudamérica.

Adaptado de: Comisión de Integración Energética Regional. (2016). Marco Legal y Regulatorio del Sector Eléctrico en los Países de la CIER, 2016.

La Figura 12 muestra que la inversión de Colombia en sistemas de generación con “energías limpias” en el periodo 2012-2014, está muy por debajo de los tres (3) países líderes (Brasil, Chile y Perú).

El Apéndice F, se presenta una tabla con los proyectos de “energía limpia” gestionados por la UPME donde se destacan proyectos presentados por el sector comercial y en grandes superficies de FNCE solar fotovoltaica (Ministerio de Minas y Energía - MINMINAS - y Unidad de Planeación Minero Energética - UPME., 2017).

Por otra parte, la Figura 13 resalta las zonas del país donde se han invertido en proyectos pilotos de RI, es decir, proyectos aislados de algún tipo de tecnología perteneciente a una red inteligente (RI) (AMI, ADA²⁵, DER²⁶ o GD, VE²⁷), según lo definido en el mapa de ruta de las *Smart Grids* 2016-2030 (Banco Interamericano de Desarrollo - BID y Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, 2016a, 2016b).

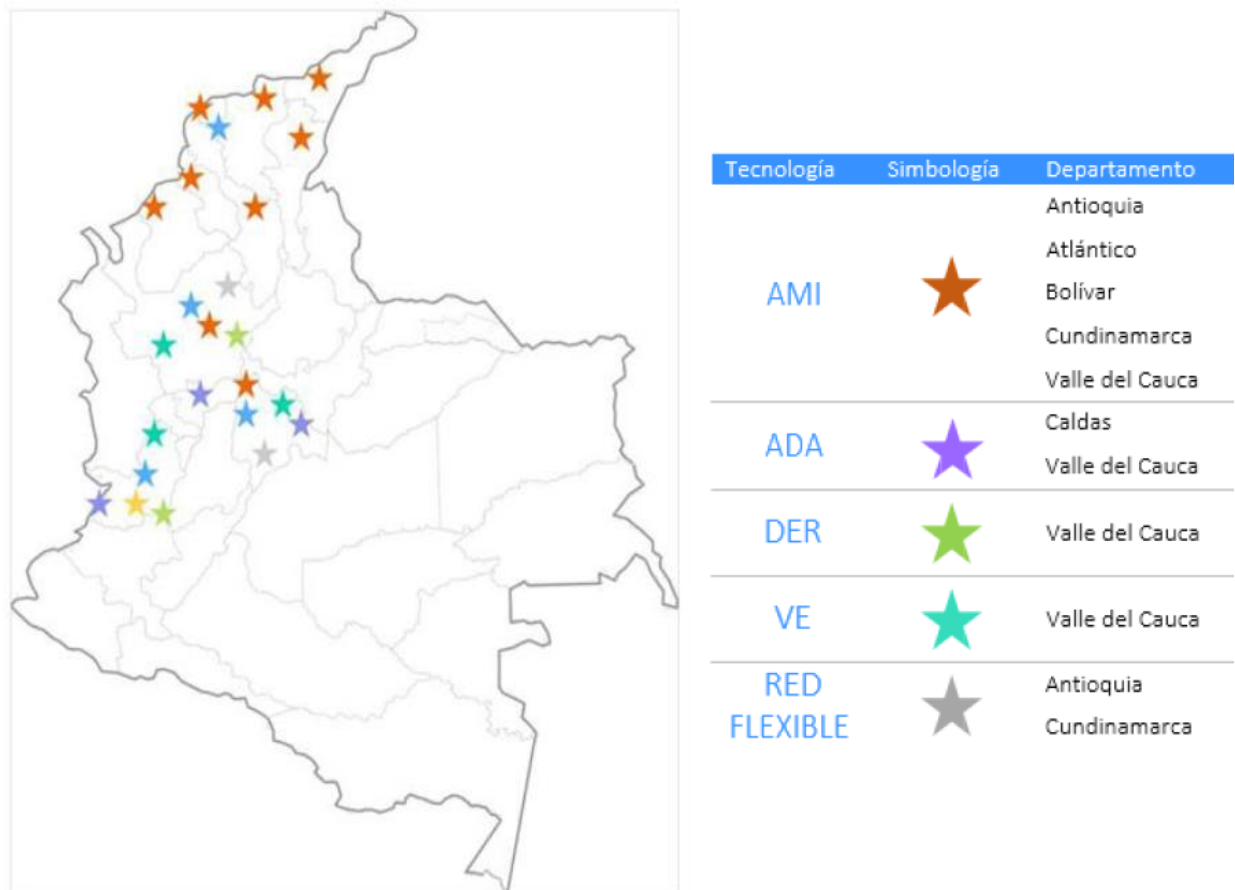


Figura 13. Proyectos de RI en Colombia.

Adaptado de: UPME (2016). Parte IV Anexo 7. Iniciativas de redes inteligentes en Colombia.

4.2.2. Tarifación horaria. Una sólida barrera que identifican en la UPME, BID y Superintendencia de Industria y Comercio (SIC) (Banco Interamericano de Desarrollo - BID y

²⁵ ADA: Automatización de la red de distribución.

²⁶ DER: Recursos distribuidos o Generación distribuida.

²⁷ VE: Vehículos Eléctricos.

Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, 2016a, 2016c; Superintendencia de Industria y Comercio, 2016) trata sobre la tarifación horaria en Colombia.

En Colombia el precio de la energía eléctrica (kWh) es plano, es decir, no se carga información tarifaria a los medidores en distintas horas del día, porque aún se tienen instalados, en su mayoría, medidores electromecánicos o medidores AMR quienes no tienen sistemas de comunicación bidireccional.

Ahora bien, se puede impulsar la penetración de usuarios como agentes generadores en un SDL haciendo uso de la Resolución CREG 030 de 2018 que regula precios para la comercialización de energía y aplicando la variación en el precio de la energía por temporadas del año, por proyección de la demanda energética, por participación de FNCER en el sistema, entre otros.

Así mismo, la Resolución CREG 030/2018 establece reconocimientos tarifarios por inyección de energía eléctrica a la red si el autogenerador o generador distribuido utiliza FNCE o FNCER para proyectos con capacidad instalada (CI) menor o igual a 0,1 MW y otras tarifas para CI mayor a 0,1 MW según los Capítulos del 15 al 18 de la Resolución 030 de 2018.

Para superar este obstáculo, se propone instalar el sistema AMI que permite implementar la variación de precios horarios por parte de la empresa, estimulando (por ejemplo) el uso de la energía eléctrica en horas valle obteniendo que la curva de demanda energética diaria tendería a aplanarse evitando deslastres de carga (Barai et al., 2015; Boudreau, 2013; Gandhi & Bansal, 2013).

La Resolución MME 40072 del 2018, en el artículo 5 (Funcionalidades básicas de AMI), estipula la tarifación horaria como una funcionalidad básica que debe cumplir toda arquitectura AMI. Ver Tabla 13 en la [Sección 4.7.4](#) de este documento.

4.2.3. Seguridad de la información. Actualmente, la NTC 6079 propone una seguridad

transversal, es decir, un solo esquema de seguridad que se encargue de salvaguardar la información de los sistemas de medición AMI (ICONTEC, 2014); sin embargo, esto no es recomendable por la susceptible información que registran los medidores inteligentes sobre los hábitos de uso de la energía de los usuarios (datos históricos) y los datos que se transmiten en un Área de Red Local (LAN) o Área de Red Amplia (WAN) en tiempo real (Li et al., 2016).

Por lo tanto, se recomienda que el esquema seguridad propuesto por la NTC 6079 sea modificado a fin de tener múltiples capas de seguridad tanto de software como de hardware.

Adicionalmente, las empresas que implementen sistemas de medición AMI deben garantizar la protección de datos conforme la Ley Estatutaria 1582 de 2012 como el Decreto Reglamentado 1377 de 2013. No obstante, una barrera importante presentada en este marco es que no se cuenta con una guía legal para la garantía de la interoperabilidad entre los distintos equipos, con lo cual la información puede ser de poca credibilidad.

Cabe aclarar que el gobierno de Colombia cuenta con el CONPES 3701 “*Lineamientos de política para ciber-seguridad y ciber-defensa*” (Ministerio de Interior y de Justicia et al., 2011) y el Comando Conjunto Cibernético (CCOC) quienes podrían establecer lineamientos y normatividad para la seguridad de los datos, no sólo en el sector eléctrico, sino también en los servicios públicos en general (Banco Interamericano de Desarrollo - BID y Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, 2016a).

La Resolución MME 40072 del 2018, en el Artículo 5 (Funcionalidades básicas de AMI), estipula la ciberseguridad como una funcionalidad básica que toda arquitectura AMI debe cumplir con el propósito de evitar robo de información y garantizar transparencia en la recolección y transferencia de los datos recolectados por los medidores avanzados de energía. Ver Tabla 13 en la Sección 4.7.4 de este documento.

4.2.4. Aceptación de los usuarios. En Colombia, la aceptación por parte de los usuarios para el reemplazo de los medidores actuales (electromecánicos y con tecnología AMR) por medidores AMI, conlleva un reto importante a superar por parte de los OR. La implementación de los medidores AMI por parte de los OR busca reducir las pérdidas no técnicas ocasionadas por la no facturación de energía eléctrica y tener mayor control sobre la carga atendida (Bahmanyar et al., 2016; Barai et al., 2015; Do Amarai et al., 2014; Gandhi & Bansal, 2013; Jokar, Arianpoo, & Leung, 2016; Li et al., 2016; Yip, Tan, Tan, Gan, & Bakar, 2017).

Según la UPME y *The Carbon Trust* (2017), la representación monetaria de pérdidas no técnicas en Colombia asciende a US\$ 500 millones anuales; así mismo en (Banco Interamericano de Desarrollo - BID y Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, 2016a), se reporta que las pérdidas eléctricas en Colombia en el año 2013 fueron alrededor del 15,75%, asociando un 8% a pérdidas técnicas y un 7,75% a las pérdidas no técnicas (pérdidas “negras”).

La Figura 12 relaciona cifras de las pérdidas técnicas y no técnicas y reconocidas por algunos OR en el año 2013, en el nivel de tensión 1²⁸. En cuanto a las pérdidas no técnicas, la Empresa de Energía del Quindío (EDEQ) tiene el índice más bajo con 1,40% y a EPM con el índice más alto con 6,68% de las pérdidas reconocidas, con respecto a las demás empresas de referencia mostradas en esta Figura (Mercados Energéticos Consultores, 2014).

La reducción de pérdidas no técnicas se ve reflejado en algunos casos de estudios con la implementación de sistemas de medición AMI en las redes eléctricas representado una detección del 40-50% en sistemas donde no se facturaba toda la energía eléctrica utilizada por el usuario final (Gandhi & Bansal, 2013; Yip et al., 2017).

²⁸ Nivel de tensión 1: tensión nominal <1 [kV] según Resolución CREG 097/2008.

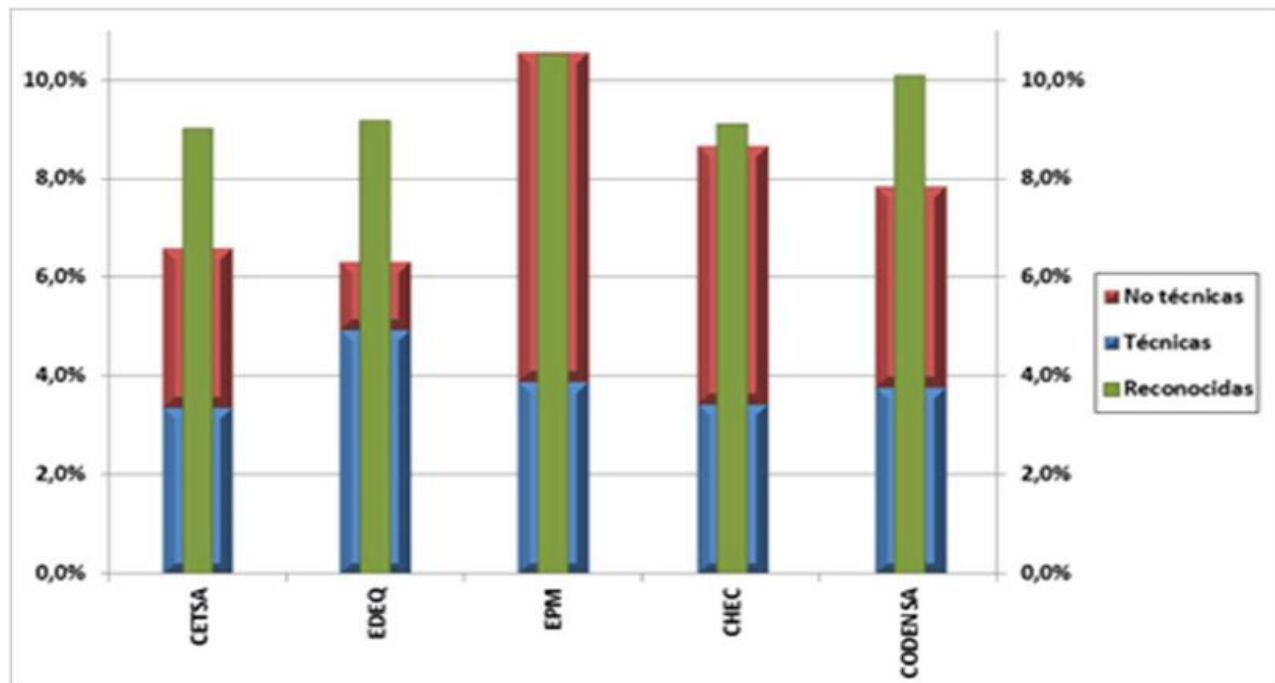


Figura 14. Pérdidas de energía eléctrica en Colombia, 2013. Adaptado de: Consultores, M. E. (2014). Revisión de las Metodologías de Remuneración de las Actividades de Distribución y Transmisión de Energía Eléctrica, 390.

Con el fin de citar datos más recientes de pérdidas de energía eléctrica en Colombia, el portal XM (XM, 2017) provee los datos desde marzo de 2016 hasta agosto de 2017. La Figura 13 fue construida a partir de los datos mencionados.

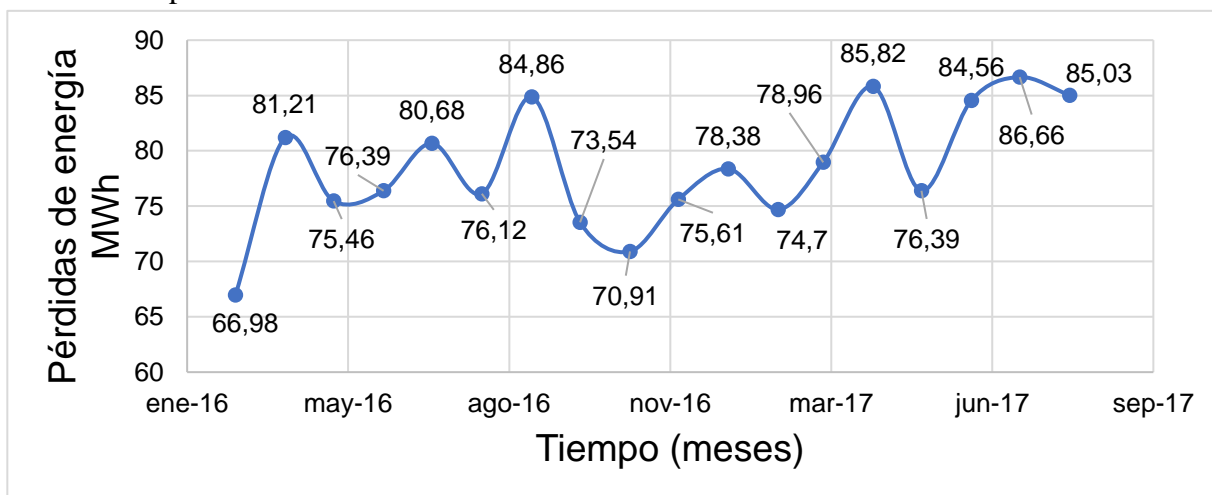


Figura 15. Pérdidas de energía eléctrica, marzo 2016-agosto 2017. Adaptado de: XM. Valores Notables a agosto de 2017.

Ahora bien, de la Figura 15 y adoptando de un 7,75% de pérdidas no técnicas ($\approx 49,2\%$ del total de pérdidas) se presenta la Figura 16 con valores únicamente de pérdidas “negras” (Banco

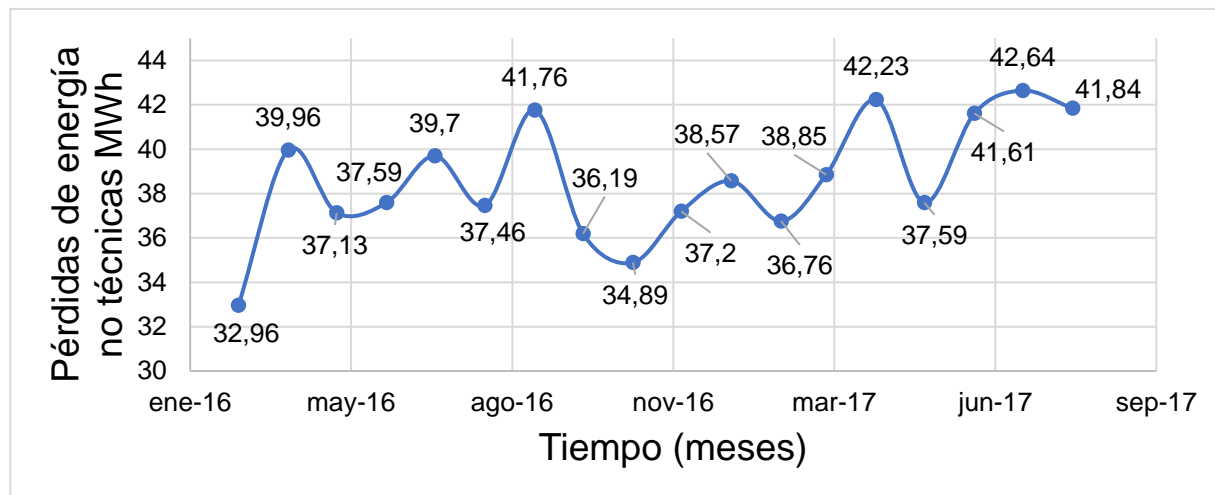


Figura 16. Pérdidas de energía eléctrica no técnicas.

Interamericano de Desarrollo - BID y Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, 2016c).

La UPME se han trazado la meta de reducir en un 50% las pérdidas de energía eléctrica al año 2030 gracias a la incorporación de los sistemas de medición AMI, especialmente, en redes eléctricas de BT, con lo cual, esperan obtener a ese mismo año unos beneficios previstos en energía eléctrica de 3,403 GWh/año lo que supondría un ahorro de 408 millones de dólares/año (Banco Interamericano de Desarrollo - BID y Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, 2016c).

La influencia de las pérdidas “negras” en la aceptación de los usuarios finales es directa; es decir, las pérdidas no técnicas se deben a conexiones ilegales que realizan las personas en las redes eléctricas. Por lo tanto, si un OR desea renovar la infraestructura de medición de determinado usuario, podrá enterarse de conexiones fraudulentas, con lo cual, podría optar por acciones legales en contra del cliente. Según SIC (Banco Interamericano de Desarrollo - BID y Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, 2016c), se prevé una instalación de más del 80% al año 2030 de sistemas de medición AMI en el sector eléctrico, dejando un margen (20%) a problemas

que se puedan presentar con población (principalmente) de estratos socioeconómicos bajos, tendencia encontrada en las pruebas piloto que han adelantado algunos OR en Colombia.

Cabe recordar que en la Tabla 3 “Meta trazada por la CREG y el MME para la implementación de AMI en Colombia al año 2030”, según la Resolución MME 40072 de 2018, se estipula el objetivo de lograr promover la instalación de AMI en un 95% en usuarios urbanos y de un 50% en usuarios rurales.

5. Propuesta de AMI en sistemas de distribución con GD

Este capítulo propone una arquitectura AMI considerando su integración a un sistema eléctrico de BT con inyección de energía eléctrica debida a sistemas FV.

Se considera el comportamiento de irradiación solar en el país con datos entregados por el IDEAM²⁹ porque así se puede cuantificar el potencial fotovoltaico en sitio y, dependiendo de la capacidad de generación y la capacidad finalmente instalada, se seleccionan las características técnicas que debe tener el medidor avanzado de energía; se determina una capacidad instalable menor a 0,01 MW (pequeño autogenerador); se relacionan temas normativos y resoluciones (p.ej. NTC 6079, NTC 5019, CREG 038, CREG 030) y se estructuraron partes fundamentales en un sistema de medición AMI para su efectiva integración. Ver Figura 15

²⁹ IDEAM: Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales.

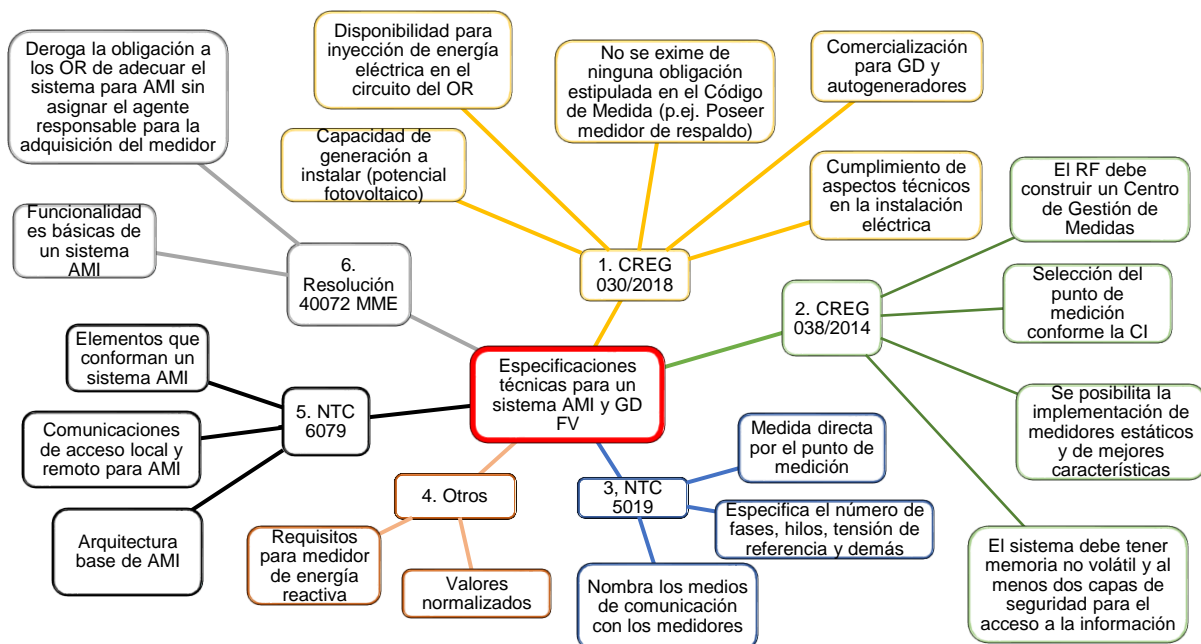


Figura 17. Procedimiento aplicado para la propuesta AMI.

La Figura 18 presenta el flujo (bidireccional y unidireccional) de energía y datos que garantizaría una correcta operación de generación distribuida con AMI.

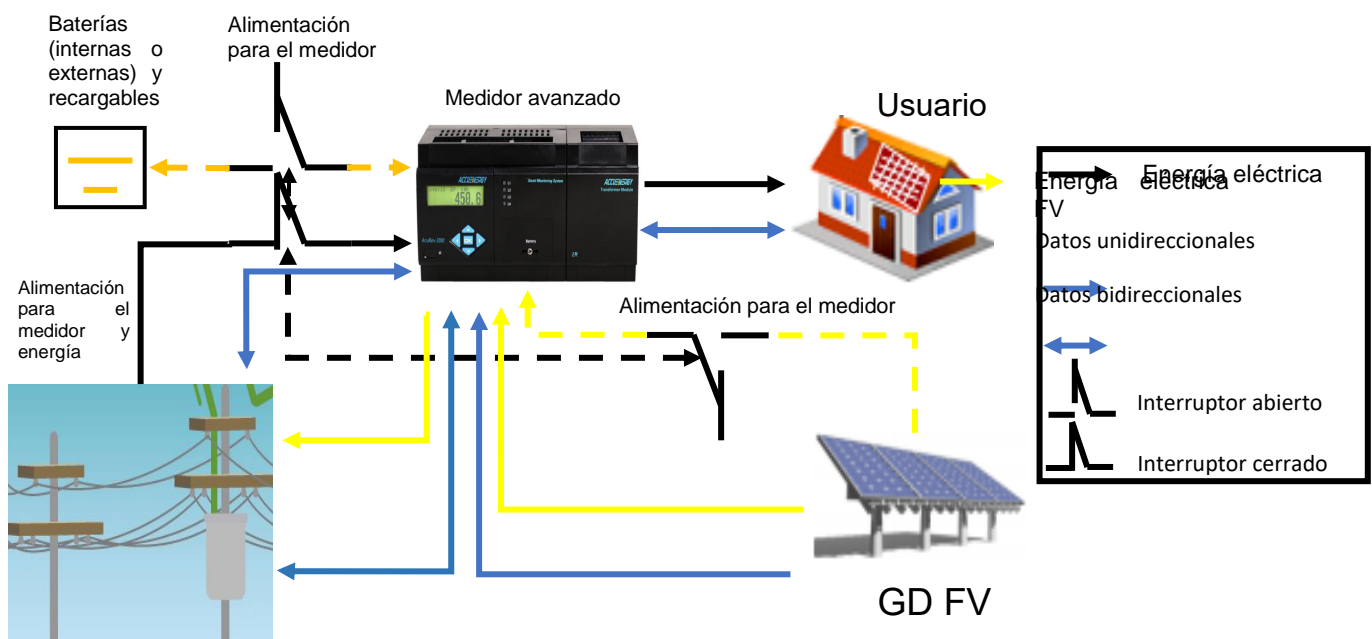


Figura 18. Flujo de datos y energía en un sistema AMI con GD FV.

5.1. Potencial fotovoltaico en Colombia

Para cuantificar el potencial fotovoltaico, se busca información sobre la irradiación solar en Colombia dado que los paneles FV generan energía eléctrica a partir de este fenómeno físico; para esto, se consulta el atlas interactivo³⁰ solar del IDEAM. Allí, se puede observar la irradiación promedio estimada para cada sitio del país donde se proyecte la instalación de un sistema FV. Por ejemplo, para la ciudad de Bucaramanga se estima un promedio de 4-4,5 kWh/m²/día al igual que en Bogotá; en Villavicencio el promedio es de 4,5-5 kWh/m²/día y, en conclusión, la máxima irradiancia promedio por día en el país es de 5,5-6 kWh/m² ubicada en algunos sectores del caribe colombiano. El Apéndice G se muestra el mapa de Colombia con los valores promedios de irradiación. (IDEAM, 2014)

Adicionalmente, según Arefifar, Paz, Member, & Ordonez (2017) y Hajjaj *et al.* (2016) la eficiencia de los paneles fotovoltaicos está asociada, entre otros, a la temperatura de los mismos; por lo tanto, para el dimensionamiento un sistema fotovoltaico se debe considerar la temperatura en sitio. El IDEAM también provee la información de la temperatura en Colombia en el atlas interactivo mencionado; así, se puede tener una rápida estimación de dimensionamiento de un sistema de generación FV introduciendo la variable de temperatura en los cálculos. Ver Apéndice H.

Según proyecciones por la UPME, en el año 2030 la generación de energía fotovoltaica será de 29,2 GW-h mes (Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, 2016).

5.2. Aspectos relevantes para la implementación de los sistemas de generación distribuida

Ahora bien, luego de establecer el sitio y el potencial fotovoltaico en la zona, se debe proceder

³⁰ Atlas interactivo en: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>

a revisar la documentación legal en Colombia sobre los sistemas de generación distribuida. Se debe tener presente que la Resolución UPME 281 de 2015 establece que el límite de capacidad instalada para un autogenerador a pequeña escala es menor o igual a 1 MW (Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, 2015), suficiente para una red eléctrica de BT según datos de EPM sobre la demanda de una residencia urbana (EPM, 2012).

Adicionalmente, según la Resolución CREG 097 de 2008, los sistemas de BT corresponden a un nivel de tensión menor a 1 kV, es decir nivel 1, y por lo tanto hace parte de un SDL³¹(Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, 2008).

A continuación, se realiza un listado de las consideraciones más importantes para tener en cuenta cuando se solicita un punto de conexión a un OR por parte de un potencial generador distribuido o autogenerador según la Resolución CREG 030/2018.

→ **Artículo 4:** Que la energía entregada anualmente a la red no supere el 4% de la demanda nacional del año anterior.

→ **Artículo 5:** Se debe cumplir con algunas de las dos siguientes consideraciones. 1. Que la potencia instalada sea menor o igual al 15% de la capacidad nominal de donde se solicite el punto de conexión. 2. Que la energía entregada al punto de conexión no supere el 50% de mínima demanda horaria registrada el año anterior entre las 6 a.m. y 6 p.m. para sistemas FV.

→ **Artículo 7:** Obliga a los usuarios que quieran conectarse como generadores distribuidos o autogeneradores a que adecuen sus instalaciones a fin de cumplir la resolución.

→ **Artículos 9 y 10:** Procedimiento a seguir con el OR para la posible conexión como generador distribuido o autogenerador con potencia instalada menor o igual a 0,1 MW.

→ **Artículo 13:** Los medidores de energía eléctrica para autogeneradores deben cumplir con

³¹ SDL: Sistema de Distribución Local.

el Código de Medida (Resolución CREG 038 de 2014); adicionalmente, se exige el uso de medidor de respaldo, la firma de verificación que se trata en el código de medida y el reporte de lecturas de frontera comercial al ASIC cuando el OR es igual al comercializador. Para los GD, el sistema de medición debe cumplir con la totalidad de los artículos estipulados en el Código de Medida CREG 038 de 2014.

→ **Artículos 15 al 18:** Se determina la forma de comercialización de la energía exportada por parte del generador distribuido o autogenerador que use FNCER.

5.3. Principales requisitos de medida aplicados al proyecto según el Código de Medida (Resolución CREG 038/2014)

Una vez establecido el potencial fotovoltaico, determinada la máxima capacidad instalada de 0,01 MW, el nivel de tensión 1 en un SDL y considerado la Resolución CREG 030/2018 para generadores distribuidos y autogeneradores, se procede a revisar los requisitos técnicos más relevantes establecidos en el Código de Medida para un generador distribuido a pequeña escala tal como se muestra en la Tabla 6.

Tabla 6.

Requisitos más relevantes para el proyecto según Resolución CREG 038/2014.

Artículo	Descripción
6	Punto de medición: Según la CI, será un punto de medición 5. (CI<10 kVA)
7	Componentes del sistema de medición. No todos los componentes del sistema de medición se consideran para los puntos de medición establecidos (p.ej. T.C. ³² y T.T. ³³ dependen del tipo de medición)
8	Requisitos generales de los sistemas de medición. Se resalta la integración de medidores bidireccionales, mecanismos de seguridad informática, registrar y permitir la transmisión de la información y la unidad a registrar dependiendo del tipo de energía (activa-kWh o reactiva-kVArh).

³² t.c.: Transformador de corriente.

³³ t.t.: Transformador de tensión.

Artículo	Descripción
9	Requisitos de exactitud e índice de clase del sistema de medición: Para el tipo de punto de medición 5: 1 o 2 activa, 2 o 3 reactiva, -- T.C. y - T.T. El error porcentual total máximo en módulo y fase considerando un f.p. ³⁴ =0,9 no debe superar el 0,1%. Se puede emplear sistemas de medición con mayor exactitud a los establecidos en cada punto de medición
11	Las calibraciones de los equipos de medida deben ser en laboratorios acreditados por la ONAC ³⁵ y debe realizarse antes de su puesta en servicio, así como también ante cualquier eventualidad presentada (p.ej. reparación, intervención).
12	Puntos de conexión donde es requisito la instalación de medidor de energía reactiva; en este caso, se considerará la instalación de un sistema de medición AMI con lectura de energía reactiva por ser: 1. Punto de generación. 2. Inyección de energía eléctrica a la red por paneles fotovoltaicos.
14	Se da viabilidad a la instalación de medidores con funcionalidad adicionales conforme cumplan lo establecido en la presente resolución; el costo de instalación, operación y mantenimiento debe ser asumido por cada agente.
16	El desfase máximo permitido para los puntos de medición 4 y 5 es de 60 segundos. Con un sistema de medición AMI, se garantiza que su ajuste se pueda realizar remotamente.
17	La protección de datos debe ser garantizada por los RF ³⁶ . El almacenamiento de la información se debe realizar en memoria no volátil, se debe tener mínimo dos (2) niveles de seguridad, registro de fecha y hora y movimiento de cada usuario en el portal, entre otros. Es importante para la configuración del sistema de medición AMI.
18	Controla, concentra y almacena la información proporcionada por los medidores en un Centro de Gestión de Medidas. El costo de esta construcción será acordado entre los RF.
28	El mantenimiento del sistema de medición en los puntos de medición 5 tienen periodicidad cada 10 años. Se deben instalar medidores provisionales de iguales características mientras se realiza el mantenimiento.

5.4. Selección del medidor según NTC 5019

La NTC 5019 provee los requerimientos para la selección del medidor de energía de acuerdo con su índice de clase el cual será: energía activa clase 1 y para energía reactiva clase 2; en la sección 4.3, Artículo 6 (Tabla 6), el punto de medición es 5 con capacidad instalada (CI) menor a

³⁴ f.p: Factor de potencia.

³⁵ ONAC: Organismo Nacional de Acreditación de Colombia

³⁶ RF: Representante de la Frontera

10 kVA. La Tabla 7 presenta las consideraciones para tener en cuenta.

Tabla 7.

Consideraciones especiales para la selección del medidor según NTC 5019.

Capítulo.	Descripción.
5.3	Selección del medidor con funciones adicionales ya que se consideran las comunicaciones como complemento al sistema de medición y las características del medidor multifunción (entre otras posibles funcionalidades).
6.1.1	Establece que sólo se utiliza el medidor de energía en la medición directa, es decir, no se instala T.C. ni T.T.
6.3	Según el párrafo 5 de la Tabla 2, NTC 5019. “Selección de los medidores de energía” se presentan requisitos máximos, es decir, se pueden seleccionar equipos de mejor calidad conforme el RF así lo decida. Por lo tanto, por la $CI \leq 10$ kVA será medidor monofásico bifilar, estático con índice de clase 1 para activa e índice de clase 2 para reactiva. En el Parágrafo 11 se aclara que se puede gestionar sistemas de medición centralizada. Así mismo, en la Tabla 3. “Medidores de energía y sus características eléctricas” se aclara que: Número de fases (No. F): 1 Número de hilos (No. H): 2 Tensión de referencia (V_r): 120 V Frecuencia (F): 60 Hz Corriente base (I_b): ≤ 10 A Corriente máxima ($I_{m\acute{a}x}$): ≥ 60 A Cargabilidad del medidor (CM) ≥ 600 A
6.5.2	Se establece que el interruptor principal puede ir dentro del medidor o afuera del mismo con operación remota y local.
10	Requisitos de parametrización que aplica para medidores multifunción. Se deben considerar todos los aspectos en este capítulo.
11.1	Para medidores tipo 1 y 2, el registrador debe permitir tomar lecturas de al menos cinco (5) dígitos enteros y dos (2) dígitos decimales, es decir, resolución 0,01.
11.2	El medidor debe contar con dispositivos de salida ópticos y eléctricos para la verificación y calibración; tanto para energía activa como para reactiva.
11.3	El medidor debe tener un visualizador o algún otro medio de verificación y lectura de datos.
11.4	Los medios de comunicación (al menos uno) para los medidores multifunción con funcionalidad adicional son los siguientes: Puerto óptico, Puerto RS 232, Puerto RS 485, Lazo de corriente, MODEM
12	El intercambio de datos por las redes de comunicación debe seguir los parámetros consignados en el capítulo 12 de la NTC 5019 (IEC 62056 o su actualización).

5.5. Lineamientos adicionales para las características del sistema de medición

A continuación, se realiza un listado de lineamientos adicionales para tener en cuenta en la

selección del sistema de medición AMI.

NTC 5226. Generalidades, valores normalizados y de referencia de los equipos de medición

- ∇ Medidores en conexión directa, las tensiones normalizadas (V) son: 120-127-220-254-440-480.
- ∇ Medidores en conexión directa, las corrientes normalizadas (A) son: 5-10-15-20-25-30-35-40-45-50. Corriente especial es de 80 (A).
- ∇ Preferiblemente, que la corriente máxima sea múltiplo entero de la corriente nominal.
- ∇ La frecuencia normalizada es de 60 Hz.
- ∇ La temperatura de referencia es de 23°C.
- ∇ Rangos de operación de tensión de los medidores de energía (ver Tabla 8).

Tabla 8.

Rangos de operación por tensión.

Rango de operación especificado	De 0,9 a 1,1 V_n ³⁷
Rango de operación extendido	De 0,8 a 1,1 V_n
Rango límite de operación	De 0 a 1,5 V_n

Nota: Adaptado de: NTC 5226.

NTC 4052. Requisitos particulares para los medidores de energía activa, estáticos y clases 1 y

2

- ∇ El error máximo permisible en la medición de la potencia debe ser inferior al 5%.
- ∇ El consumo de potencia en los circuitos de corriente del medidor tipo 1 es de 4 VA.

³⁷ V_n : Tensión nominal según NTC 5226.

∇ El medidor debe soportar una sobre-corriente de corta duración (medio ciclo) de 30 veces la corriente máxima (+0% a -10%), a frecuencia nominal.

NTC 4649. Límites de consumo de potencia de para medidores estáticos multifunción y clases 1 y 2

∇ Para un medidor multifunción, monofásico, el consumo de potencia en circuitos de tensión por fase no debe ser mayor a 5 W y 25 VA. Cuando se instalan medidores con funciones de comunicaciones y funciones especiales, el consumo de potencia no es específica en la norma y se puede acordar entre el usuario y el fabricante.

4.5.4 NTC 4569. Requisitos para el medidor de energía reactiva

- ∇ El error máximo permisible en la medición de la potencia debe ser inferior al 5%.
- ∇ Consumo de potencia en circuitos de tensión refiérase a la NTC 4649 (4.5.3).
- ∇ El consumo de potencia en los circuitos de corriente del medidor tipo 2 es de 5 VA.

5.6. Requisitos sobre los sistemas de medición AMI, NTC 6079

Una vez recopilada la información pertinente para los medidores en Colombia, se procede a considerar la NTC 6079 que define los parámetros mínimos a cumplir por parte del sistema AMI que se integre en el sector eléctrico. (Por condicionalidad de espacio, se recomienda revisar toda la norma ya que no se nombraron todos sus componentes a profundidad).

Una vez presentado el sistema AMI de NTC 6079 (Numeral 2.2 de este documento), se establecen las recomendaciones presentadas en la Tabla 9.

Tabla 9.
Recomendaciones sobre la NTC 6079.

Capítulo	Recomendaciones
5.2.1	Se establecen los elementos que conforman al sistema de medición AMI; sin embargo, según la literatura citada, se pueden introducir más herramientas de gran utilidad en la gestión de la demanda, en la generación distribuida, en la monitorización de la carga, en el software de tarificación horaria, entre otros.
5.2.2	El concentrador de datos se presenta como una herramienta opcional; su adecuación al presente proyecto sería la de suministrar información a usuarios externos, previamente aceptados por un administrador de la red. Sin embargo, no se recomienda su implementación ya que no se transmitirán datos a grandes distancias y podría causar cierta incertidumbre en la veracidad de estos.
5.2.3	El sistema de Gestión y Operación (G&O) es vital para el correcto funcionamiento del sistema de medición AMI. Se recomienda una interfaz directa con la unidad de medida debido a que no se considera una microrred dentro del proyecto, sino un generador distribuido.
5.2.4	Las comunicaciones terminan de completar al sistema de medición AMI, por lo tanto, se recomienda el uso de fibra óptica, radio frecuencia y puerto óptico para la transmisión de los datos debido a la cantidad de información que pueden transportar, la velocidad de envío de datos y las bajas incertidumbres que se obtienen, además de pensar en las redes inteligentes proyectadas al 2030 por la UPME. La radio frecuencia se recomienda para la transmisión a grandes distancias mientras las otras dos se recomienda para la red local.
6.2.4	Se establecen los requisitos mínimos para la comunicación de los sistemas de medición AMI que se muestran en la Tabla 12.

Capítulo**Recomendaciones**

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

Tabla 10. Requisitos mínimos de comunicación.

Adaptado de: NTC 6079.

- 6.5** La transversalidad de la seguridad en toda la infraestructura de medición AMI debe ser modificada, ya que tener sólo un protocolo de seguridad para acceder a toda la red del sistema AMI, supone un grave problema por la cantidad de información a la que se tendría acceso. Cada elemento del sistema de medición AMI debe tener, al menos, protocolos de seguridad (5) para garantizar una alta seguridad en toda la infraestructura.

5.7. Esquema general de una red eléctrica de BT con generación distribuida y sistema de medición AMI

Se presenta el esquema general del sistema de medición AMI (Figura 19) en una red eléctrica de BT con un sistema fotovoltaico de inyección de potencia a la red. Los requisitos que deben cumplir los sistemas AMI ya fueron definidos, así como también los requisitos para los generadores distribuidos y las oportunidades y condiciones regulatorias que existen en Colombia para la instalación de un sistema FV.

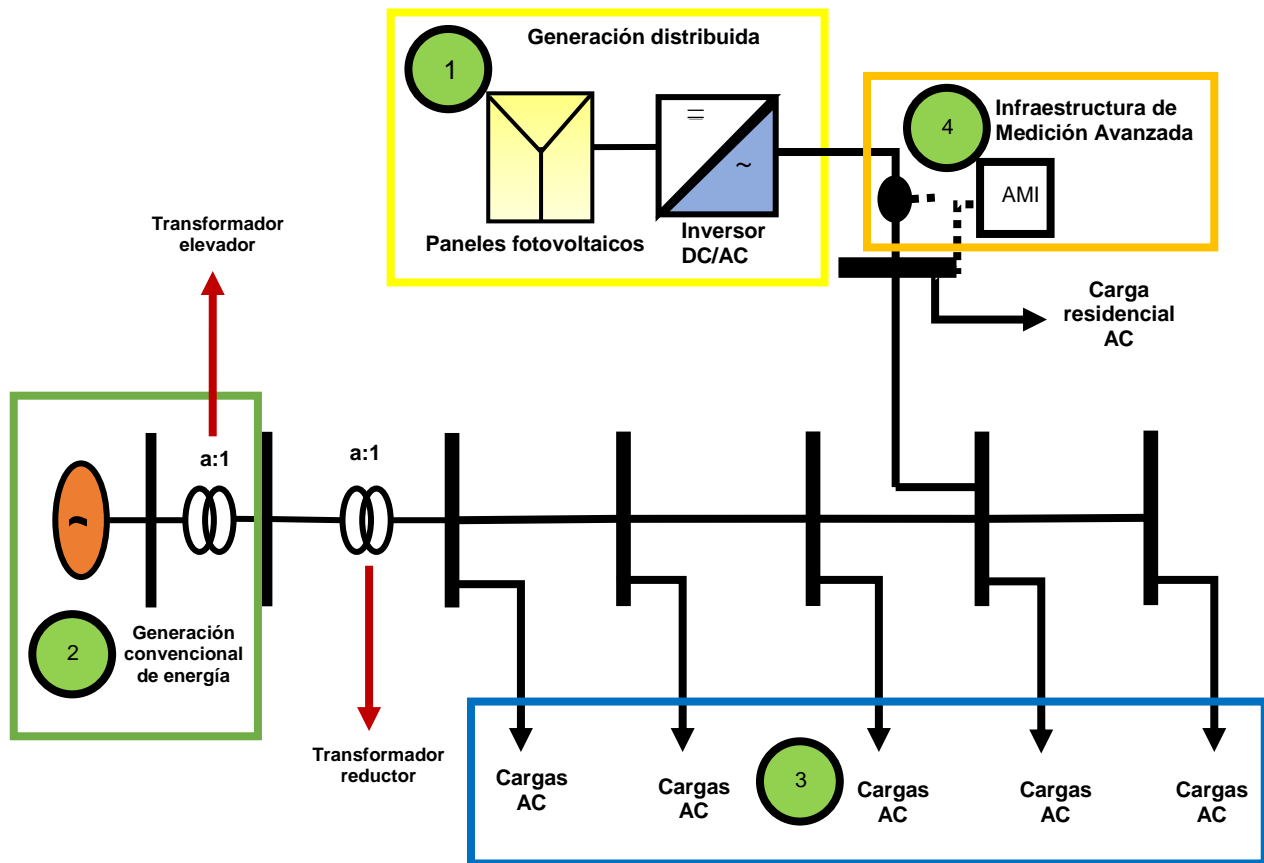


Figura 19. Esquema general de una red de BT con GD y sistema de medición AMI.

A continuación, se describe cada una de las cuatro (4) partes identificadas en la Figura 19.

5.7.1. Generación distribuida (1) Se procede a explicar y sintetizar las partes identificadas de la generación distribuida en el marco de este trabajo de grado.

Paneles fotovoltaicos Dentro del alcance del proyecto se encuentra un sistema fotovoltaico como única FNCER de inyección de energía eléctrica a la red. Ahora bien, se tiene presente que la CI previamente seleccionada fue de máximo 10 kW para un punto de medición tipo 5. Es decir, para potenciales proyectos se debe calcular la cantidad necesaria de paneles fotovoltaicos para

atender la demanda y que ese valor se encuentre por debajo a 10 kW; es recomendable usar los datos de irradiancia solar proporcionados por el IDEAM (Anexo G) o realizar las mediciones en sitio con un piranómetro.

Micro-Inversor Dado que los paneles fotovoltaicos generan energía eléctrica en corriente continua (CC), es necesario convertir esta energía un sistema de corriente alterna (CA) para atender las cargas que comúnmente se usan en un complejo (p.ej. edificio, casa, industria). El inversor es un equipo eléctrico capaz de transformar la energía eléctrica de CC en CA. El inversor *string* normalmente se utiliza en un solo punto de conversión DC-CA, esto supone un ahorro económico. Para obtener el máximo punto de generación fotovoltaica, se puede usar un micro-inversor por cada panel.

5.7.2. Red eléctrica del OR (2) Aunque en el SIN puede estar conectada cualquier fuente de energía eléctrica, normalmente en Colombia la generación de energía se da principalmente por hidroeléctricas y termoeléctricas las cuales no son FNCER. Esta red está siempre disponible para los usuarios, siempre y cuando estén dentro del área de los OR. El nivel de tensión normalizado para BT es de 120 V. Su conexión se realiza con previa solicitud al comercializador (usualmente el mismo OR) y cumpliendo criterios de diseño de instalaciones según el RETIE³⁸, ya sean comerciales, industriales, residenciales, entre otros.

5.7.3. Cargas AC (3) El tipo de carga está sujeto a previo estudio del complejo a dimensionar y varía según su aplicación. Las cargas comúnmente dimensionadas en una red de BT son:

- ∇ Iluminación (CFL, LED).
- ∇ Televisor (LED, LCD).
- ∇ Elementos de cocina (horno, estufa, nevera, lavadora, entre otros).

³⁸ RETIE: Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas.

- ∇ Aire acondicionado.
- ∇ Pequeños motores eléctricos.
- ∇ Decodificadores y módem.

5.7.4. Infraestructura de Medición Avanzada, AMI (4) Se consideran las funcionalidades básicas de AMI, según la Resolución 40072 de 2018, las cuales se resumen en la Tabla 11.

Tabla 11.

Funcionalidades básicas de AMI según Resolución 40072 de 2018.

Funcionalidad básica	Descripción
Almacenamiento	Permitir el almacenamiento de datos en el medidor avanzado.
Comunicación bidireccional	Permitir la comunicación en dos direcciones con el usuario y los elementos de la AMI.
Ciberseguridad	Brindar soporte de comunicaciones de datos seguras.
Sincronización	Permitir la sincronización automática y remota de tiempos entre el medidor avanzado y la AMI.
Actualización y configuración	Posibilitar la actualización y configuración local y remota del medidor avanzado referente al software, intervalos de lectura, tarifas, entre otros.
Acceso al usuario	Proporcionar información al usuario a través de un medio de visualización normalizado que puede ser, entre otros, plataformas web, computadores, aplicaciones para telefonía móvil o monitores exclusivos.
Lectura	Permitir la lectura local y remota de las variables y eventos generados por el medidor avanzado.
Medición horaria	Soportar la implementación de esquema de opciones de tarifas horarias y/o canastas de tarifas.
Conexión, desconexión y limitación	Permitir de forma remota y local la conexión, desconexión y la limitación del suministro de energía.
Antifraudes	Facilitar la prevención y la detección de fraudes.
Registro de medición bidireccional	Permitir la medición y registro de las transferencias de energía en dos direcciones, desde y hacia la red eléctrica o de entrada y salida del medidor avanzado.
Calidad del servicio	Proporcionar medidas sobre la duración de las indisponibilidades en el servicio de energía eléctrica.
Prepago	Soportar la implementación de modo prepago, permitiendo al usuario pagar el servicio de energía por adelantado.

La Figura 20 se muestran las partes que conforman a un sistema AMI y complementan el

sistema de medición. A continuación, se describe cada una de ellas.

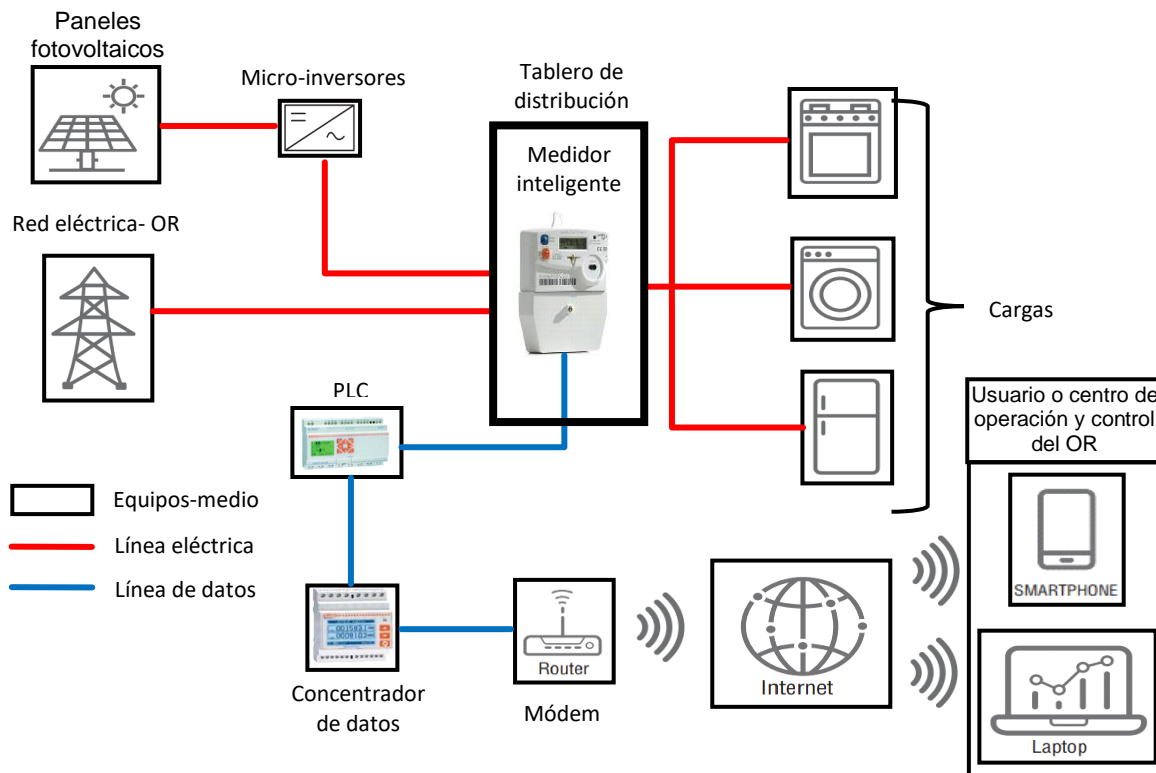


Figura 20. Esquema de un sistema de medición AMI.

Medidor inteligente Es un medidor que adopta los parámetros mencionados en la Sección 4, con funcionalidades como: alarma, reporte de eventos, conexión y/o desconexión de cargas, medición bidireccional de energía eléctrica, factor de potencia, reloj, operación remota y en sitio, entre otros (Bahmanyar et al., 2016; Barai et al., 2015; Do Amarai et al., 2014; Gandhi & Bansal, 2013; Jokar et al., 2016; Ministerio de Minas y Energía, 2018).

La UPME y UNAL (Unidad de Planeación Minero Energética - UPME y Universidad Nacional de Colombia - UNAL, 2016) describen las funcionalidades mínimas (Tabla 14) que debe tener todo medidor avanzado de energía eléctrica en Colombia con base en encuestas realizadas a algunos OR asignando un respectivo porcentaje de impacto positivo que tendría las funcionalidades en los agentes del sector eléctrico, seleccionando las funcionalidades con un

porcentaje mayor al 65%.

Tabla 12.
Funcionalidades básicas de medidores inteligentes.

Funcionalidad	Porcentaje de aceptación (%)
Lectura remota del medidor.	92
Comunicación bidireccional por diferentes medios.	85
Soporta la importación y exportación de energía.	83
Permite la sincronización de tiempos del medidor con el sistema de medida.	76
Almacenamiento de datos en el medidor.	75
Prevención y detección de fraudes.	73
Acceso del usuario a la información del medidor.	73
Soporta comunicaciones de datos seguras.	70
Lectura y parametrización local del equipo.	70
Conexión y desconexión del suministro de energía y/o limitación de potencia de forma remota.	69

De la Tabla 12 se resaltan las funcionalidades como importación y exportación de energía y acceso del usuario a la información del medidor que, según los OR consultados, la primera traería especial beneficio a los usuarios finales por la masificación en la implementación de energías renovables (principalmente fotovoltaica) en sus instalaciones de uso final de la energía eléctrica (p.ej. hogar, comercio, industria) y la segunda logra una consulta de la información en el momento que el usuario lo requiera.

Sistema de comunicación PLC Sistema de comunicaciones en un área de red local, por medio de líneas de datos o líneas eléctricas. Su frecuencia en el transporte de información oscila entre 1,6

MHz a 30 MHz comúnmente. La transmisión de la información desde el medidor hasta el concentrador de datos se realiza a través de los cables de potencia con los que son alimentados el *Smart Meter*, eliminando la instalación adicional de cable exclusivamente para la comunicación; comúnmente los datos se envían por el cable del neutro del sistema de energía (Unidad de Planeación Minero Energética - UPME y The Carbon Trust, 2017).

Según la UPME y *The Carbon Trust* (2017), las ventajas y desventajas de la implementación del PLC como medio de comunicación de los *Smart Meters* con los centros de operación y gestión son los siguientes:

Tabla 13.
Ventajas y desventajas del PLC.

Ventajas	Desventajas
Se puede usar infraestructura de postes, cables y subestaciones existentes disminuyendo el costo de la implementación y garantizando una alta efectividad en la correcta ejecución de las funcionalidades de AMI.	Tiene una alta latencia, por lo que la función de transmitir los datos en tiempo real queda relegada a la función de “último suspiro” que puede incorporar el PLC.
Existe gran cantidad de información sobre la instalación y operación en países principalmente europeos consolidándose como un mercado maduro de proveedores, componentes (equipos, tecnología) y servicios.	Puede verse restringida su aplicación para dispositivos de distribución automatizados y control de la generación distribuida.
Es el más eficiente y confiable en complicados terrenos, con mucha restricción por la característica del sitio mejorando la relación costo-beneficio en zonas rurales.	Entre menor cantidad de usuarios sean atendidos por transformador de distribución, mayor es el costo de implementación del PLC alcanzando costos prohibitivos.
Se pueden obtener todas las funcionalidades de AMI con esta tecnología implementando la opción de “último suspiro” para eliminar la restricción de la comunicación en tiempo real.	Los PLC comúnmente sufren problemas de interferencia por la cantidad de distorsión armónica y ruidos en la red de distribución eléctrica.
Se obtiene la posibilidad de establecer un ancho de	

Ventajas	Desventajas
banda acorde a la densidad y necesidades de los usuarios por atender.	

Además, estiman que el PLC es la tecnología de la información más económica comparativamente con otras tecnologías (p.ej. radio frecuencia- RF, redes celulares) dado que está consolidado el mercado a nivel global y que se cuenta con una amplia cadena de proveedores (Unidad de Planeación Minero Energética - UPME y The Carbon Trust, 2017). Con base en experiencias internacionales, el costo de implementación del sistema PLC para comunicaciones de AMI para zonas urbanas por medidor es de USD \$19 y para el sector rural es de USD \$ 93 mientras que para radio frecuencia es de USD \$6309 sólo para el sector urbano (Unidad de Planeación Minero Energética - UPME y The Carbon Trust, 2017).

La Figura 21 muestra la tendencia en el costo indicativo de los sistemas de comunicación por tecnología.

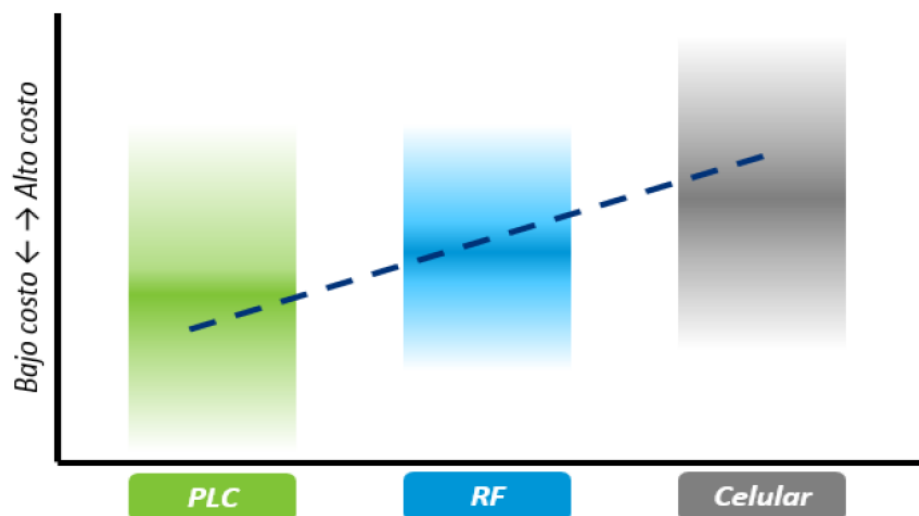


Figura 21. Costo adquisitivo y de instalación por tecnología de comunicación.

Adaptado de Unidad de Planeación Minero-Energética [UPME], *The Carbon Trust*. (2017). Informe final para el proyecto de implementación de Infraestructura de Medición Avanzada, AMI para Colombia.

Concentrador de datos El concentrador de datos se encuentra entre el usuario u operador de red y el medidor inteligente. Hace recepción de información en ambas direcciones y las transmite conforme se haya dado la orden. Permite tener un control autónomo de la red con previa información asignada y permite obtener la información del medidor inteligente en sitio omitiendo la presencia del operador en la zona del medidor (Bahmanyar et al., 2016; Do Amarai et al., 2014).

Módem (Router) Recibe las señales por medio de cables de datos o cables Ethernet y las transmite inalámbricamente ya sea hasta el centro de operación y control o hasta alguna autoridad que haya solicitado información (Bahmanyar et al., 2016; Do Amarai et al., 2014).

La Figura 22 muestra la propuesta final de AMI y presenta los flujos de información que permitiría una correcta gestión y operación de las comunicaciones bidireccionales.

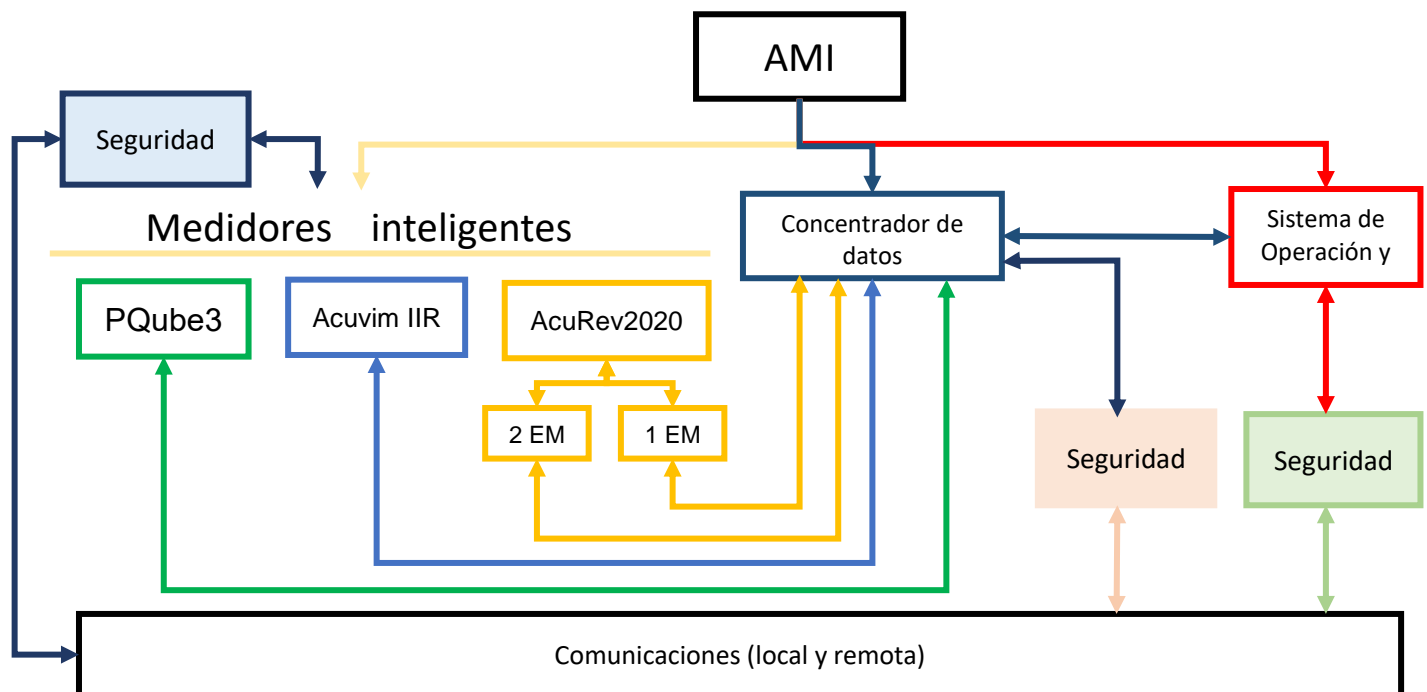


Figura 22. Arquitectura AMI propuesta.

6. AMI en el Edificio de Ingeniería Eléctrica

El grupo de investigación GISEL de la E³T, desarrolla actualmente el proyecto titulado “Viabilidad técnica de la implementación de sistemas fotovoltaicos (fv) integrados con vegetación como estrategia de generación distribuida y horticultura en entornos urbanos de clima cálido tropical”. En el marco de este proyecto y otro anterior desarrollado con el BID³⁹, se ha logrado adquirir e instalar 37 paneles fotovoltaicos (instalados en la Terraza Superior del Edificio de Ingeniería eléctrica) y 8 medidores inteligentes con el propósito (entre otros) de cuantificar el impacto en la red de distribución del edificio por la inyección de energía fotovoltaica.

³⁹ BID: Banco Interamericano de Desarrollo.

Tres (3) de las siete (7) áreas⁴⁰ que GISEL propone investigar son posiblemente fortalecidas con la implementación de un sistema AMI en el Edificio: URE⁴¹ y Energías Alternativas, Operación, Control y Expansión de Sistemas de Energía Eléctrica y Calidad de la Energía Eléctrica; por lo tanto, la investigación y aplicación en sistemas AMI es un tema fundamental que permite estar a la vanguardia en tecnologías emergentes en el sector eléctrico, administrar efectivamente los recursos energéticos y fomentar la eficiencia en el uso final de la energía eléctrica.

A continuación, se describe a grandes rasgos los equipos adquiridos e instalados, sus potencialidades, el sistema de autogeneración actual en el Edificio de Ingeniería Eléctrica, y finalmente se recomiendan características faltantes para completar AMI. El Apéndice B.1 presenta una descripción gráfica de la situación actual de los componentes mencionados en este capítulo.

6.1. Descripción del sistema FV actual

Esta parte detalla el sistema FV actual instalado en el edificio E³T que va desde los paneles fotovoltaicos, el micro-inversor, el cable *Engage* y los tableros de distribución. Cabe aclarar que el sistema FV instalado es de autogeneración más no de GD, sin posibilidad (por la capacidad instalada) de entregar excedentes de energía a la red. Ver Apéndice B.1 (esquema).

⁴⁰ 1. Formación, Normalización y Reglamentación de Sistemas de Energía Eléctrica. 2. Instalaciones Eléctricas, Domóticas y de Seguridad. 3. Uso Racional de la Energía (URE) y Energías Alternativas. 4. Operación, Control y Expansión de Sistemas de Energía Eléctrica. 5. Calidad de la Energía Eléctrica. 6. Técnicas de Alta Tensión. 7. Servicios Complementarios y Mercado de Energía Eléctrica. Fuente: <http://www.uis.edu.co/webUIS/es/academia/facultades/fisicoMecanicas/escuelas/e3t/investigacionExtension/GISEL/index.html>

⁴¹ URE: Uso Racional de la Energía.

6.1.1. Paneles fotovoltaicos. Actualmente, la edificación cuenta con un sistema FV de 37 paneles con capacidad instalada de 9,63 kW. Se tienen las siguientes marcas con su respectiva cantidad y potencia nominal. Ver tabla 14.

Tabla 14.

Cantidad y potencia nominal de paneles FV instalados en el Edificio de Ingeniería Eléctrica.

Cantidad	Marca	Potencia nominal
21	Canadian Solar	255
13	Trina Solar	270
3	Up Solar	255

En la terraza superior de la edificación hay 36 paneles FV instalados y distribuidos en dos sistemas uniformes de 18 paneles cada uno; el primer sistema, ubicado hacia el oeste del edificio, tiene seis (6) acometidas trifásicas que llegan a un tablero de distribución de terraza (TDT); el segundo sistema, ubicado hacia el centro del edificio tiene cuatro (4) acometidas trifásicas y dos (2) acometidas bifásicas⁴² que llegan a un TDT ajeno al primero mencionado; la llegada de los cables de potencia a los TDT se logra a través de varias corazas de media y tres cuartos de pulgada (1/2" y 3/4") para aislar los cables de potencia principalmente de la lluvia, por ser a la intemperie.

Además, hay un (1) panel solar (Up Solar) instalado en el piso cinco (5) del edificio destinado principalmente al tema de investigación de seguimiento solar de dos grados (2°) de libertad.

6.1.2. Micro-inversores. Hay instalados treinta y siete (37) micro-inversores M250 de la marca *Enphase Energy* justo debajo de cada panel fotovoltaico con el propósito (entre otros) de observar el impacto de la inyección fotovoltaica al sistema eléctrico por cada panel. El micro-inversor recibe los cables de potencia en DC de los paneles fotovoltaicos y entrega energía en AC por medio de un conector macho de 4 terminales (Línea-Línea-Neutro-Tierra) que se une al conector *Engage*.

⁴² El propósito principal de dejar dos acometidas bifásicas es el de comparar los datos de generación con medición en sitio con los datos entregados por los micro-inversores a la plataforma Enlighten de Enphase.

Los micro-inversores *Enphase* tienen la opción de utilizar la plataforma *Enlighten* para enviar información sobre la potencia entregada por cada panel fotovoltaico, con actualización cada 15 minutos, y así permite monitorizar remotamente el estado de funcionamiento del sistema. Esta comunicación con la plataforma *Enlighten* se logra a través de un *Envoy* también de *Enphase* y un *router*.

6.1.3. Conectores *Engage*. Este conector recibe el conector macho de 4 terminales (Línea-Línea-Neutro-Tierra) del micro-inversor y ofrece una salida en cable AWG número doce (12) que permite hacer los empalmes con los cables de potencia que van hasta el tablero de distribución de cada sistema. También hay treinta y siete (37) conectores *Engage* instalados.

6.1.4. *Envoy*. Este dispositivo recibe toda la información enviada por los micro-inversores a través del neutro del sistema FV y redirecciona la información hacia un enrutador para que se envíen los datos a la plataforma *Enlighten* de *Enphase*. La Figura 23 permite observar (a grandes

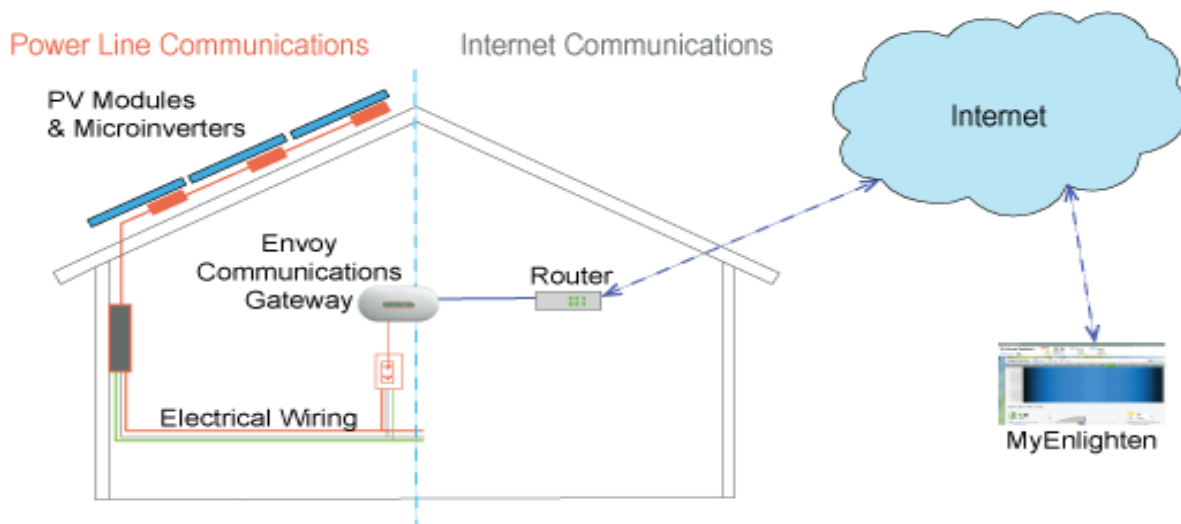


Figura 23. Ejemplo de instalación del Envoy Enphase. rasgos) el método de comunicación del sistema FV.

Adaptado de <https://enphase.com/es-lac/soporte/que-es-el-envoy>

6.1.5. Tableros de distribución de terraza (TDT). En la terraza del edificio hay dos tableros de distribución instalados, cada uno recibe las acometidas de la configuración de 18 paneles

fotovoltaicos; dentro de cada TDT los cables de potencia pasan por unas borneras portafusibles de 2 A como primera protección, seguidamente van a unos interruptores termomagnéticos bipolares de 20 A (también se protege el neutro); y por último, se conducen los cables por una canaleta hasta llegar al barraje principal trifásico del TDT; de allí, salen tres cables de potencia (fases R, S y T) y van a un primer totalizador de 60 A ubicado dentro de cada TDT.

Cada acometida principal de los TDT de los sistemas FV se empalman en una caja de paso ubicada en la terraza superior del edificio y de allí las tres fases resultantes (R, S y T) llegan a un segundo totalizador de 60 A ubicado en una caja de paso en el piso 4 del edificio. Por último, los cables resultantes del empalme se conectan a un tercer totalizador ubicado dentro del tablero de distribución del piso 4 (TDP4), logrando así una conexión en paralelo con el barraje general; el barraje general está conectado al barraje principal ubicado en el sótano del edificio.

Dentro de cada TDT hay un *Smart Meter* (medidor inteligente) de la marca *Accuenergy* serie *AcuRev2020*, con el propósito de medir y almacenar los datos de generación de cada sistema fotovoltaico de 18 paneles tal como lo muestra la Figura 24.

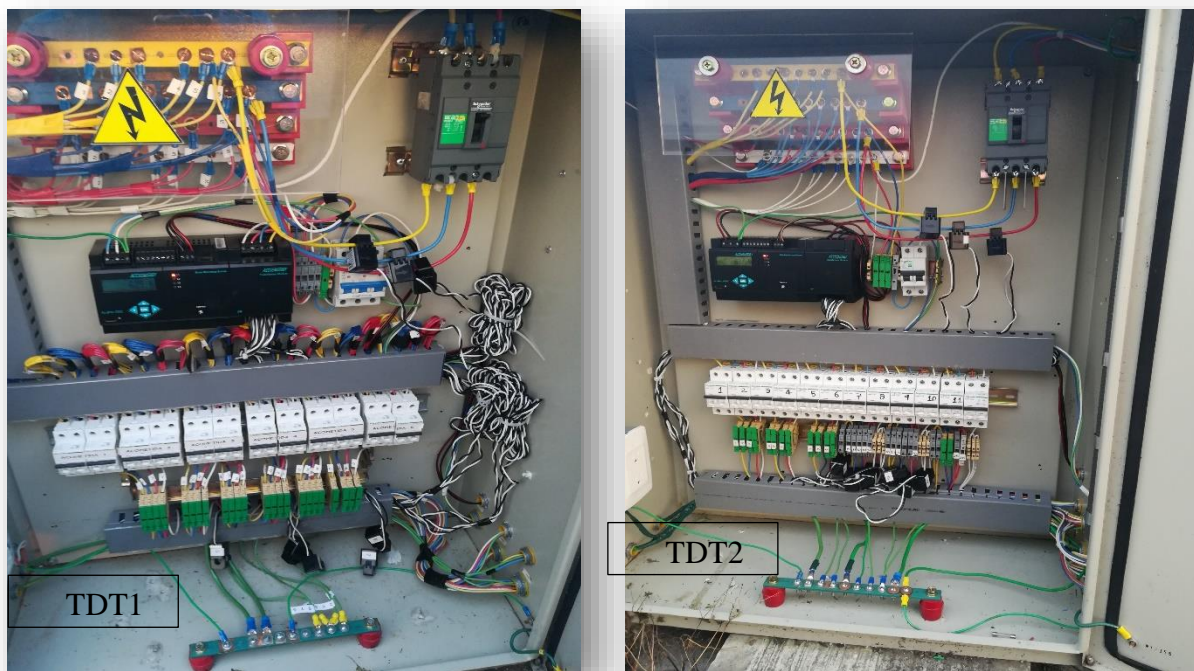


Figura 24. TDT del Edificio de Ingeniería Eléctrica.

6.2. Medidores avanzados de energía en el Edificio de Ingeniería Eléctrica

Se describen a continuación los medidores avanzados de energía que tiene el grupo de investigación GISEL, el sitio de instalación y la principal función que cumplen allí.

Cabe resaltar que estos equipos de medida son herramientas fundamentales para cuantificar, principalmente, el estado actual del sistema de eléctrico del edificio y las repercusiones que trae consigo la inyección de energía fotovoltaica al sistema.

Toda la medición empleada con los equipos *Smart Meters* es semidirecta, es decir, entradas de tensión directa (sin T.T) y entradas de corriente indirecta (con T.C) a los equipos de medida.

6.2.1. AcuRev2020. Es un medidor avanzado de energía (multifunción) que realiza medición en tiempo real y permite la supervisión de la calidad de la energía eléctrica; así mismo, posibilita la medición de hasta 18 canales monofásicos o 6 canales trifásicos, con lo cual, se obtiene

versatilidad para el tipo de usuario final a atender (residencial, comercial o industrial). Tiene opciones de comunicación con el propósito de estimular e impulsar la implementación de *Smart Grids* (redes inteligentes). Además, según la IEC 62053-21 son medidores estáticos de energía activa clase 1. Las funcionalidades se presentan en el Apéndice B.2. Ver figura 25.

Hasta el momento, se ha identificado que este equipo no tiene posibilidad de implementar la función prepago, por lo que no estaría cumpliendo con una función básica de AMI descrita en la Tabla 11 de este documento siguiendo la Resolución MME 40072/2018.



Figura 25. AcuRev2020.

Adaptado de <https://www.accuenergy.com/files/acurev/AcuRev-2000-Multi-Phase-Tenants-Meter-Brochure.pdf>

Cabe resaltar que este medidor tiene memoria no volátil, es decir, no se borran los datos almacenados en el medidor en caso de huecos de tensión, sobretensiones o ausencia total de energía eléctrica en la alimentación del medidor.

Seguidamente, se detalla la ubicación de los AcuRev2020 en el Edificio y la principal función que están cumpliendo.

6.2.1.1. AcuRev2020 en la terraza superior. Hay dos (2) equipos de medida AcuRev2020 ubicados en la terraza superior del Edificio, cada uno tiene un módulo de 9 entradas (9 monofásicas o 3 trifásicas) para medición de canales de corriente específicamente para t.c. La tarea principal que cumplen allí es la de almacenar datos sobre la energía y potencia activa, reactiva y aparente

que entregan los paneles FV, así como tensiones (de fase y trifásicas), corrientes por fase, frecuencia, factor de potencia total y por fase, distorsión de tensión y de corriente por fase. Actualmente, en la unidad de generación FV 1 sólo se está midiendo la acometida principal mientras que en la unidad de generación FV 2 se está midiendo la acometida principal más dos (2) acometidas bifásicas, incluido el neutro en la medición.

Los dos (2) medidores AcuRev2020 de la terraza no tienen comunicación ethernet, sólo tienen comunicación RS485. La Figura 22 muestra los dos medidores AcuRev2020 instalados en los TDT.

6.2.1.2. AcuRev2020 en los tableros generales de distribución. En la zona de tableros generales de distribución del Edificio, hay instalados otros dos (2) AcuRev2020, cada uno con 2 módulos de 9 canales de corriente, es decir, cada AcuRev2020 puede medir 18 acometidas monofásicas o 6 acometidas trifásicas. Cada medidor se encarga de medir y almacenar datos de un barraje general del edificio. Hay un barraje que se encarga de alimentar los tableros de distribución del Piso 1 hasta el Piso 4 y el otro barraje se encarga de alimentar la parte de automatización y el Piso 5 del edificio.

Estos medidores están siendo usados para registrar la mayor cantidad de parámetros eléctricos posibles (totales y por canal) con el fin de establecer y caracterizar el funcionamiento energético del edificio. Actualmente, almacenan datos (cada uno) de 6 acometidas trifásicas de cada barraje general.

La diferencia (en comunicación) de los medidores AcuRev2020 ubicados en la zona de tableros de distribución general con los AcuRev2020 ubicados en los tableros de distribución de la terraza superior es que, además del puerto RS485, si tienen puerto ethernet. Ver Figura 26.



Figura 26. Medidores AcuRev2020 de los TD generales del edificio E³T.

6.2.2 Acuvim IIR. El *Smart Meter* (medidor inteligente) Acuvim IIR es también producido y comercializado por *Accuenergy* (la misma marca que los AcuRev2020) y se consideran medidores multifunción de potencia y energía de alta gama dado que, según la IEC 62053-22, su clase es 0.2S para potencia activa y para potencia reactiva, según la IEC 62053-23, es clase 2. Sus características permiten monitorear sistemas de distribución y se integran perfectamente en una red inteligente o plantas con sistemas de automatización. Ver Figura 27.

Cabe resaltar que este medidor tiene memoria no volátil, es decir, no se borran los datos almacenados en el medidor en caso de huecos de tensión, sobretensiones o ausencia total de energía eléctrica en la alimentación del medidor.

El sistema de comunicación se hace a través de un puerto de datos RS485 utilizando protocolo Modbus RTU y permite tener conexión a puerto Ethernet. Entre sus principales características están:

<ul style="list-style-type: none"> + Memoria interna de 16MB. +Análisis de calidad de servicio de potencia (PQ). +Alarmas de bajo/sobre límites. +Múltiples puertos de comunicación. +Servidor WEB y envío de E-Mail. +Monitor de estados. +Captura de forma de onda. 	<ul style="list-style-type: none"> +Medición individual de armónicos, desde el 2nd hasta el 63st. +Sello anti-fraude. +Frecuencias de medición de 50-60 Hz, 400 Hz y 800 Hz. +Almacenamiento de datos. +Permite establecer hasta 4 tarifas. +Monitorización en tiempo real.
--	---

Figura 27. Principales características del Acuvim IIR

Hasta el momento, se ha identificado que este equipo no tiene posibilidad de implementar la función prepago, por lo que no estaría cumpliendo con una función básica de AMI descrita en la Tabla 13 de este documento siguiendo la Resolución MME 40072/2018.

Acuvim IIR en el Piso 4 Actualmente hay un Acuvim IIR instalado provisionalmente en el TDP4 y su principal función es el de almacenar y monitorizar datos respecto a la inyección de potencia del sistema FV. Este medidor, a diferencia de los AcuRev2020 de la terraza, mide la acometida principal del sistema FV (los 36 paneles de la terraza más el panel seguidor solar) por lo que entrega un dato de la potencia que se inyecta a la red de distribución del Edificio de Ingeniería eléctrica.

Los datos que más se pueden destacar de la medición que este equipo está haciendo, es el registro de los 63rd armónicos de corriente por fase, utilizando al máximo esta potencialidad que ofrece el *Smart Meter* Acuvim IIR. Ver Figuras 28 y 29.



Figura 28. Acuvim IIR.



Figura 29. Acuvim IIR ubicado en el CTP4.

Adaptado de <https://www.accuenergy.com/files/acuvim-ii/Acuvim-II-1040S1101-Spanish.pdf>

La Figura 29 muestra el display del Acuvim IIR con los datos de corriente de línea que está entregando el sistema FV el día 19 de febrero de 2018 a las 9:42 a.m.

6.2.3 PQube3. Es el medidor con mayores funcionalidades actualmente instalado en el Edificio. Según la IEC 61000-4-30, tercera edición, es un medidor inteligente clase A; así mismo, según ANSI C12.20 es un medidor de exactitud clase 0.2 y para la IEC 62053-22 es clase 0,2S. Además, permite la medición de parámetros ambientales como presión barométrica, temperatura y humedad con sensores especiales que se adquieren por separado con el fabricante- *Power Stands Lab (PSL)*.

Cabe resaltar que este medidor tiene memoria no volátil, es decir, no se borran los datos almacenados en el medidor en caso de huecos de tensión, sobretensiones o ausencia total de energía eléctrica en la alimentación del medidor.

Dada la amplia gama de funcionalidades que tiene el PQube3, en el Apéndice B2 se detalla una dirección electrónica donde el lector encontrará la información más relevante de este medidor avanzado de energía.

PQube3 Piso 4 Un PQube3 está instalado en el tablero de distribución del piso 4 del edificio midiendo la acometida principal; allí se obtienen parámetros eléctricos como tensiones de fase y de línea cada semiperiodo o periodo, corrientes cada semiperiodo o periodo, potencias (activa, reactiva y aparente), distorsiones de tensión y de corriente, armónicos hasta el 50nd y una serie de parámetros eléctricos. Ver Figura 30.

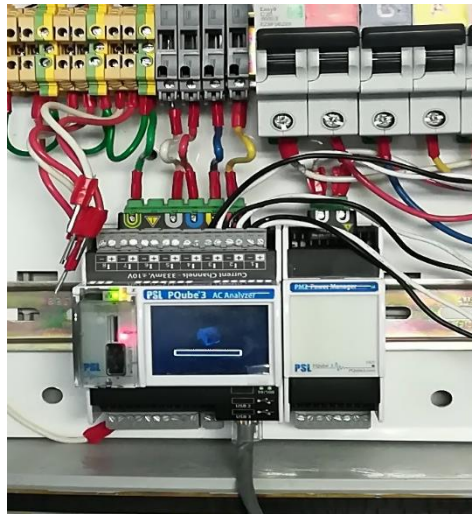


Figura 30. PQube instalado en el CTP4.

6.2.3.2. PQube3 en LAT 205. Aun cuando no se encuentra instalado en la edificación puede ser integrado en la red y actualmente hace parte activa para investigaciones de GISEL. El PQube3 está siendo usado en LAT205⁴³ para caracterizar cargas eléctricas (actualmente dos luminarias dimerizable y On/Off) usadas comúnmente para el alumbrado de los salones del Edificio de Ingeniería Eléctrica. La Figura 31 muestra este medidor.

⁴³ LAT205: Laboratorio de Alta Tensión, Salón 205.

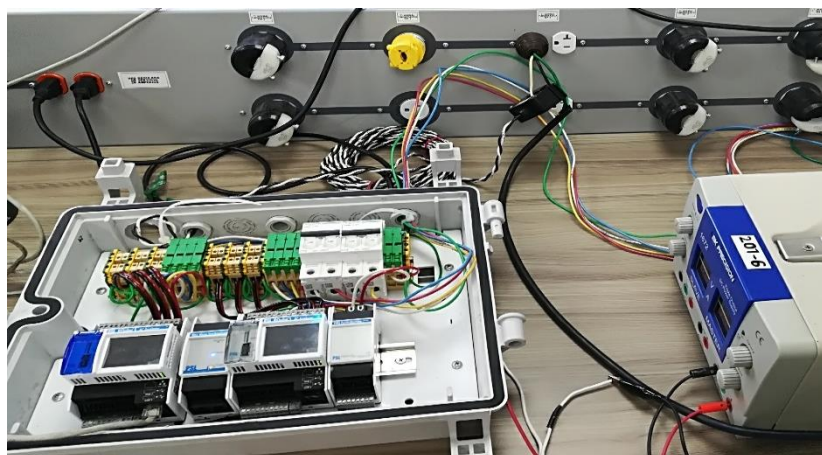


Figura 31. PQube3 en LAT 205

6.2.4. Transformadores de corriente (T.C). Como ya se mencionó, la medición eléctrica que se hace con los medidores inteligentes instalados en el Edificio es semidirecta; los canales de tensión se conectan directamente al medidor desde el barraje o punto de medición y los secundarios de los T.C se conectan al medidor. Los T.C utilizados son de núcleo partido con salida de 333 mV, exactitud 0,5%, con tensiones de entrada desde 100 hasta 250 V en AC y se usan los modelos AcuCT-H40, AcuCT-H063 y AcuCT-H100.

La diferencia en los modelos de T.C usados radica en la corriente de entrada para la cual están diseñados, como se muestra en la Tabla 17:

Tabla 15.
Relación de los T.C.

Modelo c.t	Relación A:mV
AcuCT-H40	20:333
AcuCT-H063	50:333
AcuCT-H100	100:333

En la terraza superior, las acometidas principales de cada tablero de distribución tienen, por fase, un T.C AcuCT-H40 porque el cálculo teórico y las mediciones en sitio han determinado que la corriente máxima es de 18 A (aproximadamente) por fase (ver Figura 32).



Figura 32. T.C sensando la corriente por la acometida principal de un TD de la terraza.

En el Piso 4, la acometida principal del barraje general de distribución, que está siendo medida por el PQube3, tiene un T.C AcuCT-H100 por fase (ver Figura 33)

La acometida trifásica que llega de los paneles FV, que está siendo medida por el Acuvim IIR, tiene un T.C AcuCT-H063 por fase como se puede ver en la Figura 34.

En la zona de tableros de distribución general del edificio, para medir cada acometida, se cuenta con T.C por fase y la capacidad de corriente del primario varía dependiendo de la demanda energética de cada acometida; allí están los 3 modelos de T.C instalados.



Figura 33. T.C destinado a sensar la acometida principal del piso 4.



Figura 34. T.C usado para sensar todo el sistema FV con acometida principal en el piso 4.

6.3. Análisis de las características del nivel del sistema de medición en el Edificio de Ingeniería Eléctrica

Para evaluar el nivel del sistema de medición actual en el Edificio, se usa como referente la Resolución MME 40072/2018 por ser la publicación legal más reciente en Colombia que trata sobre los componentes básicos que todo sistema AMI debe tener. La Tabla 13 (Sección 4.7.4) presenta las funcionalidades básicas de AMI y su definición según la Resolución mencionada (ver Tabla 16).

Tabla 16.

Evaluación del actual sistema de medición del Edificio de Ingeniería Eléctrica UIS.

Funcionalidades básicas según Res. 40072/2018 MINMINAS.	Medidores inteligentes en el Edificio E ³ T		
	AcuRev2020	Acuvim IIR	PQube3
Almacenamiento	■	■	■
Comunicación bidireccional	■	■	■
Ciberseguridad	□	□	□
Sincronización	□	□	□

Funcionalidades básicas según Res. 40072/2018 MINMINAS.	Medidores inteligentes en el Edificio E ³ T		
	AcuRev2020	Acuvim IIR	PQube3
Actualización y configuración	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Acceso al usuario	■*	■*	■*
Lectura	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Medición horaria	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Conexión, desconexión y limitación	<input type="checkbox"/> **	<input type="checkbox"/> **	<input type="checkbox"/> **
Antifraudes	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Registro de medición bidireccional	■	■	■
Calidad del servicio	■	■	■
Prepago	X	X	X

■ Función que tiene el equipo de medida, está apoderado el conocimiento y se está usando la función.

Función que tiene el equipo de medida, puede no estar apoderado el conocimiento y no está siendo usada la función

X Función que el equipo no tiene.

* El medio de visualización actual es por display del equipo y/o computador.

** La limitación del suministro de energía no es una funcionalidad del equipo.

En trabajos de pregrado y en un trabajo de maestría se está abordando el empoderamiento de más funcionalidades de los medidores inteligentes que permita aprovechar al máximo el potencial que representa su uso en las redes eléctricas.

A continuación, la Figura 35 esquematiza el sistema de medición y comunicaciones actual en el Edificio de Ingeniería Eléctrica.

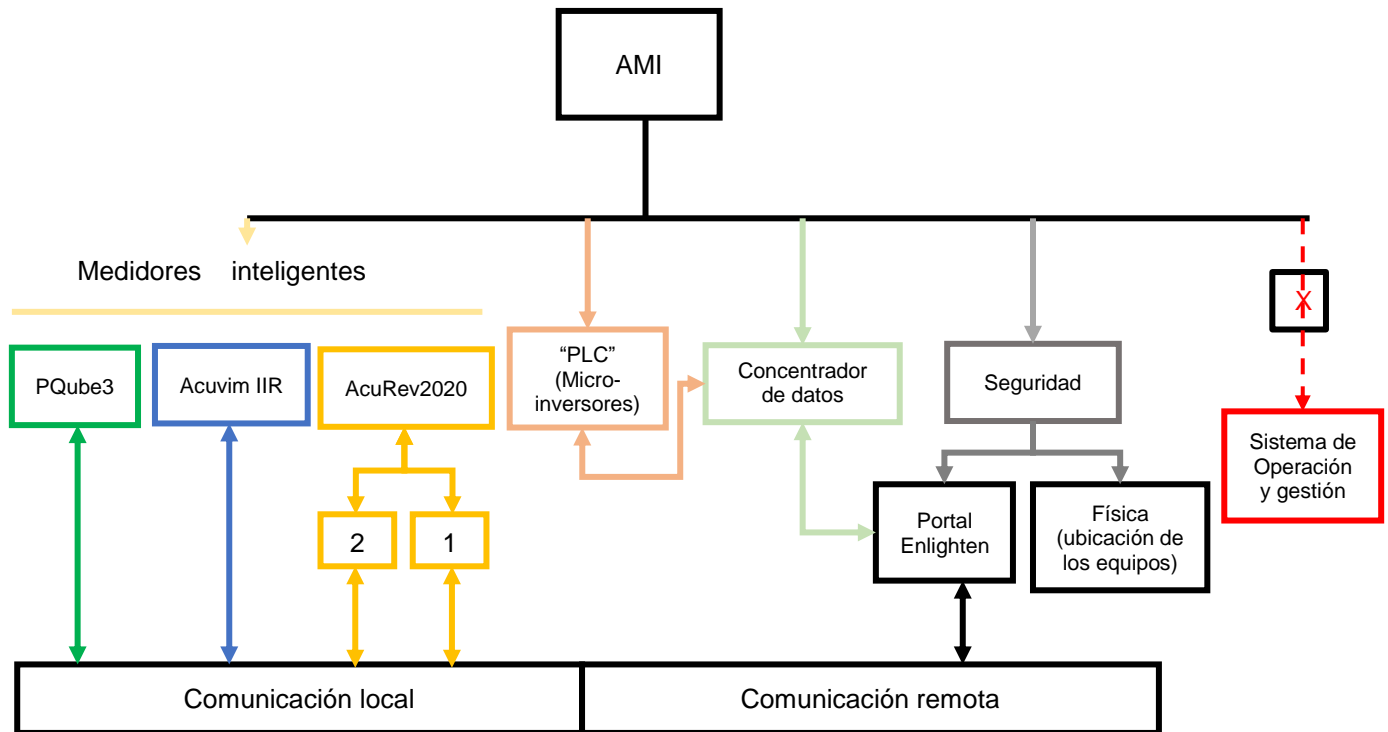


Figura 35. Sistema de medición actual en el Edificio.

6.4. Costos de equipos instalados y proyectados

La siguiente información relaciona los costos aproximados de adquisición de algunos equipos que conforman el sistema FV y los medidores avanzados de energía descritos anteriormente; esto con el propósito de cuantificar en dinero la instalación de un sistema FV de 9,63 kW de capacidad instalada con equipos de medición que permiten proyectarse hacia un montaje de una Infraestructura Avanzada de Medición Inteligente (AMI). La Tabla 17 muestra los costos discriminados por equipo.

Tabla 17.
Costos adquisitivos de equipos.

Cantidad	Equipo	Costo por unidad (\$/unidad)	Costo total (M\$)
37	Paneles FV	550,000	20.35
37	Micro-inversores Enphase M250	480,000	17.76
2	AcuRev2020, 18 canales (incluye 18 T.C)	7,000,000	14
2	AcuRev2020, 9 canales (incluye 9 T.C)	5,000,000	10

Cantidad	Equipo	Costo por unidad (\$/unid)	Costo total (M\$)
2	Acuvim IIR (incluye 3 T.C)	4,000,000	8
1	PQube3 (incluye 3 T.C)	25,000,000	25
		Total (M\$)	95.11

Nota: Estos cálculos no contempla el costo asociado a la mano de obra, los gabinetes o TDT (incluyendo componentes), ni a la estructura de soporte de los paneles dado que se requiere un análisis económico más profundo el cual está fuera del enfoque de este trabajo de grado.

Cabe destacar que esos costos no tienen ningún descuento aplicado que por Ley 1715, al tratarse de equipos que contribuyen, entre otros, al uso eficiente de la energía eléctrica, podrían beneficiarse.

Haciendo un estimado de ahorro se obtiene: en el mes de enero de 2018 el sistema FV generó 1,37 MWh-mes, esto establece que en un año se generará aproximadamente 16,44 MWh-año, lo cual repercute en un ahorro aproximado de \$8,000,000 anuales pagándose el kWh a un precio de \$486 por parte del OR y se estima una recuperación en la inversión de 12 años.

Si sólo la recuperación de capital se centra en los paneles FV y en los micro-inversores, dejando de lado los demás componentes, con una generación promedio anual en 16,44 MWh-año y el precio del kWh a \$486, se lograría una recuperación de inversión en alrededor de 5 años.

Para finalizar, dado que el enfoque de inversión de capital en este proyecto es únicamente investigativo, se adquirieron equipos de medida muy potentes, con índices de clase muy exigentes y que su inversión sólo se sustenta en el tema de investigación y no se recomienda su compra masiva para la instalación, al menos, en los sectores residenciales ni comerciales.

La UPME y *The Carbon Trust* (2017), recopilaron precios de medidores inteligentes adquiridos por distintos OR que han aplicado proyectos piloto obteniéndose un promedio de USD\$100 por medidor clase 2 y de USD\$170 por medidor clase 1. También, se estima un precio de instalación de USD\$33 por medidor con tecnología PLC y de USD\$48,96 por medidor con tecnología RF;

además se recomienda que el PLC sea usado en la zona urbana dada la alta densidad de usuarios finales por transformador mientras que en las zonas rurales, se recomienda el uso de RF principalmente por dos razones, la primera es que hay pocos usuarios finales por transformador aumentando el costo del PLC y la segunda es que las condiciones del terreno restringen más el uso del PLC que el de RF. El costo de instalación de los sistemas de comunicación mencionados además comprende el concentrador de datos, más no el costo del centro de operación y gestión.

7. Resultados

Este capítulo presenta los resultados tanto a nivel general como en el edificio de la Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones concerniente a los sistemas de Infraestructura de Medición Avanzada (AMI), obtenidos a lo largo de este trabajo de grado.

La Tabla 18 aborda los resultados correspondientes a cada objetivo específico planteado en este documento.

Tabla 18.
Resultados del documento.

Objetivo específico 1, recopilar y sintetizar información sobre sistemas de medición AMI	Objetivo específico 2, identificar barreras para la implementación de sistemas de medición AMI	Objetivo específico 3, propuesta de una arquitectura de un sistema de medición AMI con sistema FV en BT
Se identifica y selecciona la información más relevante con respecto a la medición inteligente, a la generación distribuida y a los sistemas FV con base en publicaciones.	Se reúne y presenta información relevante sobre las barreras identificadas en otros países con base en publicaciones literarias.	Se identifican y presentan aspectos relevantes para tener en cuenta a la hora de realizar la transición hacia la “medición inteligente” y la generación distribuida.
Se reconocen y resumen las leyes, resoluciones y normas vigentes en Colombia que involucren a los sistemas de	Se identificaron barreras en Colombia tales como la aceptación de los usuarios, la inversión pública y privada, entre otros, que ralentizan la transformación de los sistemas de	Se enlistan características de una red eléctrica con GD y sistema de medición AMI y las principales particularidades que lo definen.

Objetivo específico 1, recopilar y sintetizar información sobre sistemas de medición AMI	Objetivo específico 2, identificar barreras para la implementación de sistemas de medición AMI	Objetivo específico 3, propuesta de una arquitectura de un sistema de medición AMI con sistema FV en BT
medición AMI, la GD y los sistemas FV.	medición convencionales por sistemas AMI.	
Se extrae la información más relevante presentada en informes y presentaciones del sector eléctrico regional.	Se identifica que las barreras principalmente se concentran en la masificación de AMI y que ya se han ido construyendo lineamientos más concisos sobre la generación distribuida y la autogeneración a pequeña escala.	Se propone una arquitectura de medición AMI con base en las características más relevantes encontradas en la literatura.
		Se describe (a grandes rasgos) la conformación de la autogeneración FV en el edificio E ³ T y los equipos de medición inteligente con que se cuenta para implementar un modelo piloto de AMI.

8. Recomendaciones y trabajo futuro

A continuación, se abordan las recomendaciones y trabajo futuro para la implementación de sistemas de medición AMI en las redes eléctricas de BT con sistemas de GD y se potencializan temas como trabajo futuro que integren tecnología de sistemas de medición AMI.

La integración de *Smart Grids* (redes eléctricas inteligentes) en el mundo está siendo una realidad, por lo tanto, se recomiendan acciones para la creación, modificación y consolidación de resoluciones, normas y leyes que proyecten la obligación de la modernización de la infraestructura de medición, que permita reproducir los beneficios en proyectos futuros y que sirva como estímulo a los usuarios y operadores de red debido a la fuerte inversión económica inicial que acarrea la re-estructuración e implementación de cualquiera infraestructura eléctrica nueva en el país.

Así mismo, la capacitación de personal calificado para realizar instalación, operación y

mantenimiento tanto de software como de hardware, gestión de recursos, dimensionamiento de FNCER, sistemas de comunicaciones, sistemas de “medición avanzada” y demás, es una necesidad que crece con el tiempo a raíz del rápido avance de herramientas tecnológicas; en consecuencia, se deben abrir espacios en la academia que permita a los interesados colocarse a la vanguardia en este tipo de tecnología y poder expandir el mercado laboral.

Para temas de pérdidas no técnicas, gestión activa de los recursos, aplanamiento de la curva de demanda, multi-tarifas de energía, medidores prepagos, entre otros, es importante que los operadores de red involucren la Infraestructura de Medición Avanzada, AMI, dentro de sus proyecciones técnico-económicas y viabilicen su implementación primordialmente en los nuevos usuarios industriales, comerciales, usuarios regulados y no regulados y demás.

Los sistemas de medición AMI posibilitan la integración de usuarios al mercado energético como oferentes de energía, por lo tanto, su implementación potencializa la economía de los usuarios además de permitir un mayor control sobre el uso de la energía por parte de los mismos; así mismo, los sistemas de medición AMI potencializan la conformación de microrredes, con lo cual, los indicadores de continuidad del servicio de la energía se verán considerablemente mejorados y por lo tanto la economía tendrá un impacto positivo, principalmente, en los sectores industriales y comerciales, entre tanto, mejora la resiliencia de las redes eléctricas y, en general, se verán beneficiados todos los agentes del mercado energético.

Se recomienda la integración de sistemas de medición AMI con estrategias NILM (*Non-Intrusive Load Monitoring*) para potencializar la gestión de recursos energéticos y lograr un desarrollo sostenible en todos los sectores de uso final de la energía eléctrica. El desarrollo de estrategias NILM se concentra con esfuerzo por parte de múltiples academias (principalmente), por la mejora en la eficiencia energética que representa su implementación en el control de cargas.

Por otra parte, se plantea como trabajo futuro el dimensionamiento de un sistema eléctrico en operación de modo isla, con paneles fotovoltaicos como fuente principal de inyección de energía. Así mismo, el dimensionamiento del sistema operando en modo bimodal con la energía de la red como fuente de respaldo de las cargas conectadas.

Además, se plantea la posibilidad de desarrollar un sistema multi-tarifario donde se involucren variables económicas beneficiarias a los agentes del mercado en general y se presenten los resultados a los encargados de regular el sector eléctrico para que normalicen este potencial desarrollo.

Por último, se plantea la oportunidad de mejoramiento en la gestión de datos, recursos de comunicaciones y tratamiento de información con énfasis en protocolos de ciberseguridad.

Una vez presentadas y descritas los equipos FV y de medición eléctrica con que cuenta el grupo de investigación GISEL y la Escuela de Ingeniería Eléctrica, se evidencian las enormes posibilidades de implementar un sistema de medición AMI en la red eléctrica del edificio.

Por una parte, la autogeneración ya está implementada a través del sistema FV de 37 paneles instalados principalmente en la terraza del edificio y está sujeta a las publicaciones que haga el OR para registrar el sistema en un periodo no mayor a un año como la CREG 030 de 2018 lo estipula. Con análisis de datos que se han registrado en el último año, el sistema FV (en periodos picos de generación) entrega hasta el 25% de energía que se usa en el edificio.

Dado que GISEL cuenta con buenos equipos de medidores avanzados de energía (ver características en el numeral 5.2 y en los Apéndices B.1 y B.2 de este trabajo de grado), el esfuerzo que falta para implementar AMI es:

1. Establecer una red de comunicaciones uniforme y con interoperabilidad en todos los equipos de medición.

2. Garantizar una comunicación bidireccional con los equipos de medición en un software unificado que permita controlar la operación de los medidores tanto local como remotamente.

Estos temas faltantes suponen que gran parte del tiempo se debe dedicar a consolidar una correcta interpretación de la programación, instalación, operación e información de los equipos; además, se debe invertir dinero en los equipos faltantes para la comunicación, como envoy, routers, líneas de comunicación, PLC, bases de datos, un servidor en la nube y demás.

9. Conclusiones

Seguidamente, se plantean las conclusiones del documento.

Se identifican los principales aportes del sistema de medición AMI y la GD en el cumplimiento de ocho (8) de los diecisiete (17) Objetivos de Desarrollo Sostenible (ONU) y en las cinco (5) áreas de enfoque del Trilema Energético (WEC) con el propósito principal de enmarcar estas tecnologías como promotoras de la diversificación de la matriz energética de Colombia, la potencialidad que representa en materia de uso eficiente de la energía eléctrica y el impacto ambiental que representa su implementación en masa.

Se presentan los aspectos más relevantes de los sistemas de medición AMI encontrados en la revisión bibliográfica, se identifican y se presentan las ventajas que se han obtenido y las barreras que se han encontrado en las etapas de instalación y operación principalmente.

La masificación de sistemas AMI permite cuantificar el impacto que acarrea la implementación de políticas eficientes en los servicios públicos domiciliarios.

Las cuatro barreras que impiden la integración de AMI en las redes eléctricas de BT en Colombia se atribuyen a la falta de inversión pública y privada en nuevas tecnologías, la carencia de regulación que permita dinamizar los precios de energía eléctrica por períodos del día, las

insuficientes políticas de seguridad informática que vulneran los datos de los usuarios y por último, la aceptación de los usuarios a la basculación en el tipo de medidor además de la inclusión del empoderamiento en los sistemas de comunicación.

Se hallaron los principales lineamientos legislativos, normativos y regulatorios para la transición de los sistemas convencionales de medición y de generación eléctrica hacia sistemas de medición AMI y hacia la generación distribuida, y se complementaron los lineamientos con base en las experiencias y pronósticos de los informes publicados por autoridades del sector energético.

La proyección de MINMINAS, para que AMI esté implementado en el año 2030 en un 95% para el área urbana y en un 50% para el sector rural, propone aumentar los esfuerzos en investigación e inversión por parte de los agentes del sector eléctrico.

En el Capítulo 4, se describe la selección del medidor y algunos parámetros técnicos que deben cumplir los equipos con base en regulaciones y normativas vigentes en Colombia. Así mismo, se describen los componentes básicos de un sistema eléctrico con integración de medición avanzada y generación fotovoltaica a pequeña escala en una red de BT (capacidad instalada menor a 1 MW según Resolución 281 de 2015).

La tecnología de comunicaciones más viable en cuanto a la relación costo-beneficio es la de PLC para el sector urbano y la de Radio Frecuencia para el sector rural.

El Capítulo 5 detalla la autogeneración (sistema FV) y el sistema de medición que tiene el Edificio de Ingeniería Eléctrica con la finalidad de exponer la situación actual y los componentes faltantes que permitan conformar un sistema AMI con integración de generación FV, encontrando falta en la unificación e interoperabilidad de las comunicaciones, ausencia de acceso remoto a los equipos de medición y protocolos de seguridad para la operación de los equipos.

Referencias Bibliográficas

Arefifar, S. A., Paz, F., Member, S., & Ordonez, M. (2017). Improving Solar Power PV Plants Using Multivariate Design Optimization. *IEEE JOURNAL OF EMERGING AND SELECTED TOPICS IN POWER ELECTRONICS*, 5(2), 638–650.
<https://doi.org/10.1109/JESTPE.2017.2670500>

Bahmanyar, A., Jamali, S., Estebansari, A., Pons, E., Patti, E., & Acquaviva, A. (2016). Emerging Smart Meters in Electrical Distribution Systems : Opportunities and Challenges, (August), 1082–1087.

Banco de Desarrollo de América Latina - CAF y Comisión de Integración Energética Regional - CIER. (2012). *Nuevas oportunidades de Interconexión eléctrica en América Latina*.

Banco Interamericano de Desarrollo - BID y Unidad de Planeación Minero Energética - UPME. (2016a). *Parte I Antecedentes y Marco Conceptual del Análisis, Evaluación y Recomendaciones para la Implementación de Redes Inteligentes en Colombia. Smart Grids Colombia Vision 2030*.

Banco Interamericano de Desarrollo - BID y Unidad de Planeación Minero Energética - UPME. (2016b). *Parte IV Anexo 7 . Iniciativas de redes inteligentes en Colombia*.

Banco Interamericano de Desarrollo - BID y Unidad de Planeación Minero Energética - UPME. (2016c). *Smart Grids Colombia Vision 2030 - Parte II (Mapa de Ruta: Construcción y Resultados)*. *Smart Grids Colombia Vision 2030*. Bogotá.

Barai, G. R., Krishnan, S., & Venkatesh, B. (2015). Smart Metering and Functionalities of Smart Meters in Smart Grid. In *Electrical Power and Energy Conference (EPEC), 2015 IEEE* (pp. 138–145). London & Canada. <https://doi.org/10.1109/EPEC.2015.7379940>

Becerra, W., & Rios, L. (2016). *Propuesta para la adaptación de los modelos de empoderamiento de la energía eléctrica usando medición inteligente “Smart Metering.”* Trabajo

de grado. Universidad Industrial de Santander.

Boudreau, R. E. (2013). Using smart meters to build feeder section load profiles to evaluate distributed energy resource connections. *2013 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference, ISGT 2013*. <https://doi.org/10.1109/ISGT.2013.6497907>

Carlos García. (2016). Eficiencia energética en Colombia más allá del fenómeno del Niño. Bogotá: UPME-Subdirección de demanda.

Comisión de Integración Energética Regional. (2016). *Marco Legal y Regulatorio del Sector Eléctrico en los Países de la CIER* (Vol. 2016).

Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG. Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local (2008). Colombia.

Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG. Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el sistema interconectado nacional (2018).

Congreso de Colombia. Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional (2014). Colombia. <https://doi.org/10.1007/s13398-014-0173-7.2>

Correa, D., Becerra, B., & Araque, G. (2013). *Smart Metering: Estado del arte de aplicaciones al sector eléctrico*. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander.

Díaz, D. (2017). Integración de fuentes de energías renovables intermitentes en sistemas eléctricos. In *El rol de la eficiencia energética y las energías alternativas en un futuro sostenible* (p. 25). Bucaramanga. Retrieved from <http://estudioswec.energycolombia.org/images/Memorias/IntegraciondeRenovablesalaRed.pdf>

Do Amarai, H. L. M., De Souza, A. N., Gastaldello, D. S., Fernandes, F., & Vale, Z. (2014). Smart meters as a tool for energy efficiency. *2014 11th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications, IEEE INDUSCON 2014 - Electronic Proceedings*.
<https://doi.org/10.1109/INDUSCON.2014.7059413>

EPM. (2012). *Zonas de demanda sector residencial urbano área metropolitana del Valle de Aburrá*.

Fondo de Adaptación Nacional. (2017). Plan De Acción 2017 Fondo Adaptación, 14. Retrieved from https://storage.googleapis.com/fnad-www-storage/FA2017/Planes_de_Accion/Plan_de_Accion/01._Plan_de_Accion_Anual_2017.pdf

Gandhi, K., & Bansal, H. O. (2013). Smart Metering in Electric Power Distribution System. *2013 International Conference on Control, Automation, Robotics and Embedded Systems (CARE)*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/CARE.2013.6733756>

García Arbeláez, C., Barrera, X., Gómez, R., & Suárez Castaño, R. (2015). *El ABC de los compromisos de Colombia para la Cop 21. Flora*. <https://doi.org/978-958-8915-22-7>

Hajjaj, C., Amiry, H., Bendaoud, R., Yadir, S., Elhassnaoui, A., & Sahnoun, S. (2016). Design of a New Photovoltaic Panel Cooling System to Optimize its Electrical Efficiency. In *Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC), 2016 International* (pp. 1–5). Marrakech, Morocco. <https://doi.org/10.1109/IRSEC.2016.7983939>

Hernández, A. R. (2009). *La Generación Distribuida Y Su Posible Integración Al Sistema Interconectado Nacional*.

ICONTEC. (2010). Nuevos estándares para la medición inteligente en Colombia. Retrieved from https://www.metering.com/wp-content/uploads/Gustavos_Riveros.pdf

ICONTEC. Requisitos para sistemas de infraestructura de medición avanzada (AMI) en redes

de distribución de energía eléctrica, Pub. L. No. 6079, 27 (2014). Colombia.

IDEAM. (2014). Irradiación global horizontal medio diario anual.

Jokar, P., Arianpoo, N., & Leung, V. C. M. (2016). Electricity Theft Detection in AMI Using Customers ' Consumption Patterns. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 7(1), 216–226. <https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2425222>

Kaprál, D., Bracinič, P., & Roch, M. (2016). Measurement and processing data from smart metering systems. In *ELEKTRO*, 2016 (pp. 309–314). <https://doi.org/10.1109/ELEKTRO.2016.7512087>

Li, C., Srinivasan, D., & Reindl, T. (2016). Secured Real-Time Impact Monitoring System for Integrating Solar PV in Distribution Network. In *Region 10 Conference (TENCON), 2016 IEEE* (pp. 447–450). <https://doi.org/10.1109/TENCON.2016.7848038>

Mercados Energéticos Consultores. (2014). *Revision de las Metodologías de Remuneracion de las Actividades de Distribucion y Transmision de Energía Electrica*. Bogotá.

Ministerio de Interior y de Justicia, Ministerio de Relaciones Exteriores, Ministerio de Defensa Nacional, Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones, Departamento Administrativo de Seguridad, Departamento Nacional de Planeación-DJSG-DIFP-DIES-OI, & Fiscalía General. (2011). Lineamientos De Política Para Ciberseguridad Y Ciberdefensa. *Consejo Nacional De Política Económica Y Social República De Colombia Departamento Nacional De Planeación*, 43. Retrieved from https://www.mintic.gov.co/portal/604/articles-3510_documento.pdf

Ministerio de Minas y Energía. Por la cual se establecen los mecanismos para implementar la Infraestructura de Medición Avanzada en el servicio público de energía eléctrica (2018). Colombia.

Ministerio de Minas y Energía - MINMINAS - y Unidad de Planeación Minero Energética - UPME. (2017). *PLAN DE ACCIÓN INDICATIVO DE EFICIENCIA ENERGÉTICA 2017-2022*.

Superintendencia de Industria y Comercio. (2016). *Medición y gestión inteligente de consumo eléctrico*.

Unidad de Planeación Minero Energética - UPME. Por la cual se define el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala (2015).

Unidad de Planeación Minero Energética - UPME. (2016). *PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN – TRANSMISIÓN*.

Unidad de Planeación Minero Energética - UPME y The Carbon Trust. (2017). *Informe Final para el proyecto de implementación de Infraestructura de Medición Avanzada, AMI para Colombia*.

Unidad de Planeación Minero Energética - UPME y Universidad Nacional de Colombia - UNAL. (2016). *Definición de las funcionalidades mínimas de medidores inteligentes para Colombia*. Bogotá.

World Energy Council. (2016). *World Energy Trilemma*. Retrieved from <http://www.worldenergy.org/publications/2016/world-energy-trilemma-2016-defining-measures-to-accelerate-the-energy-transition/>

XM. (2017). *Valores Notables a Agosto de 2017*.

Yip, S., Tan, C., Tan, W., Gan, M., & Bakar, A. A. (2017). Energy Theft and Defective Meters Detection in AMI Using Linear Regression. In *Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe), 2017 IEEE International Conference on*. Milan, Italy. <https://doi.org/10.1109/EEEIC.2017.7977752>

Apéndice A. Sistema de transmisión nacional y sistemas de transmisión regionales, 2016

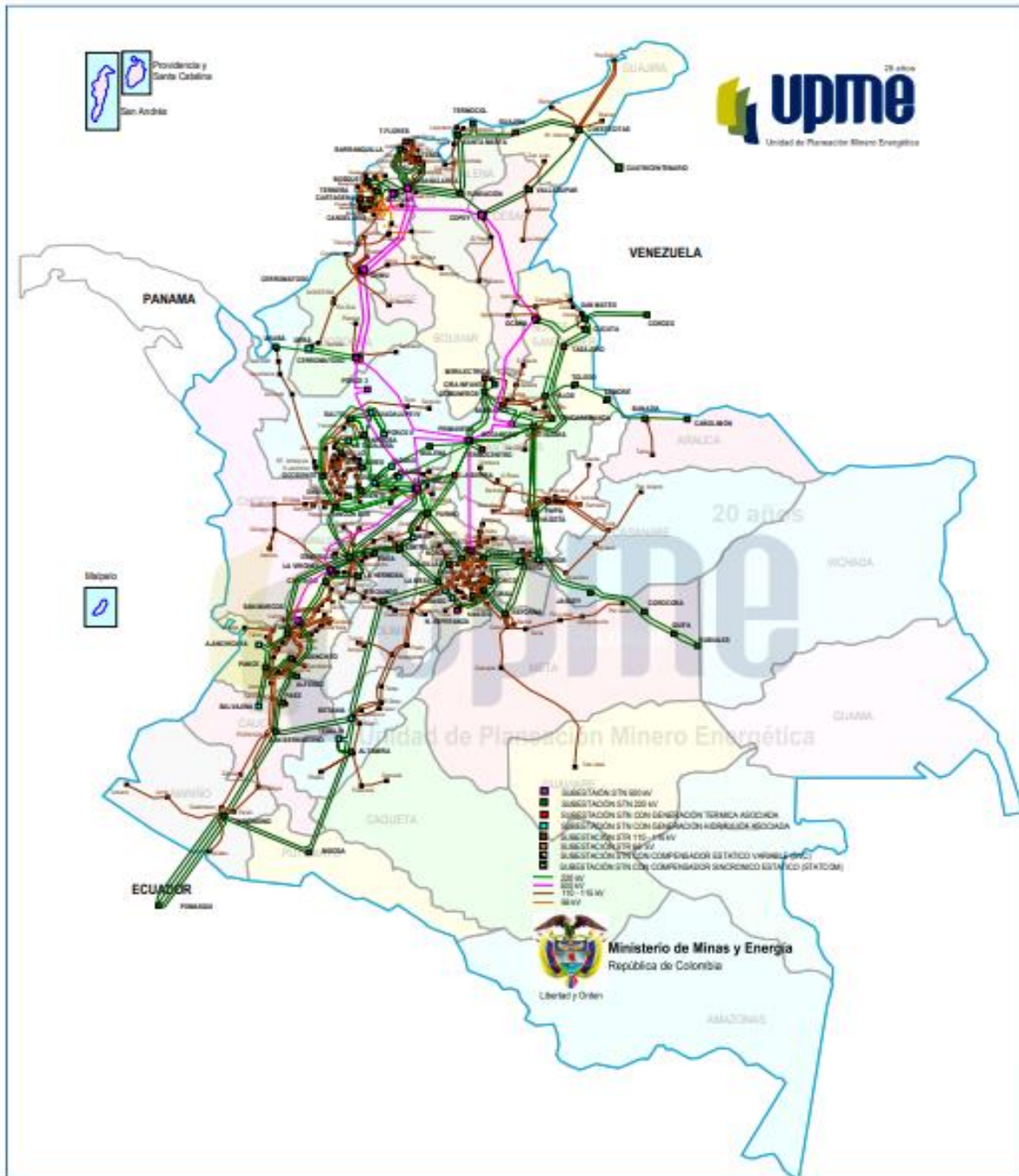
A través de este apéndice se quiere poner a consideración las zonas con alta potencialidad de implementación en GD o autogeneración con FNCER por la ausencia en redes eléctricas interconectadas al SIN. Se considera que la gran mayoría de personas de las regiones que no están conectadas al SIN usan generadores a base de Diesel u otro combustible fósil para compensar la falta de servicio eléctrico, con lo cual, su contribución al incremento de GEI del país puede llegar a ser considerable y, por ende, se cuenta con un amplio margen de mejora en la prestación del servicio de energía eléctrica con base en FNCER como la solar fotovoltaica y la eólica recomendando el estudio de factibilidad técnico y económico como primera etapa.

Link acceso directo al mapa:

http://sig.simec.gov.co/GeoPortal/images/pdf/UPME_EN_TRANSMISION_COLOMBIA_STN-STR_ACTUAL_2016.pdf

Link acceso directo a los mapas del sistema de transmisión nacional y regional 2016-2030:

<http://sig.simec.gov.co/GeoPortal/Mapas/Mapas>



Apéndice B. Sectores de consumo en Colombia

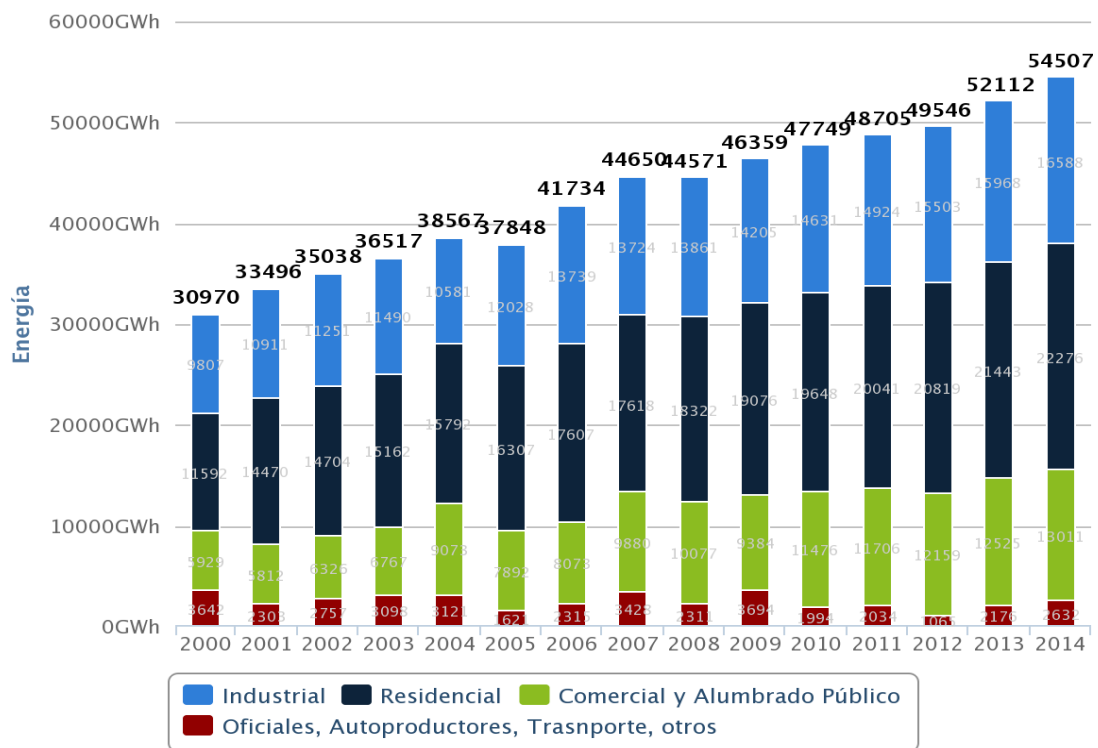
Con el propósito de caracterizar los principales sectores de uso final de la energía eléctrica y de cuantificar la energía demanda por sector se presenta el Apéndice B. De esta manera, se considera realizar estudios de factibilidad que permita implementar FNCER y AMI en los usuarios con alto impacto en la energía demanda al país, y así diversificar el uso de la energía por sector y establecer tecnologías, como AMI, que estimulen el uso eficiente de la energía eléctrica.

Link:

http://evolucionenergetica.cocier.org/graficas/Colombia/5_Sectores%20de%20consumo/sectoresconsumo.html

Energía Facturada por Sector de Consumo en Colombia

Fuente: Síntesis Informativa de la CIER



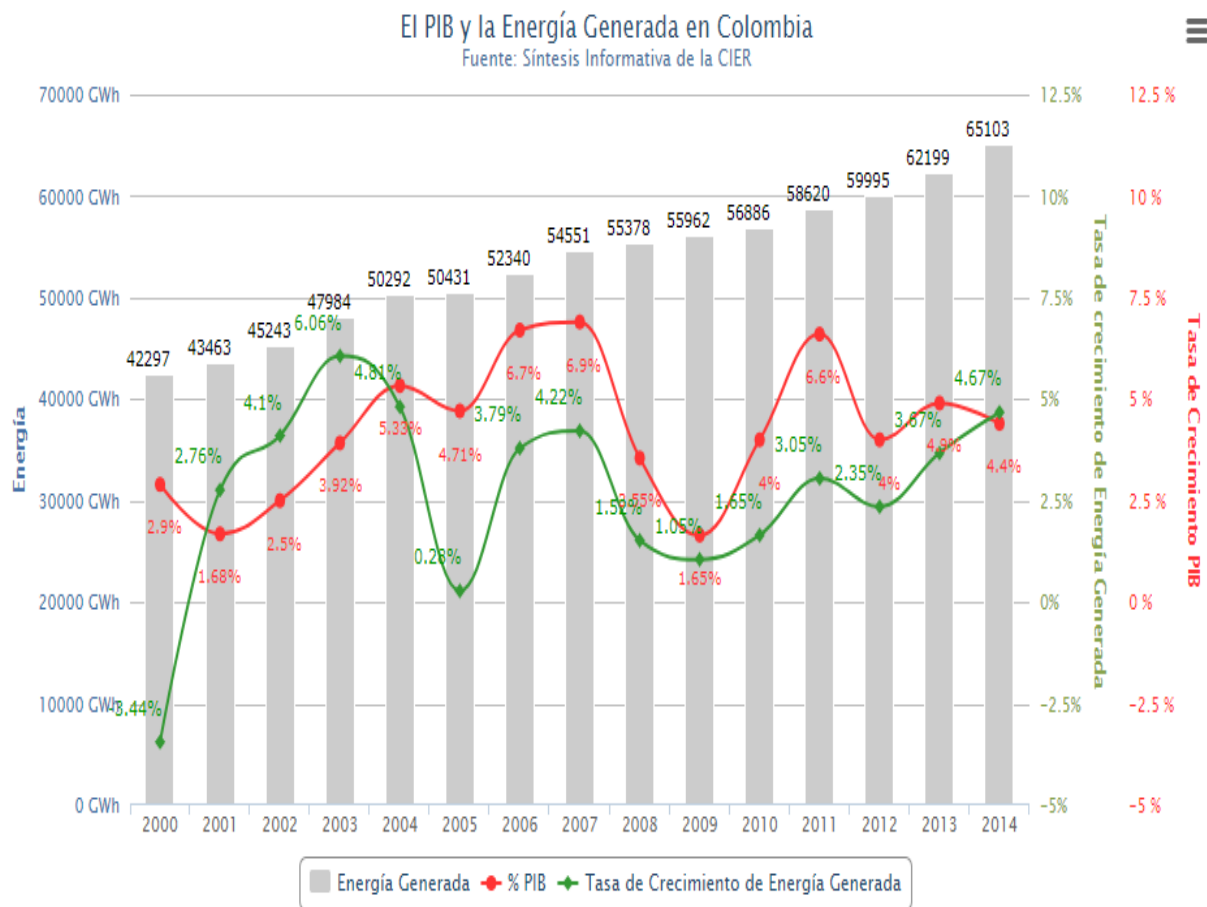
Highcharts.com

Apéndice C. PIB y energía generada, Colombia 2002-2014

Con esta gráfica, se busca demostrar la estrecha relación que existe entre el incremento/decremento del PIB con la energía generada en Colombia. Esto demuestra la fortaleza económica de una región debido, principalmente, a la inversión extranjera por parte de entidades (comúnmente) privadas, lo cual, estimula el crecimiento de generación de energía eléctrica.

Link:

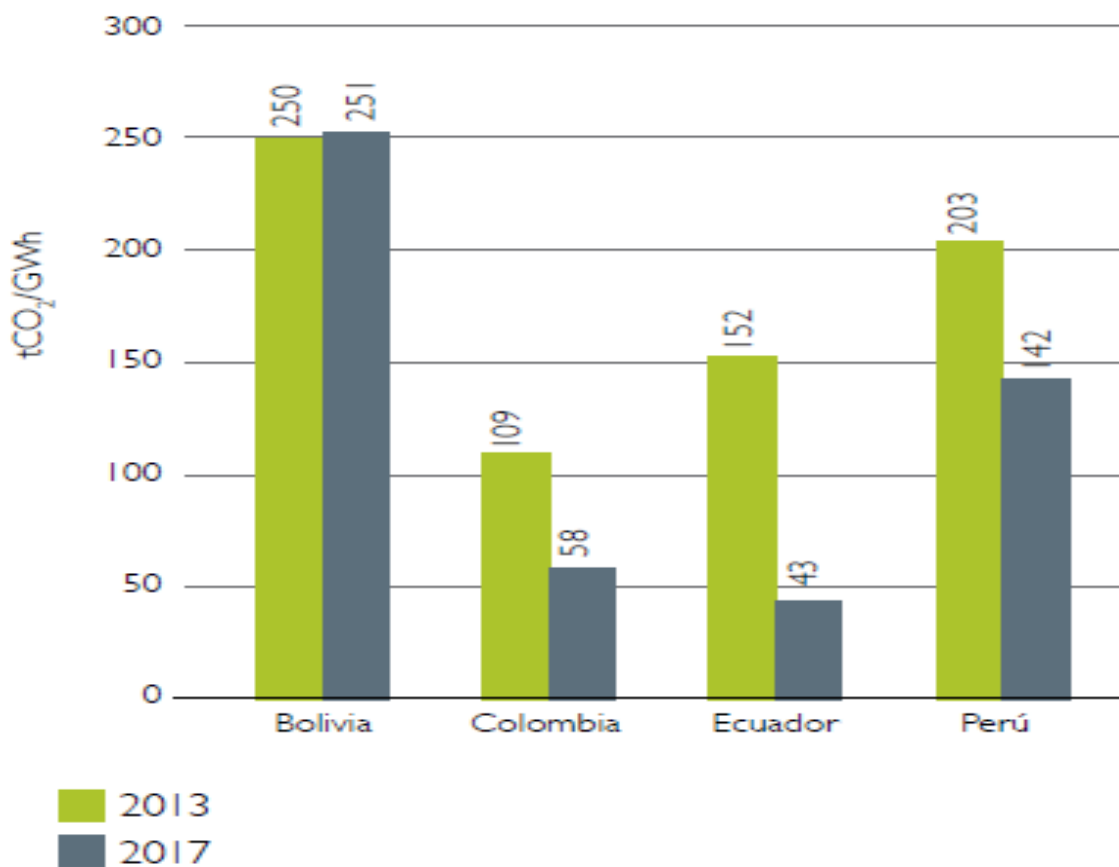
http://evolucionenergetica.cocier.org/graficas/Colombia/9_Compara_conPIB/Energ_gener_PIB1.html



Apéndice D. Comunidad andina: emisiones por GW-h

Se recopila la información publicada por el CIER sobre las emisiones de CO₂ en Colombia en el año 2013 y la esperada en el año 2017; allí resaltan que Colombia tiene una alta generación “limpia” gracias a que la hidráulica representa cerca del 70% de la generación total del país. Sin embargo, dados los altos potenciales en generación fotovoltaica, la emisión de CO₂ se puede reducir considerablemente con su instalación, y además de cumplir el objetivo trazado en la COP21, Colombia serviría como país modelo en la región por la rápida diversificación de la matriz energética del país, estimulando la inversión pública y privada en el país.

Link: <http://publicaciones.caf.com/media/18406/oportunidades-interconexion-electrica-america-latina.pdf>. Página 33.

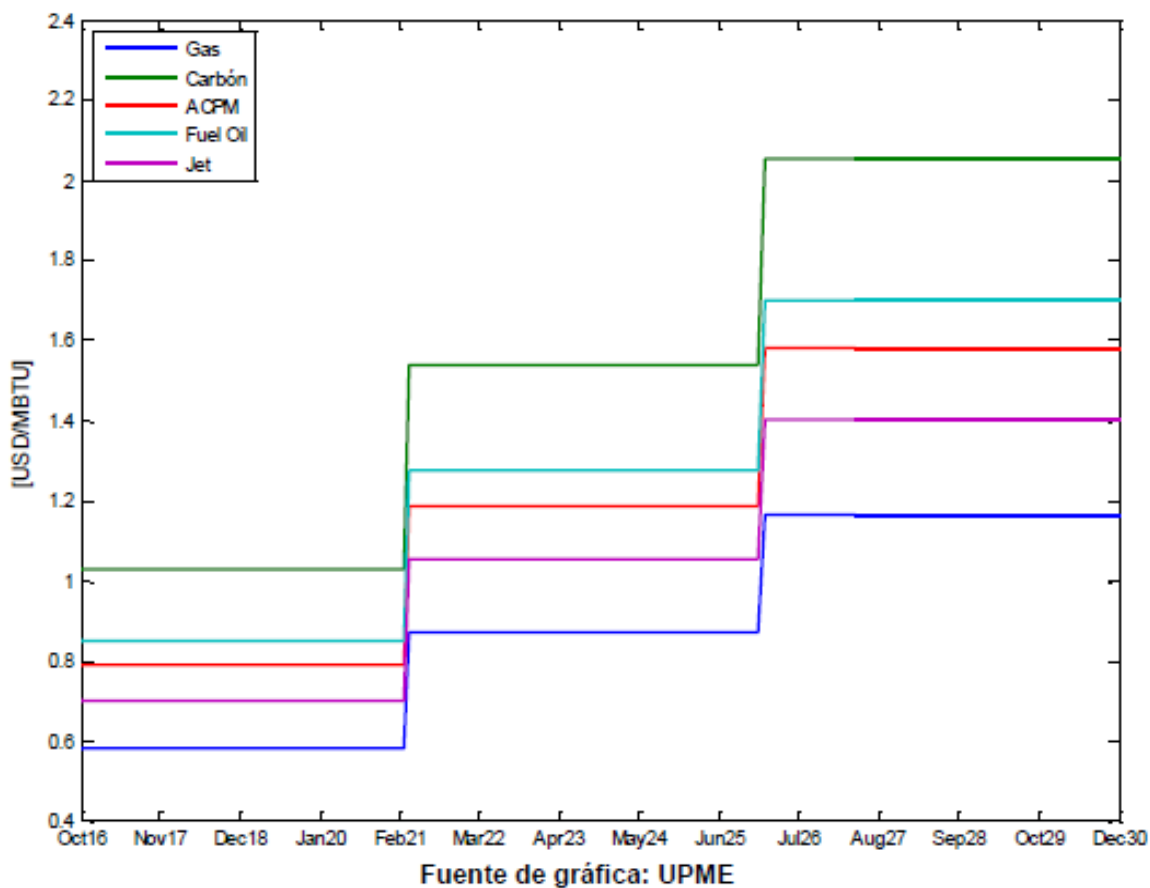


Apéndice E. Propuesta: impuesto para las emisiones de CO₂

Se presenta la opción de establecer un impuesto por emisiones de CO₂ que represente cada sector del uso final de la energía eléctrica. Se observa una propuesta de impuesto ascendente en dinero a través del tiempo y que obligue a las industrias, comercios y demás a establecer políticas de gestión eficiente de la energía a fin de evitar abultadas sumas de dinero que represente el pago de este impuesto.

Link:

http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Expansion/2016/Plan_GT_2016_2030/Plan_GT_2016_2030_Final_V1_12-12-2016.pdf. Página 117.



Apéndice F. Mecanismos para la Promoción de Proyectos de Energía Limpia-PPF

El PROURE presentan la siguiente tabla que indica la cantidad de recursos monetarios que se cuenta registrados como proyectos en la UPME y que cuantifica el impacto energético y ambiental que conlleva su implementación. Esto aclara un poco el tema sobre la inversión económica que se está manejando actualmente en el país en cuanto a la integración de FNCER, principalmente fotovoltaica, a fin de diversificar la matriz energética del país.

Link:

http://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/MarcoNormatividad/PAI_PROURE_2017-2022.pdf. Página 142

	Tipo de proyecto	Sector	Recursos PPF (MCOP)	Inversiones potenciales (MCOP)	Impacto energético	Impacto ambiental (Ton CO ₂ /año)
Primeros proyectos - PPF	Recuperación de calor residual	Metalúrgico	52	890,00	950 **	190
	Cogeneración	Químicos	151	98.400	224.910 *	30.740
	Cogeneración (FNCE)	Papel	125	26.410	35.370 **	16.400
	Sustitución combustibles (FNCE)	Alimentos	50	920	4.760 **	1.240
	Motores eléctricos	Textil	15	3.050	7.600 **	2.410
	FNCE Solar fotovoltaica	Comercial	20	3.050	780 *	250
	FNCE Solar fotovoltaica	Grandes superficies	30	5.590	1.410 *	450
	Recuperación de calor residual	Metalúrgico	72	9.310	8.320 **	2.640
			515	147.620	284.100	54.320

* Energía eléctrica generada

** Eficiencia en otros energéticos

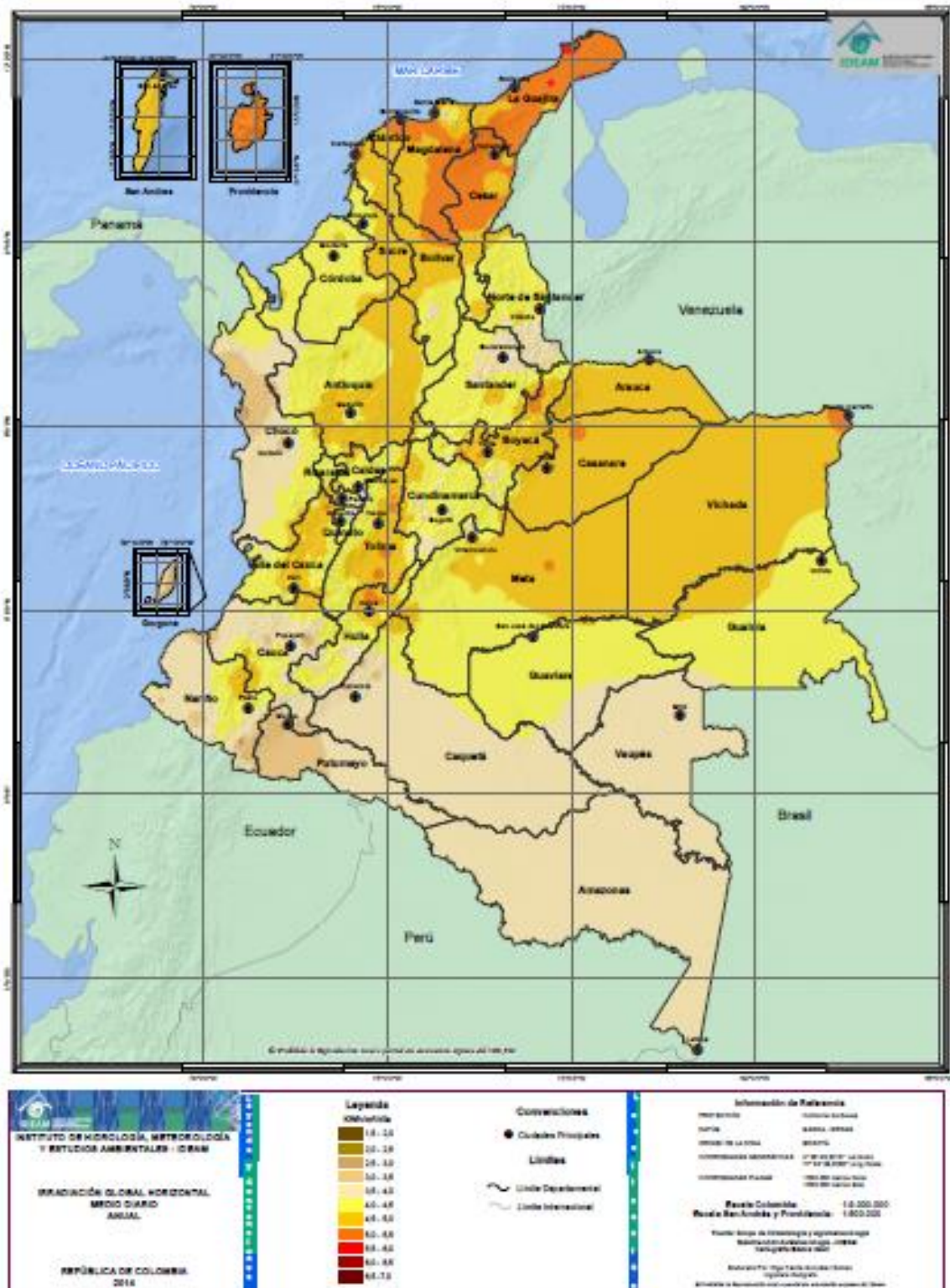
Fuente: UPME - 2016.

Apéndice G. Irradiación solar en Colombia

Dado que los paneles FV utilizan la irradiación solar en sitio para generar energía eléctrica, es importante para cualquier proyecto a emprender con esta tecnología, contar con datos que permita establecer una relación costo-beneficio positiva para el potencial inversor de riesgo de capital; por lo tanto, ante situaciones de no poder contar con mediciones propias en campo (ya sea por falta de tiempo y/o de tecnología) que viabilicen la inversión, el IDEAM cuenta con mapas de condiciones meteorológicas, entre ellas la irradiación, que permiten tener un estimado de la zona en interés.

Por ejemplo, según el mapa ofrecido por el IDEAM, la zona con mayor potencial fotovoltaico por la irradiación en sitio es la costa caribe colombiana (La Guajira principalmente) con partes de hasta 6 [kWh/m²] mientras que en Bucaramanga se estima en un máximo de 4 [kWh/m²].

Link: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html>



Apéndice H. Temperatura media anual en Colombia

Como se ha mencionado anteriormente, la eficiencia de los paneles FV disminuyen a medida que la temperatura de sus celdas fotovoltaicas aumenta del valor de referencia (entre 22° y 25° comúnmente). Cabe resaltar que el incremento de temperatura también afecta la vida útil de los paneles y en condiciones extremas, pasarían de 20 a 15 años de productividad.

Nota: 20 años de vida útil de un panel fotovoltaico es lo que se comercializa hoy en día habitualmente.

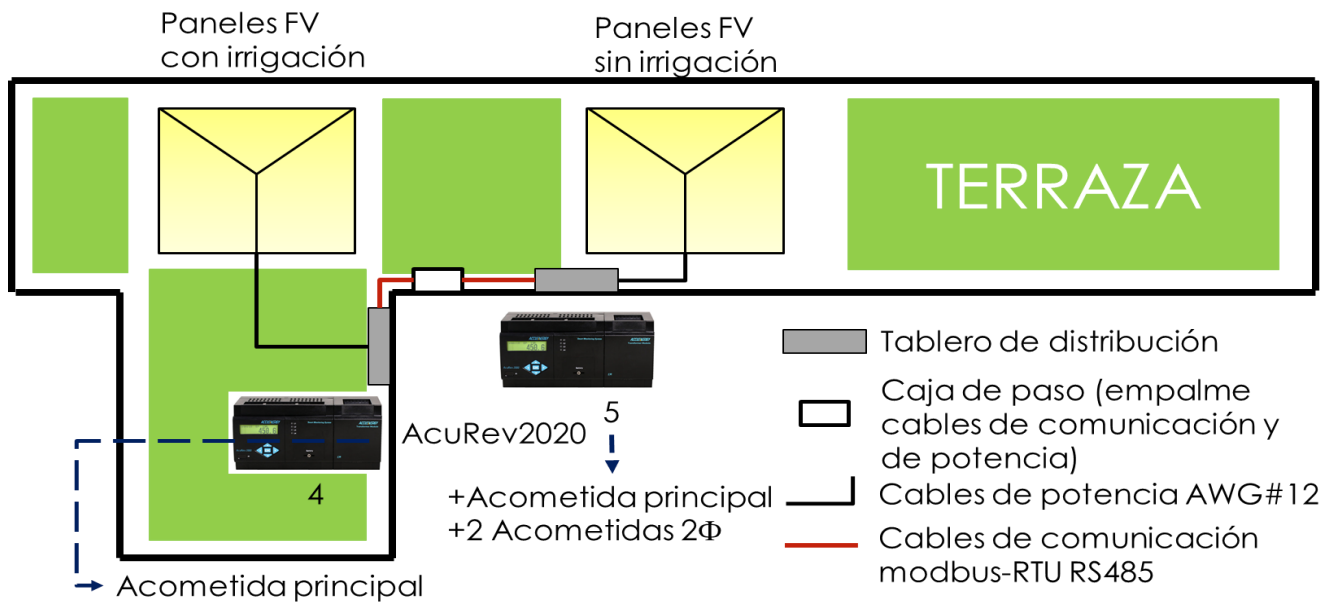
Links:

<http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasClimatologico.html>;

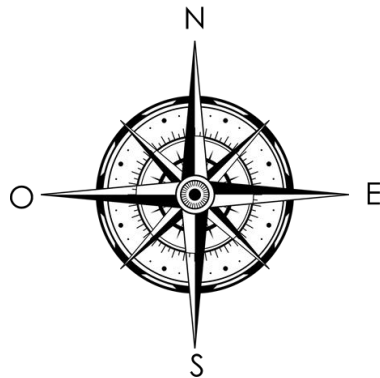
http://atlas.ideam.gov.co/basefiles/Temp_Med_Anual.pdf;

http://atlas.ideam.gov.co/basefiles/temperaturas_graficos.pdf

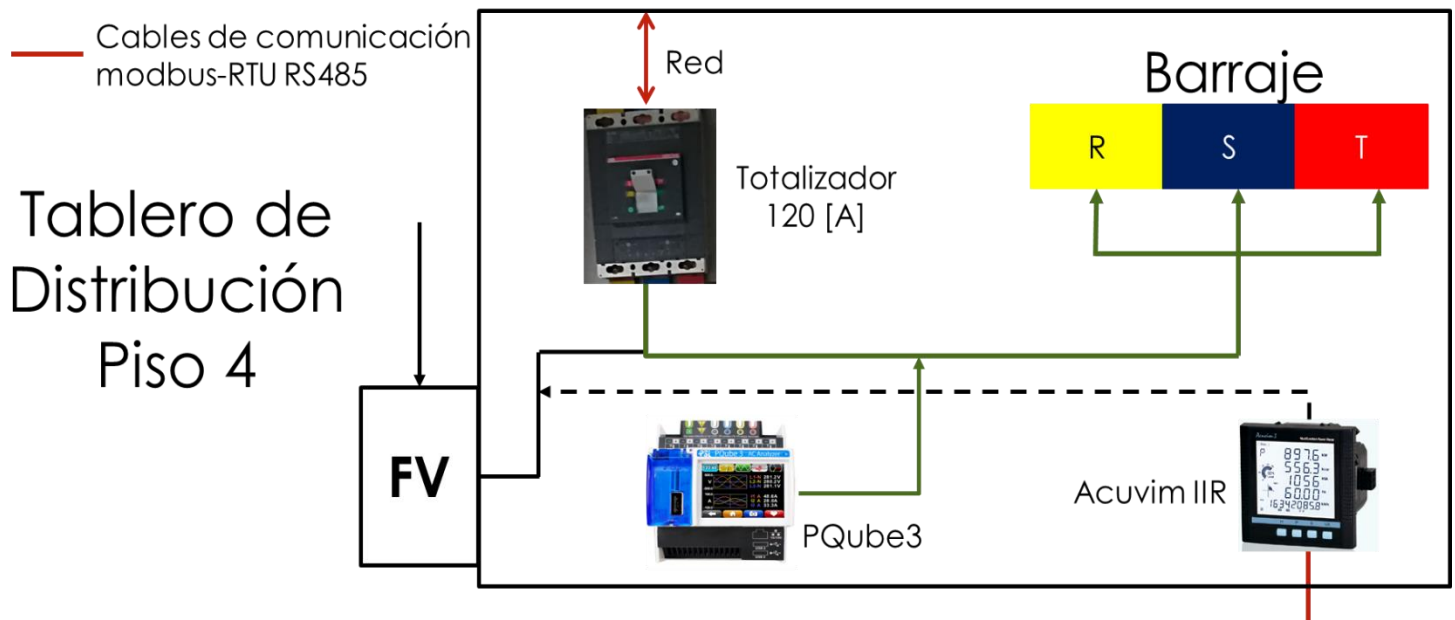
Apéndice I. AMI en la Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones



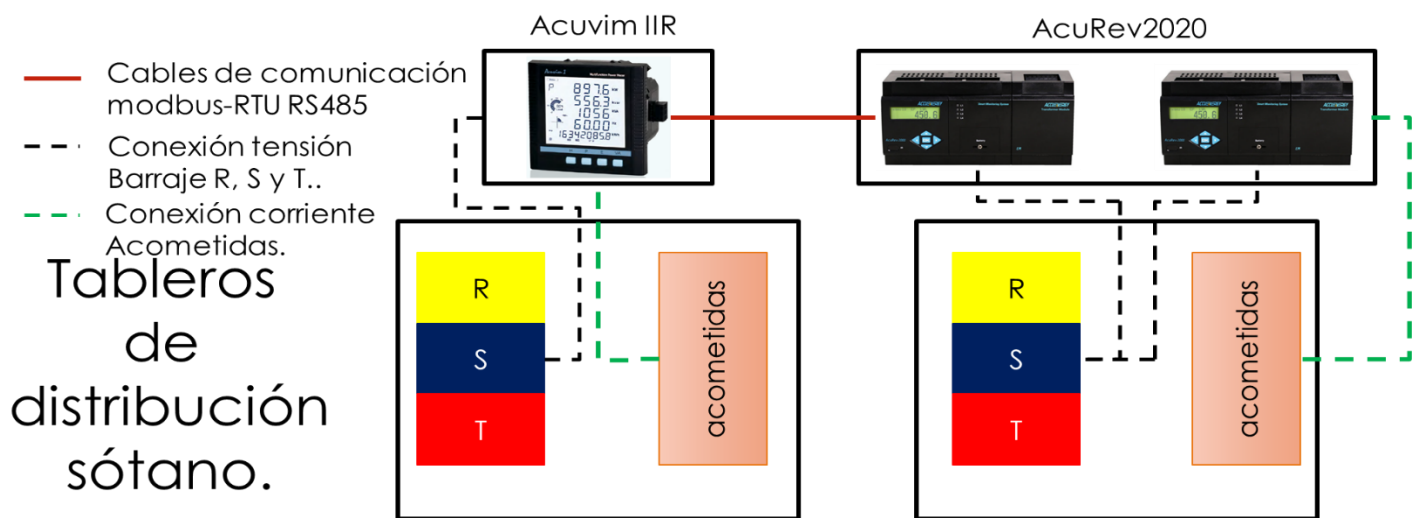
Autor: Alejandro Parrado Duque.



Adaptado de: <https://www.pinterest.com.mx/pin/449304500304182978/>



Autor: Alejandro Parrado Duque.



Autor: Alejandro Parrado Duque.

Apéndice J. Catálogos de equipos

Se dan las rutas para encontrar los catálogos de los paneles FV, micro-inversores, cable Engage, envoy, medidor AcuRev2020, medidor Acuvim IIR, medidor PQube3 y T.C Accuenergy. No se presenta información individual debido a la alta densidad de datos que posee cada catálogo y los temas de interés se dejan a consideración del lector.

Link paneles **Up Solar**:

http://www.upsolar.com/uploads/UploadFile/UP-EN-US-012016_V1_STND_POLY60_6_B_LR_20160125_20160304.pdf

Link paneles **Trina Solar**:

http://exelsolar.com/Documentos/Productos/TSM-270PT_DocumentoTecnico.pdf

Link paneles **Canadian Solar**:

https://www.canadiansolar.com/fileadmin/user_upload/downloads/datasheets/na/Canadian_Solar-Datasheet-CS6PP-SmartDC_v5.4_na.pdf

Link **micro-inversor Enphase M250**:

https://enphase.com/sites/default/files/M250_DS_EN_60Hz.pdf

Link conector **Engage Enphase**:

https://enphase.com/sites/default/files/Engage_DS_EN_60Hz.pdf

Link **Envoy Enphase**:

https://enphase.com/sites/default/files/Envoy_DS_ES_50Hz.pdf

Link **AcuRev2020**:

<https://www.accuenergy.com/files/acurev/AcuRev-2000-Multi-Phase-Tenants-Meter-Brochure.pdf>

Link **Acuvim IIR**:

<https://www.accuenergy.com/files/acuvim-ii/Acuvim-II-1040S1101-Spanish.pdf>

Link PQube3:

http://www.globaltestsupply.com/pdfs/cache/www.globaltestsupply.com/psl_power_standard_s_labs/pqube_3_pq_e08n_0000_00/datasheet/psl_power_standards_labs_pqube_3_pq_e08n_000_0_00_datasheet.pdf

Link T.C Accuenergy (incluye los 3 modelos mencionados en este documento):

<https://www.accuenergy.com/files/acuct/AcuCT-hinged-split-core-333mV-output-current-transformer-brochure.pdf>

	Funcionalidad	Parámetro
Energía	Energía activa	Ep
	Energía reactiva	Eq
	Energía aparente	Es
Tiempo de uso	4 tarifas distintas	TOU
Demanda	Demanda de potencia activa	Demad_P
	Demanda de potencia activa máxima	Demad_P_max
	Demanda de potencia reactiva	Demad_Q
	Demanda de potencia reactiva máxima	Demad_Q_max
	Demanda de potencia aparente	Demad_S
	Demanda de potencia aparente máxima	Demad_S_max
	Demanda de corriente	Línea y cada canal
	Demanda de corriente máxima	Línea y cada canal
Parámetros de tiempo real	Voltaje	V1, V2, V3 (monofásico); V12, V23, V31 (línea).
	Corriente	Línea y cada canal
	Potencia activa	Línea y cada canal
	Potencia reactiva	Línea y cada canal
	Potencia aparente	Línea y cada canal
	Factor de potencia	Línea y cada canal
	Naturaleza de la carga	Línea y cada canal
	Frecuencia	F
Calidad de potencia (PQ)	THD	THD
	Armónicos individuales	2nd-31 st
	Factor K de corriente	KF
	Factor cresta	CF
	Desbalance de tensión	U_unbl
	Desbalance de corriente	I_unbl
	Factor de interferencia de tensión del teléfono	THFF

	Funcionalidad	Parámetro
Reloj	Año, mes, día, hora, minuto y segundo	
Alarma	Límite de alarma sobre/debajo	
Registro de datos	Hasta 8 M	
Comunicación	Infrarrojo	
	RS485	Modbus-RTU
	Ethernet	Modbus-TCP, HTTP, SMTP, SNMP, SNTP
Entradas/salidas	Entradas, salidas digitales (alarma, pulsos kWh...)	
Display	Display LCD	