



Infraestructura de medición avanzada en sistemas de distribución con generación distribuida en redes e instalaciones eléctricas de baja tensión para adoptar políticas en materia de eficiencia energética.

Modalidad de Investigación

Sergio Alexander Duarte Cristancho
CC:13851866
Diego Fernando Efraín Gutiérrez Bermúdez
CC:1098659455

**UNIDADES TECNOLÓGICAS DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS NATURALES E INGENIERÍA
PROGRAMA INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA
BARRANCABERMEJA
FECHA DE PRESENTACIÓN: 5-10-2020**



Infraestructura de medición avanzada en sistemas de distribución con generación distribuida en redes e instalaciones eléctricas de baja tensión para adoptar políticas en materia de eficiencia energética.

Modalidad de Investigación

Sergio Alexander Duarte Cristancho
CC: 13851866

Diego Fernando Efraín Gutiérrez Bermúdez
CC: 1098659455

Trabajo de Grado para optar al título de
INGENIERIA ELECTROMECHANICA

DIRECTOR

Fredy Alberto Rojas Espinoza

CODIRECTOR

Luis Omar Sarmiento Álvarez

GRUPO DE INVESTIGACIÓN – DIANOIA

UNIDADES TECNOLÓGICAS DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS NATURALES E INGENIERÍA
PROGRAMA INGENIERÍA ELECTROMECHANICA
BARRANCABERMEJA
FECHA DE PRESENTACIÓN: 5-10-2020

F-DC-125

INFORME FINAL DE TRABAJO DE GRADO EN MODALIDAD DE PROYECTO
DE INVESTIGACIÓN, DESARROLLO TECNOLÓGICO, MONOGRAFÍA,
EMPRENDIMIENTO Y SEMINARIO

VERSIÓN: 1.0

Nota de Aceptación

APROBADO



Firma del Evaluador



Firma del Director

DEDICATORIA

Dedicamos este logro tan valioso en nuestras vidas primeramente a Dios, porque nos dio la fuerza durante todo nuestro proceso, enseñándonos a partir de los obstáculos que se presentaban y colocando a las personas correctas en él.

A nuestros padres que son uno de los pilares de mi vida, quienes me han estado en los momentos difíciles y nos han dado todo lo que hoy somos.

A nuestras familias que han creído siempre en nosotros, por ser fuente de motivación, apoyándonos día a día, llenándonos de vigor y perseverancia con palabras de aliento, para continuar por este camino que culminamos a satisfacción.

AGRADECIMIENTOS

Queremos agradecer primeramente a DIOS por bendecirnos enormemente y permitirnos llegar a cumplir este logro.

A nuestro director de Proyecto el Ing. Fredy Alberto Rojas Espinoza por su valiosa guía y colaboración en el desarrollo del mismo.

A mi compañero de proyecto que me ayudó, su apoyo fue vital para la realización de este.

TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO	10
INTRODUCCIÓN	12
1. DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN	14
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	14
1.2. JUSTIFICACIÓN.....	16
1.3. OBJETIVOS.....	17
1.3.1. OBJETIVO GENERAL	17
1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	17
1.4. ESTADO DEL ARTE.....	18
2. MARCO REFERENCIAL.....	21
2.1. MARCO TEORICO.....	21
2.2. MARCO HISTORICO	39
2.3. MARCO CONCEPTUAL	47
2.4. MARCO LEGAL.....	53
3. DISEÑO DE LA INVESTIGACION	58
3.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN	58
3.2. ENFOQUE DE LA INVESTIGACIÓN	58
3.3. MÉTODO Y TÉCNICAS DE LA INVESTIGACIÓN	58
3.4. PROCEDIMIENTO PARA EL DESARROLLO DE LOS OBJETIVOS.....	59
3.4.1. FASES DE LA INVESTIGACIÓN	59
4. DESARROLLO DEL TRABAJO DE GRADO	62
4.1. IDENTIFICACION DE LAS PRINCIPALES DIFICULTADES EN LA IMPLEMENTACION DE INFRAESTRUCTURA DE MEDICION INTELIGENTE CON SISTEMAS DE GENERACION SISTRIBUIDA SEGÚN LA (CREG).	62
4.1.1. MEJORAS PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA MEDICIÓN INTELIGENTE.	65
4.2. PRINCIPALES LINEAMIENTOS INVOLUCRADOS EN LA IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS DE MEDICIÓN INTELIGENTE.	67

4.3. DESARROLLO DE UNA PROPUESTA TÉCNICA DE UN SISTEMA DE MEDICIÓN INTELIGENTE APLICADOS A UNA RED ELÉCTRICA DE BAJA TENSIÓN CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA.....	71
4.3.1. DISEÑO DE LA INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN INTELIGENTE.....	79
5. RESULTADOS.....	86
6. CONCLUSIONES.....	95
7. RECOMENDACIONES	97
8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	98
9. APENDICES.....	100
10. ANEXOS	103

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Circuito Monofasico.....	21
Figura 2. Circuito Trifasico	22
Figura 3. Relacion entre potencia activa, reactiva y aparente.	25
Figura 4. Desfase angular de las potencia.	27
Figura 5. Transformador tipo núcleo.	31
Figura 6. Construcción de un transformador tipo acorazado.	31
Figura 7. Transformador tipo acorazado.	32
Figura 8. Transformador Ideal y símbolos esquemáticos	34
Figura 9. Crecimiento Global de capacidad de energía Solar.....	47
Figura 10. Factores que impactan en la satisfacción del cliente.	51
Figura 11. Estructura genérica del contador de energía eléctrica.....	52
Figura 12. Países con más energías renovables en America Latina	64
Figura 13. Arquitectura general de sistemas de medición inteligente	65
Figura 14. Sistema de monitoreo online.	66
Figura 15. Interfaz de un sistema de medición inteligente online.....	67
Figura 16. Radiación anual en el mundo	72
Figura 17. Radiación por unidad de área Colombia.....	73
Figura 18. Radiación diaria en Barrancabermeja	73
Figura 19. Sistema de Medición inteligente con generación distribuida.....	74
Figura 20. Panel solar	75
Figura 21. Medidor inteligente.....	76
Figura 22. Medidor mecánico.....	77
Figura 23. Inversor.....	78
Figura 24. Banco de baterías	78
Figura 25. Esquema general	80
Figura 26. Hoja de datos de medidor inteligente	82
Figura 27. Sistema de medición inteligente Usando Protocolo Prime.....	84
Figura 28. Registro de generación del sistema	87
Figura 29. Detalle de registro de software	87
Figura 30. Factura de consumo del mes de Agosto.	89
Figura 31. Zonas limitadas de la red eléctrica.	100
Figura 32. Demanda Energética.....	101
Figura 33. Energía Generada en Colombia.....	102

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. <i>Barreras de la Medición Inteligente</i>	63
Tabla 2. <i>Lineamientos de sistemas de medición inteligente</i>	69
Tabla 3. <i>Características Medidor MT 174</i>	75
Tabla 4. <i>Características medidor mecánico.</i>	76
Tabla 5. <i>Características inversor hibrido</i>	77
Tabla 6. <i>Características banco de baterías.</i>	78
Tabla 7. <i>Característica aplicada.</i>	80
Tabla 8. <i>Beneficios ambientales y sociales.</i>	85
Tabla 9. <i>Registro de generación distribuida Vs red eléctrica pública</i>	90

RESUMEN EJECUTIVO

En este trabajo de investigación se realizó la presentación de diversas arquitecturas de sistemas de medición inteligente expuestas en la literatura científica con el fin de conocer similitudes, diferencias y retos en la aplicación y en esa medida también le permita los estudiantes de las UTS sede Barrancabermeja tener material de consulta que les permita conocer tecnologías emergentes alrededor del tema de transmisión de energía.

Inicialmente se reunió información detallada, que especificara a grandes rasgos un sistema eléctrico con integración de fuentes no convencionales de energía renovables a pequeña escala y las características de la medición inteligente en conexiones de baja tensión a partir de información tomada de legislaciones, normatividad, resoluciones y decretos en Colombia. Así mismo, se propuso un sistema de medición inteligente en una red de baja tensión hipotética con el ánimo de integrar un sistema de generación fotovoltaica con el cual se estudia el comportamiento de la irradiación solar en el país y así poder cuantificar el potencial fotovoltaico en un lugar de interés.

El desarrollo de este proyecto de investigación se fundamenta en la necesidad que presenta hoy día la industria energética con relación a la cuantificación de las pérdidas producidas en la transmisión de la energía eléctrica y así poder garantizar que la energía eléctrica sea asequible a toda la población.

La metodología propuesta para el desarrollo en este proyecto de investigación es una metodología inductiva, que permite fundamentarse en resultados singulares con argumentos expuestos por otros investigadores.

Con el desarrollo de este trabajo de grado se espera que los estudiantes de las Unidades Tecnológicas de Santander sede Barrancabermeja adquieran los conocimientos teóricos necesarios para identificar los principios científicos y técnicos que giran en torno a la medición inteligente, la generación distribuida y los sistemas fotovoltaicos basados en publicaciones científicas.

PALABRAS CLAVE. Medición inteligente, sistemas fotovoltaicos, generación distribuida, sistemas de distribución eléctrica.

INTRODUCCIÓN

Según plantea la superintendencia de industria y comercio, en Colombia actualmente se está dando una transformación sobre la forma como se mide el consumo eléctrico, debido a la amenaza de la seguridad energética que presenta el país y a la necesidad de aprovechar los avances tecnológicos en TIC's que permiten atender las nuevas demandas del sector. Como elemento clave en este proceso encontramos indispensable contar con una **infraestructura de medición inteligente**. Esta tecnología, se apoya en una red de comunicaciones, que incluye tanto a los elementos de medida que informan del estado de la red como a los medidores inteligentes instalados a nivel de usuario.

Con base en lo expuesto previamente, este documento recopila varias de las principales estrategias para la implementación de arquitecturas inteligentes de medición en Colombia, A partir de la información recopilada en informes técnicos y académicos, en la cual se identificaron los desarrollos más recientes, las tendencias y los actores más importantes sobre este tema a nivel mundial. Adicionalmente, se evidenció que existe una gran oportunidad para el sector en relación a la generación y/o adquisición de tecnología que permita dar cumplimiento a los nuevos desafíos y necesidades presentes en el sistema de energía en el país, y en esa medida identificar los modelos y practicas más destacadas al momento de seleccionar un sistema de medición inteligente

Por último, cabe resaltar que en el aspecto técnico es necesaria la comunicación bidireccional entre el usuario final y el operador de la red eléctrica, con el propósito

de compartir la información relacionada con los parámetros de las variables eléctricas tradicionales e información relacionada con el consumo de energía eléctrica, las cuales están determinadas por pautas y criterios de índole cultural.

1. DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Según lo planteado por (Peñuela, A., Pacheco, J., Jairo, H., Ordóñez, G., IEEE. & Benjamín. J., 2005). en su célebre artículo “Identificación y localización de fallas en sistemas de distribución, utilizando medidores de calidad del servicio de energía eléctrica”, se establece que, a partir de la expansión de los sistemas de distribución de energía eléctrica en el mundo, el problema de la discontinuidad en el servicio se ha convertido en un tema de gran interés para los agentes del sector eléctrico y especialmente para los usuarios residenciales e industriales. Tanto las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica como los usuarios, interactúan con respecto a la valoración de los costos debidos a las interrupciones del suministro de energía eléctrica.

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 quienes han desarrollado proyectos relacionados con las pérdidas no técnicas, consideran 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).

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).

En la actualidad la calidad en el suministro de energía eléctrica es de gran importancia para cada una de las operaciones técnicas y económicas en el área de la electromecánica industrial, y en esa medida también se han establecido unas nuevas necesidades que los sistemas convencionales de distribución de energía no están preparados para soportar, como es el caso de la generación distribuida, control de carga, mediciones remotas, detección de fraude y vehículos híbridos eléctricos entre otras.

Por lo planteado inicialmente Las Unidades Tecnológicas de Santander de Barrancabermeja, a través del grupo de investigación DIANOIA ve la necesidad de indagar sobre los requerimientos que debe cumplir un sistema de medición inteligente y de esa forma realizar propuestas sobre arquitecturas de medición inteligentes que permitan monitorizar el comportamiento energético de cualquier sistema. A partir de la problemática señalada, se complementa con el surgimiento del siguiente interrogante

¿Bajo cuales parámetros teóricos se puede proponer una infraestructura de medición avanzada en sistemas de distribución con generación distribuida en redes e instalaciones eléctricas de baja tensión, que permitan adoptar medidas en materia de eficiencia energética?

1.2. JUSTIFICACIÓN

Con el desarrollo de este proyecto se realizó una investigación que consistía en plantear los lineamientos establecidos en la generación distribuida en redes eléctricas de baja tensión y en esa medida poder integrar efectivamente el concepto de medición inteligente en los sistemas de distribución.

El desarrollo del proyecto comienza con una descripción de los sistemas de medición inteligente en las redes de distribución con generación distribuida, con base en la revisión de publicaciones técnicas y científicas, posteriormente se identifican las barreras que se presentan en la integración de los sistemas de medición inteligente en las redes de distribución de baja tensión con generación distribuida en el país, y por último se realiza una propuesta de un sistema de medición inteligente a una red eléctrica de baja tensión la cual tenga integrados sistemas fotovoltaicos.

La razón por la cual se realizó este proyecto se debe a que los sistemas de medición inteligentes se consideran escenarios de uso racional de la energía 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 de medición inteligentes dentro del marco de una red inteligente (Smart Grid), da respaldo a la integración de tecnologías energéticas eficientes según lo manifestado por el Banco Interamericano de Desarrollo.

1.3. OBJETIVOS

1.3.1. OBJETIVO GENERAL

Definir las funcionalidades mínimas y plan de acción para la implementación de infraestructura de medición inteligente en los sistemas de distribución con generación distribuida en redes e instalaciones eléctricas de baja tensión en la ciudad de Barrancabermeja.

1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Identificar a través de la comisión de regulación de energía y gas (CREG) las eventuales dificultades que se presentan al momento de implementar un sistema de medición inteligente, a una red eléctrica de baja tensión con generación distribuida, con el fin de enfocar estudios hacia mejoras y optimización de la medición inteligente.
- Establecer los principales lineamientos involucrados en el uso de sistemas de medición inteligente, en redes de distribución con generación distribuida, a través de la revisión detallada del comportamiento de un medidor inteligente mediante pruebas y datos de un sistema real con el fin de identificar el potencial que posee esta tecnología
- Desarrollar una propuesta técnica que permita sintetizar los principales conceptos alrededor de los sistemas de medición inteligente aplicados a una red eléctrica de baja tensión con generación distribuida, con base en el uso del trilema energético y así enfocar el estudio con base en los lineamientos del consejo mundial energético (WEC).

1.4. ESTADO DEL ARTE

Los proyectos que se exponen tienen como principal objetivo mostrar la importancia de conocer los avances que se han tenido en Colombia con relación a la infraestructura de medición avanzada.

Un ejemplo del enfoque es desarrollado por *Smart Grids Colombia Visión 2030* donde “el objetivo principal es establecer los lineamientos del estudio de factibilidad técnica y económica de soluciones de redes inteligentes para el sector eléctrico colombiano. Además, también se realiza el desarrollo de un diseño y arquitecturas de tecnologías de información y comunicación que soporte las soluciones de propuestas basándose en un análisis comparativo de las experiencias anteriores y mejores prácticas identificadas, asegurando que las soluciones desarrollan una red de comunicaciones interoperable, segura y escalable para soluciones actuales y futuras”(Estupiñan , 2015)

(Tellez Gutierrez, 2018) en el artículo de investigación que lleva por nombre “Sistemas de medición avanzada en Colombia: beneficios, retos y oportunidades” establece que Los medidores inteligentes de energía, junto con la infraestructura de comunicación, potencia y control, constituyen un sistema asociado a redes eléctricas de interés a nivel mundial. La implementación masiva de las tecnologías requiere no solo del manejo conceptual correspondiente, sino también de la formulación de políticas y marcos regulatorios, el análisis de los beneficios que conllevan y las barreras que se presentan para el uso. En el artículo se presenta un esquema que integra a los actores, procesos y funcionalidades asociados asistemas de medición avanzada mediante una infraestructura de hardware y software apropiada. Se comparan casos de éxito de uso masivo de medidores inteligentes, se analizan los beneficios y barreras para plantear escenarios futuros posibles en Colombia y presentar algunos casos de uso aplicables.

(Correa, 2013) plantea en su tesis de grado llamada “*Smart Metering: Estado del arte de aplicaciones al sector eléctrico.*” Que los medidores inteligentes permitirán realizar grandes modificaciones respecto a los sistemas actuales de medición de energía eléctrica. La facturación en tiempo real generará cambios en: la comercialización, la facturación, los paquetes de energía y el control de demanda, lo cual promoverá un uso racional y eficiente de la energía (URE) por parte de los usuarios. Actualmente se están promoviendo diversas propuestas que a continuación se describen brevemente.

Proyecto desarrollado a nivel nacional.

Colombia, a pesar de tener condiciones ideales para la generación de energía por medio de paneles solares, debido a sus altos niveles de radiación solar, es un país que todavía no explota de forma adecuada esta tecnología, como si lo están haciendo ya otros países. El país apuesta a uno de los proyectos más grandes como es el de ENERGIA LIMPIA XXI, Lacompañía de energía italiana, Enel Green Poweraposto a la más grande y moderna planta solar de Colombia,colocándola a funcionar con tecnología de punta, cuyasinstalaciones equivalentes a 227 canchas de futbol,siendo la más grande en toda la historia de Colombia.Esta planta solar se ubica en el departamento del Cesar en el norte de Colombia, representa el 80 por ciento de la capacidad solar instalada hasta la fecha en el país; con sus 86,2 Mega Watt de capacidad total.

Proyectos desarrollados a nivel internacional.

(Sanchez, 2016) en el trabajo de maestría recopila experiencias relevantes en la implementación real de redes eléctricas inteligentes a nivel internacional y el

contexto en que se originan; identifica las características principales de algunas de las tecnologías y aplicaciones de las Smart grids y el impacto en los precios de la electricidad; y finalmente, haciendo uso de la anterior recopilación, estima los posibles movimientos de los precios de bolsa de energía en el mercado eléctrico colombiano a través del diseño y uso de un prototipo de modelo con el que se simuló, de forma retrospectiva, la presencia de tecnologías de medición inteligente en el sistema eléctrico nacional.

(Bahmanyar, 2015) plantea en un artículo que lleva por nombre “Emerging Smart Meters in Electrical Distribution Systems” que la alta penetración de la generación distribuida variable y no programable ha traído nuevos desafíos a la operación del sistema de energía y está destacando la necesidad de una red más inteligente. Uno de los requisitos clave es desarrollar e implementar sistemas de medición inteligentes en redes de distribución. En el artículo se plantea la situación real en las redes de distribución italianas y se discuten las oportunidades y desafíos de aplicar nuevos sistemas de medición e introducir una arquitectura de medición flexible. Se presentan algunos medidores inteligentes estándar o prototipos, seleccionados para ser probados en un proyecto europeo en curso, llamado FLEXMETER.

Por ultimo (Kumar, 2017) realiza una publicación en la que argumenta que Las iniciativas del Gobierno de la India como 'Make in India' y 'Smart Cities' necesitan un suministro de energía eficiente, confiable y continuo. El sector eléctrico de la India en la actualidad se enfrenta a muchos problemas, como pérdidas de AT&C, distribución ineficiente y sistema de transmisión debido a la antigua infraestructura y el robo de energía. La gestión avanzada de la energía y el mayor uso de los recursos de energía renovable son las áreas más importantes para que los gobiernos se concentren para el desarrollo del país.

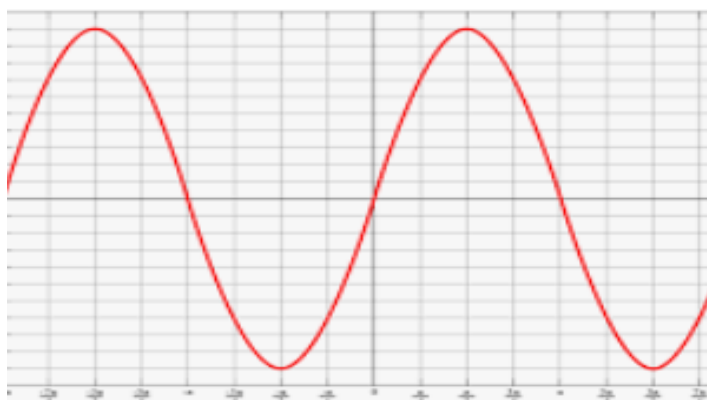
2. MARCO REFERENCIAL

2.1. MARCO TEORICO

(Joan Rosell, 2000) el uso de la energía eléctrica está ligado a una gran parte de las actividades humanas, especialmente en las sociedades más desarrolladas. Tanto así que un indicativo del ritmo de crecimiento de un país viene dado por el incremento de energía eléctrica. La mayor parte de la energía eléctrica se produce, transporta y se consume en forma de corriente y tensión alterna. El uso de corriente continua se concentra en aplicaciones específicas, afectando principalmente a la fase de consumo. El predominio de la corriente alterna frente a la continua se debe, básicamente, a la mayor sencillez que presenta la primera para modificar los niveles de tensión. En efecto, el uso de la energía eléctrica interviene varias etapas.

- Generación
- Transporte
- Distribución
- Consumo

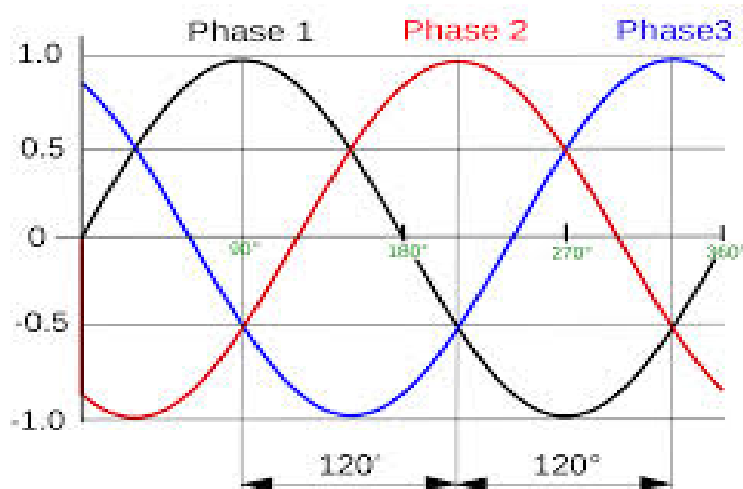
Figura 1. Circuito Monofásico



Fuente: <https://iguren.es/blog/sistema-trifasic-y-monofasico/>

Al transcurrir por las distintas etapas, es conveniente modificar la tensión de trabajo, ya sea por razones de economía (transporte de energía eléctrica debe realizarse a tensiones elevadas a fin de disminuir las pérdidas en la línea por calentamiento), por razones de seguridad (los consumidores domésticos emplean la energía eléctrica en baja tensión, habitualmente 220/240 Voltios para tensiones monofásicas y 380/415 Voltios para tensiones trifásicas) u otras causas.

Figura 2. Circuito Trifásico



Fuente: <https://iguren.es/blog/sistema-trifasic-y-monofasico/>

Magnitudes eléctricas.

Son las propiedades físicas de la electricidad que se podemos medir, conocer su valor y utilizarlas en aplicaciones comunes (Macmillan Iberia, 1987)

✓ **Voltaje (V)** Cuando dos puntos, entre los que existe una diferencia de cargas,

Se unen con un medio conductor, se produce un movimiento de electrones desde el punto con mayor carga negativa al punto con carga positiva. Esta corriente cesa

cuando ambos puntos igualan sus cargas o cuando se interrumpe el circuito. La unidad que mide el voltaje en el Sistema Internacional es el voltio (V), aunque también se utiliza el mV (mili voltio). Al voltaje también se le denomina tensión, diferencia de potencial y, en algunos casos, fuerza electromotriz (f.e.m.).

✓ **Fuerza Electromotriz (FEM).** Se denomina fuerza electromotriz a la energía

proveniente de cualquier fuente, medio o dispositivo que suministre corriente eléctrica. Para ello se necesita la existencia de una diferencia de potencial entre dos puntos o polos (uno negativo y el otro positivo) de dicha fuente, que sea capaz de bombear o impulsar las cargas eléctricas a través de un circuito cerrado.

✓ **Intensidad (I).** Se representa por una flecha paralela al hilo conductor y sobre ella la letra I. Su unidad es el amperio (A), aunque también utilizaremos el miliamperio mA.

✓ **Resistencia (R).** La resistencia eléctrica es la magnitud que mide la dificultad

que opone un material a ser atravesado por una corriente eléctrica.

✓ **La potencia eléctrica (P).** Es el trabajo efectuado al desplazar las cargas eléctricas, por unidad de tiempo. El vatio es la unidad de la potencia y se representa por la letra W. Igual que ocurre con la resistencia, su valor dependerá del voltaje a que está sometido un consumo y de la intensidad que lo atraviesa. Su fórmula es:

$$P = V * I$$

(Thomas Floyd, 2007) La unidad de energía kilowatt-hora (kWh). El joule ha sido definido como una unidad de energía. Sin embargo, existe otra forma de expresar

la energía. Dado que la potencia se expresa en watts y el tiempo en segundos, se pueden utilizar unidades de energía llamadas watt-segundo (Ws), watt-hora (Wh), y kilowatt-hora (kWh).

Cuando paga su recibo de electricidad, le cobran con base en la cantidad de energía que utiliza, no la potencia. Como las compañías de electricidad comercian con enormes cantidades de energía, la unidad más práctica resulta ser el kilowatt-hora.

Se consume un kilowatt-hora de energía cuando se utilizan mil watts durante una hora. Por ejemplo, un foco de 100 W que permanezca encendido durante 10 h consume 1 kWh de energía.

$$W = Pt = (100W) * (10h) = 1000Wh = 1KWh$$

✓ **Potencia aparente (S)** (Macmillan Iberia, 1987). La *potencia compleja* de un circuito eléctrico de corriente alterna, es la suma (vectorial) de la potencia que disipa dicho circuito y se transforma en calor o trabajo (conocida como potencia promedio, activa o real, que se designa con la letra P y se mide en watios (W)) y la potencia utilizada para la formación de los campos eléctrico y magnético de sus componentes, que fluctuará entre estos componentes y la fuente de energía (conocida como potencia reactiva, que se identifica con la letra Q y se mide en voltiamperios reactivos (var)). Esto significa que la potencia aparente representa la potencia total desarrollada en un circuito con impedancia Z. La relación entre todas las potencias aludidas es:

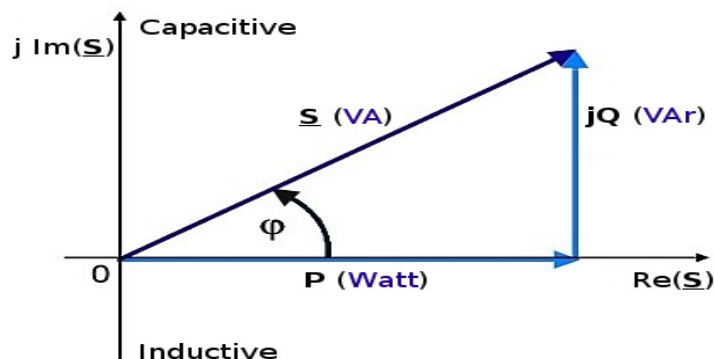


Figura 3. Relación entre potencia activa, reactiva y aparente.

Fuente: <https://sites.google.com/site/tm2p10cagm/tareas/sabado101002/4-1>

$$S^2 = P^2 + Q^2$$

Esta potencia aparente no es realmente la "útil", salvo cuando el factor de potencia es la unidad (**$\cos \varphi = 1$**), y señala que la red de alimentación de un circuito no solo ha de satisfacer la energía consumida por los *elementos resistivos*, sino que también ha de contarse con la que van a "almacenar" las bobinas y condensadores. Se mide en voltamperios (VA), aunque para aludir a grandes cantidades de potencia aparente lo más frecuente es utilizar como unidad de medida el kilovoltiamperio (kVA).

La ecuación de la potencia aparente es:

$$S = I^* \cdot V$$

✓ **Potencia activa**, Potencia media consumida o potencia absorbida (P). Es

la potencia capaz de transformar la energía eléctrica en trabajo. Los diferentes dispositivos eléctricos existentes convierten la energía eléctrica en otras formas de energía tales como: mecánica, lumínica, térmica, química, etc. Esta potencia es, por lo tanto, la realmente consumida por los circuitos y, en consecuencia, cuando

se habla de demanda eléctrica, es esta potencia la que se utiliza para determinar dicha demanda. Se mide en vatios —watt— (W) o kilovatios —kilowatt— (kW). De acuerdo con su expresión, la ley de Ohm y el triángulo de impedancias:

$$P = I_e \cdot V_e \cdot \cos \phi = I_e \cos \phi = I_e^2 \cdot Z \cdot \cos \phi = I_e^2 \cdot R$$

Resultado que indica que la potencia activa se debe a los elementos resistivos.

- ✓ **Potencia reactiva inductiva (Q).** Esta potencia no se consume ni se genera

En el sentido estricto (el uso de los términos "potencia reactiva generada" y/o "potencia reactiva consumida" es una convención) y en circuitos lineales solo aparece cuando existen bobinas o condensadores. Por ende, es toda aquella potencia desarrollada en circuitos inductivos.

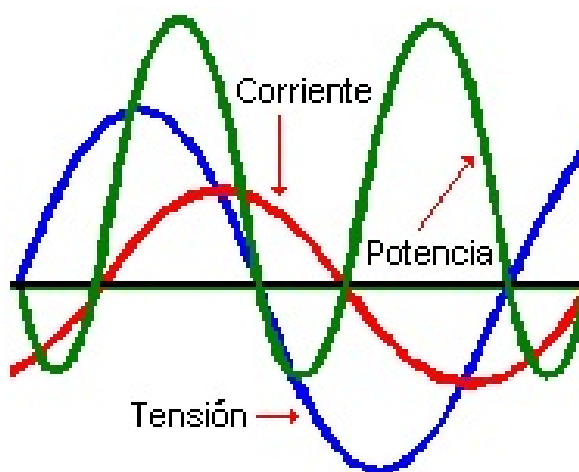
Considérese el caso ideal de que un circuito pasivo contenga exclusivamente, un elemento inductivo ($R = 0$; $X_c = 0$ y $X_l \neq 0$) al cual se aplica una tensión senoidal de la forma $u(t) = U_{\max} \cdot \sin \omega t$. En dicho caso ideal se supone a la bobina como carente de resistencia y capacidad, de modo que solo opone su reactancia inductiva a las variaciones de la intensidad del circuito. En dicha condición, al aplicar una tensión alterna a la bobina la onda de la intensidad de corriente correspondiente resultará con el máximo ángulo de desfase (90°). La onda representativa de dicho circuito es senoidal, de frecuencia doble a la de red, con su eje de simetría coincidiendo con el de abscisas, y por ende con alternancias que encierran áreas positivas y negativas de idéntico valor.

La suma algebraica de dichas sumas positivas y negativas da una potencia resultante nula, fenómeno que se explica conceptualmente considerando que

durante las alternancias positivas el circuito toma energía de la red para crear el campo magnético en la bobina; mientras en las alternancias negativas el circuito la devuelve, y a dicha devolución se debe la desaparición temporaria del campo magnético. Esta energía que va y vuelve de la red constantemente no produce trabajo y recibe el nombre de "energía oscilante", correspondiendo a la potencia que varía entre cero y el valor $(U_{\text{máx}} \cdot I_{\text{máx}})/2$ tanto en sentido positivo como en negativo.

Por dicha razón, para la condición indicada resulta que $P = 0$ y por existir como único factor de oposición la reactancia inductiva de la bobina.

Figura 4. Desfase angular de las potencia.



Fuente: <https://sites.google.com/site/tm2p10cagm/tareas/sabado101002/4-1>

El desfase angular de la corriente (I) respecto de la tensión (U) es de 90° , tal como se puede apreciar en la figura 4 de un circuito inductivo puro. Nótese como la senoide correspondiente a la Potencia (P) es positiva en las partes en que tanto Corriente como tensión son positivas o negativas, y cómo es negativa en las partes en que ya sea tensión o Corriente es positiva y la otra negativa.

En circuitos inductivos puros, pese a que no existe potencia activa alguna igual se manifiesta la denominada "Potencia reactiva" de carácter inductivo que vale:

$$I = \frac{U}{x_L} = \frac{U}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot L}$$

Siendo $\phi = 90^\circ$ (Dado que la corriente atrasa con respecto de la tensión)

$$Q_L = I^2 \cdot X_L$$

La potencia reactiva tiene un valor medio nulo, por lo que no produce trabajo y se dice que es una potencia *devastada* (no produce vatios), se mide en voltamperiosreactivos (var) y se designa con la letra Q.

A partir de su expresión,

$$Q = I \cdot v \cdot \sin \phi = I^2 \cdot z \cdot \sin \phi = I^2 \cdot X = I^2 \cdot (x_L - x_c) = s \cdot \sin \phi$$

Lo que reafirma en que esta potencia se debe únicamente a los elementos reactivos.

Conceptualmente, la potencia reactiva es una potencia "de ida y vuelta"; es decir, cuando hay elementos que almacenan energía (condensadores y bobinas), estos están permanentemente almacenando y devolviendo la energía. El problema es que en "el viaje" se pierde algo. En un símil, como si un autobús de 50 plazas siempre estuviera ocupadas 30 y sólo 20 personas suben y bajan. El autobús resulta de 20 plazas, pero consume como uno de 50. Esas pérdidas del viaje son las que deben evitarse compensando la potencia reactiva inductiva con la capacitiva, lo más cercano al consumo. Así lograremos que no viaje esa energía y no se pierda en el camino nada. A eso se llama compensación del factor de potencia, que debe ser lo más cercano a 1 que se pueda.

✓ **Potencia reactiva capacitiva (Q^*).** Es toda aquella potencia desarrollada en un

circuito capacitivo. Considerando el caso ideal de que un circuito pasivo contenga únicamente un capacitor ($R = 0$; $X_L = 0$; $X_C \neq 0$) al que se aplica una tensión senoidal de la forma $U(t) = U_{\text{máx}} \cdot \sin w \cdot t$, la onda correspondiente a la corriente I , que permanentemente carga y descarga al capacitor resultará 90° adelantada en relación a la onda de tensión aplicada.

Por dicha razón también en este caso el valor de la potencia posee como curva representativa a una onda senoidal de valor oscilante entre los valores cero y $(U_{\text{máx}} \cdot I_{\text{máx}})/2$ en sentido positivo y negativo.

Las alternancias de dicha onda encierran áreas positivas correspondientes a los períodos en que las placas del capacitor reciben la carga de la red; significando los períodos negativos el momento de descarga del capacitor, que es cuando se devuelve a la red la totalidad de la energía recibida. En esta potencia también la suma algebraica de las áreas positivas y negativas es nula dado que dichas áreas son de igual y opuesto valor. La potencia activa vale cero, y por existir como único factor de oposición la reactancia capacitiva del circuito la intensidad eficaz que recorre al mismo vale:

$$I = \frac{U}{x_C} = U \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C$$

Siendo $\phi = 90^\circ$ (La tensión atrasa respecto de la corriente)

En los circuitos capacitivos puros no existe potencia activa, pero si existe la potencia reactiva de carácter capacitivo que vale:

$$Q_c = I^2 \cdot X_c$$

$$Q_c = V^2 / X_c$$

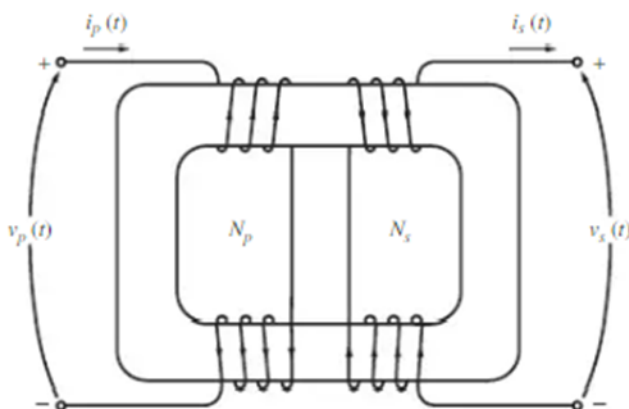
.Transformadores

(Stephen Chapman, 2012) Son dispositivos que cambian la potencia eléctrica alterna con un nivel de voltaje a potencia eléctrica alterna con otro nivel de voltaje mediante la acción de un campo magnético. Consta de dos o más bobinas de alambre conductor enrolladas alrededor de un núcleo ferro magnético común. Estas bobinas (normalmente) no están conectadas en forma directa. La única conexión entre las bobinas es el flujo magnético común que se encuentra dentro del núcleo. Uno de los devanados del transformador se conecta a una fuente de energía eléctrica alterna y el segundo (y quizá el tercero) suministra energía eléctrica a las cargas. El devanado del transformador que se conecta a la fuente de potencia se llama devanado primario o devanado de entrada, y el devanado que se conecta a la carga se llama devanado secundario o devanado de salida. Si hay un tercer devanado en el transformador, se llama devanado terciario.

✓ **Tipo y construcción de transformadores.** El propósito principal de un transformador es convertir la potencia alterna de un nivel de voltaje en potencia alterna de la misma frecuencia, pero con otro nivel de voltaje. Los transformadores también se utilizan para otros propósitos (por ejemplo, para muestreo de voltaje, muestreo de corriente y acoplamiento de impedancia), pero este capítulo está dedicado principalmente al transformador de potencia. Los transformadores de potencia se construyen de dos maneras. Un tipo de transformador consta de una pieza de acero rectangular, laminada, con los devanados enrollados sobre dos de

los lados del rectángulo. Esta clase de construcción, conocido como transformador.

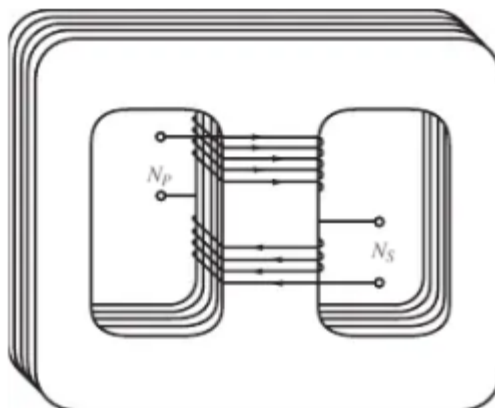
Figura 5. Transformador tipo núcleo.



Fuente: Maquinas Eléctrica Quinta edición 2012.

El tipo núcleo, se ilustra en la figura 5. El otro consta de un núcleo laminado de tres columnas, cuyas bobinas están en rolladas en la columna central. Esta clase de construcción se conoce como transformador tipo acorazado y se ilustra en la Figura 6. En cualquier caso, el núcleo se construye con delgadas láminas aisladas eléctricamente unas de otras para minimizar las corrientes parásitas. En un transformador físico los devanados primario y secundario están envueltos uno sobre el otro con un devanado de bajo voltaje en la parte interna (más cerca del núcleo). Esta disposición cumple dos objetivos:

Figura 6. Construcción de un transformador tipo acorazado.



Fuente: Maquinas Eléctrica Quinta edición 2012.

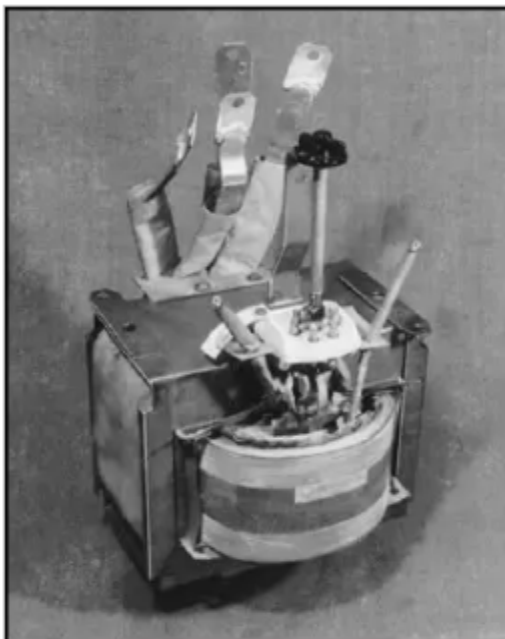


Figura 7. Transformador tipo acorazado.

Fuente: Maquinas Eléctrica Quinta edición 2012

1. Simplifica el problema de aislar el devanado de alta tensión desde el núcleo.
2. Produce un menor flujo disperso que el que se presentaría en caso de colocar los dos devanados separados del núcleo.

A los transformadores de potencia se les llama de diferentes maneras, dependiendo de su uso en los sistemas de potencia. A un transformador conectado a la salida de un generador y que se usa para aumentar su voltaje a niveles de transmisión (más de 110 kV) a veces se le llama Transformador de unidad. Al transformador que se encuentra al final de la línea de transmisión, que baja el voltaje de niveles de transmisión a niveles de distribución (de 2.3 a 34.5 kV) se le llama transformador de subestación. Por último, al transformador que toma el voltaje de distribución y lo disminuye hasta el voltaje final al que se utiliza

la potencia (110, 208, 220 V, etc.) se le llama transformador de distribución. Todos estos dispositivos son esencialmente iguales; la única diferencia entre ellos es el uso que se les da. A demás de los diferentes transformadores de potencia, hay dos transformadores para propósitos especiales que se utilizan con maquinaria eléctrica y sistemas de potencia. El primero de ellos es un dispositivo diseñado de manera específica para hacer muestreos de alto voltaje y producir un bajo voltaje secundario directamente proporcional al primero. Este tipo de transformador se llama transformador de potencial. Un transformador de potencia también produce un voltaje secundario directamente proporcional a su voltaje primario; la diferencia entre un transformador de potencial y un transformador de potencia es que el transformador de potencial está diseñado para manejar sólo corrientes muy pequeñas. El segundo tipo de transformadores especiales es un dispositivo diseñado para proveer una corriente secundaria mucho más pequeña pero directamente proporcional a su corriente primaria. Este dispositivo se llama transformador de corriente.

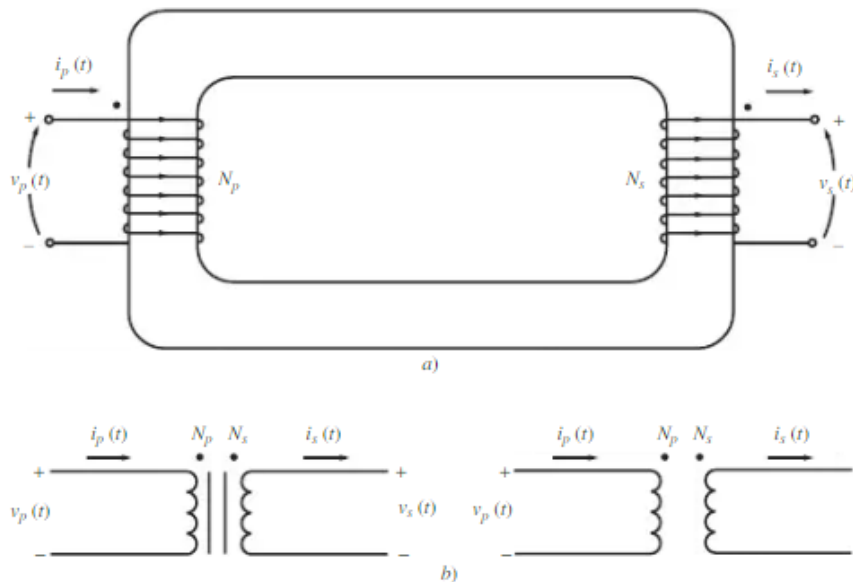
✓ **El transformador ideal.** Es un dispositivo sin pérdidas que tiene un devanado de entrada y un devanado de salida. Las relaciones entre el voltaje de entrada y el de salida, y entre la corriente de entrada y la de salida, se describen en dos sencillas ecuaciones. La figura 8 muestra un transformador ideal con N_p vueltas de alambre en su lado primario y N_s vueltas de alambre en su lado secundario. La relación entre el voltaje $v_p(t)$ aplicado al lado primario del transformador y el voltaje $v_s(t)$ producido en el lado secundario es:

$$\frac{V_p(t)}{V_s(t)} = \frac{N_p}{N_s} = a$$

A donde a se define como la relación de transformación del transformador.

$$\frac{N_p}{N_s} = a$$

Figura 8. Transformador Ideal y símbolos esquemáticos



Fuente: Maquinas Eléctrica Quinta edición 2012

A veces el núcleo de hierro se muestra en el símbolo y a veces no. La relación entre la corriente $i_P(t)$ que fluye del lado primario del transformador y la corriente $i_S(t)$ que sale del lado secundario del transformador es.

$$N_P i_P(t) = N_S i_S(t)$$

$$\frac{i_P(t)}{i_S(t)} = \frac{1}{a}$$

En términos de ecuaciones fasoriales, estas ecuaciones son:

$$\frac{V_P}{V_S} = a$$

$$\frac{I_P}{I_S} = \frac{1}{a}$$

Nótese que el ángulo de fase de V_p es el mismo que el ángulo de V_s y el ángulo fasorial de I_P es el mismo que el ángulo fasorial de I_S . La relación de vueltas del transformador ideal afecta las magnitudes de los voltajes y corrientes, pero no sus ángulos. Las ecuaciones describen las relaciones entre las magnitudes y ángulos de los voltajes y corrientes en los lados primarios y secundarios del transformador, pero dejan una pregunta sin respuesta: puesto que el voltaje del circuito primario es positivo en un lado específico de la bobina, ¿cuál será la polaridad del voltaje del circuito secundario? En un transformador real sería posible saber la polaridad secundaria sólo si se lo abriera y se examinaran sus devanados. Para evitar esto, los transformadores utilizan la convención de puntos. Los puntos que aparecen en un extremo de cada devanado en la figura 6 muestran la polaridad del voltaje y de la corriente en el lado secundario del transformador. La relación es la siguiente:

- Si el voltaje primario es positivo en el extremo del devanado marcado con punto con respecto al extremo que no tiene marca, entonces el voltaje secundario también es positivo en el extremo marcado con punto. Las polaridades de voltaje son las mismas con respecto a los puntos en cada lado del núcleo.
- Si la corriente primaria del transformador fluye hacia dentro en el extremo marcado con punto del devanado primario, la corriente secundaria figura hacia fuera en el extremo marcado con punto del devanado secundario.

(Guillermo Velez, 2011) En Colombia desde 1928 los primeros sistemas eléctricos de redes electricas fueron desarrollados por empresas privadas o mixtas que obtenían de los municipios concesiones para prestar el servicio en su jurisdicción; inicialmente el alumbrado público y, posteriormente, al comercio y las familias pudientes. En 1889, se constituye en Bogotá la primera empresa eléctrica del país: Bogotá Electric Light Co, que no obstante su nombre extranjerizante, era propiedad de inversionistas colombianos. A ésta le siguieron, en Bucaramanga, la Compañía Eléctrica de Bucaramanga en 1891, que construyó la Planta de Chitotá, sobre el río Suratá, la primera hidroeléctrica del país; en Medellín, en 1895, la Compañía Antioqueña de Instalaciones Eléctricas, antecesora de EPM, con capital aportado en partes iguales por el Departamento, el Municipio y empresarios privados; en Cali, en 1910, la Cali Electric Light & Power Co, de la familia Eder, que construyó una planta hidroeléctrica sobre el río Cali; nuevamente en Bogotá, en 1920, la Compañía Nacional de Electricidad, remota antecesora de la Empresa de Energía de Bogotá; en 1909, la Compañía Colombiana de Electricidad, filial de la estadounidense American and Foreign Power Company, que prestaría el servicio en varios municipios de la Costa Atlántica hasta su nacionalización en 1962.

(Tellez Gutierrez & Rosero Garcia, 2018) explican que las redes eléctricas tradicionales están en proceso de evolución gradual gracias a la vinculación de nuevas tecnologías, convirtiéndose en Smart Grids. Así, la cadena de la energía eléctrica obtiene valores agregados al originarse nuevos mercados y servicios para solucionar las necesidades actuales de los sistemas. Un elemento clave dentro de transformación es el medidor inteligente, que permite articular la relación entre el sistema eléctrico y el consumidor final de energía y también determina el tipo de relación comercial y técnica entre los agentes involucrados.

Medición inteligente en los objetivos del desarrollo sostenible (ODS). Si bien, la medición inteligente, la generación distribuida y los sistemas FV son herramientas eléctricas, la participación en el cumplimiento de los ODS juega 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 la contribución a la sostenibilidad del planeta. La sostenibilidad, según la ONU, es entendida como “el equilibrio entre lo económico, lo social y lo ambiental” (Díaz, 2011). **Transformar el suministro de energía.** Según (Kaprál, 2016) la medición inteligente 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.

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). la 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.

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

Los sistemas de medición inteligente permiten 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, 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 la 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, 2016).

La instalación de sistemas de medición inteligentes, 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 los sistemas de medición inteligentes en los usuarios finales (Correa, 2013).

Desde hace varios años, el desarrollo tecnológico de la Smart Metering ha dependido de dos principales innovaciones sistemáticas descritas a continuación (Correa, 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. la 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 el uso a funciones más innovadoras como los esquemas de precios o curvas de demanda en tiempo real, detección temprana de fallas y demás (Bahmanyar, 2016; Correa, 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).

2.2. MARCO HISTORICO

Las propiedades eléctricas o electroestáticas de ciertos materiales eran ya conocidas por las civilizaciones antiguas (Rosas, 2003). Hacia el año 600 a.c, el filósofo y científico Thales de Mileto había comprobado que, si se frotaba el ámbar, éste atraía hacia sí objetos más livianos. Se creía que la electricidad residía en el objeto frotado.

De ahí que el término electricidad provenga del vocablo griego *elektron*, que significa ámbar. En los dominios de la antigua Roma ya se explotaba un mineral que también poseía la propiedad de atraer a ciertos materiales (los metálicos), este mineral recibía el nombre de magnetita, mineral muy apreciado en la antigüedad precisamente por sus particulares características. Pero no fue hasta la época del Renacimiento cuando comenzaron los primeros estudios metodológicos, en los cuales la electricidad estuvo íntimamente relacionada con el magnetismo. (Rosas, 2003, pág. 15)

El dominio sobre la electricidad fue una de las grandes conquistas del hombre del siglo XIX. Aprendió a producirla, a transportarla, a almacenarla, a aprovechar su energía en todas sus formas (Comellas, 2007). Y la electricidad transformó el mundo. Volta, Galvani, Coulomb, Ampère, Oersted, Ohm, Faraday permitieron un conocimiento cada vez más completo de la energía eléctrica y sus manifestaciones. Maxwell convierte en fórmulas y leyes las intuiciones de Faraday y en su *Treatise on Electricity and Magnetism* (1873) expresó matemáticamente la física de la electricidad y su relación con el magnetismo hasta dotar al hombre de finales del siglo XIX de un instrumento de impensadas posibilidades.

Ramón Rosas (2003) Señala que “antes del año 1800, el estudio de los fenómenos eléctricos y magnéticos sólo interesó a unos cuantos científicos, como W. Gilbert, C. A. de Coulomb, L. Galvani, Otto Von Guericke, Benjamín Franklin, o Alessandro Volta” (pág. 15). Algunos otros hicieron importantes contribuciones al aún insuficiente y fragmentado conocimiento de la electricidad, pero en aquel tiempo no se conocían todavía sus aplicaciones y los estudios sólo fueron motivados por una simple curiosidad intelectual. La población iluminaba sus hogares con velas, lámparas alimentadas con aceite de ballena y petróleo, y la

potencia motriz era suministrada generalmente por personas o animales de tracción.

Uno de los pioneros de la electricidad, de nombre bien conocido por todos, es el político norteamericano Benjamín Franklin (1701-1790), aficionado, como tantos hombres cultos de su tiempo, a hacer experimentos (Comellas, 2007). Inventó la mecedora, las gafas bifocales (muy toscas todavía), un taladro de hierro... ¡descubrió la Corriente del Golfo! Sintió un entusiasmo especial por la electricidad, ese gran misterio de la época. E intuyó que los rayos que se producían en las tormentas eran chispas eléctricas de enorme potencial. Para comprobarlo, hizo un experimento de casi todo el mundo conocido: construyó una cometa, provista en su parte superior de una punta metálica (como las de la botella de Leyden), y acompañado de su hijo, la hizo volar un día de tormenta.

El inglés William Gilbert comprobó que algunas sustancias se comportaban como el ámbar y cuando eran frotadas atraían objetos livianos, mientras que otras no ejercían ninguna atracción (Rosas, 2003). A las primeras, entre las que ubicó al cristal, al azufre y la resina, las llamó eléctricas, mientras que, a las segundas como el cobre o la plata, aneléctricas.

En 1905, Paul Langevin desarrolló un estudio sobre la variación de las propiedades magnéticas de las sustancias paramagnéticas con la temperatura, basada en la estructura atómica de la materia (Osorio, 2010). Posteriormente, Pierre Ernst Weiss postuló la existencia de un campo magnético interno, molecular, en los materiales. Niels Bohr, en su teoría sobre la estructura molecular atómica, hizo comprender la tabla periódica y mostró por qué el magnetismo aparece en los elementos de transición, en los lantánidos o en compuestos que incluyen estos elementos. En 1925, George E. Uhlenbeck y Samuel A. Goudsmit

mostraron que los electrones tienen espín y se comportan como pequeños imanes con un momento magnético definido.

A principios del siglo XIX, el conde Alessandro Volta construyó una pila galvánica. Colocó capas de cinc, papel y cobre, y descubrió que, si se unía la base de cinc con la última capa de cobre, el resultado era una corriente eléctrica que fluía por el hilo de la unión (Rosas, 2003). Este sencillo aparato fue el prototipo de las pilas eléctricas, de los acumuladores y de toda corriente eléctrica producida hasta la aparición de la dinamo. Mientras tanto, George Simón Ohm sentó las bases del estudio de la circulación de las cargas eléctricas en el interior de materias conductoras, postulando su ley, en la cual se relacionaba la resistencia con la intensidad y la tensión, es decir, tres de las cuatro magnitudes más importantes de la electricidad.

El comienzo de la explotación de la sección de electricidad tuvo lugar de manera regular a principios de 1899, tras tres años de trabajos en el establecimiento de las "infraestructuras básicas", y terminó sesenta años después (Garrues, 2006). En este largo periodo, su oferta eléctrica tuvo dos periodos claramente diferenciados. En el primero, entre 1899 y 1942, Arteta se mantuvo como una compañía independiente, y existió una alta correlación entre producción y distribución. En el segundo, desde 1942 a 1961, la Compañía pasó a ser filial de El Irati y, como consecuencia de ello, se fue transformando en una firma eminentemente distribuidora.

En 1819, Hans Cristian Oersted descubrió que una aguja magnética colgada de un hilo se apartaba de su posición inicial cuando pasaba próxima a ella una corriente eléctrica, y postuló que las corrientes eléctricas producían un efecto magnético (Rosas, 2003). De esta simple observación salió la tecnología del telégrafo

eléctrico. Sobre esta base, André Marie Ampère dedujo que las corrientes eléctricas debían comportarse del mismo modo que los imanes.

En 1600, se publicó el libro "De magnete" de William Gilbert quien aplicó métodos científicos al estudio de la electricidad y el magnetismo, y observó que la Tierra se comporta como un imán gigante (Osorio, 2010). En 1819, el físico Hans Christian Oersted descubrió que la aguja magnética era desviada por una corriente eléctrica, mostrando con ello la conexión entre la electricidad y el magnetismo. En 1831, Michael Faraday descubre que el movimiento de un imán en las proximidades de un cable induce en éste una corriente eléctrica; hallazgo inverso al de Oersted.

Ramón Rosas (2003) El descubrimiento de Ampère llevó a Michael Faraday a suponer que una corriente que circulara cerca de un circuito induciría otra corriente en él. El resultado de su experimento fue que esto sólo sucedía al comenzar y cesar de fluir la corriente en el primer circuito. "Sustituyó la corriente por un imán y encontró que su movimiento en la proximidad del circuito inducía en éste una corriente. De forma que pudo comprobar que el trabajo mecánico empleado en mover un imán podía transformarse en corriente eléctrica" (pág. 16).

En el invierno de 1819-20 Hans Christian Oersted era profesor de Electricidad, Galvanismo y Magnetismo para alumnos de cursos superiores en la Universidad de Copenhague (Purcell, 2005). Electricidad significaba electrostática; el galvanismo se refería a los efectos producidos por las corrientes continuas de las baterías, un tema iniciado por el descubrimiento fortuito de Galvani y los subsiguientes experimentos de Volta; el magnetismo trataba de los ya antiguos conocimientos de la piedra imán, la brújula y el campo magnético terrestre. Para algunos, parecía evidente que debía existir una relación entre las corrientes

galvánicas y la carga eléctrica, aunque existía poco más que la evidencia directa de que ambas podían causar sacudidas.

Hacia mediados del siglo XIX se estableció la distinción entre materiales aislantes y conductores. Los aislantes eran aquellos a los que Gilbert había considerado eléctricos, en tanto que los conductores eran los aneléctricos (Rosas, 2003). Esto permitió que se construyera el primer almacenador rudimentario: estaba formado por dos placas conductoras que tenían una lámina aislante entre ellas. Fue conocido como botella de Leyden, en honor a la ciudad donde se realizó el invento.

Durante este mismo periodo ocurrieron impresionantes avances en la comprensión de los fenómenos eléctricos y magnéticos (Rosas, 2003). Humphrey Davy, André Marie Ampere, G.S. Ohm y Karl Gauss realizaron importantes descubrimientos, pero el descubrimiento que llegó a ser fundamental para elevar el concepto de la electricidad como un fenómeno científico interesante a una gran tecnología con implicaciones sociales de grandes alcances se logró de forma independiente por los investigadores Michael Faraday y Joseph Henry.

El mundo científico estaba más que preparado para esta revelación. Un fermento de experimentación y descubrimientos siguieron apenas lo enunciado llegó a los demás laboratorios (Purcell, 2005). Sin mucho tardar, Ampère, Faraday y otros efectuaron una descripción esencialmente completa y exacta de la acción magnética de las corrientes eléctricas.

El descubrimiento de la inducción electromagnética, debido a Faraday, llegó transcurridos menos de 12 años del experimento de Oersted. En los dos siglos anteriores, desde la publicación en 1600 del gran trabajo de William Gilbert, De Magnete, los conocimientos humanos del magnetismo no habían avanzado en

absoluto. Además de estos descubrimientos experimentales se desarrolló la teoría clásica completa del electromagnetismo. Formulada matemáticamente por Maxwell, fue triunfalmente corroborada por la demostración de Hertz de las ondas electromagnéticas, en 1888. (Purcell, 2005, pág. 164)

Ampère y otros ya habían observado que los campos magnéticos eran generados por corrientes eléctricas: sin embargo, ninguno había descubierto cómo se podían obtener corrientes eléctricas a partir de campos magnéticos. Parada), trabajó en ello de 1821 a 1831, logrando el éxito al formular la ley que lleva su nombre (Rosas, 2003). Posteriormente construyó una máquina generadora de voltaje según los principios de inducción magnética. Se tenía ahora una fuente de electricidad que rivalizaba (y excedía en mucho) las posibilidades de la pila voltaica y las botellas de Leyden.

La relatividad restringida tiene sus raíces históricas en el electro-magnetismo. Lorentz, explorando la electrodinámica de las cargas móviles, llegó muy cerca de la formulación final de Einstein (Purcell, 2005). Y el gran artículo de Einstein, en 1905, no fue titulado Teoría de la Relatividad sino Acerca de la electrodinámica de los cuerpos móviles. Hoy en día vemos en los postulados de la relatividad, y en lo que ella implica, un amplio alcance que abarca todas las leyes físicas, no sólo las del electromagnetismo.

Los experimentos de Faraday fueron expresados matemáticamente por James Maxwell, quien en 1873 presentó sus ecuaciones, que unificaban la descripción de los comportamientos eléctricos y magnéticos y su desplazamiento a través del espacio en forma de ondas (Rosas, 2003).

En 1878 Thomas Alva Edison comenzó los experimentos que terminarían, un año más tarde, con la invención de la lámpara eléctrica, que universalizaría el uso de

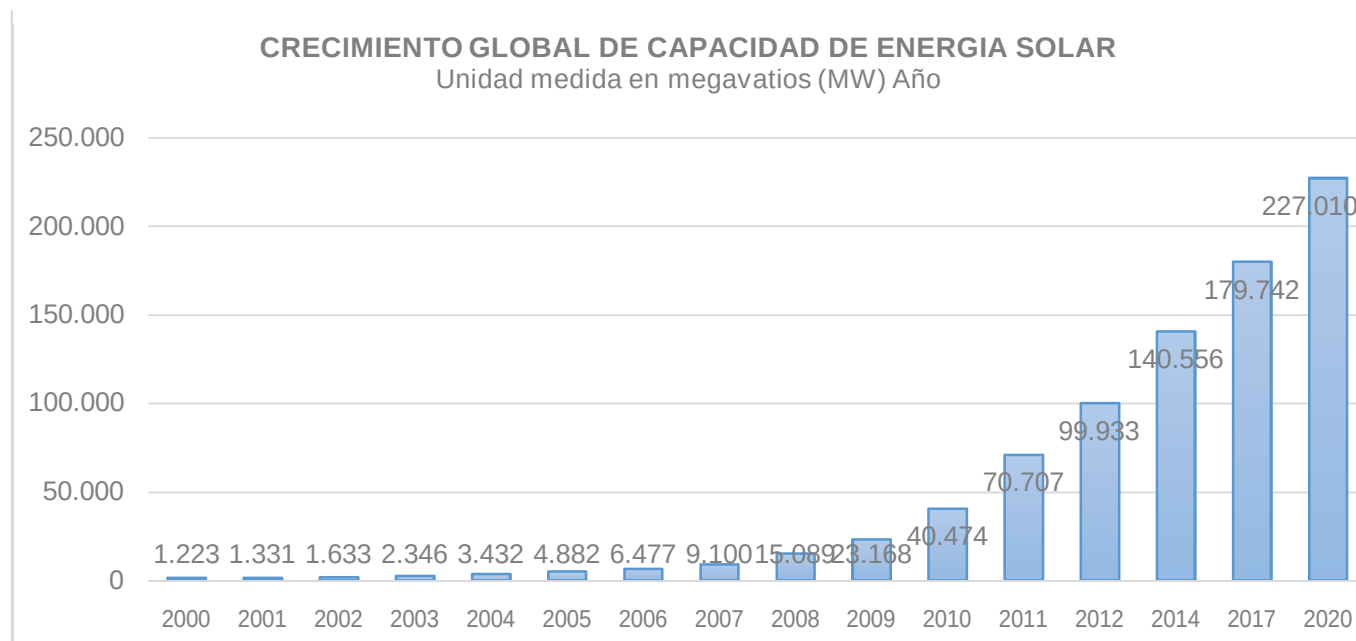
la electricidad (Rosas, 2003). Desde que en 1880 entró en funcionamiento en Londres la primera central eléctrica destinada a iluminar la ciudad, las aplicaciones de esta forma de energía se extendieron progresivamente.

La Agencia Internacional de Energías Renovables dice que la curva de crecimiento en la última década va en acenso en cuanto a la capacidad de energía renovables según los últimos datos, este crecimiento se observa en las energías solar y eólica las cuales representan un 84% el cual es un tercio de la capacidad energética mundial.

Este crecimiento obedece en gran parte a que el mundo ve la necesidad de lograr los acuerdos de París sobre el cambio climático que es mantener lo más cerca posible de 1,5 °C para así evitar peores efectos climáticos en las nuevas generaciones. En síntesis, realiza una similitud en la elevación de la capacidad de generación de energías renovables frente a las no renovables, principalmente los combustibles fósiles y la energía nuclear. La carga de generación no renovable ha caído en Europa, Norte América y Oceanía en unos 85 GW desde 2010.

El crecimiento de la Energía solar: La capacidad de energía solar aumentó en 94 GW el año pasado (un 24 % más). Asia siguió dominando el crecimiento mundial con un aumento de 64 GW (alrededor del 70% de la expansión mundial en 2018). Manteniendo la tendencia del año pasado, China, la India, el Japón y la República de Corea fueron los principales responsables de dicho aumento. Otros aumentos importantes se produjeron en Estados Unidos (+8,4 GW), Australia (+3,8 GW) y Alemania (+3,6 GW). Otros países con importantes expansiones en 2018 fueron Brasil, Egipto, Pakistán, México, Turquía y los Países Bajos (Irena, 2020).

Figura 9. Crecimiento Global de capacidad de energía Solar



Fuente: <http://www.irena.org/.statistics>

2.3. MARCO CONCEPTUAL

Impacto de la concienciación del cliente en el mercado energético Los productores de energía, incluyendo los organismos reguladores necesitan actuar, manteniendo las expectativas del usuario.

Los consumidores de energía eléctrica pueden hacerse cargo del impacto energético, esto beneficia el mercado eléctrico, incluyendo el medio ambiente.

Los beneficios de una mayor concienciación de los clientes son los siguientes seis factores que se detallan a continuación. (Arango & Grisales, 2014)

Mejora de la fiabilidad energética. Los usuarios son cada vez más conscientes de que las facturas de energía eléctrica se ven afectadas directamente por el patrón de uso (Díaz, 2011).

Si los consumidores utilizan tarifas y tecnologías que les anime a mover su consumo de energía eléctrica a los períodos de baja demanda, esto permite suavizar el perfil global de consumo y estabilizar el funcionamiento del sistema de distribución.

Estudios recientes muestran que el potencial de respuesta de la demanda alcanzada el nivel de 5% a 16% de la demanda pico (Przybylik, 2012).

Si se materializa este potencial, las compañías de energía eléctrica podrían reducir los gastos de capital necesarios para la generación de activos y aumentar la fiabilidad y la seguridad del sistema energético.

Los operadores del sistema de la energía eléctrica son los responsables del equilibrio del sistema, ejecutando diferentes tipos de programas de emergencia en tiempo real, permitiendo el uso de los recursos de energía distribuida y el potencial de reducción de consumo de energía eléctrica de los usuarios finales.

Estabilización de la demanda energética. Los fuertes aumentos en los precios de la energía son evidentes incluso en los países fuera de la Unión Europea. Especialmente en los países en desarrollo, los consumidores perciben la electricidad como una posición de costes importante, por lo que deben ser fácilmente motivados para reducir el consumo de energía.

Cambio en el marco regulatorio. Los responsables políticos están reconociendo la importancia de la conciencia en el consumo de energía y nuevas tecnologías en

el sector eléctrico. El éxito de una política energética encaminada al empoderamiento del usuario, depende del comportamiento de los clientes y del apoyo por parte del gobierno a través de un plan de desarrollo. Por ejemplo, una mayor flexibilidad de la demanda eléctrica, permite a los proveedores que integren tecnologías ecológicas, como la solar, eólica y demás fuentes de energía distribuida en la red.

Facilitar el progreso tecnológico. En los últimos años, el sector energético ha experimentado con mayor intensidad un cambio tecnológico, haciendo que el usuario de la energía eléctrica sea participe y sea consciente del consumo a partir de estrategias de empoderamiento. El desarrollo de las tecnologías para el almacenamiento de energía eléctrica y redes para el hogar o Smart Home es necesario para adaptarse a los cambios de la industria.

Un impulso tecnológico tendrá un impacto negativo en el precio de la energía a mediano plazo (Casellas, 2016), pero un impacto positivo a largo plazo para el consumidor, ya que será parte de esta iniciativa que lo empoderará en relación al consumo de energía eléctrica. Por otra parte, dichos cambios aumentarán la competitividad de las empresas tecnológicas permitiendo al usuario tener opciones como comprar energía a la empresa que más le favorezca y trazar un plan de consumo de energía eléctrica de acuerdo al comportamiento de las tarifas.

Desarrollo de la generación distribuida. El aumento y volátil precio de los combustibles fósiles, junto con la presión regulatoria para implementar las fuentes de energía renovables, han hecho que los clientes combinen sus esfuerzos y evolucionen hacia “Prosumidores¹⁸”. Tener una unidad de generación propia les permite reducir la factura de energía y aumentar la seguridad de su suministro.

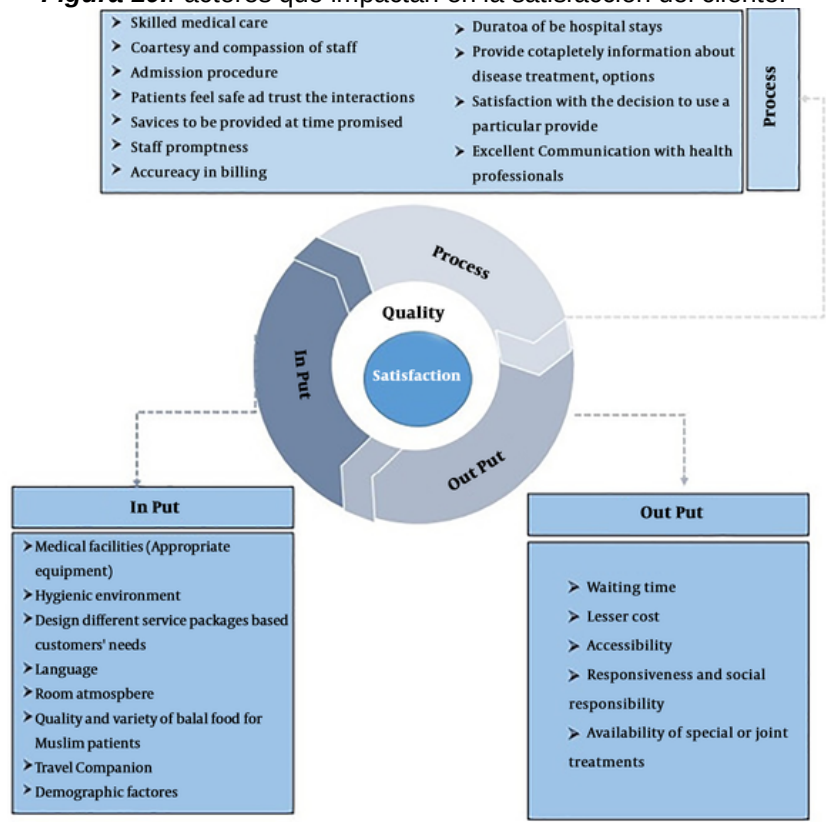
Para la Unión Europea, la posibilidad de integración a gran escala de las energías renovables es también un requisito previo para el cumplimiento de los objetivos medioambientales planteados.

Impacto para la inversión de las empresas distribuidoras de la energía eléctrica.

Las empresas distribuidoras de la energía eléctrica siguen las directrices reguladoras y de ingeniería en el desarrollo de los planes de inversión energética. Cada vez más, las entidades tienen en cuenta las expectativas sobre crear empresas sostenibles y verdes. Ya no es una cuestión de si una empresa invierte en energías renovables, el reto ahora es llevar a cabo la opción más inteligente, mientras tanto, los consumidores de energía eléctrica de algunos países europeos aceptan que estas inversiones aumentan los precios de la energía y por lo tanto pueden ser difícilmente compensados por los niveles de consumo reducidos.

Una mayor conciencia del consumo de energía y la aplicación de tecnologías de apoyo tales como la automatización y el control de los aparatos electrónicos pueden reducir el consumo general de energía eléctrica, junto con la disponibilidad de tarifas flexibles, esto puede compensar parcialmente a los consumidores por el aumento de precios de la energía. Cuando los minoristas de electricidad introducen nuevas características y servicios y cuando los consumidores tienen unidades de generación, tales como paneles solares y generadores eólicos, esto aumenta la importancia en la cadena de valor de la energía y la satisfacción de los clientes al participar en el mercado de la energía eléctrica. La Figura 10 muestra la relación entre los beneficios de una mayor concienciación de los usuarios y la satisfacción de estos por medio de los seis factores anteriormente mencionados.

Figura 10. Factores que impactan en la satisfacción del cliente.



Fuente: <http://jhealthscope.com/en/articles/80359.html>

Medida de la energía eléctrica

(Castro & Talancon, 2012) establece que, desde el punto de vista evolutivo, la forma de medir la energía eléctrica ha venido cambiando drásticamente. A continuación, se describe la evolución en dicho tema, mostrando los nuevos servicios obtenidos con los contadores modernos que permiten implementar aplicaciones en las medidas de otros parámetros energéticos no eléctricos, facilitando la automatización a usuarios y operadores.

✓ **Medidor de la energía eléctrica.** Es el equipo para la medida de la energía

eléctrica consumida, consta de tres elementos principales, como son el sistema de medida, el elemento de memoria y el dispositivo de información.

En este sentido, el medidor de energía eléctrica realiza la función de interfaz de la red con el usuario, lo cual se ilustra en la Figura 11, esto se conoce como el Front-End de la red.

Los equipos de medida de energía eléctrica pueden clasificarse según sus Característica (Gerwen, 2006):

Figura 11. Estructura genérica del contador de energía eléctrica



Fuente: <https://www.terasun.mx/faqs>

- Tecnológicas, pudiendo ser contadores electromecánicos o electrónicos (contadores de estado sólido).
- Funcionales, como monofásicos o trifásicos.
- Energéticas, como medidores de energía activa y/o medidores de potencia reactiva.
- Operativas, como dispositivo de tipo registrador o programables que permiten la Tele gestión

Según (Estupiñan , 2015) los equipos de tipo registrador pueden ser de las dos tecnologías:

- Electromecánicos, que permiten medir solamente un tipo de energía, KWh acumulados o KVAh acumulados, no tienen discriminación tarifaria siendo los contadores estándar electromecánicos de inducción.
- Electrónicos, Automatic Meter Reading (AMR), permiten medir solamente la energía eléctrica acumulada, registran la medida de energía total mensual o por intervalos de tiempo predefinidos. Contemplan comunicación bidireccional básica entre el medidor y el servidor de datos, permitiendo a partir de esta tecnología las medidas de tiempo de utilización, Time of Use (ToU), la cual se explicará más adelante.

2.4. MARCO LEGAL

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 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 (FNCR), 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 (EGI),

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” 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).

La CREG la resolución 030 del 2018 Estable por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional

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.

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.

✓ **Advanced Meter Infrastructure (AMI)**, este tipo de equipos permiten la lectura del consumo “a la carta” de la energía acumulada o de la potencia instantánea, admiten opciones de precios diferenciados por tipo de medida y registros de la demanda, o programación de intervalos de carga previamente acordados con cada cliente. Permiten la comunicación en red con la oficina de gestión.

✓ **Smart Meters**, estos equipos permiten la gestión de información y el control de los parámetros de calidad y de programación del servicio junto con la actualización del software de medición de forma telemática. Contempla la

comunicación ampliada en red con el gestor y Home Área Network (HAN)²⁰ con los equipos locales de consumo.

3. DISEÑO DE LA INVESTIGACION

3.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN

Actualmente existen diversos métodos que ayudan a orientar el proyecto hacia un óptimo cumplimiento de los objetivos. En base a lo mencionado el proceso del trabajo de investigación aplica un tipo de metodología descriptiva que se fundamenta en la selección y aplicación de diferentes resultados adquiridos, argumentos planteados, fuentes teóricas ya elaboradas que detallen claramente el inicio y final de la propuesta, con el objetivo de conocer los factores y variables empleadas en otras investigaciones, logrando crear una columna de datos que fortalezcan, evidencien y afirmen la viabilidad del proyecto, lo cual beneficia al investigador al momento de dar inicio al desarrollo del proyecto.

3.2. ENFOQUE DE LA INVESTIGACIÓN

El enfoque utilizado para el desarrollo del trabajo de investigación es cualitativa, ya que a través de la revisión de diversos desarrollos en el tema de sistemas de medición inteligente se logra proponer una configuración que abarque todos los aspectos técnicos y legales de un sistema de medición inteligente en una red con generación distribuida.

3.3. MÉTODO Y TÉCNICAS DE LA INVESTIGACIÓN

Se plantea un método inductivo, que permite fundamentarse en resultados singulares con argumentos expuestos por otros investigadores. Para tal fin se

genera una serie de observaciones específicas y puntuales de todo lo que se va a efectuar en el proyecto. El método se ajusta a las teorías e hipótesis que se desarrollan en el proyecto, ya que permite realizar una descripción de los logros adquiridos en el área de estudio y el cumplimiento de los alcances.

3.4. PROCEDIMIENTO PARA EL DESARROLLO DE LOS OBJETIVOS

A continuación, se describe las fases que se emplean para el desarrollo de los objetivos de la investigación.

3.4.1. Fases de la Investigación

Esta investigación estará dirigida por una serie de actividades que permiten el desarrollo de los objetivos específicos para lograr el cumplimiento del alcance general de esta investigación, de esta manera continuación se describen las actividades a desarrollarse:

Fase1: Contextualización de la medición inteligente.

En la fase 1 se plantean los roles que desempeña la medición inteligente en el desarrollo sostenible de sistemas eléctricos, por lo tanto, se prevén las siguientes actividades:

Actividad 1. Definición de Smart meters

Actividad 2. Identificación de impactos y beneficios

Fase 2: Análisis de la regulación de la Medición inteligente y generación distribuida en Colombia.

En la fase 2 se realiza la identificación de las potencialidades que tiene la implementación de sistemas de medición inteligente en Colombia. Para tal fin se establecen las siguientes actividades:

Actividad 1. Identificación de aporte a sostenibilidad ambiental

Actividad 2. Análisis de regulaciones vigentes

Fase 3: Identificación de barreras existentes en la implementación de los sistemas de medición inteligente.

En la fase 3 es de vital importancia investigar desde el punto de vista de inversión y seguridad de la información que otros aspectos infieren en la implementación de la tecnología.

Actividad 1. Análisis de inversión

Actividad 2. Análisis de la seguridad de la información

Fase 4: Desarrollo de propuesta de sistemas de medición inteligente con generación distribuida.

En la fase 4 se realiza una propuesta de arquitectura inteligente de medición con base en los aspectos recogidos en las fases anteriores y así proponer la implementación de un sistema que se ajuste a la realidad económica, tecnológica y legal del país.

Actividad 1. Cuantificar potencial fotovoltaico en Colombia.

Fase 5: descripción de un sistema de medición inteligente existente.

La fase 5 tiene como objetivo la búsqueda de un sistema real que se esté implementando en la actualidad con el fin de identificar las características que componen el sistema en uso, en tal caso se plantean las siguientes actividades:

Actividad 1. Selección de sistema de medición inteligente existente.

Actividad 2. Descripción del sistema de medición.

4. DESARROLLO DEL TRABAJO DE GRADO

4.1. IDENTIFICACION DE LAS PRINCIPALES DIFICULTADES EN LA IMPLEMENTACION DE INFRAESTRUCTURA DE MEDICION INTELIGENTE CON SISTEMAS DE GENERACION SISTRIBUIDA SEGÚN LA (CREG).

Siempre que se aplican tecnologías emergentes en sistemas de generación y distribución de energía eléctrica, como es el caso de los sistemas de medición inteligente, se presentan algunas dificultades en la implementación, las cuales se mostraran a continuación:

Existen dos principales dificultades que se han venido reportando en la implementación de sistemas inteligentes, que son los siguientes:

- Error en el reconocimiento de elementos de protección de los sistemas eléctricos por parte del “medidor inteligente”, lo cual requirió de intervención manual para la corrección del error.
- Error en el reconocimiento de las fases por parte del “medidor inteligente” lo cual había generado una comunicación indeseada.

Otro de los principales problemas en la implementación de los sistemas inteligentes de medición, son los elevados costos de inversión, ya que según se reportan para el año 2015 en el departamento de energía de los Estados Unidos una inversión de miles de millones de dólares en la implementación, diseño, mantenimiento y operación de sistemas de medición inteligente en las redes de distribución.

La Tabla 1 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 1.

Barreras de la Medición Inteligente

Por parte de la compañía eléctrica	Por parte de los usuarios	Por parte del medioambiente
Transición de la tecnología existente a la nueva tecnología (poco recurso humano calificado).	Confiabilidad en los datos recolectados y procesados por el nuevo	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. interoperabilidad).	Protección y privacidad de sus datos personales.	
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 inteligentes.		

Fuente: International Conference on Control, Automation, Robotics and Embedded Systems (CARE), 1–6. <https://doi.org/10.1109/CARE.2013.6733756>

Barreras en la implementación de sistemas de medición inteligentes en Colombia.

A continuación, se mostrarán las barreras que muestran las posibles dificultades que se presentan en la implementación de sistemas de medición inteligentes en Colombia

✓ **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 basada 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

Figura 12. Países con más energías renovables en America Latina

Países	N° políticas apoyo Energías Renovables*	% combustibles renovables y residuos**	% energía nuclear y alternativa**	Promedio país
1. Paraguay	2	45,8	102	49,9
2. Guatemala	6	62,2	4	24,1
3. El Salvador	5	17,4	34,5	19,0
4. Honduras	4	43,7	5,1	17,6
5. Costa Rica	1	15,8	36	17,6
6. Nicaragua	2	40,8	9,6	17,5
7. Brasil	7	28,9	15,4	17,1
8. Uruguay	9	29,3	12,8	17,0
9. Chile	7	19,0	5,2	10,4
10. Perú	4	15,0	9	9,3
11. Colombia	3	11,5	13,3	9,3
12. Bolivia	0	24,6	2,6	9,1
13. Panamá	6	11,5	8,7	8,7
14. R. Dominicana	8	8,9	1,8	6,2
15. Argentina	9	3,8	5,5	6,1
16. México	6	4,4	5,5	5,3
17. Ecuador	3	5,4	7,4	5,3
18. Cuba	0	13,2	0,1	4,4
19. Venezuela	0	0,9	10,3	3,7
Promedio Latam	4,3	21,2	15,2	

Fuente: Información con datos del Banco Mundial y del Renewable 2013 Global Status Report
* Ran 21. Renewable 2013 Global Status Report ** Banco Mundial. Datos de 2011

Fuente: <http://www.miningpress.com/nota/258793/los-paises-con-mas-energias-renovables-en-america-latina>

En la figura 12 se muestra el poco compromiso que tiene Colombia para enfrentar con determinación la necesidad de inversión en el campo de las energías renovables.

4.1.1. Mejoras para la optimización de la medición inteligente.

Para poder proponer algún tipo de mejora a un sistema de medición inteligente, es necesario plantear inicialmente una arquitectura estándar o convencional como se muestra en la figura 13 a partir de la cual se logre incluir elementos que contribuyan a la prestación de un mejor servicio.

Figura 13.Arquitectura general de sistemas de medición inteligente



Fuente: tomado de, Rojas, J. C. (2017). *Optimización de la eficiencia energética en los hogares utilizando una arquitectura de medición inteligente*. Mexico : Tecnológico Nacional de México

La arquitectura mostrada en la figura 13 realiza el proceso de comunicación a través de las líneas de energía convencionales instaladas en los hogares, esta

tecnología recibe el nombre de PLC (Power Line Communications), esta tecnología se desarrolla cada vez más hasta el punto en que ha trabajar y evaluar distintos protocolos de comunicación tanto para hogares como para lugares exteriores.

Una mejora que podría ser incluida en este tipo de arquitectura es el uso de una interface en sistema web y dispositivos móviles que sirva como apoyo en el control energético tal como se muestra en la figura 14.

Figura 14. Sistema de monitoreo online.



Fuente: tomado de, Rojas, J. C. (2017). *Optimización de la eficiencia energética en los hogares utilizando una arquitectura de medición inteligente*. Mexico : Tecnológico Nacional de Mexico

En conclusión, la mejora propuesta al sistema de medición inteligente está acompañada de un sistema web adaptativo, dicha implementación depende del dispositivo en el cual los controles y la información se puedan desplegar de manera optimizada, un ejemplo de ello son los dispositivos de para internet de las

cosas, dentro de los cuales podemos encontrar relojes inteligentes, celulares, tabletas etc. Todo esto busca esencialmente que una notificación de alarmas y toma de decisiones energéticas por parte del usuario se realicen de manera más rápida y desde cualquier medio inteligente como se muestra en la figura 15.

Figura 15. Interfaz de un sistema de medición inteligente online.



Fuente: tomado de, Rojas, J. C. (2017). *Optimización de la eficiencia energética en los hogares utilizando una arquitectura de medición inteligente*. Mexico : Tecnológico Nacional de México

4.2. LINEAMIENTOS INVOLUCRADOS EN LA IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS DE MEDICIÓN INTELIGENTE.

Es bien sabido que cuando se pretenden implementar nuevas tecnologías relacionadas con los servicios básicos (agua, energía eléctrica o gas), debe existir una serie de lineamientos estratégicos que vayan enfocados hacia el beneficio de los usuarios y prestadores del servicio, dichos lineamientos deben estar regidos bajo una normativa específica que regule aspectos técnicos y económicos de dicha implementación, para el caso de los sistemas de medición inteligente en Colombia se rige bajo la resolución 40072 del ministerio de minas y energía, haciendo un análisis detallado de dicha resolución, planteamos los siguientes lineamientos:

Los lineamientos más importantes a considerar dentro de la implementación del sistema de medición inteligente se plantean bajo las funcionalidades básicas que plantea la resolución, dentro de las cuales tenemos:

1. Almacenamiento.
2. Comunicación bidireccional.
3. Ciberseguridad.
4. Sincronización.
5. Actualización y configuración
6. Acceso al usuario
7. Lectura
8. Medición Horaria
9. Conexión, desconexión y limitación.
10. Antifraudes
11. Registro de medición bidireccional.
12. Calidad del servicio.
13. Prepago.

A continuación, se hará una descripción más detallada de los lineamientos establecidos en cada una de las funcionalidades básicas de los sistemas de medición inteligentes.

Tabla 2.
Lineamientos de sistemas de medición inteligente

Lineamientos de los sistemas de medición inteligentes	
Funcionalidad	Lineamiento
Almacenamiento	Con relación al almacenamiento de la información en los sistemas de medición inteligentes, debe cumplirlos siguientes lineamientos: - Se recomienda utilizar una memoria no volátil, la cual debe tener por lo menos dos (2) niveles de seguridad. - Registro de fecha y hora. - Registro de cada usuario en el portal.
Comunicación bidireccional	Es importante poder garantizar la comunicación entre los usuarios y los elementos del sistema de medición inteligente, para ello se debe asegurar lo siguiente: - Utilizar un software unificado que controle la operación. - Realizar un control remoto de la operación.
Ciberseguridad	La seguridad con relación a la administración de comunicaciones y datos deberá cumplir con los lineamientos que establece el reglamento 3701 del consejo nacional de política económica y social.
Sincronización	Al momento de configurar el medidor inteligente es primordial que tenga en cuenta la sincronización de tiempos entre el sistema de medición inteligente y dicho medidor.
Actualización y configuración	El sistema debe tener la capacidad de actualizarse y configurarse local y remotamente y allí poder llevar un historial de lecturas, tarifas, entre otros.
Acceso al usuario	El dispositivo de medición debe contener un medio de visualización a través de páginas web o aplicaciones con los cuales puede ver información de interés en tiempo real.
Lectura	Es de gran importancia que la lectura del consumo se pueda hacer de manera local y remota para mayor transparencia en el cobro de las tarifas.
Medición Horaria	El propósito de esta funcionalidad radica en el hecho de poder establecer unas tarifas horarias y/o canastas de tarifas que se adapten a las necesidades del usuario.

Conexión, desconexión y limitación.	En el sistema de medición inteligente se requiere realizar la conexión, desconexión y limitación del suministro de energía eléctrica de manera local y remota.
Antifraudes	Es imperativo que el sistema logre detectar fácilmente los fraudes que se cometan en el suministro de energía.
Registro de medición bidireccional	En sistemas de generación distribuida es vital permitir la y registro de la transferencia de energía en dos direcciones, que entren o salgan del medidor inteligente.
Calidad del servicio	Se debe proporcionar medidas que aporten al control de las indisponibilidades que se presenten en el suministro.
Prepago	Permitir al usuario para el servicio por adelantado a través de la implementación de un soporte prepago.

Fuente: Autor

En Colombia actualmente se está dando una transformación sobre la forma como se mide el consumo eléctrico, debido a la amenaza de la seguridad energética que presenta el país y a la necesidad de aprovechar los avances tecnológicos en TIC's que permiten atender las nuevas demandas del sector. El potencial de los medidores inteligentes es la captura y la transferencia de datos en una red de infraestructura de medición avanzada (AMI) lo cual hace de esta su funcionalidad clave en calidad y eficiencia brindando el estado mismo de la red eléctrica. Esta tecnología, se apoya en una red de comunicaciones, que incluye tanto a los elementos de medida que informan del estado de la red como a los medidores inteligentes instalados a nivel de usuario. Este último elemento, el medidor inteligente, aporta nuevas funcionalidades que favorecen la comunicación bidireccional entre la empresa de suministro de electricidad y los usuarios, quienes podrán programar su consumo, controlar electrodomésticos desde su teléfono inteligente, recibir facturas inteligentes en tiempo real, etc. A partir de la información presente en patentes, se identifican los desarrollos más recientes, las tendencias y los actores más importantes sobre este tema a nivel mundial.

Para las pruebas realizadas en un sistema real, implementado en la actualidad por las empresas de nuestro país que ofrecen este tipo de tecnologías, se realizaron

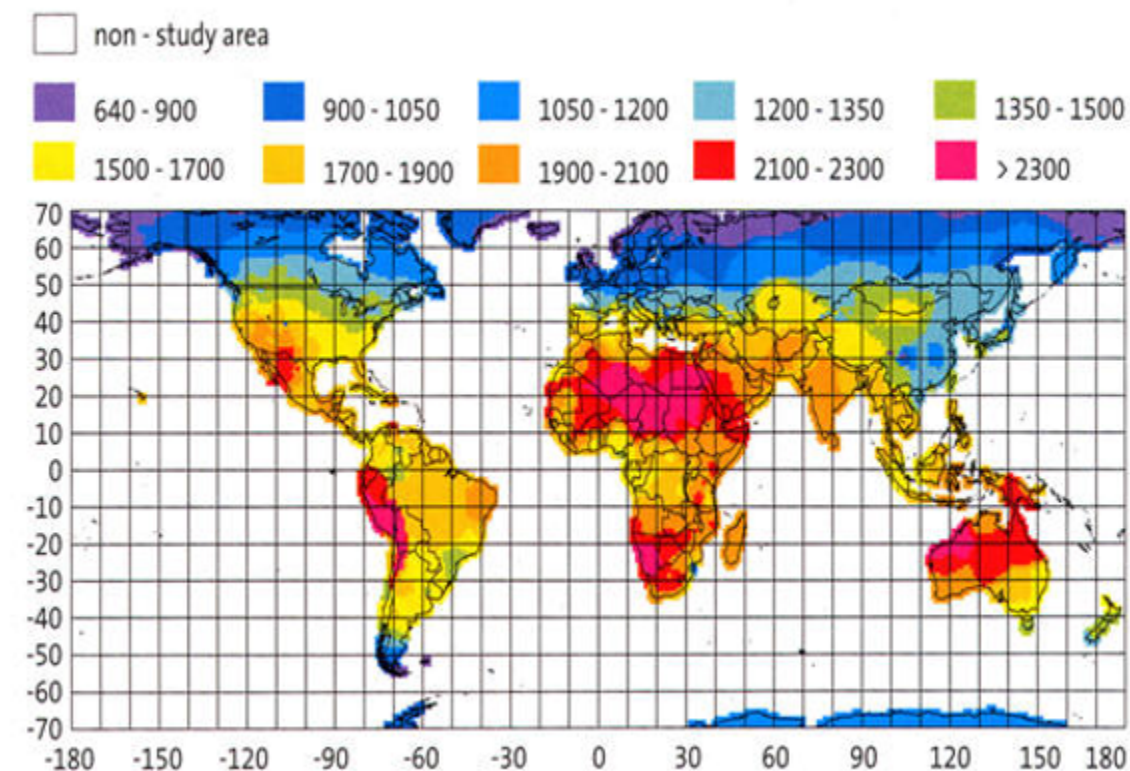
con un medidoriskraemeco Modelo MT 174Bidireccional que trabaja conjuntamente con un medidor convencional y se complementa con el inversor híbrido. (Véase pág. 88)

4.3. DESARROLLO DE UNA PROPUESTA TÉCNICA DE UN SISTEMA DE MEDICIÓN INTELIGENTE APLICADOS A UNA RED ELÉCTRICA DE BAJA TENSIÓN CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA.

Para el desarrollo de una propuesta técnica para la implementación de este tipo de tecnologías, no solo se debe revisar lo concerniente a las regulaciones y normativas, sino que también es necesario revisar el contexto geográfico para identificar aspectos de disponibilidad energética.

Por tal motivo se muestra a continuación aspectos relevantes de la radiación a nivel mundial, con el objetivo de visualizar el contexto mundial en relación a la disponibilidad energética.

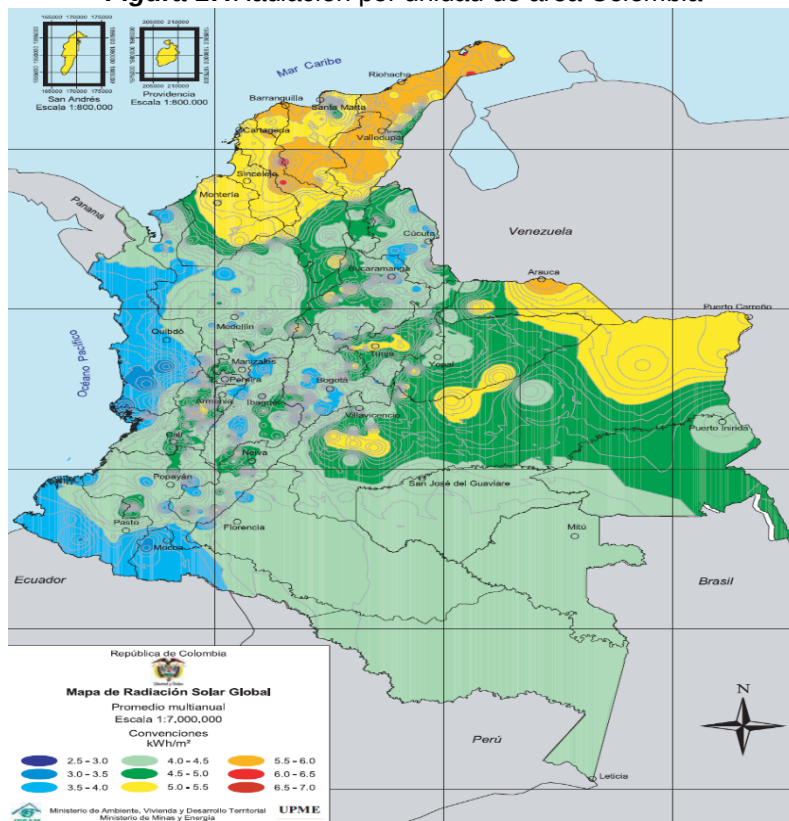
Figura 16. Radiación anual en el mundo



Fuente: Tomado de, Radiationvaluesworldwide/METEOTEST,
bern,Switzerland;www.meteonorm.com/

A continuación, se muestra básicamente como en Colombia se distribuye la disponibilidad energética en términos de energía solar.

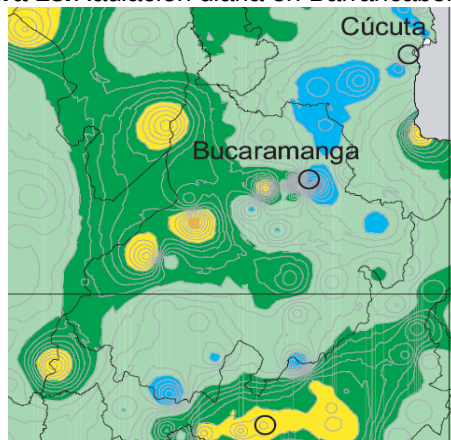
Figura 17. Radiación por unidad de área Colombia



Fuente: tomado de, http://www.upme.gov.co/Docs/Atlas_Radiacion_Solar

Para Barrancabermeja específicamente se muestra a continuación en la figura 18 el valor de la radiación diaria.

Figura 18. Radiación diaria en Barrancabermeja



ELABORADO POR:
Oficina de Investigaciones

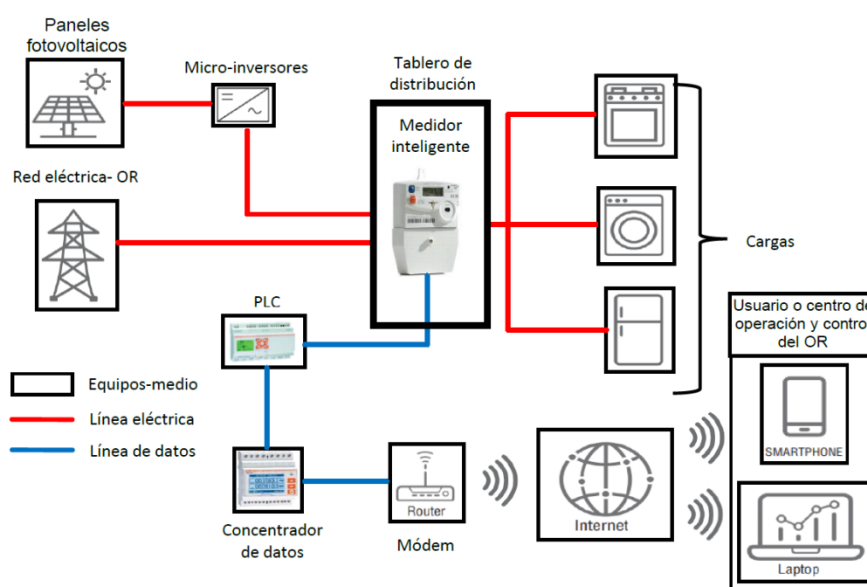
REVISADO POR:
soporte al sistema integrado de gestión

APROBADO POR: Asesor de planeación
FECHA APROBACION:

Fuente: tomado de, http://www.upme.gov.co/Docs/Atlas_Radiacion_Solar

Una propuesta técnica que contenga todos los aspectos técnicos y de regulación de la **CREG** (comisión de regulación de energía y gas) es el que se muestra en la figura 19, en el cual se pueden ver.

Figura 19. Sistema de Medición inteligente con generación distribuida.



Fuente: Sanchez, J. (2016). *Estimacion del impacto de las redes electricas inteligentes (Smart Grids) en el precio dela electricidad en colombia*. Bogota: Universidad Nacional de Colombia.

A continuación, se mostrarán los componentes principales que los conforman un sistema de medición inteligente con generación distribuida real.

Panel solar de 280 Wppolicristalinos de AmeriSolar(Potencia Pico) lo

Podemos definir como la máxima potencia eléctrica que éste puede generar bajo condiciones estándares y para ello se realizan pruebas en un laboratorio a 1000 W/m^2 para determinar su máxima capacidad.

Para nuestra prueba los paneles serán 28 dividido en bloques de 14 y conectados en serie.

Figura 20. Panel solar



Fuente: autor

Medidor Iskraemeco Modelo MT 174 Bidireccional (+)(+)Trifásico tetrafilar 208/120V 60Hz. Este medidor realizará la medición de la energía que aportará a la red. Dentro de sus principales características están.

Tabla 3.
Características Medidor MT 174

Descripción	Requerimiento
Clase	1.0
Tipo de medida	4 cuadrantes (Bidireccional)
Perfil de carga	Trifásico tetra filar 208/120V 60Hz (Puede ser usado en instalaciones bifásicas y monofásicas)
Tipo de registro de energía	Importada y exportada
Registro de alarma	Si

Fuente: Autor

Figura 21. Medidor inteligente



Fuente: autor

Medidor Mecánico de energía activa bifásica trifilar 2X120//208V 60 HzISKRA. Este medidor será quien realice mediciones cuando el sistema salga de línea o las cargas superen el aporte de la energía generado por los paneles solares y su instalación es obligatoria por normativa nacional.

Tabla 4.
Características medidor mecánico.

Descripción	Requerimiento
Norma de fabricación	NTC 4052, IEC 687, IEC 1036
Numero de Hilos	3
Frecuencia de Referencia	60 Hz
Corriente Básica A (Ib)	20
Corriente Máxima A (Imax)	80
Tensión de prueba NTC 2288	2 Kv
Numero de Bobinas de elementos	2
Máxima temperatura que soporta	85 °C

Fuente: Autor

Figura 22. Medidor mecánico



Fuente: autor

Inversor Híbrido. Es un sistema voltronic solar infini 5 kv quien nos proporcionara toda la información del sistema por medio de una conexión USB al computador que nos permitirá tener la información en tiempo real y realizar los monitoreo que se necesiten.

Códigos del inversor

1.8.0 Energía Activa Entrando

2.8.0 Energía Reactiva Entrando

3.8.0 Energía Activa Saliendo

4.8.0 Energía Reactiva Saliendo

Tabla 5.
Características inversor híbrido

Descripción	Requerimiento
Potencia de salida	5000W
Tensión máxima de circuito abierto	6000 W
Rango de Operación	60V – 115V
Cantidad de Trackeadores	2
Corriente de salida nominal	21.7A
Factor de Potencia	>0.99
Eficiencia Máxima de conversión (CC/CA)	90%

Fuente: Autor

Figura 23.Inversor



Fuente: autor

Banco de Baterías será quien nos provea energía cuando el sistema salga de línea o en forma mixta si el sistema supera la carga, este banco de baterías conectadas en serie x 8 unidades de 200 A por hora a 48V, estas baterías tienen un tiempo de vida de 11 años de stand by o de 5 años de uso continuo.

Tabla 6.
Características banco de baterías.

Descripción	Requerimiento
Tensión de batería nominal	48 V
Corriente de carga Máxima (Red)	60 A
Corriente de carga Máximo (FV)	120 A
Corriente de carga Máxima	180 A

Fuente: Autor

Figura 24.Banco de baterías

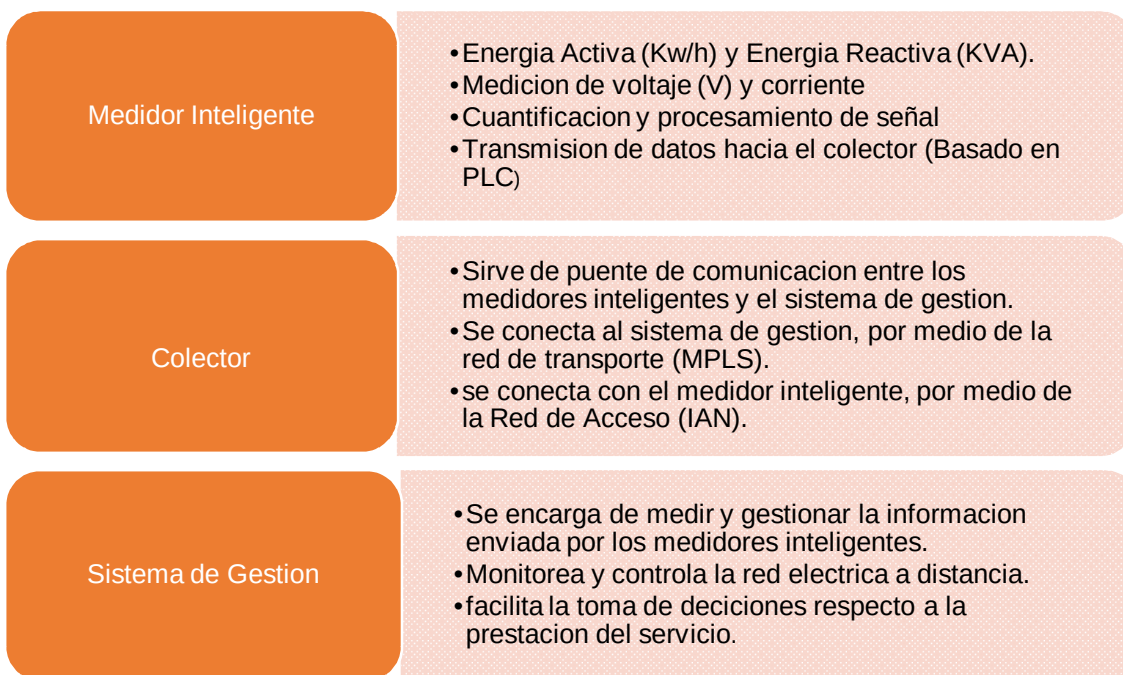


Fuente: Autor

4.3.1. Diseño de la infraestructura de medición inteligente

Diagrama de un sistema de medición inteligente

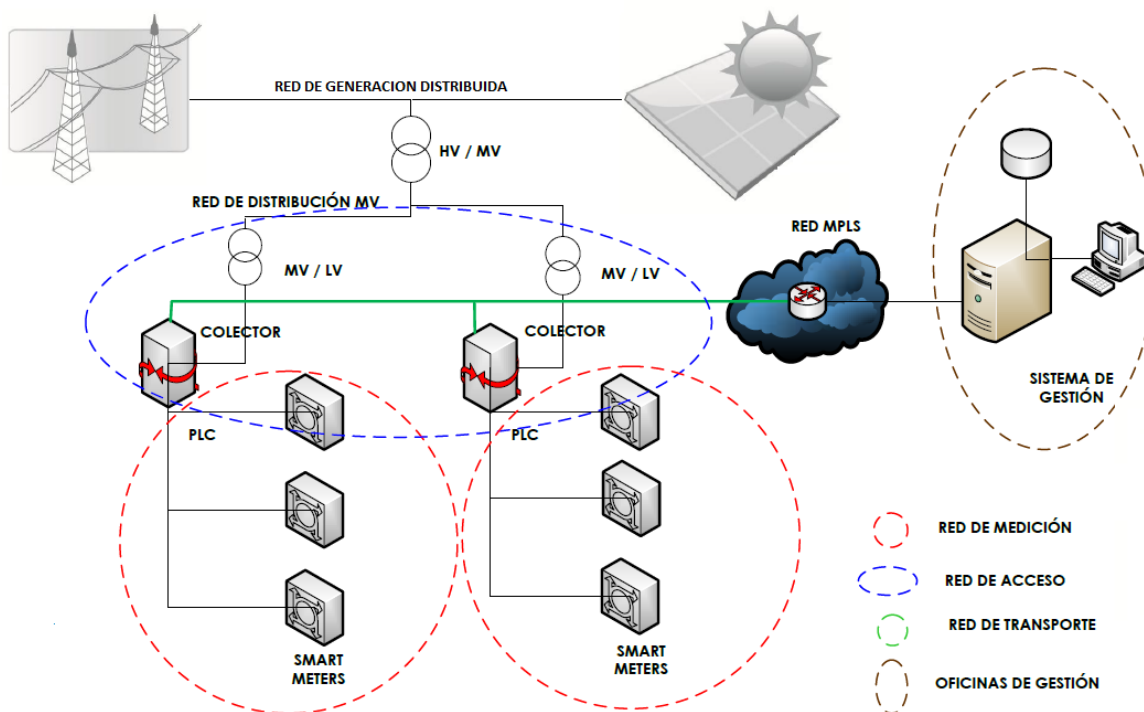
A continuación, se mostrará un diagrama de un sistema de medición inteligente en el cual se identifican los tres pilares de este tipo de sistemas y sus funcionalidades.



Esquema general de la red de medición inteligente

(Cortes, 2013) Plantea una arquitectura similar a la propuesta por el presente trabajo de investigación, sin embargo, para nuestro caso se agrega una fuente de generación adicional, y así establecer una arquitectura de medición inteligente con generación distribuida.

Figura 25.Esquema general



Fuente: Autor

Tecnología aplicada en sistemas de medición inteligente

La tecnología que se aplica para las estructuras de medición inteligente es conocida como **Smart Meter**, sin embargo, para la aplicación de dicha tecnología en la región del Magdalena Medio se deben considerar las siguientes condiciones:

Tabla 7.
Característica aplicada.

Características ambientales	
Humedad Relativa	66%
Temperatura Máxima	40 °C
Temperatura Mínima	22°C

Temperatura Ambiente Promedio	35°C
Altura sobre el nivel del mar	100 m
Sistema de medición	Valor eficaz verdadero (True RMS)
Sistema de conexión	3 fases
Frecuencia Nominal	60 Hz
Tensión Nominal	440/208/200/110 V
Características eléctricas	
Capacidad del bobinado secundario del transformador.	5 A (nominal)
Factor de sobrecarga de los transformadores de corriente	2.0
Tipo de cable	12 a 14 AWG
Limite térmico de los medidores	≤2.0 In
Características medida	
Normas aplicables a la medición	IEC 687, NTC 2147 (IEC 62053-22, IEC 62053-23).
Magnitudes eléctricas que se deben medir	
Energía activa importada, exportada, total y neta.	(kWh)
Energía reactiva importada, exportada, total y neta.	(kVArh)
Frecuencia	(Hz)
Tensión fase neutro y promedio para las tres fases	(V)
Tensión fase a fase y promedio para las tres fases	(V)
Corriente por fase y promedio para las fases	(A)
Potencia activa por fase y total de las tres fases	(kW)
Características particulares	
Se requiere una memoria para el almacenamiento de los datos	
Los medidores deben usar una interfaz RS 232	

Fuente: Autor

De los equipos que corresponden a la tecnología Smart Meter se seleccionó el medidor bidireccional trifásico MT-174 ISKRA el cual cumple con todas las consideraciones previamente.

En la figura 26 se mostrará la hoja de datos del medidor seleccionado.

Figura 26. Hoja de datos de medidor inteligente

Datos técnicos	
Clase de precisión <i>energía activa</i>	1
Clase de precisión <i>energía reactiva</i>	2
Voltaje de referencia [V]	2x120/208 o 3 x 120/208
Frecuencia de referencia [Hz]	60
Corriente de referencia I_{ref} [A] <i>conexión directa</i>	5 y 10
Corriente nominal I_n [A] <i>conexión indirecta</i>	5
Corriente de transición I_T [A] <i>conexión directa/indirecta</i>	0,5 y 1 / 0,25
Corriente de arranque I_{st} [A]	$\leq 0,04 I_T$
Corriente mínima I_{min} [A] <i>conexión directa/indirecta</i>	0,5 I_T / 0,2 I_T
Corriente máxima I_{max} [A] <i>conexión directa/indirecta</i>	100/10
Cosumo propio - <i>circuito de tensión</i> [VA/W]	$\leq 0,8 / 0,3$ (Fuente de impuls.)
Consumo propio - <i>circuito de corriente</i> [VA]	$\leq 0,1$
Constante de impulsos [imp/kWh]	
<i>para salida de prueba k_{70}</i>	5 000
<i>para salida de impulsos k_{50}</i>	5 000
Salida de transistor SO	24 V / 30 mA
Temperatura de operación	-40 °C hasta +70 °C
Distancia de los orificios de fijación l x v [mm]	150 x 171-230
Dimensiones - l x a/a' x p [mm]	177 x 187/251 x 60
Peso [kg]	$\leq 1,12$

Fuente: tomado de, <http://www.rymel.com.co/>

Redes de comunicación

Para que los sistemas de medición inteligentes operen de manera óptima, se debe contar con una red de telecomunicaciones que garantice el funcionamiento de los Smart Meters y colectores, que son los encargados de que la red eléctrica tradicional se convierta en una red inteligente, generando el soporte que tanto usuarios como empresas requieren.

✓ Términos generales de la red IAN

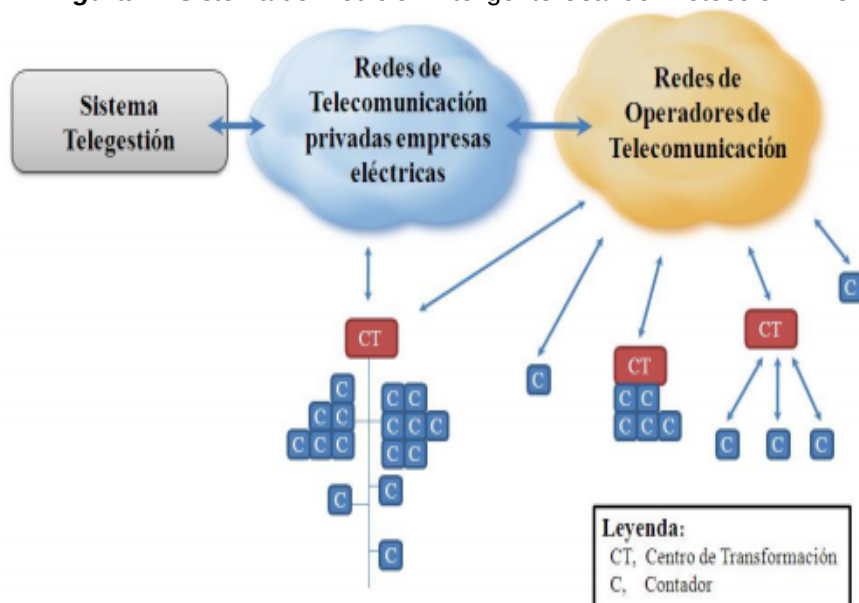
La IAN (Industrial Area Network) es conocida como una red industrial, la cual está conformada por medidores inteligentes de una red industrial conectados por tecnología PLC.

✓ Protocolo PRIME (Powerline-Related Intelligent Metering Evolution)

El objetivo del protocolo PRIME es definir una nueva arquitectura de comunicaciones pública, abierta y no propietaria, estandarizada con base en regulaciones internacionales, la cual permite que interactúen equipos y sistemas de distintos fabricantes, este protocolo trabaja sobre tecnología PLC (Power Line Communication). Una ventaja significativa que tiene este tipo de protocolo es que no está sujeto a derechos de propiedad intelectual.

La figura 27 muestra una representación esquemática del sistema de tele gestión de los centros y los contadores que a su vez también gestiona el medio de comunicación en que se transforma la red eléctrica de baja tensión.

Figura 27. Sistema de medición inteligente Usando Protocolo Prime



Fuente: tomado de,
Fernandez, A. (2019). *Definicion y evaluacion de una solucion para la inclusion de In-Home Display en una red de contadores electricos utilizando el protocolo PRIME*. Cataluña: Universidad abierta de Cataluña.

Sistema de gestión

Para que el proceso de conversión de un sistema de suministro de energía eléctrica convencional pase a uno inteligente, es imperativo poseer un sistema de gestión, el cual debería tener lo siguiente:

- Base de datos
- Servidores
- Equipos de procesamiento de datos
- Software de gestión

Tabla 8.
Beneficios ambientales y sociales.

Beneficio	Descripción
Uso eficiente de la energía	Cuando se aplican los medidores inteligentes se logra identificar de manera temprana los malos hábitos de consumo de energía, los cuales pueden ser mejorados rápidamente.
Reducción de emisiones de CO2	El mejorar los hábitos de consumo de energía, se reduce la necesidad de producción y por ende, empresas generadoras a través de termoeléctricas podrán regular su producción.
Regulación de demanda en horas Picos	Los sistemas de medición inteligente pueden a través del sistema de gestión conservar la energía en horas valle y en esa medida mejorar las tarifas en horas picos.
Menor generación de energía por combustibles fósiles.	Como se puede constatar en este proyecto los sistemas de generación pueden ser distribuidos y en esa medida utilizar fuentes de generación más amigables con el medio ambiente.

Fuente: Autor

5. RESULTADOS

La radiación para Barrancabermeja está dada en 5,15HPS, entonces conociendo este dato y la eficiencia para cada sistema de inyección a red de 0,7 y de inyección a banco de baterías de 0,6 y en nuestro caso el sistema está dado para inyección red con generación distribuida una vez se tiene las variables faltantes podemos trabajar sobre la ecuación:

$$W_p * HPS * eficiencia: KWh$$

$$280W_p * 5.15 HPS * 0.7: 1009,4W (1,01 KWh)$$

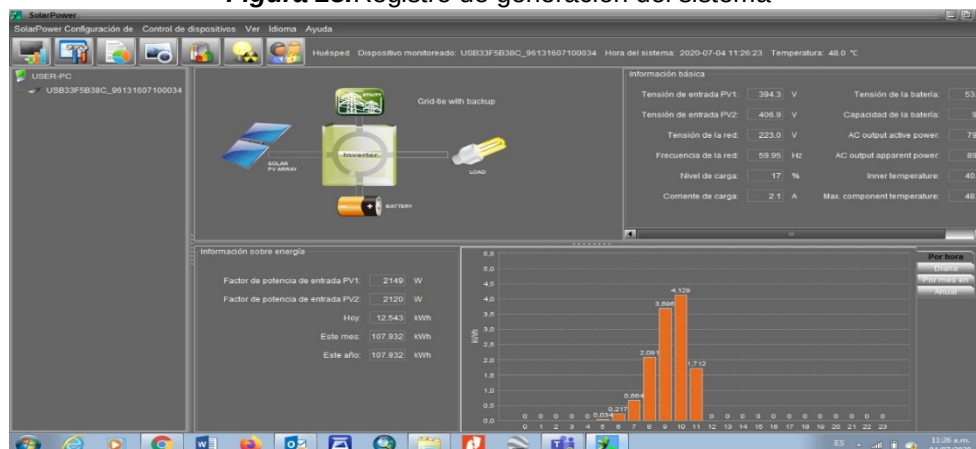
Una vez podamos interpretar todos los datos obtenidos se inician cálculos de cargas y respecto al panel necesario para cubrir la demanda y la generación distribuida a menor escala a la red pública.

Mediciones y seguimientos con software

La parte fundamental este tipo de tecnología se basa en la comunicación e información de tiempo real entre usuario y red pública dándole a este una mejor fiabilidad, seguridad y eficiencia en el sistema energético.

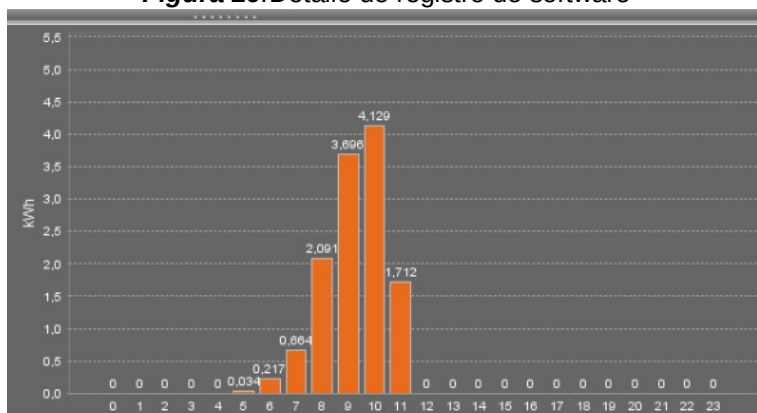
La generación distribuida de nuestro sistema real se operará con un software de adquisición libre “Solar Power”.

Figura 28. Registro de generación del sistema



Fuente: tomado de, software de registro solar power

Figura 29. Detalle de registro de software



Fuente: Fuente: tomado de, software de registro solar power

Dentro de las posibilidades que nos brinda el sistema podemos monitorear en tiempo real las siguientes variables en dos divisiones representadas así:

Información sobre la energía que generación nuestro sistema

- Factor de potencia de entrada panel 1(Generación de 14 panel conectados en serie)
- Factor de potencia de entrada panel 2(Generación de 14 panel conectados en serie)

-Consumo del día

-Consumo Mes

-Consumo año

Información Básica (variables del sistema)

-Tensión de entrada 1 y 2

-Tensión de red

-Frecuencia de red

-Nivel de carga

-Corriente de carga

-Tensión de batería

-Capacidad de la batería

-Potencia activa de salida AC

-Potencia aparente de salida AC

-Temperatura interna

-Temperatura máxima de componentes

Se realiza monitoreo (Software-ESSA) del mes completo de agosto teniendo en cuenta las variables de interés que un sistema de generación distribuida tiene ante red pública para fines de costos y estas variables son:

- Activa de Exportación (Hora día)

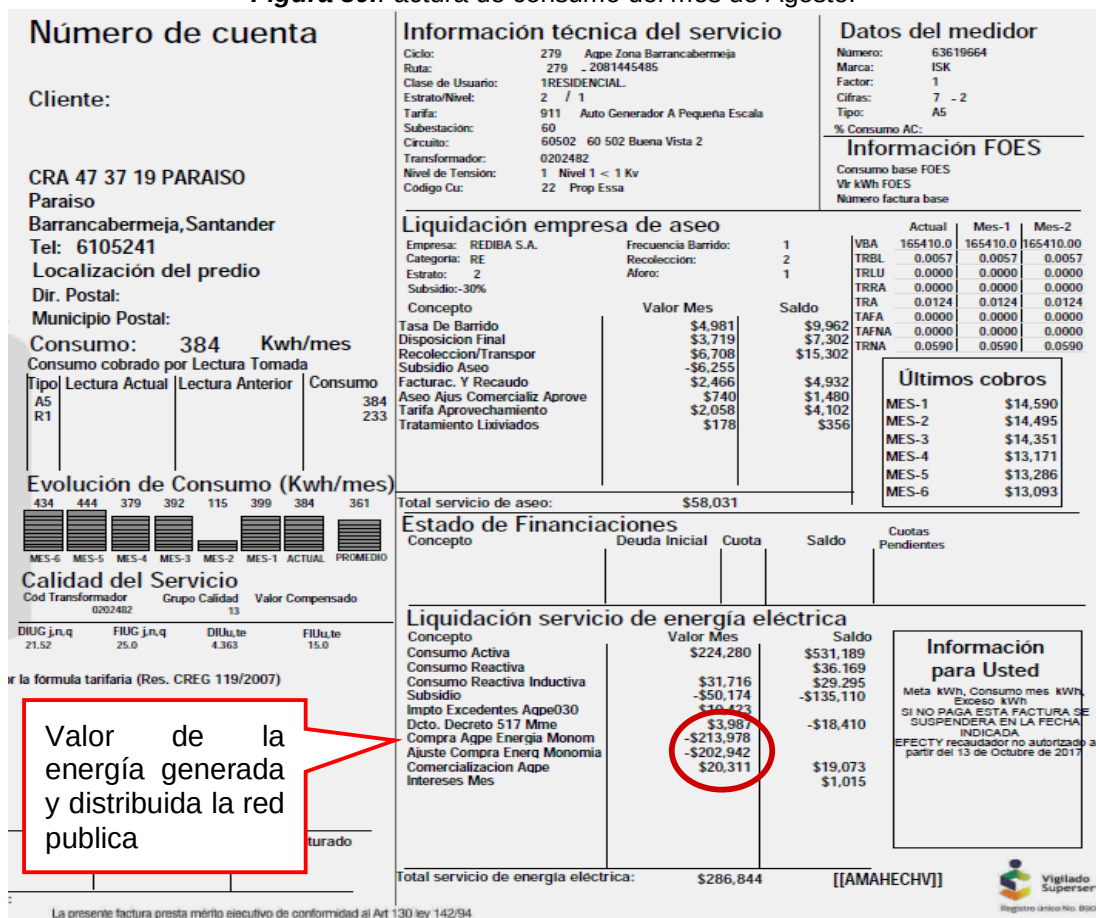
- Activa de Importación (Hora día)

-Reactiva de Importación (Hora día)

-Exportación Acumulada (Mes)

Para este monitoreo documentado se omitirán número de cuenta y nombre del usuario final por privacidad.

Figura 30. Factura de consumo del mes de Agosto.



Fuente: tomado de, empresa prestadora de servicio vigilado superservicios

AGPE: Autogeneración a pequeña escala

Es la clasificación que se da al usuario cuanto este genera energía eléctrica, principalmente para atender sus propias necesidades y sus componentes instalados están dispuestos a la generación de energía eléctrica inferior a 1000Kw que se pueden dividir en dos grupos, los que van de 0Kw a 100Kw y los de 100Kw a 1000Kw

Datos día a día de la generación, consumos de la red “AGPE con capacidad<=1000 KW con FNCER”

Interpretación de Tabla 9

A. Energía Activa Exportación

B. Energía Activa de Importación

R. Energía Reactiva Importada

H. Hora de Registro

Tabla 9.

Día	H	A	B	R	Día	H	A	B	R	Día	H	A	B	R
1/8/20	1	0	0,41	0	2/8/20	1	0	0,46	0	3/8/20	1	0	0,5	0
1/8/20	2	0	0,39	0	2/8/20	2	0	0,45	0	3/8/20	2	0	0,49	0
1/8/20	3	0	0,41	0	2/8/20	3	0	0,42	0	3/8/20	3	0	0,47	0
1/8/20	4	0	0,4	0	2/8/20	4	0	0,41	0	3/8/20	4	0	0,48	0
1/8/20	5	0	0,4	0,05	2/8/20	5	0	0,41	0,15	3/8/20	5	0	0,49	0
1/8/20	6	0	0,43	0,49	2/8/20	6	0	0,45	0,47	3/8/20	6	0	0,47	0,14
1/8/20	7	0	0,48	0,5	2/8/20	7	0	0,44	0,44	3/8/20	7	0	0	0,15
1/8/20	8	0,01	0,39	0,33	2/8/20	8	0,41	0,01	0,21	3/8/20	8	0	0	0
1/8/20	9	1,68	0	0,53	2/8/20	9	0,72	0	0,32	3/8/20	9	0,21	0,1	0
1/8/20	10	0,77	0,03	0,27	2/8/20	10	1,38	0	0,46	3/8/20	10	0,07	0,87	0,21
1/4/20	11	0,32	0,05	0,13	2/8/20	11	0,49	0,08	0,32	3/8/20	11	0,57	0,5	0,44
1/8/20	12	0,09	0,17	0,12	2/8/20	12	0,53	0,24	0,34	3/8/20	12	0,52	0,13	0,46
1/8/20	13	1,05	0,03	0,37	2/8/20	13	1,16	0,06	0,45	3/8/20	13	0,33	0,14	0,36
1/8/20	14	1,54	0,01	0,52	2/8/20	14	0,5	0,31	0,36	3/8/20	14	0	1,04	0,39
1/8/20	15	0,02	0,89	0,5	2/8/20	15	0	0,88	0,39	3/8/20	15	0	0,9	0,65
1/8/20	16	0	1,42	0,78	2/8/20	16	0	0,57	0,26	3/8/20	16	0	1,79	0,42
1/8/20	17	0	1,87	0,2	2/8/20	17	0	0,93	0,53	3/8/20	17	0	2,18	0,68
1/8/20	18	0	1,1	0,01	2/8/20	18	0	2	0,53	3/8/20	18	0	1,16	0,93
1/8/20	19	0	0,79	0,02	2/8/20	19	0	0,79	0,01	3/8/20	19	0	1,08	0,24
1/8/20	20	0	0,82	0	2/8/20	20	0	0,92	0,08	3/8/20	20	0	1,07	0,05
1/8/20	21	0	0,69	0,03	2/8/20	21	0	1,14	0,18	3/8/20	21	0	1,67	0,06
1/8/20	22	0	0,68	0,01	2/8/20	22	0	0,86	0,1	3/8/20	22	0	1,1	0,27
1/8/20	23	0	0,52	0	2/8/20	23	0	0,51	0	3/8/20	23	0	0,51	0,15
1/8/20	24	0	0,42	0	2/8/20	24	0	0,45	0	3/8/20	24	0	0,5	0
4/8/20	1	0	0,48	0	5/8/20	1	0	0,48	0	6/8/20	1	0	0,47	0
4/8/20	2	0	0,5	0	5/8/20	2	0	0,46	0	6/8/20	2	0	0,46	0
4/8/20	3	0	0,47	0	5/8/20	3	0	0,47	0	6/8/20	3	0	0,47	0
4/8/20	4	0	0,45	0	5/8/20	4	0	0,46	0	6/8/20	4	0	0,15	0
4/8/20	5	0	0,52	0,17	5/8/20	5	0	0,48	0,18	6/8/20	5	0	0	0
4/8/20	6	0	0,54	0,55	5/8/20	6	0	0,56	0,56	6/8/20	6	0	0	0
4/8/20	7	0	0,54	0,54	5/8/20	7	0	0,51	0,55	6/8/20	7	0	0	0
4/8/20	8	0,29	0,27	0,4	5/8/20	8	0,3	0,18	0,31	6/8/20	8	0	0	0
4/8/20	9	0,52	0,04	0,28	5/8/20	9	1,08	0	0,41	6/8/20	9	0	0	0
4/8/20	10	0,08	0,23	0,27	5/8/20	10	0,98	0	0,41	6/8/20	10	0	0	0
4/8/20	11	0,45	0,15	0,3	5/8/20	11	1,04	0	0,42	6/8/20	11	0	0	0
4/8/20	12	0,32	0,32	0,33	5/8/20	12	3,38	0,01	1,09	6/8/20	12	0	0	0
4/8/20	13	0,26	0,23	0,32	5/8/20	13	1,68	0,05	0,69	6/8/20	13	1,7	0	0,58

F-DC-125

INFORME FINAL DE TRABAJO DE GRADO EN MODALIDAD DE PROYECTO
DE INVESTIGACIÓN, DESARROLLO TECNOLÓGICO, MONOGRAFÍA,
EMPRENDIMIENTO Y SEMINARIO

VERSIÓN: 1.0

4/8/20	14	0,65	0	0,25	5/8/20	14	1,37	0,09	0,63	6/8/20	14	1,85	0	0,62
4/8/20	15	0,36	0,04	0,63	5/8/20	15	0,21	0,24	0,51	6/8/20	15	1,39	0	0,5
4/8/20	16		1,5	0,86	5/8/20	16	0,21	0,12	0,25	6/8/20	16	0,06	0,32	0,24
4/8/20	17	0	1,97	0,37	5/8/20	17	0	0,71	0,46	6/8/20	17	0	1,97	0,81
4/8/20	18	0	1,49	0,01	5/8/20	18	0	0,85	0,13	6/8/20	18	0	1,44	0,31
4/8/20	19	0	0,8	0,01	5/8/20	19	0	0,95	0,04	6/8/20	19	0	0,92	0,03
4/8/20	20	0	0,82	0,16	5/8/20	20	0	0,87	0,02	6/8/20	20	0	0,91	0,02
4/8/20	21	0	1,31	0,24	5/8/20	21	0	0,81	0,09	6/8/20	21	0	0,78	0,01
4/8/20	22	0	1,16	0,04	5/8/20	22	0	0,74	0	6/8/20	22	0	0,65	0
4/8/20	23	0	0,57	0	5/8/20	23	0	0,48	0	6/8/20	23	0	0,47	0
4/8/20	24	0	0,5	0	5/8/20	24	0	0,45	0	6/8/20	24	0	0,48	0
7/8/20	1	0	0,41	0	8/8/20	1	0	0,5	0	9/8/20	1	0	0,48	0
7/8/20	2	0	0,46	0	8/8/20	2	0	0,5	0	9/8/20	2	0	0,47	0
7/8/20	3	0	0,46	0	8/8/20	3	0	0,48	0	9/8/20	3	0	0,47	0
7/8/20	4	0	0,41	0	8/8/20	4	0	0,5	0	9/8/20	4	0	0,48	0
7/8/20	5	0	0,43	0,19	8/8/20	5	0	0,51	0,27	9/8/20	5	0	0,53	0,18
7/8/20	6	0	0,45	0,47	8/8/20	6	0	0,54	0,61	9/8/20	6	0	0,56	0,59
7/8/20	7	0,89	0	0,34	8/8/20	7	0,77	0,06	0,42	9/8/20	7	0	0,75	0,66
7/8/20	8	1,85	0	0,61	8/8/20	8	2,55	0	0,88	9/8/20	8	0,02	0,37	0,5
7/8/20	9	2,05	0	0,73	8/8/20	9	3,14	0	1,06	9/8/20	9	1,97	0	0,7
7/8/20	10	2,8	0,05	0,95	8/8/20	10	2,59	0,01	0,95	9/8/20	10	3,41	0	1,1
7/8/20	11	2,17	0	0,74	8/8/20	11	2,86	0	1,03	9/8/20	11	0,55	0,11	0,41
7/8/20	12	2,32	0	0,83	8/8/20	12	2,21	0,03	0,84	9/8/20	12	1,38	0	0,57
7/8/20	13	1,98	0	0,73	8/8/20	13	2,63	0	0,9	9/8/20	13	1,75	0	0,61
7/8/20	14	1,4	0,03	0,74	8/8/20	14	1,7	0	0,7	9/8/20	14	0,81	0,06	0,41
7/8/20	15	0,95	0,09	0,63	8/8/20	15	0,36	0,61	0,49	9/8/20	15	0,74	0,06	0,37
7/8/20	16	0,67	0,1	0,4	8/8/20	16	0	1,73	0,71	9/8/20	16	0,04	0,45	32
7/8/20	17	0	1,32	0,63	8/8/20	17	0	2,2	0,94	9/8/20	17	0	0,72	0,44
7/8/20	18	0	1,24	0,25	8/8/20	18	0	1,49	0,29	9/8/20	18	0	1,28	0,28
7/8/20	19	0	1,17	0,11	8/8/20	19	0	0,86	0,04	9/8/20	19	0	1,81	0,35
7/8/20	20	0	1,48	0,23	8/8/20	20	0	0,8	0,04	9/8/20	20	0	0,88	0,06
7/8/20	21	0	1,12	0,1	8/8/20	21	0	0,88	0,07	9/8/20	21	0	0,88	0,06
7/8/20	22	0	0,9	0,06	8/8/20	22	0	1,02	0,18	9/8/20	22	0	0,86	0,06
7/8/20	23	0	0,66	0,01	8/8/20	23	0	0,74	0,11	9/8/20	23	0	0,47	0
7/8/20	24	0	0,43	0	8/8/20	24	0	0,5	0	9/8/20	24	0	0,47	0
10/8/20	1	0	0,45	0	11/8/20	1	0	0,44	0	12/8/20	1	0	0,5	0
10/8/20	2	0	0,45	0	11/8/20	2	0	0,44	0	12/8/20	2	0	0,5	0
10/8/20	3	0	0,47	0	11/8/20	3	0	0,43	0	12/8/20	3	0	0,49	0
10/8/20	4	0	0,45	0	11/8/20	4	0	0,44	0	12/8/20	4	0	0,5	0
10/8/20	5	0	0,49	0,27	11/8/20	5	0	0,46	0,24	12/8/20	5	0	0,52	0,26
10/8/20	6	0	0,48	0,59	11/8/20	6	0	0,47	0,55	12/8/20	6	0	0,57	0,61
10/8/20	7	0,28	0,14	0,37	11/8/20	7	0,52	0,1	0,35	12/8/20	7	0,23	0,14	0,35
10/8/20	8	0,35	0,15	0,33	11/8/20	8	1,75	0	62	12/8/20	8	2,23	0	0,78
10/8/20	9	0	1,14	0,49	11/8/20	9	2,57	0	0,87	12/8/20	9	3,33	0	1,08
10/8/20	10	1,98	0,01	0,72	11/8/20	10	1,84	0,12	0,72	12/8/20	10	3,09	0	1,01
10/8/20	11	2,85	0	0,97	11/8/20	11	2,25	0,02	0,8	12/8/20	11	2,83	0	0,96
10/8/20	12	2,12	0	0,79	11/8/20	12	3,08	0	1,08	12/8/20	12	3,22	0	1,07
10/8/20	13	1,63	0,01	0,66	11/8/20	13	3,3	0	1,11	12/8/20	13	2,77	0	0,96
10/8/20	14	0,08	0,64	0,4	11/8/20	14	2,58	0	0,89	12/8/20	14	3,16	0	1,03
10/8/20	15	0,29	0	0,24	11/8/20	15	0,78	0	0,36	12/8/20	15	2,12	0	0,7
10/8/20	16	0,07	0,22	0,24	11/8/20	16	0,21	0,24	0,28	12/8/20	16	0,54	0,09	0,35
10/8/20	17	0	0,93	0,48	11/8/20	17	0	0,92	0,54	12/8/20	17	0	0,75	0,56

ELABORADO POR:
Oficina de Investigaciones

REVISADO POR:
soporte al sistema integrado de gestión

APROBADO POR: Asesor de planeación
FECHA APROBACION:

F-DC-125

INFORME FINAL DE TRABAJO DE GRADO EN MODALIDAD DE PROYECTO
DE INVESTIGACIÓN, DESARROLLO TECNOLÓGICO, MONOGRAFÍA,
EMPRENDIMIENTO Y SEMINARIO

VERSIÓN: 1.0

10/8/20	18	0	1,03	0,15	11/8/20	18	0	0,98	0,15	12/8/20	18	0	1,31	0,27
10/8/20	19	0	0,97	0,06	11/8/20	19	0	0,89	0,05	12/8/20	19	0	0,95	0,05
10/8/20	20	0	1,01	0,06	11/8/20	20	0	0,91	0,05	12/8/20	20	0	0,97	0,06
10/8/20	21	0	0,86	0,05	11/8/20	21	0	0,8	0,03	12/8/20	21	0	0,88	0,03
10/8/20	22	0	0,59	0	11/8/20	22	0	0,68	0,01	12/8/20	22	0	0,82	0,02
10/8/20	23	0	0,43	0	11/8/20	23	0	0,51	0	12/8/20	23	0	0,94	0,12
10/8/20	24	0	0,46	0	11/8/20	24	0	0,43	0	12/8/20	24	0	0,5	0
13/8/20	1	0	0,47	0	14/8/20	1	0	0,49	0	15/8/20	1	0	0,36	0
13/8/20	2	0	0,47	0	14/8/20	2	0	0,49	0	15/8/20	2	0	0	0
13/8/20	3	0	0,47	0	14/8/20	3	0	0,48	0	15/8/20	3	0	0	0
13/8/20	4	0	0,46	0	14/8/20	4	0	0,54	0	15/8/20	4	0	0	0
13/8/20	5	0	0,49	0,29	14/8/20	5	0	0,52	0,3	15/8/20	5	0	0	0
13/8/20	6	0	0,52	0,59	14/8/20	6	0	0,57	0,57	15/8/20	6	0	0	0
13/8/20	7	0,29	0,18	0,38	14/8/20	7	0	1,27	0,56	15/8/20	7	0	0	0
13/8/20	8	1,05	0,09	0,49	14/8/20	8	1,35	0,06	0,52	15/8/20	8	0,22	0,17	0,24
13/8/20	9	0,46	0,51	0,47	14/8/20	9	2,15	0	0,72	15/8/20	9	1,26	0	0,53
13/8/20	10	1,97	0,01	0,72	14/8/20	10	1,84	0	0,69	15/8/20	10	1,37	0,03	0,53
13/8/20	11	3,34	0	1,1	14/8/20	11	2,27	0	0,83	15/8/20	11	1,75	0	0,65
13/8/20	12	1,34	0,06	0,61	14/8/20	12	1,98	0,04	0,78	15/8/20	12	1,72	0,02	0,69
13/8/20	13	0,36	0,85	0,63	14/8/20	13	1,48	0,07	0,65	15/8/20	13	2,44	0	0,86
13/8/20	14	0,66	0,49	0,5	14/8/20	14	1,79	0	0,7	15/8/20	14	1,03	0,09	0,46
13/8/20	15	0,44	0,07	0,39	14/8/20	15	0,56	0,03	0,38	15/8/20	15	0,51	0,02	0,31
13/8/20	16	0	1,07	0,47	14/8/20	16	0	0,79	0,38	15/8/20	16	0	0,97	0,41
13/8/20	17	0	1,01	0,81	14/8/20	17	0	1,73	0,76	15/8/20	17	0	1,76	0,75
13/8/20	18	0	2,07	0,49	14/8/20	18	0	1,59	0,33	15/8/20	18	0	1,77	0,41
13/8/20	19	0	1,29	0,15	14/8/20	19	0	1,55	0,23	15/8/20	19	0	1,07	0,07
13/8/20	20	0	0,93	0,04	14/8/20	20	0	1,16	0,13	15/8/20	20	0	0,98	0,05
13/8/20	21	0	0,75	0,01	14/8/20	21	0	0,73	0,02	15/8/20	21	0	0,75	0
13/8/20	22	0	1,19	0,25	14/8/20	22	0	1,21	0,27	15/8/20	22	0	0,68	0
13/8/20	23	0	0,5	0	14/8/20	23	0	0,72	0,08	15/8/20	23	0	0,51	0
13/8/20	24	0	0,47	0	14/8/20	24	0	0,49	0	15/8/20	24	0	0,52	0
16/8/20	1	0	0,49	0	17/8/20	1	0	0,58	0	18/8/20	1	0	0,5	0
16/8/20	2	0	0,49	0	17/8/20	2	0	0,62	0,01	18/8/20	2	0	0,49	0
16/8/20	3	0	0,5	0	17/8/20	3	0	0,6	0	18/8/20	3	0	0,51	0
16/8/20	4	0	0,49	0	17/8/20	4	0	0,58	0	18/8/20	4	0	0,51	0
16/8/20	5	0	0,55	0,22	17/8/20	5	0	0,63	0,34	18/8/20	5	0	0,53	0,28
16/8/20	6	0	0,59	0,57	17/8/20	6	0	0,73	0,62	18/8/20	6	0	0,58	0,6
16/8/20	7	0	1,11	0,54	17/8/20	7	0	0,69	0,59	18/8/20	7	0,01	0,4	0,49
16/8/20	8	1,19	0,12	0,45	17/8/20	8	0	1,21	0,64	18/8/20	8	0,16	0,02	0,25
16/8/20	9	2,57	0	0,82	17/8/20	9	0,29	0,48	0,33	18/8/20	9	0,17	0,03	0,19
16/8/20	10	3,12	0	0,99	17/8/20	10	1,27	0	0,47	18/8/20	10	0,73	0	0,3
16/8/20	11	2,5	0	0,85	17/8/20	11	3,2	0	1,03	18/8/20	11	1,1	0	0,43
16/8/20	12	2,65	0	0,89	17/8/20	12	1,04	0	0,4	18/8/20	12	0,81	0	0,35
16/8/20	13	1,72	0,1	0,69	17/8/20	13	0,85	0	0,34	18/8/20	13	0,54	0	0,3
16/8/20	14	1,58	0,03	0,48	17/8/20	14	1,34	0	0,5	18/8/20	14	0,52	0	0,3
16/8/20	15	1,05	0,17	0,53	17/8/20	15	0,48	0,05	0,33	18/8/20	15	0,2	0,09	0,24
16/8/20	16	0	1,37	0,52	17/8/20	16	0	0,72	0,35	18/8/20	16	0	0,54	0,42
16/8/20	17	0	2,23	0,89	17/8/20	17	0	1,59	0,69	18/8/20	17	0	0,81	0,55
16/8/20	18	0	1,92	0,43	17/8/20	18	0	1,02	0,19	18/8/20	18	0	0,74	0,08
16/8/20	19	0	0,96	0,04	17/8/20	19	0	1	0,06	18/8/20	19	0	0,73	0
16/8/20	20	0	0,82	0,01	17/8/20	20	0	0,93	0,06	18/8/20	20	0	0,77	0
16/8/20	21	0	0,72	0	17/8/20	21	0	0,77	0,02	18/8/20	21	0	0,63	0
16/8/20	22	0	0,89	0,1	17/8/20	22	0	0,92	0	18/8/20	22	0	0,57	0
16/8/20	23	0	0,62	0	17/8/20	23	0	0,57	0,11	18/8/20	23	0	0,55	0
16/8/20	24	0	0,49	0	17/8/20	24	0	0,61	0,01	18/8/20	24	0	0,52	0
19/8/20	1	0	0,51	0	20/8/20	1	0	0,51	0	21/8/20	6	0	0,03	0,01
19/8/20	2	0	0,52	0	20/8/20	2	0	0,49	0	21/8/20	7	0	0	0

ELABORADO POR:
Oficina de Investigaciones

REVISADO POR:
soporte al sistema integrado de gestión

APROBADO POR: Asesor de planeación
FECHA APROBACION:

F-DC-125

INFORME FINAL DE TRABAJO DE GRADO EN MODALIDAD DE PROYECTO
DE INVESTIGACIÓN, DESARROLLO TECNOLÓGICO, MONOGRAFÍA,
EMPRENDIMIENTO Y SEMINARIO

VERSIÓN: 1.0

19/8/20	3	0	0,5	0	20/8/20	3	0	0,49	0	21/8/20	8	0	0,48	0,13
19/8/20	4	0	0,48	0	20/8/20	4	0	0,49	0	21/8/20	9	0	1,13	0,56
19/8/20	5	0	0,51	0,21	20/8/20	5	0	0,53	0,32	21/8/20	10	1,16	1,09	0,55
19/8/20	6	0	0,53	0,52	20/8/20	6	0	0,43	0,43	21/8/20	11	1,29	0,17	0,51
19/8/20	7	0,25	0,22	0,35	20/8/20	7	0,73	0	0,31	21/8/20	12	1,15	0	0,42
19/8/20	8	2,73	0	0,09	20/8/20	8	1,42	0	0,54	21/8/20	13	2,19	0	0,37
19/8/20	9	3,35	0	1,08	20/8/20	9	2,42	0	0,84	21/8/20	14	0,46	0	0,69
19/8/20	10	3,32	0	1,09	20/8/20	10	2,19	0,06	0,08	21/8/20	15	0,2	0,02	0,22
19/8/20	11	3,29	0	1,04	20/8/20	11	2,7	0	0,95	21/8/20	16	0	0,49	0,24
19/8/20	12	1,89	0	0,62	20/8/20	12	2,66	0,01	0,96	21/8/20	17	0	1,39	0,56
19/8/20	13	1,7	0	0,58	20/8/20	13	1,82	0	0,9	21/8/20	18	0	1,26	0,02
19/8/20	14	2,41	0	0,83	20/8/20	14	1,55	0	0,68	21/8/20	19	0	0,92	0,02
19/8/20	15	1,84	0	0,65	20/8/20	15	0,49	0,3	0,42	21/8/20	20	0	0,67	0
19/8/20	16	0,62	0	0,32	20/8/20	16	0	1,13	0,48	21/8/20	21	0	0,67	0
19/8/20	17	0,03	0,42	0,41	20/8/20	17	0	2	0,86	21/8/20	22	0	0,55	0
19/8/20	18	0	0,81	0,14	20/8/20	18	0	2,06	0,52	21/8/20	23	0	0,41	0
19/8/20	19	0	0,87	0,06	20/8/20	19	0	1,38	0,19	21/8/20	24	0	0,55	0
19/8/20	20	0	1,01	0,09	20/8/20	20	0	0,83	0,04	21/8/20	15	0,2	0,02	0,22
19/8/20	21	0	0,83	0,05	20/8/20	21	0	0,68	0,01	21/8/20	16	0	0,49	0,24
19/8/20	22	0	0,8	0,05	20/8/20	22	0	0,88	0,11	21/8/20	17	0	1,39	0,56
19/8/20	23	0	0,75	0,04	20/8/20	23	0	0,55	0,01	21/8/20	18	0	1,26	0,02
19/8/20	24	0	0,53	0	20/8/20	24	0	0,56	0	21/8/20	19	0	0,92	0,02
22/8/20	1	0,01	0,41	0	23/8/20	1	0	0,5	0	24/8/20	1	0	0,01	0
22/8/20	2	0	0,4	0	23/8/20	2	0	0,51	0	24/8/20	2	0	0	0
22/8/20	3	0,01	0,41	0	23/8/20	3	0	0,52	0	24/8/20	3	0	0	0
22/8/20	4	0,01	0,44	0	23/8/20	4	0	0,49	0	24/8/20	4	0	0,01	0
22/8/20	5	0	0,48	0,25	23/8/20	5	0	0,54	0,24	24/8/20	5	0	0	0
22/8/20	6	0	0,45	0,4	23/8/20	6	0	0,59	0,56	24/8/20	6	0	0,55	0,35
22/8/20	7	0,87	0,05	0,35	23/8/20	7	0	0,51	0,32	24/8/20	7	0	1,88	0,87
22/8/20	8	1,32	0,01	0,43	23/8/20	8	0,38	0,34	0,35	24/8/20	8	0	1,58	0,73
22/8/20	9	1,59	0	0,5	23/8/20	9	1,58	0	0,59	24/8/20	9	0,79	0,24	0,48
22/8/20	10	3,23	0	1,03	23/8/20	10	1,82	0	0,69	24/8/20	10	1,85	0,07	0,7
22/8/20	11	3,81	0	1,19	23/8/20	11	2,4	0	0,86	24/8/20	11	2,34	0,07	0,85
22/8/20	12	3,91	0	1,22	23/8/20	12	1,95	0	0,74	24/8/20	12	2,81	0	0,96
22/8/20	13	2,65	0	0,87	23/8/20	13	1,26	0,12	0,7	24/8/20	13	2,66	0	0,94
22/8/20	14	2,53	0	0,9	23/8/20	14	2,04	0,1	0,8	24/8/20	14	1,82	0	0,68
22/8/20	15	1,07	0,01	0,64	23/8/20	15	0,84	0,1	0,65	24/8/20	15	0,48	0,07	0,32
22/8/20	16	0,01	0,63	0,37	23/8/20	16	0,19	0,81	0,46	24/8/20	16	0	1,39	0,54
22/8/20	17	0	1,91	0,8	23/8/20	17	0	2,14	0,91	24/8/20	17	0	2,15	0,88
22/8/20	18	0	2,08	0,51	23/8/20	18	0	1,5	0,31	24/8/20	18	0	0,98	0,19
22/8/20	19	0	0,95	0,06	23/8/20	19	0	1,21	0,12	24/8/20	19	0	0,95	0,07
22/8/20	20	0	0,78	0,02	23/8/20	20	0	1,02	0,05	24/8/20	20	0	1,33	0,31
22/8/20	21	0	0,68	0	23/8/20	21	0	1,18	0,15	24/8/20	21	0	1,31	0,31
22/8/20	22	0	1,09	0,22	23/8/20	22	0	0,68	0,13	24/8/20	22	0	0,73	0,04
22/8/20	23	0	0,52	0	23/8/20	23	0	0	0	24/8/20	23	0	0,61	0,01
22/8/20	24	0	0,41	0	23/8/20	24	0	0,54	0	24/8/20	24	0	0	0
25/8/20	1	0	0,57	0	26/8/20	1	0	0,55	0	27/8/20	1	0	0,51	0
25/8/20	2	0	0,58	0	26/8/20	2	0	0,53	0	27/8/20	2	0	0,49	0
25/8/20	3	0	0,57	0	26/8/20	3	0	0,51	0	27/8/20	3	0	0,51	0
25/8/20	4	0	0,58	0	26/8/20	4	0	0,52	0	27/8/20	4	0	0,51	0
25/8/20	5	0	0,62	0,38	26/8/20	5	0	0,48	0,28	27/8/20	5	0	0,52	0,36
25/8/20	6	0	0,63	0,61	26/8/20	6	0	0	0	27/8/20	6	0	0,75	0,61
25/8/20	7	0,61	0,19	0,48	26/8/20	7	0	0	0	27/8/20	7	0	0,85	0,42
25/8/20	8	2,16	0	0,75	26/8/20	8	0	0	0	27/8/20	8	0,53	0,07	0,35
25/8/20	9	2,14	0	0,77	26/8/20	9	0,74	0,01	0,26	27/8/20	9	1,83	0	0,65
25/8/20	10	0,38	0,23	0,39	26/8/20	10	3,42	0	1,11	27/8/20	10	1,52	0,07	0,6
25/8/20	11	2,61	0,02	0,93	26/8/20	11	3,59	0	1,16	27/8/20	11	1,84	0,05	0,69
25/8/20	12	3,28	0,07	1,2	26/8/20	12	3,51	0	1,14	27/8/20	12	1,45	0,25	0,76
25/8/20	13	2,41	0,13	1,07	26/8/20	13	3,98	0	1,28	27/8/20	13	1,29	0,68	0,85

ELABORADO POR:
Oficina de Investigaciones

REVISADO POR:
soporte al sistema integrado de gestión

APROBADO POR: Asesor de planeación
FECHA APROBACION:

F-DC-125

INFORME FINAL DE TRABAJO DE GRADO EN MODALIDAD DE PROYECTO
DE INVESTIGACIÓN, DESARROLLO TECNOLÓGICO, MONOGRAFÍA,
EMPRENDIMIENTO Y SEMINARIO

VERSIÓN: 1.0

25/8/20	14	2,64	0	0,91	26/8/20	14	3,01	0	1	27/8/20	14	0,39	0,4	0,61
25/8/20	15	1,32	0,02	0,55	26/8/20	15	1,86	0	0,68	27/8/20	15	0,01	1,76	91
25/8/20	16	0,26	0,2	0,31	26/8/20	16	0,45	0,03	0,33	27/8/20	16	0	0,98	0,41
25/8/20	17	0	2,23	0,98	26/8/20	17	0	0,53	0,53	27/8/20	17	0	0,79	0,44
25/8/20	18	0	1,72	0,41	26/8/20	18	0	0,95	0,17	27/8/20	18	0	1,13	0,21
25/8/20	19	0	0,99	0,07	26/8/20	19	0	0,94	0,05	27/8/20	19	0	1,27	0,14
25/8/20	20	0	0,85	0,02	26/8/20	20	0	1,38	0,28	27/8/20	20	0	1,52	0,03
25/8/20	21	0	0,86	0,02	26/8/20	21	0	1,3	0,25	27/8/20	21	0	1,3	0,21
25/8/20	22	0	1,38	0,29	26/8/20	22	0	1,21	0,17	27/8/20	22	0	0,88	0,06
25/8/20	23	0	1,3	0,29	26/8/20	23	0	0,68	0,01	27/8/20	23	0	0,48	0
25/8/20	24	0	0,56	0	26/8/20	24	0	0,9	0,13	27/8/20	24	0	0,51	0
28/8/20	1	0	0,47	0	29/8/20	1	0	0,55	0	30/8/20	1	0	0,61	0,01
28/8/20	2	0	0,47	0	29/8/20	2	0	0,55	0	30/8/20	2	0	0,64	0,01
28/8/20	3	0	0,48	0	29/8/20	3	0	0,57	0	30/8/20	3	0	0,56	0
28/8/20	4	0	0,45	0	29/8/20	4	0	0,57	0	30/8/20	4	0	0,5	0
28/8/20	5	0	0,48	0,24	29/8/20	5	0	0,59	0,33	30/8/20	5	0	0,53	0,32
28/8/20	6	0	0,66	0,52	29/8/20	6	0	0,68	0,58	30/8/20	6	0	0,46	0,44
28/8/20	7	0,08	0,37	0,28	29/8/20	7	0,39	0,12	0,32	30/8/20	7	0,05	0,31	0,33
28/8/20	8	1,21	0,02	0,48	29/8/20	8	0,71	0,18	0,45	30/8/20	8	0,11	0,29	0,3
28/8/20	9	1,09	0	0,43	29/8/20	9	0,71	0,02	0,43	30/8/20	9	0,79	0	0,41
28/8/20	10	3,43	0	1,05	29/8/20	10	1,78	0	0,71	30/8/20	10	0,66	0,07	0,43
28/8/20	11	3,07	0	0,95	29/8/20	11	1,8	0	0,71	30/8/20	11	1,75	0	0,73
28/8/20	12	2,12	0	0,69	29/8/20	12	1,59	0	0,66	30/8/20	12	1,06	0,05	0,54
28/8/20	13	2,94	0	0,98	29/8/20	13	2,06	0	0,74	30/8/20	13	1,28	0	0,49
28/8/20	14	2,55	0	0,9	29/8/20	14	1,14	0	0,48	30/8/20	14	2,11	0	0,72
28/8/20	15	1,17	0,04	0,59	29/8/20	15	0,29	0,47	0,38	30/8/20	15	1,24	0	0,46
28/8/20	16	0	1,28	0,54	29/8/20	16	0	1,25	0,54	30/8/20	16	0,04	0,31	0,22
28/8/20	17	0	2,13	0,9	29/8/20	17	0	2,26	0,95	30/8/20	17	0	1,93	0,83
28/8/20	18	0	2,16	0,55	29/8/20	18	0	2,28	0,56	30/8/20	18	0	2,23	0,55
28/8/20	19	0	1,01	0,1	29/8/20	19	0	1,54	0,23	30/8/20	19	0	1,81	0,33
28/8/20	20	0	1,39	0,29	29/8/20	20	0	1	0,05	30/8/20	20	0	1,08	0,09
28/8/20	21	0	1,21	0,23	29/8/20	21	0	1,2	0,17	30/8/20	21	0	0,89	0,04
28/8/20	22	0	0,68	0,02	29/8/20	22	0	1,03	0,12	30/8/20	22	0	0,78	0,03
28/8/20	23	0	0,61	0,01	29/8/20	23	0	0,77	0,03	30/8/20	23	0	0,62	0,01
28/8/20	24	0	0,48	0	29/8/20	24	0	0,59	0,01	30/8/20	24	0	0,59	0
Activa Exportada 366,42 Kw					Activa Importada 384,06 Kw					. Reactiva Importada 233,32 Kw				

Registro de generación distribuida Vs red eléctrica pública.

Fuente: Autor

Los valores de la energía que se genera y se distribuye a la red pública son activa de Exportación y los consumos son activa de Importación y esto incluye la reactiva que como pequeños auto generadores nos aplica por resolución.

El valor de la activa reactiva de importación se dan por el banco de baterías

Dentro de las conclusiones que se pueden ver del sistema inteligente podemos decir que:

Se puede monitorear en tiempo real de todas las variables que el sistema posee.

El sistema de generación distribuida a la red pública solo aplica en horarios pico como las 7 AM y las 4 PM.

6. CONCLUSIONES

- Se logró a través de la comisión de regulación de energía y gas (CREG) las eventuales dificultades que se presentan al momento de implementar un sistema de medición inteligente, a una red eléctrica de baja tensión con generación distribuida. Son dos errores que presenta el medidor inteligente; no reconoce las protecciones eléctricas y las fases generan una comunicación indeseada. Una de las principales barreras que existe, es la legislación que sólo les favorece a las compañías generadoras convencionales (hidroeléctricas), además de esto, la poca inversión por parte de los sectores públicos y privados que, agudizan aún más a quienes vemos en este tipo de energías renovables, la solución de posibles racionamientos dado en los cambios climáticos que enfrentamos.
- Se desarrolló una propuesta técnica que permite la implementación de este tipo de tecnologías, no solo se debe revisar lo concerniente a las regulaciones (Creg 030 del 2018) y normativas (ley 1715 del 2014), sino que también es necesario revisar el contexto geográfico para identificar aspectos de disponibilidad energética, que brinde una confiabilidad energética, un acceso a esta y que reduzca la huella de carbono cumpliendo así el trilema energético en base a los lineamientos del consejo mundial energético mundial (WEC).
- Se identificó el potencial que posee esta tecnología, que es el manejo y transferencias de los datos en tiempo real, tanto del usuario como de la red eléctrica pública, y se establecieron los principales lineamientos que son; Almacenamiento, Comunicación bidireccional; Ciberseguridad;

Sincronización; Actualización y configuración; Acceso al usuario; Lectura; Medición Horaria; Conexión, desconexión y limitación Antifraudes; Registro de medición bidireccional; Calidad del servicio y Prepago. Estos están involucrados en el uso de sistemas de medición inteligente, en redes de distribución con generación distribuida. Se establecieron a través de la revisión detallada del comportamiento de un medidor inteligente, mediante pruebas y datos de un sistema real.

- Los valores de generación distribuida de un sistema real se dan por cálculos de carga Vs panel solar en horas pico y está directamente proporcional a la carga, siempre y cuando esta supla la demanda establecida, de lo contrario se tomara energía de la red pública o en caso contrario lo enviara a esta.
- Para los sistemas de generación distribuida de 0 Kw a 100 Kw la compra de esta energía se da por valores similares al establecido en costo de generación típicas, menos la comercialización, pero si nuestro sistema de generación distribuida se ubica en el rango 100 Kw a 1000 Kw la compra se daría por oferta y demanda dependiendo de la estación del año en que se encuentre, esto es un desincentivo a estas tecnologías.
- La generación distribuida no es rentable en nuestro país desde el punto de vista de generación no convencional (hidroeléctricas), ya que, como generador minoritario, se controla por nuestro consumo promedio y si su valor de generación distribuido está por encima de este promedio, su valor comercial se condiciona por la bolsa de valores en casi un 50% menos.

7. RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar estudios de factibilidad que, involucren la implementación y uso de sistemas de medición inteligente bajo diferentes escenarios tecnológicos y económicos, que puedan dar luces sobre su implementación a gran escala en sectores puntuales de la economía.
- Se recomienda realizar el mismo estudio de generación distribuida, pero con otro tipo de fuentes de generación de energía, ya que, es importante considerar otras posibilidades energéticas de acuerdo a la geografía del punto donde se desee implementar esta tecnología.
- Se recomienda a las UTS realizar convenios con empresas que, dispongan de estos equipos y/o la adquisición de los mismos para que permita a los estudiantes sede Barrancabermeja, tener herramientas para poder realizar dichas prácticas.

8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- J. MorAguiar, M., Martínez, M., & Rubén, E. (2014). *Implementación del sistema eléctrico subterráneo para obtener el suministro de energía eléctrica en media tensión de una tienda de calzados*. México D.F.: Instituto politécnico Nacional.
- Arango, A., & Grisales, A. (2014). *Diseño de la redes eléctricas, apantallamiento y sistema de puesta a tierra de ASIA LOFT AND HALL*. Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira.
- Casellas, F. (05 de Julio de 2016). *Smart Metering* . Recuperado el 14 de Marzo de 2019,
- Castro, F., & Talancon, S. (2012). *Desarrollo y optimización para el suministro de energía eléctrica de un sistema eléctrico que conforma una tienda de autoservicio*. México D.F.: Instituto politécnico Nacional.
- Diaz, C. (2011). *Las TICs y la modernizacion de las redes de Energia Electrica* . Bogota : Colciencias .
- Estupiñan , L. (2015). *Estudio de factibilidad tecnica y economica de soluciones de redes inteligentes para el sector electrico colombiano*. Bogota: Smart Grids Colombia.
- Flores, E., Nava, E. d., & Ramírez, A. (2012). *Diagnóstico y propuesta de una nueva red de distribución subterránea para el centro cultural universitario*. México D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Gerwen, R. (2006). *Smart Metering* . New York : LPQI.
- Gómez, R. M. (2015). *Análisis del suministro eléctrico, mejoras de los índices y niveles de calidad en la distribución de energía eléctrica*. Alicante: Universidad Miguel Hernández.
- Hoyos, M., & Paternina, M. (2012). *Propuesta de mejoramiento de la red eléctrica y de telecomunicaciones de la institución educativa Boyacá de Pereira*. Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira.
- Ibarra, F. (2012). *Diseño de instalación eléctrica para tienda de autoservicio "supercenter patria"*. México D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Josep, M. (2013). *Diseño de circuito de media tensión para alimentar el corregimiento de San José de Oriente (Cesar)*. Barranquilla: Universidad de la Costa.

F-DC-125

INFORME FINAL DE TRABAJO DE GRADO EN MODALIDAD DE PROYECTO
DE INVESTIGACIÓN, DESARROLLO TECNOLÓGICO, MONOGRAFÍA,
EMPRENDIMIENTO Y SEMINARIO

VERSIÓN: 1.0

Narvaez, Y., & Prado, K. (2012). *Diseño de redes de distribución eléctrica de media y baja tensión para la normalización del barrio el piñoncito de campo de la cruz*. Barranquilla: Universidad de la Costa C.U.C.

Przybylik, M. (2012). *Customer Empowerment*. Bombay: Sushel Kalia.

Sanchez, J. (2016). *Estimación del impacto de las redes eléctricas inteligentes (Smart Grids) en el precio de la electricidad en Colombia*. Bogota: Universidad Nacional de Colombia.

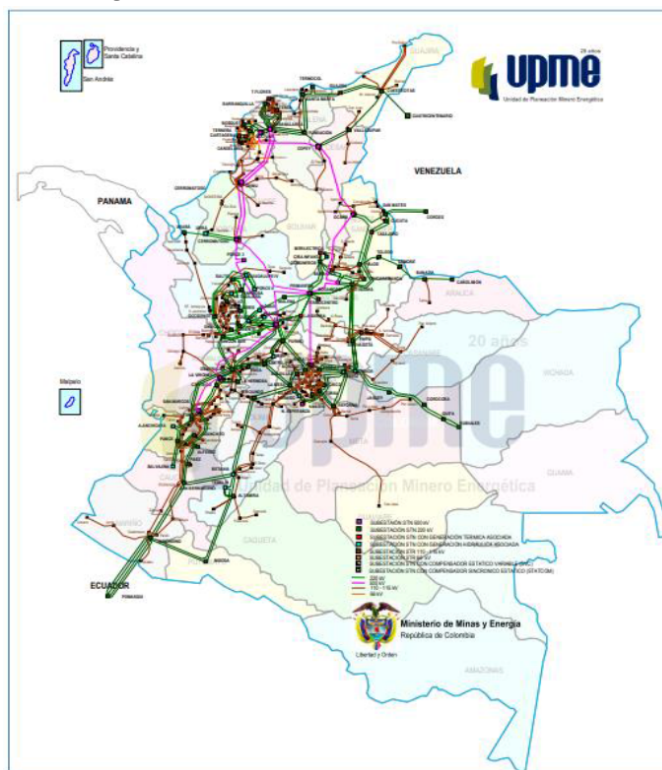
Tellez Gutierrez, S. (2018). *sistemas de medicion avanzada en Colombia: beneficios, retos y oportunidades*. Bogota: Universidad Nacional de Colombia.

9. APENDICES

Apéndice A. sistema de transmisión nación y sistemas de transmisión regionales

Con base en la realización del siguiente apéndice se busca identificar las zonas con alta potencialidad para la implementación de generación distribuida con medidores inteligentes. Esto se debe a que las zonas mostradas en el mapa, son lugares donde el acceso al sistema de red eléctrica nacional es muy limitado y por ende, deben utilizar fuentes alternativas de generación de electricidad.

Figura 31. Zonas limitadas de la red eléctrica.

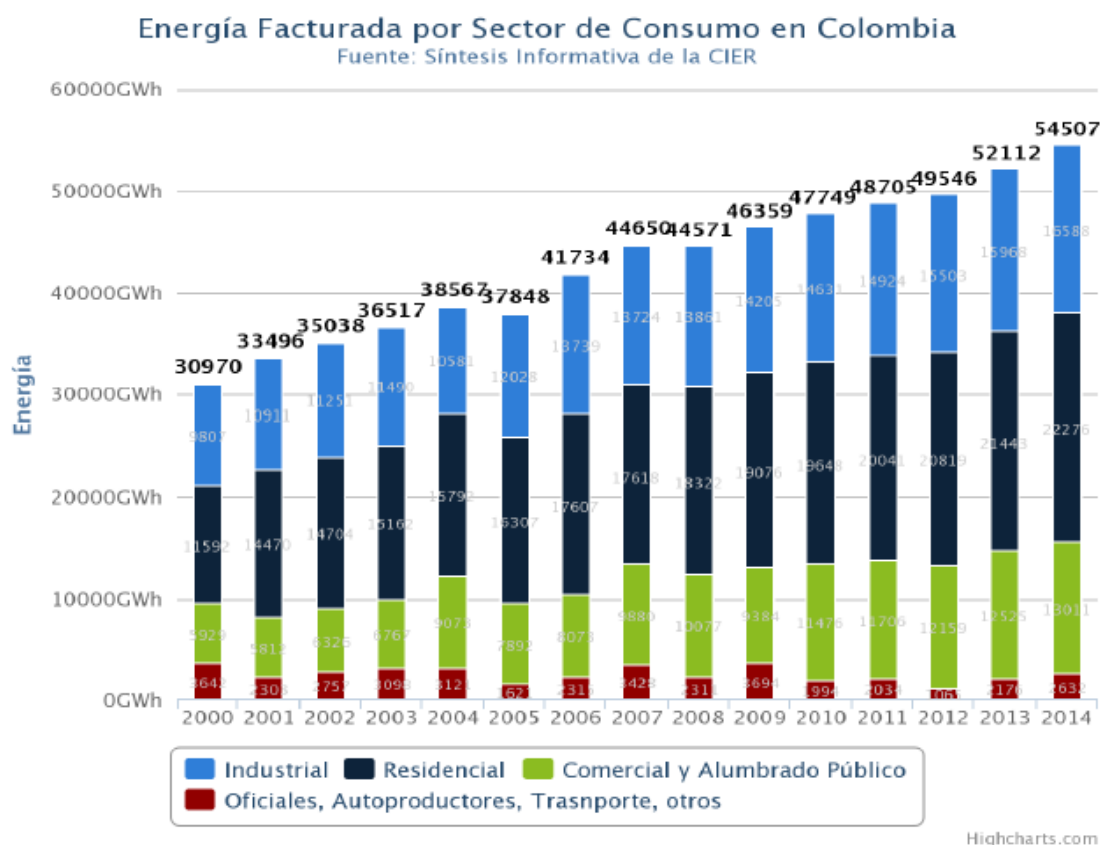


Fuente: http://sig.simec.gov.co/GeoPortal/images/pdf/UPME_EN_TRANSMISION_COLOMBIA_STN-STR_ACTUAL_2016.pdf

Apéndice B. Sectores de consumo en Colombia

Con la idea de caracterizar los principales sectores de uso final de la energía eléctrica y en esa medida cuantificar la demanda por sector, se muestra el apéndice B. El cual sirve para realizar estudios de factibilidad donde se puedan implementar medidores inteligentes con generación distribuida, con el propósito de estimular el uso eficiente de la energía.

Figura 32. Demanda Energética.

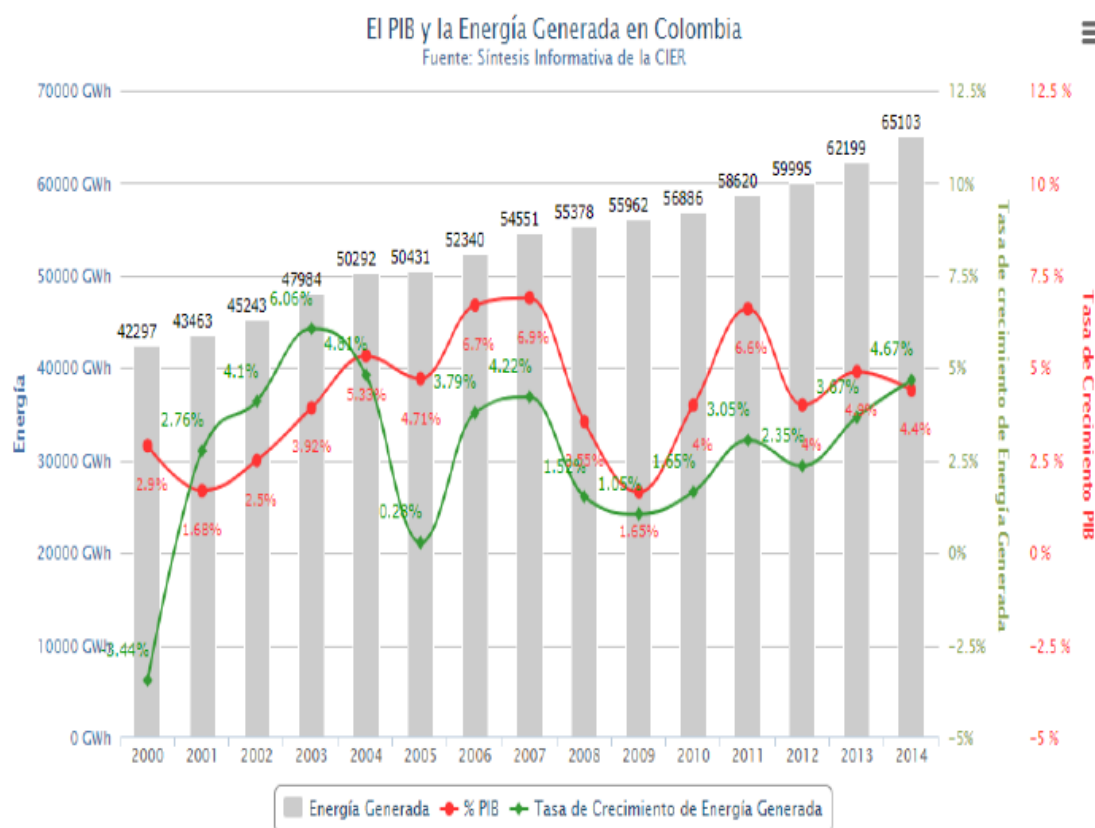


Fuente: http://evolucionenergetica.cocier.org/graficas/Colombia/5_Sectores%20de%20consumo/sectoresconsumo.html

Apéndice C. PIB energía generada en Colombia

En la gráfica que se muestra a continuación, se logra identificar la relación que existe entre el incremento o decremento del PIB con la energía generada en Colombia y con ello poder demostrar la fortaleza económica que tiene la región en relación a la generación de energía eléctrica.

Figura 33. Energía Generada en Colombia.



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

10. ANEXOS

A continuación, se mostrarán como anexo los elementos más relevantes del manual del medidor inteligente MT174

ISKRAEMECO  Medición y administración de energía



MT174

Medidor multitarifa de
electricidad estática trifásica
con indicador de demanda
máxima y perfil de carga (LP,
por sus siglas en inglés)

Descripción técnica

EAD 020 615 250

Versión 1.4, 26.06.2013





MT174 - Medidores electrónicos de electricidad trifásica

4. Aspecto del medidor

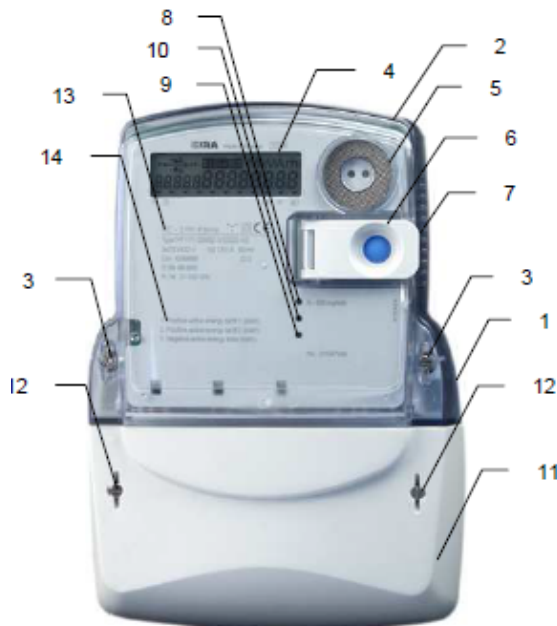


Figura 1: Partes del medidor

- | | |
|--|--|
| 1. Base del medidor | 8. LED imp/kWh |
| 2. Cubierta del medidor | 9. LED imp/kvarh (opcional) |
| 3. Tornillo de fijación de la cubierta del medidor | 10. LED imp/kVAh (opcional) |
| 4. LCD | 11. Cubierta del bloque de terminales |
| 5. Puerto óptico | 12. Tornillo de fijación de la cubierta del terminal |
| 6. Botón de desplazamiento de datos | 13. Datos del medidor |
| 7. Cubierta del botón de reinicio | 14. Leyenda |

Los tornillos para fijar la cubierta del medidor (punto 3) están sellados con sellos metrológicos.

Los tornillos para fijar la cubierta del terminal (punto 12) están sellados con sellos de empresas de electricidad.

4.1. Caja del medidor

Una caja compacta de medidor consta de una base (punto 1) con un bloque de terminales y tres elementos de fijación para montar el medidor, una cubierta del medidor (punto 2) y una cubierta del bloque de terminales (punto 11). La caja del medidor está hecha de material autoextinguible estabilizado contra rayos UV de alta calidad que puede ser reciclado. La caja del medidor asegura un doble aislamiento y un nivel de protección IP54

(IEC 60529) contra la penetración del polvo y el agua.

En la parte posterior de la base del medidor, debajo del borde superior, se encuentra el elemento superior de fijación del medidor. A petición, se puede añadir un elemento superior de fijación plástico o metálico en la parte posterior de la base del medidor.

La cubierta del medidor está hecha de policarbonato transparente. Se fija a la base del medidor con dos tornillos de obturación, los cuales impiden el acceso al interior del medidor sin romper los sellos.

Se utiliza un anillo de hierro niquelado en la esquina superior derecha para conectar una sonda óptica al puerto óptico (punto 5). A la derecha del medidor se coloca un pulsador para el desplazamiento de datos (punto 6). La cubierta del botón de reinicio (punto 7) se une con una bisagra a la cubierta del medidor y se pueden sellar de forma independiente.

4.2. Bloque de terminales

El bloque de terminales está hecho de policarbonato autoextinguible. Se puede utilizar para la conexión directa o CT del medidor.

La cubierta del bloque de terminales (punto 11) puede ser larga o corta. Un diagrama de conexión del medidor está pegado en su parte interior. La cubierta del bloque de terminales está fijada con dos tornillos de obturación (punto 12).

4.2.1. Bloque de terminales para medidores con conexión directa

El bloque de terminales para los medidores con conexión directa contiene terminales de corriente, terminales auxiliares y posibles enlaces para la alimentación de los circuitos de medición de tensión.

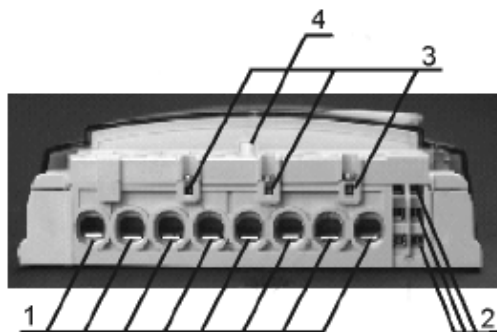


Figura 2: Bloque de terminales de medidores con conexión directa



MT174 - Medidores electrónicos de electricidad trifásica

1. Terminales de corriente

2. Terminales auxiliares

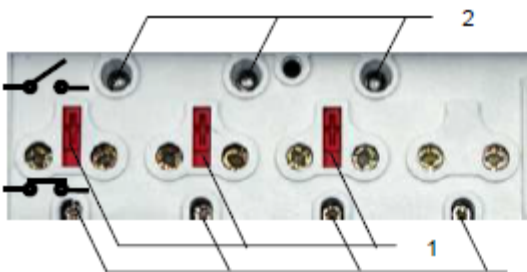
3. Terminales de tensión auxiliar para una unidad adicional
4. Detector de apertura de la cubierta del terminal

Los terminales de corriente (punto 1) son tipo jaula y están hechos de acero niquelado. Son terminales universales para todos los tipos de conductores de cobre o aluminio. Los terminales de corriente se realizan en dos tamaños:

- Para conductores con sección transversal máxima de hasta 25 mm² (I_{max} = 85 A),
- Para conductores con sección transversal máxima de hasta 35 mm² (I_{max} = 120 A),

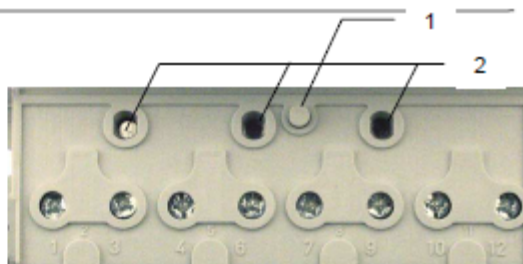
El bloque de terminales A 85 tiene solamente un tornillo por terminal de corriente, mientras que el bloque de terminales 120 A tiene dos tornillos por terminal de corriente. Debido a la presión indirecta a los conductores, los tornillos de los terminales no los dañan. Los terminales de corriente proporcionan un contacto fiable y duradero sin importar si el conductor está hecho de cobre o de aluminio.

Los elementos de medición de tensión están alimentados mediante posibles enlaces. Los posibles enlaces de deslizamiento son de autofrenado y permiten una fácil desconexión de la corriente y del circuito de medición de tensión. En el modo de medición, deben estar en la posición más baja (contacto cerrado) y en el modo de prueba del medidor, deben estar en la posición más alta (contacto abierto). A petición, los posibles enlaces pueden ubicarse bajo la cubierta del medidor.



1. Posibles enlaces de deslizamiento (contactos abiertos)
2. Contactos de prueba de tensión de fase
3. Terminales de tensiones auxiliares

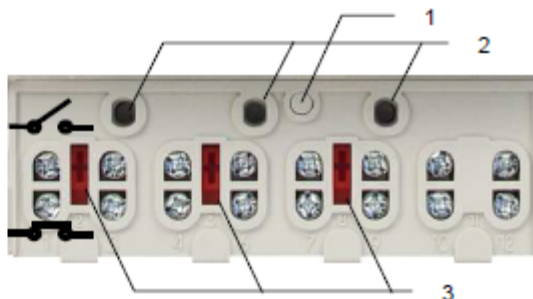
a. Posibles enlaces en el bloque de terminales



1. Detector de apertura de la cubierta del terminal
2. Contactos de prueba de tensión de fase

b. Posibles enlaces bajo la cubierta del medidor

Figura 3: Bloque de terminales de medidores directamente conectados para I_{max} = 85 A



1. Detector de apertura de la cubierta del terminal
2. Contactos de prueba de tensión de fase
3. Posibles enlaces de deslizamiento (contactos abiertos)

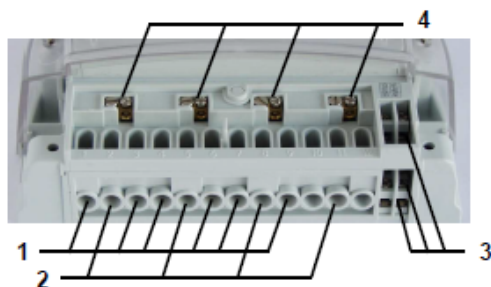
Figura 4: Posibles enlaces en el bloque de terminales de medidores directamente conectados para I_{max} = 120 A

4.2.2. Bloque de terminales de medidores operados con CT

Los medidores operados con CT tienen terminales de tensión separados (Fig. 5, punto 2) en el bloque de terminales. Se utilizan para alimentar a los circuitos de medición de tensión. Los terminales de tensión son iguales a los terminales de corriente (Fig. 5, punto 1). Los terminales de corriente y de tensión se fabrican de latón macizo con un diámetro interior de 5 mm; los conductores se fijan en los terminales con dos tornillos.



MT174 - Medidores electrónicos de electricidad trifásica



- | | | |
|-------------------------|----|---|
| 1. Terminales corriente | de | 3. Terminales auxiliares |
| 2. Terminales tensión | de | 4. Terminales de tensión auxiliar para unidad adicional |

Figura 5: Bloque de terminales de un medidor operado con CT

4.2.3. Terminales auxiliares

Se pueden construir hasta seis terminales auxiliares en un bloque de terminales. Se utilizan para entradas de tarifas, salidas de impulsos, salidas de tarifas o interfaz RS485. Debido al número limitado de terminales auxiliares, todas las entradas y salidas declaradas, al igual que a interfaz, no se pueden construir en el medidor al mismo tiempo. El diámetro interior de los terminales auxiliares es de 3,5 mm. Los cables se fijan con un tornillo. También se pueden incorporar tres terminales de tensión auxiliar para la alimentación de un dispositivo externo.

Los terminales auxiliares son niquelados en una versión tropical del medidor.

Los terminales auxiliares permiten combinar las siguientes funcionalidades de medidor:

Versión	Terminales auxiliares del lado izquierdo	Terminales auxiliares del lado derecho
1	Dos entradas de tarifas	Dos salidas de tarifas
2	Dos entradas de tarifas	Interfaz RS485
3	Dos salidas de pulsos o tarifas	Interfaz RS485

Tabla 1: Terminales auxiliares

4.3. Dimensiones generales

Las dimensiones de fijación del medidor cumplen con la norma DIN 43857.

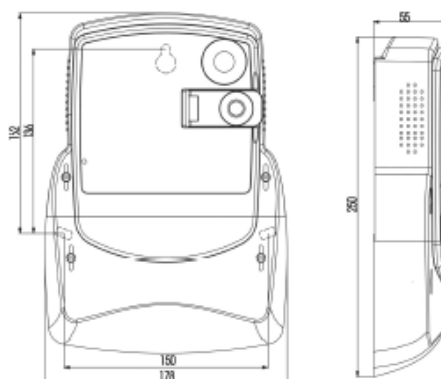


Figura 6 - Medidor con una cubierta de terminar larga

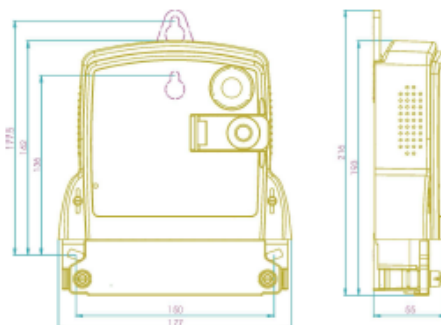


Figura 7 - Medidor con una cubierta de terminar corta y un elemento de fijación superior de medidor adicional

Nota:

A petición, se puede acoplar un elemento de fijación superior de medidor adicional, tal como se muestra en la figura 7, a los medidores MT174 con una cubierta de terminal larga (como se muestra en la figura 6).

4.4. Lugares de sellado del medidor

Los medidores están sellados en los siguientes lugares:

1. Los tornillos de la cubierta del medidor - sellos metrológicos
2. Los tornillos de la cubierta del terminal - sellos de empresa de energía
3. La cubierta abisagrada del botón de reinicio - sellos de empresa de energía



MT174 - Medidores electrónicos de electricidad trifásica



Figura 8 - Lugares de sellado de los medidores
MT174

4. RTC con una batería de litio
5. LCD
6. LED emisores de pulsos
7. Botón de desplazamiento
8. Botón de reinicio
9. Puerto óptico infrarrojo
10. RS 485 (opcional)
11. Entrada(s) de tarifa(s) (opcional)
12. Salida(s) de pulso o salida(s) de tarifa (opcional)

5.1. Elementos de medición

Los medidores MT174 están equipados con tres elementos de medición.

Los elementos de medición permiten una medición exacta de la energía activa, reactiva y aparente en un amplio rango de medición y temperatura. El rango de tensión es de 0,8 Ur a 1,15 Ur - dentro del mismo los medidores MT174 miden la energía con la exactitud declarada.

Los elementos de medición consisten en un sensor de corriente y de tensión. El sensor de corriente es una bobina de Rogowski (un transformador de corriente con un núcleo de aire), mientras que el sensor de tensión es un divisor resistivo de tensión. Las señales de corrientes y tensiones son alimentadas a los convertidores A/D. Luego se multiplican digitalmente para calcular la potencia instantánea. La potencia instantánea se integra con el microcontrolador, donde se procesa aun más.

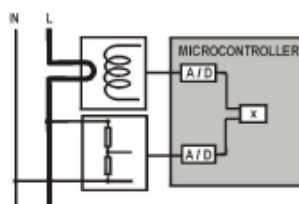


Figura 10: Elemento de medición

El elemento de medición asegura excelentes propiedades de medición:

1. Efecto insignificante de las magnitudes de influencia y las perturbaciones electromagnéticas
2. Alta estabilidad a largo plazo para que no se requiera recalibrar el medidor durante su vida útil
3. Vida útil duradera y alta fiabilidad en el uso del medidor

5.2. Etapa de suministro de energía

La etapa de suministro de energía es un tipo de condensador que se suministra con las tres tensiones de fase. Le permite a un medidor operar con precisión aunque una sola fase, ninguna o dos

5. Configuración del medidor

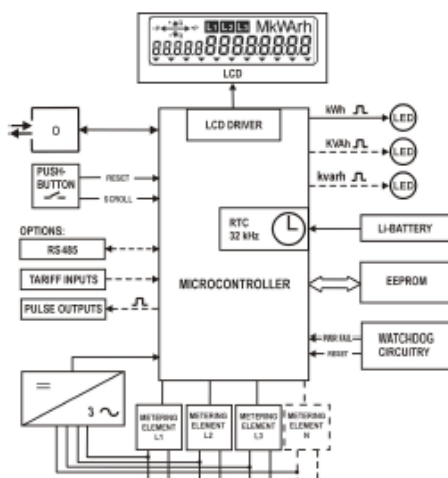


Figura 9: Diagrama de bloques del medidor

El medidor consiste de:

1. Tres elementos de medición
2. Una unidad de alimentación del medidor
3. Microcontrolador con EEPROM