



Diseño y simulación de un medidor de energía eléctrica bajo el concepto de Redes Inteligentes (Smart Grids)

Juan Camilo Martinez Ortiz

Universidad Antonio Nariño
Facultad de Ingeniería Mecánica, Electrónica y Biomédica
Bogotá, Colombia
2020

Diseño y simulación de un medidor de energía eléctrica bajo el concepto de Redes Inteligentes (Smart Grids)

Juan Camilo Martinez Ortiz

Proyecto de grado presentado como requisito parcial para optar al título de:
Especialista en Instrumentación Electrónica y Biomédica

Director:

Ph.D. Sergio Andrés Díaz Salas

Línea de Investigación:

Instrumentación, Control, Smart Grids & Advanced Metering Infrastructure.

Grupo de Investigación:

GIBIO

Universidad Antonio Nariño

Facultad de Ingeniería Mecánica, Electrónica y Biomédica

Bogotá, Colombia

Año 2020

Resumen

El proyecto actual se enfoca en la simulación de un medidor de energía eléctrica inteligente bajo el concepto emergente de “Smart Grids”. Se tiene como finalidad, obtener un diseño de un medidor de energía eléctrica inteligente que cense parámetros de corrientes, voltajes consumos de energía eléctrica, sea de bajo costo, y sea capaz de enviar estos datos censados hacia la nube, y tener la capacidad de detección alertas características de los Smart Meters. Específicamente se trabaja con 3 alertas: I) Detección de hurto de energía por tapa bornera abierta, II) Limite de temperatura máxima, III) Limite superado de consumo prepago. Finalmente se comprueba el funcionamiento del dispositivo simulado, mediante la utilización de diferentes cargas resistivas (2kW, 3.5kW, 4.3kW, 5kW, 7kW), y el costo del consumo en un intervalo de un minuto cada una.

Palabras clave: Medidor de energía electrica inteligente, redes inteligentes, Simulación, Envío de señales a la nube, conexión y desconexión automática.

Abstract

The current project focuses on the simulation of a smart electric energy meter under the emerging concept of "Smart Grids". The purpose is to obtain a design of an intelligent electric energy meter that measure parameters of currents, voltages, electrical energy consumption, is low cost, and is capable of sending these data registered to the cloud, and have the capacity characteristic of Smart Meters which is detection of alerts. Specifically, it works with 3 alerts: I) Detection of energy theft by open terminal cover, II) Maximum temperature limit, III) Prepaid consumption limit exceeded. Finally, the operation of the simulated device is checked, by using different resistive loads (2kW, 3.5kW, 4.3kW, 5kW, 7kW), and the cost of consumption, this all in an interval of one minute each.

Keywords: Smart energy meter, smart grids, Simulation, Sending signals to the cloud, automatic connection and disconnection.

Contenido

| | |
|---|------------|
| Resumen | III |
| Contenido | V |
| Lista de figuras | VII |
| Lista de tablas | 9 |
| Introducción | 10 |
| Capítulo 1 - Planteamiento del problema | 11 |
| 1.1 Problemática. | 12 |
| 1.2 Justificación del problema. | 13 |
| 1.3 Objetivos..... | 14 |
| 1.3.1 Objetivo General..... | 14 |
| 1.3.2 Objetivos Específicos..... | 14 |
| 1.4 Alcance. | 14 |
| Capítulo 2 - Marco Teórico | 15 |
| 2.1 Contadores Inteligentes..... | 15 |
| 2.1.1 Conectividad medidores inteligentes..... | 16 |
| 2.1.2 Tipos de protocolos de comunicación | 17 |
| 2.1 Infraestructura avanzada de medición (AMI) | 18 |
| 2.2.1 Medición y recolección de datos | 19 |
| 2.2.2 Transporte y almacenamiento de datos | 19 |
| 2.2.3 Gestión de datos..... | 19 |
| 2.3 Medidores Inteligentes en el comercio actual. | 20 |
| 2.4 Parámetros seleccionados para la simulación del medidor inteligente. | 24 |
| Capítulo 3 - Marco Legal Colombia | 26 |
| 3.1 Resoluciones MIN-Energía..... | 26 |
| Capítulo 4 - Desarrollo de la Solución | 28 |
| 4.1 Selección del microcontrolador..... | 28 |
| 4.2 Circuitos sensores de corriente y voltaje. | 29 |
| 4.2.1 Sensor y transformador de voltaje. | 29 |
| 4.2.2 Sensor y transformador de corriente..... | 30 |
| 4.3 Selección de pantalla LDC. | 31 |
| 4.4 Circuitos de Control y protección..... | 31 |
| 4.5 Circuito fuente 5V..... | 34 |
| 4.6 Comunicación aplicación móvil y envío de datos a la nube | 35 |
| Capítulo 5 - Análisis de resultados. | 38 |
| 5.1 Simulación red trifásica Colombia | 38 |
| 5.2 Consumo KWH (Variación importe y carga eléctrica). | 39 |

| | |
|--|-----------|
| 5.3 Prueba de alertas y límite de consumo..... | 44 |
| Capítulo 6 – Conclusiones..... | 49 |
| Bibliografía | 51 |

Lista de figuras

| | Pág. |
|---|-------------|
| Figura 1. Estructura General de un contador inteligente. Fuente [2]. | 12 |
| Figura 2. Simulación - medidor inteligente Proteus8Pro. | 28 |
| Figura 3. Microcontrolador Arduino Mega 2560. Fuente: Proteus 8 Profesional. | 29 |
| Figura 4. Circuito sensor de voltaje, convierte 120VAC a 5VCC. Fuente: Proteus8. | 30 |
| Figura 5. Circuito sensor de corriente, convierte 120VAC a 5VCC. Fuente: Proteus8. | 30 |
| Figura 6. LCD 20x4. Simulation Smart Meter. Proteus8.Pro | 31 |
| Figura 7. Relé DPDT (un polo, un tiro). | 32 |
| Figura 8. DPDT (doble polo, doble tiro). | 32 |
| Figura 9. Circuito detector de fraude o hurto de energía eléctrica. | 33 |
| Figura 10. Medidor electrónico de energía eléctrica. | 33 |
| Figura 11. Sensor temperatura medidor inteligente. | 34 |
| Figura 12. Terminal Virtual Proteus, resultados ArduinoMega2560. | 34 |
| Figura 13. Circuito alimentador 5Vcc. | 35 |
| Figura 14. Interfaz aplicación móvil, medidor inteligente. | 35 |
| Figura 15. Conexión modulo Bluetooth simulación Poroteus8Pro. | 36 |
| Figura 16. Página de FireBase donde se almacenan los datos del medidor inteligente. | 37 |
| Figura 17. Fuente trifásica simula red de energía eléctrica trifásica colombiana. | 38 |
| Figura 18. Osciloscopio - Red Trifásica - Simulación Proteus. | 39 |
| Figura 19. Terminal Virtual-Prueba#1-Medidor Inteligente. | 40 |
| Figura 20. Almacenamiento FireBase-Prueba#1-Medior Inteligente. | 40 |
| Figura 21. Resultado en aplicación Móvil – Prueba#1. Medidor Inteligente | 41 |
| Figura 22. Consumo de kWh para diferentes cargas en un minuto. | 43 |
| Figura 23. Consumo en pesos colombianos para diferentes cargas en un minuto. | 43 |
| Figura 24. Desconexión automática por superar límite de consumo establecido. | 44 |
| Figura 25. Aplicación móvil, alerta por limite de consumo. | 45 |
| Figura 26. Envió a la nube de alerta por límite de consumo superado. | 45 |
| Figura 27. Desconexión automática del medidor inteligente como protección por sobre temperatura | 46 |
| Figura 28. Alerta en la aplicación móvil por sobre temperatura. | 46 |
| Figura 29. Envió a la nube de alerta por sobre temperatura | 47 |
| Figura 30. Funcionamiento de alerta contra hurto. | 47 |
| Figura 31. Alerta de tapa abierta en aplicación móvil. | 48 |
| Figura 32. Envió de alerta por tapa abierta hacia la nube. | 48 |

Lista de tablas

| | Pág. |
|---|-------------|
| Tabla 1. Comparación entre medidores inteligentes actualmente en el comercio..... | 21 |
| Tabla 2. Pruebas – Simulación – Medidor Inteligente..... | 39 |
| Tabla 3. Carga 2 kW | 41 |
| Tabla 4. Carga 3.5 kW..... | 42 |
| Tabla 5. Carga 5 kW | 42 |
| Tabla 6. Carga 7 kW | 42 |

Introducción

Actualmente la innovación informática y de telecomunicaciones han llevado a las empresas a modernizar sus procesos, en este caso se habla específicamente del sector energético y las empresas del servicio de energía eléctrica, pues al igual que otras empresas están renovando sus procesos de toma y suministro de información, al igual que la eficiencia en el servicio al usuario. Teniendo en cuenta esto, surge la tendencia mundial denominada Redes Inteligentes o Smart Grids, que es conformada por un conjunto de dispositivos electrónicos que controlan la red de energía eléctrica, comunicando vía internet eventualidades importantes, tanto para beneficio de las empresas de servicios públicos como para los usuarios. El documento se centra exclusivamente en la solución de una parte del gran conjunto de Smart Grids, que es la medición inteligente que se hará a los usuarios finales residenciales, basándose en la normatividad colombiana que imparte el ministerio de minas y energía. En el desarrollo de este proyecto se establece un modelo de medición inteligente probado en simulación, que puede ser implementado en la realidad y cumple con algunos requerimientos importantes de la normatividad vigente en Colombia, ya que el ministerio de minas y energía a dispuesto que para el 2030 el 75% del territorio colombiano contará con esta medición inteligente.

Capítulo 1 - Planteamiento del problema

En los últimos años el consumo energético ha aumentado considerablemente debido al crecimiento económico mundial. Adicionalmente a este incremento en la demanda, existen otros factores que motivan a las compañías energéticas a remodelar sus redes, por ejemplo, el envejecimiento de sus elementos, la aparición de nuevas fuentes de energía renovables, vehículos eléctricos, mejoras en eficiencia del servicio, economía a medio y largo plazo, entre otros. Como una respuesta a los factores anteriores surge el concepto de Smart Grids (SG) o Redes Inteligentes. Actualmente no existe una definición unificada de SG, sin embargo, en [1] se ha propuesto definirla como una red de energía eléctrica que incorpora las Tecnologías de Comunicación e Información (TIC's) en las etapas de generación, transmisión y consumo de electricidad con el fin de minimizar el impacto medioambiental, mejorar los mercados, mejorar la confiabilidad y el servicio, reducir costos y aumentar la eficiencia.

SG se compone de diferentes tecnologías como: Infraestructura Avanzada de Medición (AMI), Automatización de distribución (ADA), Recursos energéticos distribuidos (DER), y Vehículos eléctricos (EV). En este trabajo se hará énfasis en la tecnología AMI que hace referencia a la capacidad de monitorear el estado de la red de energía eléctrica, desde la generación hasta el consumo, mediante la medición de parámetros eléctricos. Con la tecnología AMI, las empresas de servicios públicos (ESP), tienen la capacidad de medir el consumo eléctrico de sus usuarios de forma remota, realizar conexiones y desconexiones del servicio desde la central, realizar seguimiento en tiempo real de comportamiento de los parámetros de la red, reducir los gastos de operación, garantizar la seguridad del personal en zonas de difícil acceso y/o problemas de orden público, facilitar el pago del recibo de la energía eléctrica e inclusive comunicar al usuario información relevante. En este trabajo, se incorporarán algunos beneficios de AMI a través de simulación de un medidor inteligente.

La figura 1. Muestra de manera general la estructura del medidor ó contador inteligente que se abordará en el presente trabajo, donde los beneficios particulares serán comunicación vía internet, almacenamiento de datos, control de cargas eléctricas.

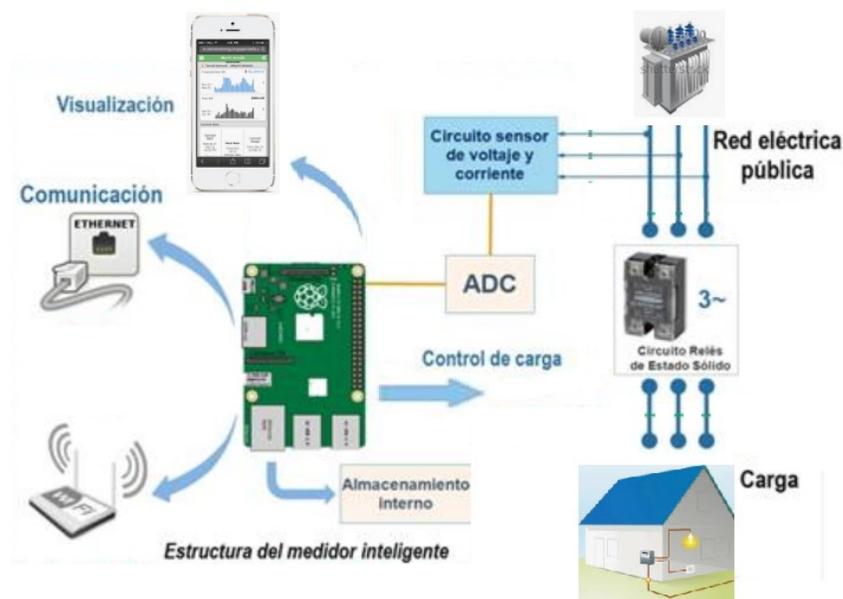


Figura 1. Estructura General de un contador inteligente. Fuente [2].

1.1 Problemática.

En [3] se evidencia como la competitividad en la industria, el aumento de las regulaciones, la demanda de servicios personalizados y la aparición de fuentes renovables de energía están ejerciendo una mayor presión sobre las ESP con el propósito de administrar los activos de manera rentable y proporcionar un servicio al cliente excepcional a través de la modernización de los procesos. Por lo anterior, a las ESP les interesa incorporar la tecnología AMI para economizar gastos, hacer más eficientes sus procesos de toma de lecturas y atender de forma remota a sus usuarios. Con esto, se ahorra tiempo y dinero en desplazamientos del personal técnico, además, se evita riesgos originados por desplazamiento a zonas alejadas y/o peligrosas.

En [4], [5] se analizan los beneficios de AMI para compañías energéticas de países como China e India. Entre los beneficios que se mencionan están: i) Comunicación bidireccional con los usuarios, ii) Historial del consumo, iii) Resolución de peticiones, quejas o reclamos, iv) Emisión de anuncios en el display del medidor, v) Programación eficientemente de mantenimientos y visitas técnicas, vi) Monitoreo y control de electrodomésticos. Adicionalmente, los usuarios pueden controlar sus electrodomésticos por medio de internet o desde sus teléfonos móviles; también existe la opción de pagar el consumo de forma anticipada mediante un terminal de radiofrecuencia ubicado en la terminal del medidor inteligente.

En [6] se realiza un estudio de la funcionalidad de SG en Colombia basándose en modelos de países como España, Francia, Italia, Estados Unidos y Brasil, donde han implementado de forma exitosa varios SG. En este artículo, se identifican 4 tecnologías viables para Colombia: i) Infraestructura avanzada de medición (AMI), Automatización de distribución

(ADA), Recursos energéticos distribuidos (DER), y Vehículos eléctricos (EV). El estudio determinó que la tecnología AMI se debe implementar antes que las otras, dado que ésta dará paso a la implementación de las demás tecnologías.

En este trabajo, se pretende analizar el comportamiento de un contador inteligente de energía eléctrica bajo el paradigma de SG y AMI usando una simulación en Proteus 8 Profesional. Para esto, se ha dividido el proyecto en tres fases i) Identificación de los parámetros que mejor describen el comportamiento del medidor de energía eléctrica teniendo en cuenta el criterio de las empresas de servicios públicos; ii) Simulación del comportamiento de un medidor inteligente enviando sus datos a un servidor en la nube; y, iii) Evaluación del medidor de energía eléctrica considerando la introducción de fallas en el aparato y en su comunicación.

1.2 Justificación del problema.

En Colombia, el ministerio de minas y energía (MIENERGIA) junto con la unidad de planeación minero energética (UPME) realizaron un estudio de proyección de Smart Grid (SG) para el año 2030 [1]. El estudio muestra los beneficios de la implementación de tecnologías SG como AMI, ADA, DER y EV. Esto abarcando beneficios como desarrollo tecnológico e impulso económico global.

La tecnología AMI incluye tanto a los elementos de medida que informan del estado de la red (en subestaciones, centro de transformación o reparto, transformadores, entre otros) como a los contadores inteligentes (CI) instalados a nivel de usuario. Este último elemento, aporta funcionalidades que favorecen la comunicación del operador de red (ESP), los usuarios y los grandes comercializadores de energía. Esto permite una participación activa del usuario en el mercado energético. Adicionalmente, se identifican los beneficios de los CI:

- Lectura y operaciones remotas.
- Limitaciones de potencia remotas.
- Detección de manipulación o fraude en los contadores, informando inmediatamente.
- Información o avisos a los usuarios.
- Ajustar el valor del KW/h dependiendo de la demanda.
- Incorporación de usuarios generadores de energía eléctrica.
- Posibilidad de conectar o desconectar cargas gestionables, en los momentos más convenientes según curva de demanda.

Estos beneficios permiten que la tecnología AMI sea implementada en varios países como España, Francia, Italia, Estados Unidos, Brasil, entre otros. En Colombia, se han realizado

proyectos pilotos en compañías energéticas como CODENSA, EPSA, EPM, ISAGEM, entre otras; y, adicionalmente se tiene proyectado una implementación completa para el año 2030. [1]

Bajo el concepto de redes inteligentes (Smart Grid) y AMI, en este trabajo se plantea analizar el comportamiento de un medidor de energía eléctrica usando una simulación en Proteus 8. Profesional. Dicho análisis permitirá administrar de forma confiable la distribución de energía eléctrica dado que se contará con herramientas como envío de datos a un servidor en la nube, detección y corrección de fallas en tiempo real y programación de visitas técnicas solamente en los casos estrictamente necesarios.

1.3 Objetivos.

1.3.1 Objetivo General.

Analizar el comportamiento de un medidor de energía eléctrica bajo el paradigma de Redes Inteligentes usando una simulación en el Software Proteus8.Pro.

1.3.2 Objetivos Específicos.

- Seleccionar los parámetros más relevantes de los C.I residenciales disponibles actualmente en el mercado.
- Simular el comportamiento de un medidor inteligente y enviar sus datos mediante un medio de comunicación.
- Evaluar el medidor de energía eléctrica considerando la introducción de fallas y alertas en el aparato.

1.4 Alcance.

Este proyecto tiene como alcance los siguientes aspectos:

- I) Identificación de las necesidades de las empresas de servicios públicos colombianas en cuanto a la tecnología AMI.
- II) Lograr una simulación de un CI para usuarios residenciales, el cual tenga como beneficios principales envió de lecturas de potencia activa y reactiva a un servidor en la nube, además detección de fallas eléctricas y manipulaciones por fraude.
- III) Introducción de alertas para casos como manipulación del usuario, sobre temperatura y límite de consumo excedido.

Capítulo 2 - Marco Teórico

En el presente capítulo se abordarán los aspectos más importantes que conforman los medidores inteligentes utilizados en las redes inteligentes (Smart Grids), lo cual hace parte de concepto más amplio denominado “Infraestructura avanzada de medición” (AMI), se explicarán los beneficios de los medidores inteligentes para las compañías energéticas y para los usuarios, además de las características de funcionamiento de los mismos, y al final del capítulo se realiza la tabla comparativa entre los medidores inteligentes comerciales de la actualidad, y de ella se escogerán algunas características del medición inteligente a simular.

2.1 Contadores Inteligentes

Los contadores o medidores inteligente son dispositivos electrónicos que registran información de consumo de energía eléctrica, niveles de voltaje, corriente, factor de potencia, entre otros. Los medidores inteligentes comunican información al consumidor para una mayor claridad del comportamiento de su consumo de energía eléctrica, y también comunica a las empresas prestadoras de este servicio o ESP (Empresas de Servicios Públicos), con el fin de monitorear el sistema y la facturación a sus clientes. Estos medidores inteligentes generalmente registran energía casi en tiempo real e informan regularmente, a intervalos cortos durante el día. [7] Es decir que estos medidores inteligentes permiten la comunicación bidireccional entre el medidor y el sistema central. Las comunicaciones desde el medidor a la red pueden ser inalámbricas o a través de conexiones cableadas fijas, como el portador de línea de alimentación (PLC). Las opciones de comunicación inalámbrica de uso común incluyen comunicaciones celulares, Wi-Fi (fácilmente disponible), redes inalámbricas ad hoc a través de Wi-Fi, redes de malla inalámbricas, baja potencia de largo alcance inalámbrico (LoRa), ZigBee (baja potencia, baja velocidad de datos inalámbrica) y Wi-SUN (Smart Utility Networks).

Los medidores eléctricos o electrónicos “No inteligentes” únicamente miden el consumo total, sin proporcionar información de los momentos en el que se consumió esta energía. Los medidores inteligentes proporcionan una forma de medir el consumo de electricidad en tiempo casi real. Esto permite que las ESP puedan cobrar diferentes precios por consumo según la hora del día y demanda. También los beneficios económicos para las EPS, en cuanto a contratación de personal, dado que los medidores inteligentes se pueden leer de forma remota, los costos de mano de obra se reducen. [8] [9]

Los medidores inteligentes también ofrecen otros beneficios importantes para los clientes o usuarios, entre estos están: a) el fin de las facturas estimadas o promediadas, que son una fuente importante de quejas entre muchos clientes, puesto que ahora la medición se haría en tiempo real b) una herramienta para ayudar a los consumidores a administrar mejor sus consumos de energía, reduciendo costos en sus facturas, puesto que el precio de la electricidad generalmente alcanza su punto máximo en ciertos momentos predecibles del día y según la temporada, y con esto los usuarios pueden ajustar sus hábitos de consumo para ser más receptivos a los precios del mercado y se podría retrasar la construcción de generación adicional o al menos la compra de energía de fuentes de mayor precio, controlando así el aumento constante y rápido de los precios de la electricidad, c) otra ventaja de los medidores inteligentes que beneficia tanto a los clientes como a las empresas de servicios públicos, es la capacidad de monitoreo que proporcionan para todo el sistema eléctrico. Como una parte de AMI (Advance Metering Infrastructure), las empresas de servicios públicos pueden usar los datos en tiempo real de las mediciones de medidores inteligentes relacionadas con la corriente, el voltaje y el factor de potencia para detectar las interrupciones del sistema rápidamente, lo que permite una acción correctiva inmediata para minimizar el impacto del cliente, como en los “apagones”. [10]

Los medidores inteligentes también ayudan a las empresas de servicios públicos (ESP) a comprender las necesidades de la red de energía eléctrica con más gradualidad (control de la demanda) que los medidores no inteligentes. Esto quiere decir que se facilitaría la planificación de la demanda, satisfaciendo las necesidades de energía de los clientes al tiempo que se reduce la probabilidad de inversiones adicionales en infraestructura de generación de energía, lo que elimina el gasto innecesario o el aumento del precio de la energía. [10]

2.1.1 Conectividad medidores inteligentes.

La comunicación es un componente fundamental para los medidores inteligentes, puesto que cada medidor debe ser capaz de comunicar de manera confiable y segura la información de las mediciones recopiladas a una ubicación central. Teniendo en cuenta los diversos entornos y lugares donde se encuentran los medidores, ese problema puede ser desalentador. Entre las soluciones propuestas están: el uso de redes celulares y de buscapersonas, satélite, radio con licencia, combinación de radio con licencia y sin licencia, y comunicación por línea eléctrica. No solo el medio utilizado para fines de comunicación, sino también el tipo de red utilizado, es crítico. Como tal, uno encontraría: inalámbrico fijo, red de malla inalámbrica y redes inalámbricas ad hoc, o una combinación de los dos. Hay varias otras posibles configuraciones de red posibles, incluido el uso de WI-FI y otras redes relacionadas con Internet. Hasta la fecha, ninguna solución parece ser óptima para todas las aplicaciones. Los servicios públicos rurales tienen problemas de comunicación muy diferentes a los servicios públicos urbanos o los servicios públicos ubicados en lugares difíciles, como regiones montañosas o áreas mal atendidas por

compañías inalámbricas e internet. [11] Las tecnologías para la red local, varían de un país a otro, pero comúnmente la comunicación de los medidores inteligentes se hace por medio de PLC, red inalámbrica ad hoc y ZigBee.

2.1.2 Tipos de protocolos de comunicación

Los protocolos de comunicación son muy usados en medidores inteligentes, esto porque las leyes de cada país ordenan que deben ser estandarizados, por seguridad cibernética, y por igualdad competitiva entre los fabricantes de estos. A continuación, se mencionan los tipos de estándares de comunicación y protocolos más utilizados en esta práctica teniendo en cuenta [12].

ANSI C12.22 / IEEE Std 1703: Es un estándar nacional estadounidense que describe el proceso para el transporte de datos de la tabla ANSI C12.19 de variedades de redes, con la finalidad de obtener una interoperabilidad entre los módulos y los medidores de energía. También usa un cifrado AES para mejorar la ciberseguridad, y es configurable a diferentes requerimientos de la industria. [13]

DLMS/COSEM: Es un conjunto de estándares libres, muy usados para la comunicación de medidores inteligentes de cualquier tipo hacia otros dispositivos con conexión a internet. Estos protocolos permiten la interoperabilidad entre perfiles de comunicación. Este conjunto de estándares se desarrolló bajo dos conceptos comprobados: el modelado de objetos aplicables para comunicación de datos y el modelo de interconexión de datos abiertos (OSI). Actualmente, DLMS / COSEM es utilizado para en los proyectos de medición inteligente de diferentes servicios públicos usando las redes GPRS y PLC para transmitir los datos tanto de medición como de información. Es flexible a múltiples ampliaciones y derivaciones de acuerdo a las necesidades de fabricantes y empresas de servicios públicos. Entre las mejoras o ampliaciones más importantes están: intercambio de información entre medidores de diferentes servicios, información del cliente y para el cliente, gestión y conmutación de carga, actualizaciones de firmware, visualización y gestión de eventos, seguridad de datos criptográficos de extremo a extremo e integración de nuevos medios de comunicación. [14]

IEC 61334-5-1 S-FSK: Es un estándar confiable que describe el protocolo para el transporte de datos mediante línea eléctrica (PLC) de baja velocidad, usando los medidores de energía eléctrica. También es conocida por su modo de funcionamiento "spread frequency-shift keying" (S-FSK) (modulación de propagación por desplazamiento de frecuencia). Puede aplicarse a DLMS/COSEM, usando una interfaz de gestión. [15]

IEC 62056-21: Este estándar es conocido como protocolo bandero (FLAG). Utiliza unidades portátiles (HHU) para el intercambio de datos local, y también remotos usando módems PSTN y GSM. Este protocolo permite la lectura y programación de dispositivos mediante caracteres ASCII. Usa diferentes modos como A, B, C, D y E, mediante los cuales se configura la velocidad de transmisión de datos y el tipo de comunicación. El modo E admite protocolos avanzados del conjunto DLMS/COSEM. [16]

IEC 62056-3-1: Este protocolo permite tener 3 perfiles diferentes, i) perfil de base, ii) perfil DLMS, iii) perfil DLMS/COSEM, los tres perfiles son compatibles (usan una misma capa física). El protocolo se conoce como Euridis Bus por su tipo de medio de comunicación. Este protocolo reemplaza al IEC 62056-31, emitido en 1999. Su utilización para lectura local y remota de medidores (energía, gas, agua) es fácil, confiable y un costo bajo. [17]

METERS AND MORE: Es un protocolo de comunicación libre, creado por la organización industrial mundial Meters and More, y busca resolver la comunicación bidireccional en sistemas de infraestructura avanzada de medición (AMI), utiliza la línea eléctrica para su comunicación (PLC). Este protocolo también se conoce como SMITP (protocolo de comunicación e información de medición inteligente) de banda angosta. DLMS/COSEM incluye esta tecnología. [18]

PRIME: Es un protocolo público que utiliza comunicación por línea eléctrica (PLC) de banda estrecha. PRIME significa PowerLine Intelligent Metering Evolution, y se basa en multiplexación por división de frecuencia ortogonal (OFDM). El conjunto de protocolos DLMS/COSEM incluyen a PRIME en sus múltiples perfiles de comunicación. [19]

ZIGBEE: Es un conjunto de protocolos para comunicaciones inalámbricas de baja potencia, utilizando radiodifusión digital de acuerdo al estándar IEEE 802.15.4 (WPAN). Se utiliza en las bandas de frecuencia de ISM (Industrial, Scientific and Medical). Se puede aplicar a remota y local de medidores, control y gestión de carga. Es una tecnología de bajo coste y de fácil implementación. [20]

G3-PLC: Es un estándar abierto o público, fue creado por ERDF y Maxim, en asociación con SAGEM, aquí especifican el procedimiento para una comunicación por línea eléctrica, basada en OFDM (multiplexación por división de frecuencias ortogonales) y admite protocolo de internet IPv6. Permite obtener comunicación confiable de largo alcance, atravesando transformadores de baja y media tensión. Tiene características como protocolo de enrutamiento de malla, esto para determinar la mejor ruta para el transporte de datos. Tiene un sistema robusto para evitar interferencias de comunicación ruidoso. [21]

2.1 Infraestructura avanzada de medición (AMI)

La Infraestructura de Medición Avanzada (AMI), va desde la recolección de datos, transporte, almacenamiento y gestión de los mismos. Estos datos son obtenidos de medidores inteligentes, son almacenados, analizados y direccionados según su utilidad, ya sea para usuarios o para las empresas prestadoras del servicio. Entre los datos recolectados más importantes que son enviados están, informe de fallas, reconexiones, voltajes, corrientes y tarifas de consumo eléctrico, entre otros. También, esta información ayuda a las compañías suministradoras de energía eléctrica, a considerar criterios para la calidad de la energía.

Los sistemas de AMI, tienen hardware, software, comunicaciones, pantallas y controladores de energía del consumidor, sistemas asociados al cliente, software de gestión de datos de medidores y sistemas comerciales de proveedores. Lo que permite enviar comandos hacia el hogar para múltiples propósitos, incluida información de precios de la energía eléctrica, basada en el tiempo y acciones de respuesta a la demanda, además de realizar desconexiones remotas del servicio. En general y sintetizando lo anterior, se puede decir que la infraestructura de medición avanzada (AMI), consiste en un flujo de datos bidireccional entre el usuario y la empresa de prestación de servicio eléctrico, de tal forma que el usuario final posea información real sobre tiempo de consumo, costo de energía eléctrica y hábitos de uso [22].

2.2.1 Medición y recolección de datos

Por medio de los equipos de medición inteligentes (Smart Meters) ubicados en cada usuario, se obtiene valores de Energía, Corriente, Potencia, Factor de Potencia, Fecha, Hora, Ubicación, Carga de Fases, etc. Estos datos de medición se almacenan y luego son enviados hacia la central donde son analizados. [23].

2.2.2 Transporte y almacenamiento de datos

Después de realizar la medición, se registra y almacena la información de consumo de energía, se verifica el estado del suministro del servicio, se registra eventos y datos de parámetros eléctricos. La información (datos) del consumo eléctrico de todos los usuarios se envía hacia los concentradores de datos

El recolector de datos cuenta con una alta capacidad de almacenamiento, recibe la información que fue enviada por los medidores inteligentes y luego la envía a través de la red de telecomunicaciones hasta la empresa de servicios, donde se encuentra ubicado el Sistema de Gestión. En la mayoría de casos los medidores inteligentes se comunican con los concentradores de datos vía radio frecuencia o usando tecnología PLC (Power Line Communication). Estos concentradores de datos están ubicados en las subestaciones y/o transformadores de distribución de energía eléctrica. [24].

2.2.3 Gestión de datos

Una vez los datos se envíen al concentrador de datos, el cual receipta la información de varios medidores inteligentes enlazados a su red, enviará estos datos a una base de información de un grupo de concentradores, este equipo puede considerarse como un servidor por su capacidad y características. Esta base de datos pertenece a la empresa que presta el servicio de energía eléctrica.

Es decir que, por medio de la infraestructura de telecomunicaciones, se transmiten los datos de los concentradores hasta la empresa comercializadora del servicio. Los sistemas de gestión reciben esta información a través de un Software llamado Sistema de Información Comercial (SIC), en el cual se controlan los datos receiptados, así

automatizando el proceso de toma de lecturas, facturación remota y control de corte-reconexión del servicio remotamente.

Las empresas que prestan este servicio utilizan la información obtenida para el control de la demanda y registros del consumo eléctrico, generación de facturas para el usuario, seguimiento con estadísticas de consumo y control de la calidad de la energía, entre varios aspectos que posee AMI [24].

2.3 Medidores Inteligentes en el comercio actual.

A continuación, se muestra una tabla comparativa, donde se han recopilado 10 Contadores Inteligentes de tipo monofásicos y de conexión directa; además de ser comerciales y/o de fácil acceso en el mercado.

| CARACTERÍSTICAS Y PARAMETROS MEDIDORES INTELIGENTES | | | | | |
|---|--|--|--|---------------------------------|----|
| ITEM | MARCA | ETROLOGI | COMUNICACIÓN | OTROS | |
| 1 | AGEMCON | CORRIEN TE INSTANT ANEA TENSION INSTANT ANEA FRECUEN CIA DE RED | PLC - Protocolo PRIME CONCENTRADOR DE DATOS DLMS/COSEM (IEC 62056, EN13757-1) CODIGOS OBIS | CONEXIÓN Y DESCONEXION REMOTA | SI |
| | | | | REGISTRO DE EVETOS Y ALARMAS | SI |
| | | | | CONTROL DE DEMANDA | SI |
| | | | | ANTI-ROBO | NO |
| | | | | ACTUALIZACIONES SOFTWARE REMOTO | NO |
| | | | | REGISTRO DE PERFILES DE CARGA | SI |
| | | | | NIVEL DE PROTECCION IP | 54 |
| TEMPERATURA MAXIMA DE OPERACIÓN | 70°C | | | | |
| 2 | ZIV | CORRIEN TE INSTANT ANEA TENSION INSTANT ANEA FRECUEN CIA DE RED | DLMS/COSEM (IEC 62056, EN13757-1) | CONEXIÓN Y DESCONEXION REMOTA | SI |
| | | | | REGISTRO DE EVETOS Y ALARMAS | SI |
| | | | | CONTROL DE DEMANDA | SI |
| | | | | ANTI-ROBO | SI |
| | | | | ACTUALIZACIONES SOFTWARE REMOTO | NO |
| | | | | CANALES PERFIL DE CARGA | SI |
| | | | | NIVEL DE PROTECCION IP | 54 |
| TEMPERATURA MAXIMA DE OPERACIÓN | 70°C | | | | |
| 3 | ENEL | CORRIEN TE INSTANT ANEA TENSION INSTANT ANEA FRECUEN CIA DE RED | PLC integradas - Protocolo Meters and More DLMS/COSEM (IEC 62056, EN13757-1) CODIGO OBIS | CONEXIÓN Y DESCONEXION REMOTA | SI |
| | | | | REGISTRO DE EVETOS Y ALARMAS | SI |
| | | | | CONTROL DE DEMANDA | SI |
| | | | | ANTI-ROBO | SI |
| | | | | ACTUALIZACIONES SOFTWARE REMOTO | NO |
| | | | | CANALES PERFIL DE CARGA | SI |
| | | | | NIVEL DE PROTECCION IP | 53 |
| TEMPERATURA MAXIMA DE OPERACIÓN | 70°C | | | | |
| 4 | ECHELON | CORRIEN TE INSTANT ANEA TENSION INSTANT ANEA FRECUEN | ANSI C12.18 [2006] (communications protocol); ZigBee | CONEXIÓN Y DESCONEXION REMOTA | SI |
| | | | | REGISTRO DE EVETOS Y ALARMAS | SI |
| | | | | CONTROL DE DEMANDA | SI |
| | | | | ANTI-ROBO | NO |
| | | | | ACTUALIZACIONES SOFTWARE REMOTO | SI |
| | | | | CANALES PERFIL DE CARGA | SI |
| | | | | NIVEL DE PROTECCION IP | 53 |
| TEMPERATURA MAXIMA DE OPERACIÓN | 70°C | | | | |
| 5 | START DDS26D | CORRIEN TE INSTANT ANEA TENSION INSTANT ANEA FRECUEN | PROTOCOLO (DLMS/ COSEM) OPCIONAL (PLC/RF/GPRS/3G,4G) | CONEXIÓN Y DESCONEXION REMOTA | SI |
| | | | | REGISTRO DE EVETOS Y ALARMAS | SI |
| | | | | CONTROL DE DEMANDA | SI |
| | | | | ANTI-ROBO | NO |
| | | | | ACTUALIZACIONES SOFTWARE REMOTO | NO |
| | | | | CANALES PERFIL DE CARGA | SI |
| | | | | NIVEL DE PROTECCION IP | 54 |
| TEMPERATURA MAXIMA DE OPERACIÓN | 70°C | | | | |
| 6 | CHNT - CHS130 | CORRIEN TE INSTANT ANEA TENSION INSTANT ANEA FRECUEN | PROTOCOLO DLMS/COSEM HDLC and IPV4 OPCIONAL (PLC/RF/GPRS/3G,4G) | CONEXIÓN Y DESCONEXION REMOTA | SI |
| | | | | REGISTRO DE EVETOS Y ALARMAS | SI |
| | | | | CONTROL DE DEMANDA | SI |
| | | | | ANTI-ROBO | NO |
| | | | | ACTUALIZACIONES SOFTWARE REMOTO | SI |
| | | | | CANALES PERFIL DE CARGA | SI |
| | | | | NIVEL DE PROTECCION IP | 54 |
| TEMPERATURA MAXIMA DE OPERACIÓN | 70°C | | | | |
| 7 | Shen Zhen Clou Electroni cs Co Ltd CL710K22 | CORRIEN TE INSTANT ANEA TENSION INSTANT ANEA FRECUEN | PROTOCOLO (MID and DLMS/COSEM) OPCIONAL (PLC/RF/GPRS/3G,4G) | CONEXIÓN Y DESCONEXION REMOTA | SI |
| | | | | REGISTRO DE EVETOS Y ALARMAS | SI |
| | | | | CONTROL DE DEMANDA | SI |
| | | | | ANTI-ROBO | SI |
| | | | | ACTUALIZACIONES SOFTWARE REMOTO | SI |
| | | | | CANALES PERFIL DE CARGA | SI |
| | | | | NIVEL DE PROTECCION IP | 54 |
| TEMPERATURA MAXIMA DE OPERACIÓN | 70°C | | | | |
| 8 | Radarkin g - DDZY150 | CORRIEN TE INSTANT ANEA TENSION INSTANT ANEA FRECUEN | RS485, infrarrojos, PLC, opcional. Prepago con tarjeta de CPU, así como prepago remoto con PLC, GPRS y otros. | CONEXIÓN Y DESCONEXION REMOTA | SI |
| | | | | REGISTRO DE EVETOS Y ALARMAS | SI |
| | | | | CONTROL DE DEMANDA | SI |
| | | | | ANTI-ROBO | NO |
| | | | | ACTUALIZACIONES SOFTWARE REMOTO | NO |
| | | | | CANALES PERFIL DE CARGA | NO |
| | | | | NIVEL DE PROTECCION IP | 54 |
| TEMPERATURA MAXIMA DE OPERACIÓN | 70°C | | | | |
| 9 | EMLITE - EMGSM1 | CORRIEN TE INSTANT ANEA TENSION INSTANT ANEA FRECUEN | GSM COMMUNICATIONS SIM | CONEXIÓN Y DESCONEXION REMOTA | NO |
| | | | | REGISTRO DE EVETOS Y ALARMAS | SI |
| | | | | CONTROL DE DEMANDA | NO |
| | | | | ANTI-ROBO | NO |
| | | | | ACTUALIZACIONES SOFTWARE REMOTO | NO |
| | | | | CANALES PERFIL DE CARGA | SI |
| | | | | NIVEL DE PROTECCION IP | 52 |
| TEMPERATURA MAXIMA DE OPERACIÓN | 55°C | | | | |
| 10 | WEG - SMW300 | CORRIEN TE INSTANT ANEA TENSION INSTANT ANEA FRECUEN | DLMS/COSEM (IEC 62056) | CONEXIÓN Y DESCONEXION REMOTA | SI |
| | | | | REGISTRO DE EVETOS Y ALARMAS | SI |
| | | | | CONTROL DE DEMANDA | SI |
| | | | | ANTI-ROBO | NO |
| | | | | ACTUALIZACIONES SOFTWARE REMOTO | SI |
| | | | | CANALES PERFIL DE CARGA | SI |
| | | | | NIVEL DE PROTECCION IP | 52 |
| TEMPERATURA MAXIMA DE OPERACIÓN | 70°C | | | | |

Tabla 1. Comparación entre medidores inteligentes actualmente en el comercio

SAGEMCOM - CX1000-6 ES

El CX1000-6 es un contador inteligente monofásico de conexión directa, creado por la compañía europea SAGEMCOM, con 20 años de experiencia en mediciones y telecomunicaciones. El CX100-6 es utilizado principalmente en residencias, y entre sus beneficios se encuentran: a) Medición de energía activa y reactiva (exportada e importada), b) medición de corriente, c) medición de voltaje, d) medición de factor de potencia. Estas mediciones se realizan de manera remota y también se muestran en el display del medidor en el sitio, e) cuenta con gestión tarifaria para control de demanda, f) Dispositivo de desconexión y conexión remota. En cuanto a la comunicación es PLC-PRIME, y se hace a través de un DC (concentrador de datos) usando DSLM COSEM.

ZIV – 5CTM

El equipo 5CTM hace parte del conjunto de contadores monofásicos inteligentes que permite comunicaciones bidireccionales, implementando la tecnología propia de ZIV según el estándar abierto PLC PRIME (Protocolo DLMS/COSEM). Este contador inteligente proporciona soluciones de lectura automática y remota de consumos de energía eléctrica para las empresas de distribución. Además, integra funcionalidades de mediciones configurables como de potencias, factor de potencia, corrientes y voltajes, entre otros, dependiendo de las necesidades de los clientes. También cuenta con el control tarifario, corte y reconexión remotas.

ENEL – CERM1

El medidor inteligente “CERM1”, es monofásico, de conexión directa y desarrollado por la empresa europea ENEL, mide energía activa y reactiva (importadas y exportadas), mide corriente, voltaje, factor de potencia, entre otras. Este dispositivo cuenta con funciones de tele gestión, como: a) control demanda tarifaria, b) permite el control de potencia, así como el corte y reconexión remotos, c) registro de eventos y alarmas. Y cuenta con protocolo de comunicaciones “Meters and More” PLC (según norma EN 50065-1:2002 banda A). Se advierte que este equipo es instalado principalmente por compañías eléctricas que tienen convenio con ENEL, puesto que únicamente funcionan con sus propios protocolos de comunicación y códigos de seguridad.

ECHELON – MTR3000

El Contador Inteligente “MTR3000” fue creado por la empresa estadounidense ECHELON, está diseñado para usuarios residenciales y/o pequeños locales comerciales, cuenta con características de tele gestión como: a) Mediciones de energía activa y reactiva (importadas y exportadas), voltaje corriente, factor de potencia, b) control de tarifas y demanda, c) detección de manipulación o fraude, d) actualizaciones remotas de firmware. Cuenta con protocolo de comunicaciones ANSI C12.18 [2006]; ANSI C12.19 [1997] (data structure).

STAR INSTRUMENT – DDS26D TYPE STZ131

El Contador Inteligente monofásico “DDS26D” fue desarrollado por la empresa china STAR INSTRUMENT, con el propósito de brindar múltiples opciones de comunicación para el mercado mundial, es decir que se pueda instalar en cualquier lugar, usando el tipo de comunicación deseada. Este medidor inteligente es ampliamente utilizado en el ámbito residencial y comercial, entre sus características principales están: a) medir energía activa y reactiva (importada y exportada), corriente, voltaje, factor de potencia, b) configuración tarifaria y control de demanda, c) protección contra fraude, d) comunicación local (optical port, RS485), comunicación remota (PLC/GPRS), protocolo DLMS/COSEM, e) protección IP54, f) Temperatura máxima 85°C.

CHINT – DDZY666

El medidor inteligente monofásico “DDZY666”, fue creado por la empresa china CHINT, su finalidad es acoplarse a las necesidades de AMI-SMART GRID, y sus principales características son: a) cumple con estándares IEC y EN, b) utiliza comunicación DLMS/COSEM, protocolo IPV4, c) comunicación local (RS485, puerto óptico), d) soporte de modem de comunicación remota múltiple (GPRS/3G/4G/PRIME-PLC/Mesh RF/Ethernet), d) Registro de evento o alarmas (incluido intento de sabotaje o fraude), e) conexión y desconexión de cargas remotamente.

CLOU GLOBAL– CL710K22

El medidor inteligente monofásico “CL710K22” fue creado por la empresa china CLOU GLOBAL, y su uso principal es para clientes residenciales ó pequeños locales comerciales, cuenta con las siguientes características de tele gestión: a) módulo de comunicación intercambiable (PLC, RF, GPRS), b) compatible con DSML/COSEM, c) Detección de fraudes o intentos de fraude, d) Control de demanda y tarifario, e) control de conexión y desconexión de carga.

RADARKING – DDZY150

El medidor inteligente monofásico “DDZY150” fue creado por la empresa china RADARKING, y entre sus principales características de tele gestión están: a) medidas bidireccionales remotas de energía activa y reactiva, b) control de demanda y tarifaria, c) comunicación local (puerto óptico RS485), d) comunicación remota modular PLC, GPRS, entre otros, e) Seguridad antifraude o robo (alarma remota).

EMLITE – EMGSM-1

El “EMGSM-1” es un medidor inteligente monofásico de conexión directa, creado por la empresa inglesa EMLITE, entre sus principales características de tele gestión están: a) medición remota de variables eléctricas (energía activa y reactiva (bidireccional), corriente, voltaje, factor de potencia), b) comunicación adaptable a cualquier tipo (PLC, GPRS, 3G,4G, entre otros), c) permite usar dos SIM´s con el fin de incrementar cobertura.

WEG – SMW 100

El medidor inteligente monofásico “SMW -100” es desarrollado por la empresa brasileña WEG, y sus características de tele gestión son las siguientes: a) medición remota y local de variables eléctricas (energías activa y reactiva (bidireccional), corriente, voltaje, factor

de potencia) b) Adaptación de módulos de comunicación (PLC para RF y viceversa) y protocolos (SiBMA para DSML/COSEM y viceversa), c) control tarifario y de la demanda, d) programación de corte y reencendido remoto, e) actualización de firmware remotamente, f) ciberseguridad avanzada para pre-pagar o post pagar consumo.

2.4 Parámetros seleccionados para la simulación del medidor inteligente.

A continuación, se hará una descripción de los conceptos relacionados con los parámetros seleccionados para la simulación del medidor inteligentes. Cabe mencionar que estos parámetros fueron seleccionados de acuerdo a la confiabilidad de los resultados que puede arrojar el simulador Proteus, por esto se han excluido energías reactivas, ya que no fue posible medir el desfase de los voltajes y corrientes al variar la carga.

- **Energía Activa [kWh]:** La energía activa o también conocida como energía útil, es cobrada por las empresas de servicios públicos, pues es la responsable de hacer funcionar los equipos, es decir que convierte la energía eléctrica en trabajo, calor u otro tipo de energía, se representa en kWh, pues es la medida del consumo de un kW en una hora. Es importante mencionar que las cargas eléctricas puramente resistivas son las que mejor aprovechan la energía activa, como son calefactores, planchas, duchas, estufas, bombillas incandescentes, entre otros.
- **Potencia Activa [kW]:** También es conocida como potencia «útil», es decir que es aprovechada al máximo por la mayoría de equipos eléctricos, esto quiere decir que la potencia activa produce trabajo y/o calor. También se llama potencia media, real o verdadera. La unidad es el vatio (W). Se calcula así:

$$P = U \cdot I \cdot \cos \varphi$$

Donde U es el voltaje, I es la corriente y $\cos \varphi$ es el factor de potencia.

En un sistema trifásico se calcula la potencia activa por cada fase.

- **Tensión eficaz [V] :** Es el voltaje en AC (corriente alterna), que es equivalente a su mismo valor pero en CC (corriente continua). Y se representa de la siguiente manera:

$$V_{ef} = \frac{V_0}{\sqrt{2}}$$

Donde V_0 es el voltaje en AC antes de convertirlo a V_{ef} en AC.

- **Corriente eficaz [A]:** Es la corriente en AC (corriente alterna), que es equivalente a su mismo valor pero en CC (corriente continua). Y se representa de la siguiente manera:

$$I_{ef} = \frac{I_0}{\sqrt{2}}$$

Donde I_0 es el valor de corriente en AC antes de convertirlo a I_{ef} en AC.

- **Cos phi [-1 a 1]:** Factor de potencia ($\cos \phi$): es la relación (división matemática) entre la potencia activa y aparente. Un factor de potencia bajo afecta a la red que suministra el servicio, y el usuario es penalizado por la empresa de servicio público. Por tanto, entre mayor sea la energía reactiva consumida, menor será factor de potencia (Valor deseado de $\cos \phi$ entre 0.8 y 0.9).

Además, se han seleccionado características de los medidores inteligentes actualmente en el mercado, como son alertas por hurto de energía, alerta por exceso de temperatura, alerta por límite de consumo prepago, y ajuste de tarifas según la demanda.

Capítulo 3 - Marco Legal Colombia

En Colombia, y en muchos países la instalación, comercialización de medidores inteligentes llevada a cabo por empresas públicas y/o privadas, son reguladas por el gobierno. El MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA en representación del gobierno, ha anunciado su programa de implementación de Infraestructura Avanzada de medición (AMI) con una meta hasta el 2030 tener cubierto un 75% de los usuarios de la red de energía eléctrica. A continuación, se resumen las resoluciones impartidas por esta entidad y que aplican a este proyecto.

3.1 Resoluciones MIN-Energía.

La resolución 40072 del 2018 establece las metodologías para la implementación de Infraestructura Avanzada de Medición (AMI) en Colombia. Como consecuencia resultaron las resoluciones 4-0459 y 4-0483 del 2019 que únicamente incluyen modificaciones a la anterior. Para este parte se extrajo la norma más relevante referente a medición inteligente.

Considerando [25], se inicia la resolución 40072-2018 estableciendo que, en todo el territorio nacional colombiano, los ciudadanos tienen como derecho fundamental de acuerdo a la constitución política, recibir el servicio de energía eléctrica, de manera que el estado vela por la calidad de la prestación de este, y sus derivaciones que puedan afectar al usuario.

En los artículos más importantes de esta resolución se establecen las funcionalidades que debe poseer los medidores inteligentes, como son:

- Almacenamiento de datos en el Contador Inteligente (CI).
- Comunicación bidireccional entre los sistemas de comunicación y los CI.
- Brindar seguridad en el transporte de datos (Ciberseguridad).
- Permitir actualizaciones, configuraciones locales y remotas del CI, en cuanto a software, tarifas, lecturas, entre otros.
- Proporcionar información al usuario a través de un medio de visualización normalizados, como plataformas web, aplicaciones para telefonía móvil, etc.
- Permitir la lectura local y remota de variables y eventos generados por el CI.
- Permitir de forma remota y local la conexión, desconexión y la limitación del suministro de energía.
- Facilitar detección de fraudes en cuanto a defraudación del fluido eléctrico.
- Permitir la medición y registro de las transferencias de energía en dos direcciones, desde y hacia la red eléctrica o de entrada y salida del CI.

- Proporcionar soluciones rápidas a fallas o apagones, de manera automática y local del sistema AMI.
- Soportar la implementación de modo prepago, permitiendo al usuario pagar el servicio de energía por adelantado.

La resolución 40072-2018 y sus modificaciones establecieron la gradualidad con la que se implementará AMI, y los equipos de medición inteligente, teniendo como mínimo porcentaje de implantación el 75 % de usuarios conectados para el año 2030". La CREG también puede replantear esta meta teniendo en cuenta los informes técnico-económicos de los operadores de red. Luego de la implementación, la CREG definirá las políticas para la ciberseguridad y manejo y/o protección de datos de los usuarios.

La CREG se hará cargo de las regulaciones para la remuneración que tendrá AMI, teniendo en cuenta costos eficientes de la inversiones asociadas al funcionamiento, y los requerimientos del artículo 4 de la resolución 40072-2018 los cuales son: I) facilitar modelos de tarifas y cobros para usuarios, II) Permitir la incorporación de tecnologías como autogeneración, generación distribuida, control de almacenamiento y vehículos eléctricos, III) Mejorar la calidad del servicio a través de monitoreo remoto y control de los sistemas de distribución, IV) Mejorar la competencia y oportunidades para los pequeños generadores de energías limpias, V) mejorar el control y reducción de la perdidas técnicas y no técnicas, VI) reducción del costo de operación y prestación del servicio de energía eléctrica. [25] . Teniendo en cuenta lo anterior, para este proyecto se tienen en cuenta los puntos III y V, referentes a los medidores eléctricos, puesto que los otros puntos son un poco más orientados a la automatización de la red, que es otro aspecto de Smart grids.

Capítulo 4 - Desarrollo de la Solución

En este capítulo se mostrarán los pasos para obtener la simulación de un medidor de energía eléctrica inteligente, trifásico - residencial, y enviar sus datos a través de un medio de comunicación. Teniendo en cuenta los parámetros de simulación seleccionados en el apartado 2.4. Cabe resaltar que la explicación de la simulación se ha dividido en varias partes o en varios circuitos que se interconectan entre sí, esto por la extensión del mismo. En seguida se muestra la imagen completa de la simulación dividida en los diferentes circuitos que integran al medidor inteligente.

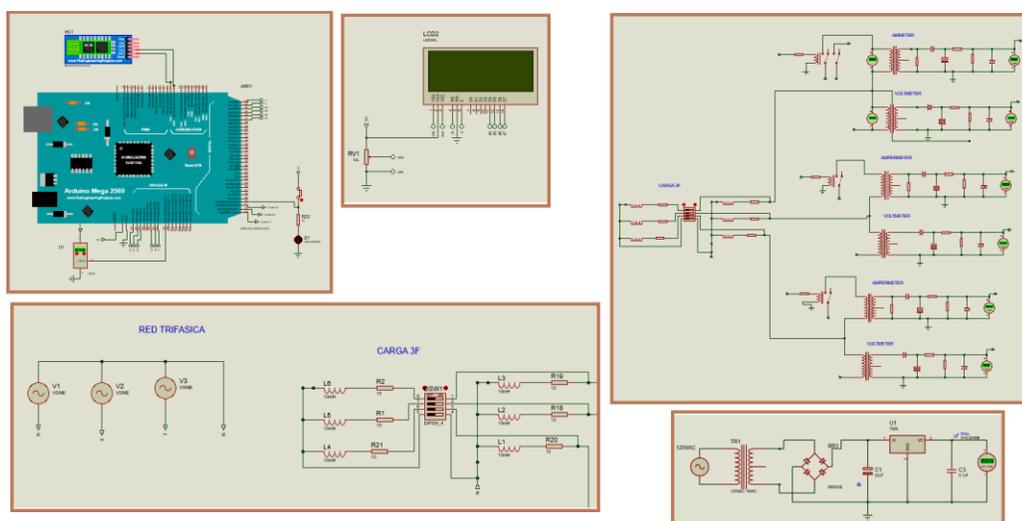


Figura 2. Simulación - medidor inteligente Proteus8Pro.

4.1 Selección del microcontrolador

Primeramente, se seleccionó un microcontrolador que será el cerebro de nuestro medidor inteligente. En este caso se ha seleccionado un ARDUINO MEGA 2560, el cual se programará para obtener diferentes variables de medición como Potencia Activa, Reactiva, energías consumidas, corrientes y voltajes, esto mediante entradas análogas (0 a 5 volts) equivalentes mediante transformación a las tres fases de la red conectadas a la carga del medidor inteligente. En la figura 2 se observa el microcontrolador ArduinoMega2560 utilizado en la simulación del medidor inteligente.

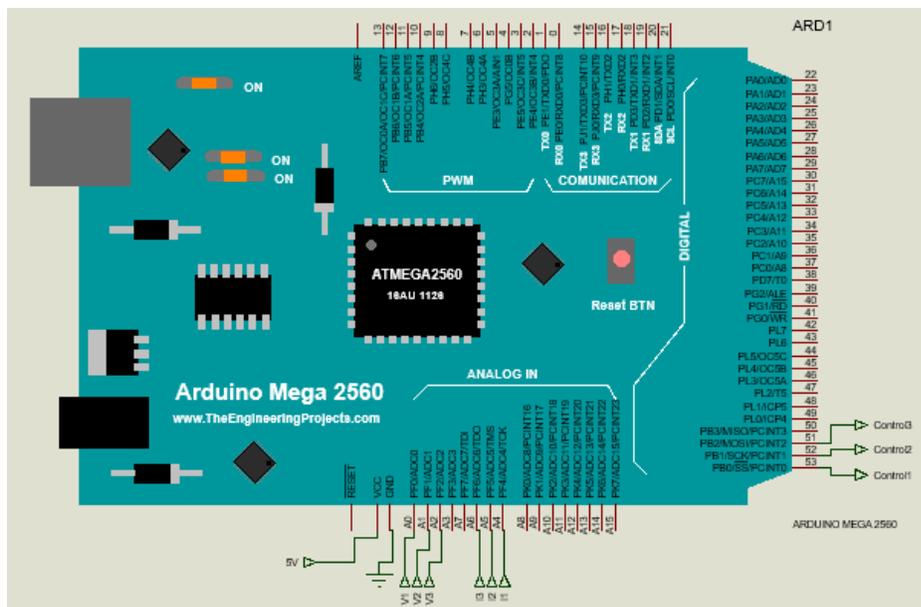


Figura 3. Microcontrolador Arduino Mega 2560. Fuente: Proteus 8 Profesional.

De manera general, se puede decir que el microcontrolador Arduino Mega2560 recibe señales análogas de voltaje de los circuitos sensores de corriente, voltaje y temperatura, y son convertidas a señales digitales, que luego son procesadas mediante cálculos, arrojando datos potencias, energía consumida, corrientes y voltajes de las cargas. La programación del ArduinoMega2560, se anexa al final de este documento (ver anexo).

4.2 Circuitos sensores de corriente y voltaje.

Lo siguiente fue seleccionar los circuitos sensores de corriente y voltaje, que deben transformar el voltaje de la red de 120VAC a +5V (por fase), puesto que el microcontrolador ArduinoMega2560 únicamente lee entradas análogas hasta +5Volts. A continuación, se describen dichos circuitos sensores seleccionados.

4.2.1 Sensor y transformador de voltaje.

En la figura 3 se observa el circuito sensor de voltaje, el cual funciona de la siguiente manera, el transformador recibe el voltaje de la red de energía eléctrica a 120VAC y lo reduce el voltaje a 6 VAC (esto se hace para cada fase), luego se rectifica la parte negativa de la señal mediante un diodo (D4-Figura3), posterior se usa el divisor que reduce nuevamente el voltaje hasta 5V, y para mejor confiabilidad se usa un diodo Zener que no deja superar el valor de 5V.

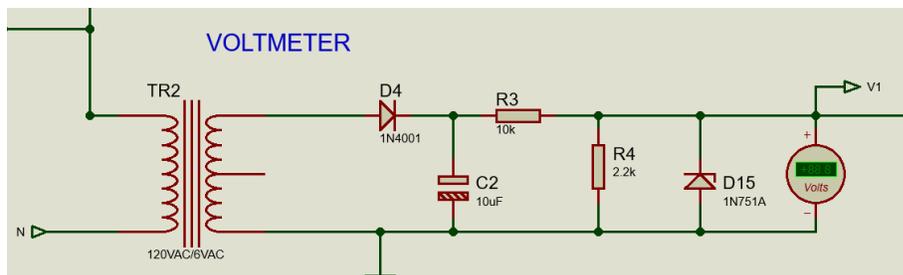


Figura 4. Circuito sensor de voltaje, convierte 120VAC a 5VCC. Fuente: Proteus8.

4.2.2 Sensor y transformador de corriente.

En la figura 4 se observa el circuito sensor de corriente seleccionado, primero se elige un transformador con inductancia primaria muy baja con lo cual el voltaje pueda representarse bien en la carga, este transformador al igual que el anterior, debe convertir el voltaje de 120VAC a 6 VAC (Esto para cada fase), cabe mencionar que el primario del transformador se conecta en serie con la carga, de modo que toda la corriente de la carga sea la misma que vea el transformador, con lo cual se pueda hacer una equivalencia exacta en términos de voltaje que al final le llega al Arduino.

En resumen, el transformador usado se conecta y se comporta como un transformador de corriente (TC), y se realizaron las pruebas de simulación para comprobar esto.

Puesto que el microcontrolador Arduino no puede leer la corriente directamente, es decir solo recibe señales de voltajes, se utiliza una resistencia (R5 ver figura5) en el secundario del transformador, esto ayuda a convertir la corriente en un voltaje que representará la corriente real, al igual que en anterior circuito se usa un diodo para rectificar la parte negativa de la señal AC, un condensador que mantiene el voltaje y un divisor de voltaje que reduce nuevamente hasta 5V, y por último el diodo Zener que no permite que el voltaje supere el límite de 5V.

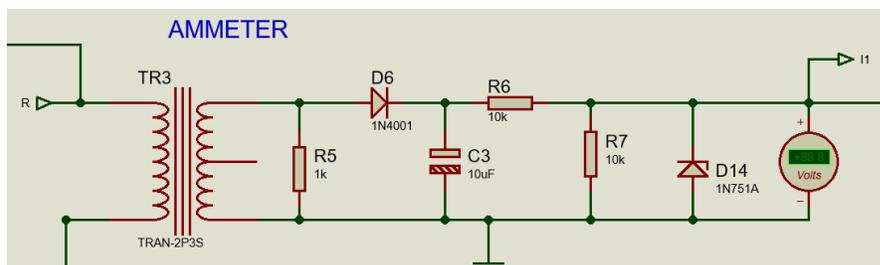


Figura 5. Circuito sensor de corriente, convierte 120VAC a 5VCC. Fuente: Proteus8.

4.3 Selección de pantalla LDC.

Seleccionamos una pantalla LCD 20x4, con el fin de visualizar todos los datos de medida como son: i) 3 voltajes de cada fase, ii) 3 corrientes de cada fase, iv) Potencia Activa y Reactiva, v) Energía Activa y reactiva y Factor de potencia. En la figura 5 se observa la pantalla LCD seleccionada, la cual se programó mediante el código Arduino usando la librería <LiquidCrystal.h>, con un delay de un segundo entre la aparición de los datos. Es decir que la información se muestra en el primer parpadeo corrientes y voltajes y en el segundo parpadeo potencias, energías y factor de potencia.

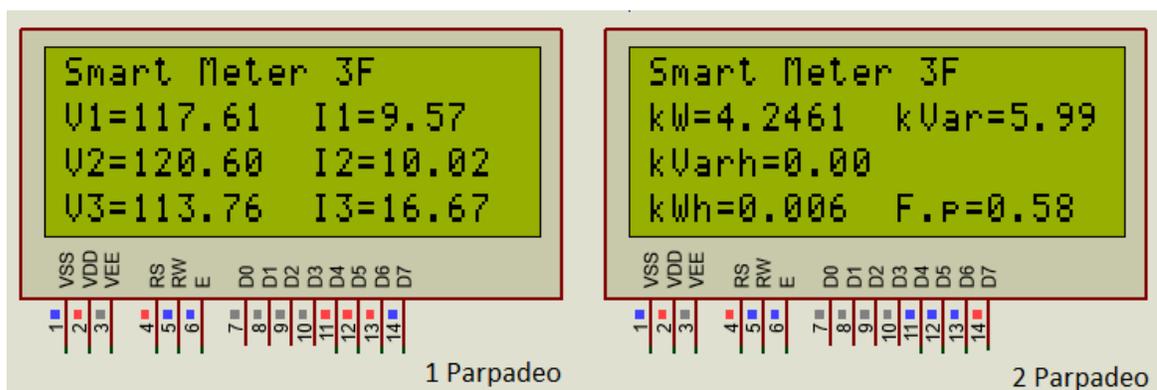


Figura 6. LCD 20x4. Simulation Smart Meter. Proteus8.Pro

4.4 Circuitos de Control y protección.

Para este proyecto se seleccionaron 3 circuitos de control y protección, los cuales son: i) control de servicio (conexión y desconexión remota del medidor), ii) protección y alerta antihurto y, iii) protección y alerta de sobre temperatura.

4.4.1 Control de servicio (Conexión y desconexión del medidor remotamente).

Como se observa en las figuras 6 y 7, se han utilizado dos tipos de relés, el primero es un DPDT (polo doble, tiro doble) que se conecta a la fase 1 y al neutro normalmente abierto, y el segundo es un DPST (un polo y un tiro) normalmente abierto, de este último se usaran dos para cada fase restante.

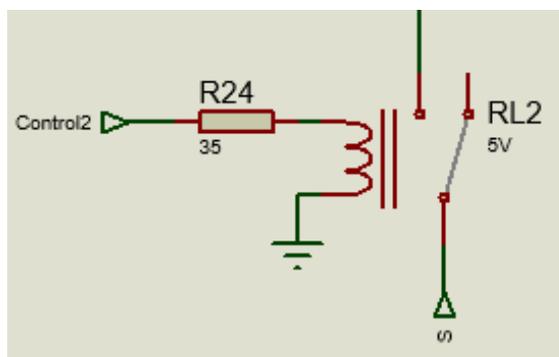


Figura 7. Relé DPDT (un polo, un tiro).

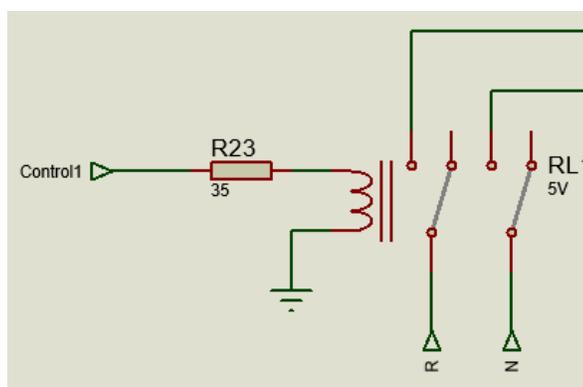


Figura 8. DPDT (doble polo, doble tiro).

Puesto que estos relés son NA (normalmente abiertos), al energizar nuestro Arduino, el relé verá 5 volts lo cual es su voltaje de activación con lo cual se cerrará y se energizará el medidor inteligente para las tres fases y neutro.

También se debe programar Arduino para que cuando supere un límite de carga, o cuando detecte una alerta por temperatura o por hurto, se desconecte automáticamente poniendo el pin de 5volts a cero volts.

4.4.2 Alerta contra hurto de energía eléctrica. (Defraudación de fluido eléctrico).

Para la alerta contra hurto de energía eléctrica, se eligió un circuito llamado PULL-DOWN, que funciona de la siguiente manera: primero se debe configurar un pin de Arduino como entrada "HIGH" que recibe de 0-5 V (cuando el pulsador está cerrado). Es decir que cuando el pulsador está abierto (ver figura 8), Arduino deja de recibir los 5V y pasa a un estado LOW, activando el ciclo "if" de la programación e imprimiendo un letrero ó aleta de tapa bornera abierta, que representa el hurto.

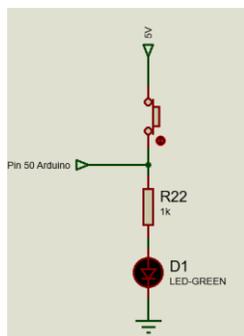


Figura 9. Circuito detector de fraude o hurto de energía eléctrica.

Mediante la siguiente figura (9), se comprenderá mejor el funcionamiento del pulsador ó pin anti hurto. Como se puede observar en la imagen, el pulsador está ubicado en la tapa de bornes del medidor, es decir que en condiciones normal de funcionamiento el medidor deberá estar con la tapa bornera cerrada sosteniendo el pulsador cerrado, lo que detectará el Arduino como estado normal de funcionamiento, y en el caso contrario, donde sea abierta la tapa bornera, el pulsador se abrirá y Arduino detectará un posible hurto de energía, enviando una alerta al servidor en la nube.



Figura 10. Medidor electrónico de energía eléctrica.

4.4.3 Alerta contra sobre temperatura.

Los medidores inteligentes también se caracterizan por enviar alertas de fallas ó registro de eventos, como lo es un exceso de temperatura de operación, lo cual puede dañar el equipo de medición. A continuación, se observa en la figura 10 la utilización de un sensor de temperatura LM35, el cual se programó para que cuando

supere determinada temperatura de operación ($> 70^{\circ}\text{C}$) envíe una señal al micro controlador Arduino para que muestre una alerta o mensaje de peligro.

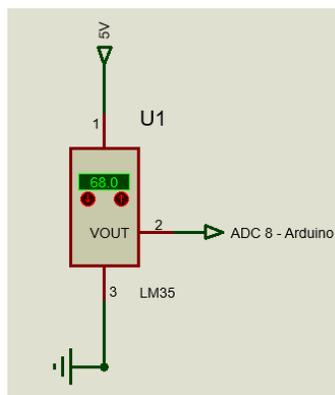


Figura 11. Sensor temperatura medidor inteligente.

En la siguiente figura se muestra la terminal serial de la simulación en Proteus8, donde se obtuvieron los resultados de la simulación, estos datos posteriormente deben comunicarse con una aplicación celular y enviar datos a un servidor en la nube.

```

Virtual Terminal
Voltage 1 = 100.50 V
Voltage 2 = 120.60 V
Voltage 3 = 110.76 V
Current 1 = 8.15 AMPS
Current 2 = 19.03 AMPS
Current 3 = 41.50 AMPS
Power = 7.71 kW
F.P = 0.58
Energia Activa = 0.00 kWh
Energia Reactiva = 0.00 kWh
Tiempo transcurrido = 0.00(s)
-----
Voltage 1 = 113.33 V
Voltage 2 = 121.88 V
Voltage 3 = 115.90 V
Current 1 = 9.70 AMPS
Current 2 = 10.06 AMPS
Current 3 = 9.78 AMPS
Power = 3.46 kW
F.P = 0.58
Energia Activa = 0.00 kWh
Energia Reactiva = 0.01 kWh
Tiempo transcurrido = 4.00(s)
-----

```

Figura 12. Terminal Virtual Proteus, resultados ArduinoMega2560.

4.5 Circuito fuente 5V

En la figura 12 se observa una fuente de alimentación de 5V mediante el cual se energizan algunos circuitos del medidor inteligente diseñado en este proyecto, dichos circuitos son: el microcontrolador Arduino, la pantalla LCD, alerta contra temperatura, y alerta contra hurto de energía eléctrica. Esta fuente de 5V funciona mediante un transformador que reduce una entrada de alguna fase de 120VAC a 6VAC, luego esta señal pasa por un

punteo rectificador, convirtiéndola en V_{cc} , y por medio de los condensadores y el LM7805 se regula la salida de voltaje, obteniendo 5 Vcc (ver figura 13), que se usarán para alimentar los circuitos mencionados.

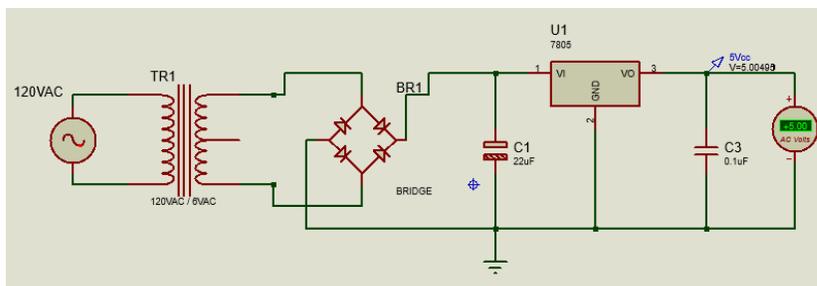


Figura 13. Circuito alimentador 5Vcc.

4.6 Comunicación aplicación móvil y envío de datos a la nube

Para este paso se utilizó el software gratuito “App Inventor 2”, donde se creó la aplicación móvil que se observa en la figura 14.



Figura 14. Interfaz aplicación móvil, medidor inteligente.

Después de crear la aplicación móvil en app inventor usando programación por bloques (ver anexos). Las variables de la figura 14 son enviadas mediante el módulo bluetooth (HC1) proporcionado por el simulador Proteus8pro, como se observa en la siguiente imagen.

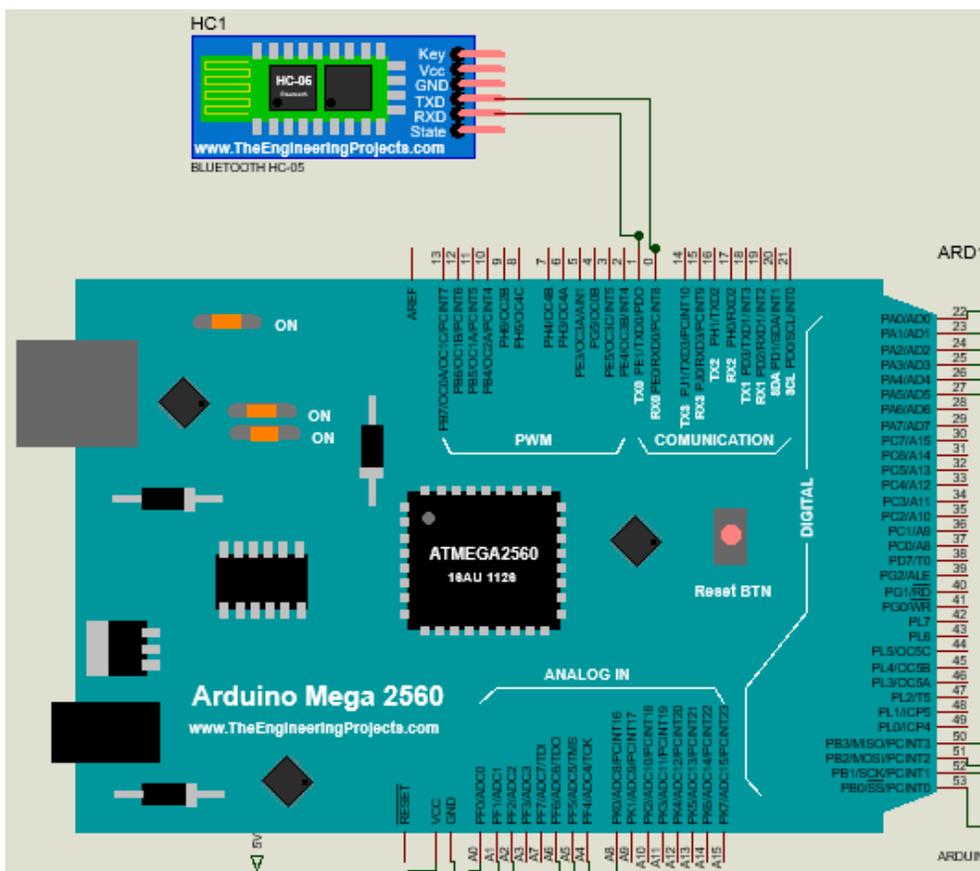


Figura 15. Conexión modulo Bluetooth simulación Proteus8Pro.

Para la conexión de modulo Bluetooth se debe tener en cuenta los pines TX y RX (transmisión y recepción). Estos deben conectarse como se observa en la figura 14, donde TX del módulo Bluetooth (HC1) se conecta con RX del ArduinoMega, al igual que RX del módulo Bluetooth se conecta al TX del ArduinoMega.

Para esta simulación es importante configurar el puerto COM.#, donde # se refiere al número de entrada COM que tenga el celular mediante el cual se va comunicar Proteus8Pro, por tanto, el módulo Bluetooth, la computadora y el IDE Arduino deberán tener el mismo puerto COM.

4.6.1 Envío de datos hacia la nube.

Para este caso se decidió enviar los datos más importantes a la nube como son: alertas por hurto o por temperatura y energía consumida, que es básicamente lo que le interesa a la empresa prestadora del servicio, sin embargo se puede enviar cualquier dato adicional si lo requiere, únicamente adaptando la programación de Ap.Inventor. Para este envío de datos a la nube, se usó "Fire Base" que es una aplicación de Google ubicada en la nube, usada para almacenar datos de aplicaciones móviles y otras. En la siguiente imagen se observa la interfaz de Fire Base donde se almacenaron los datos enviados por nuestra aplicación.

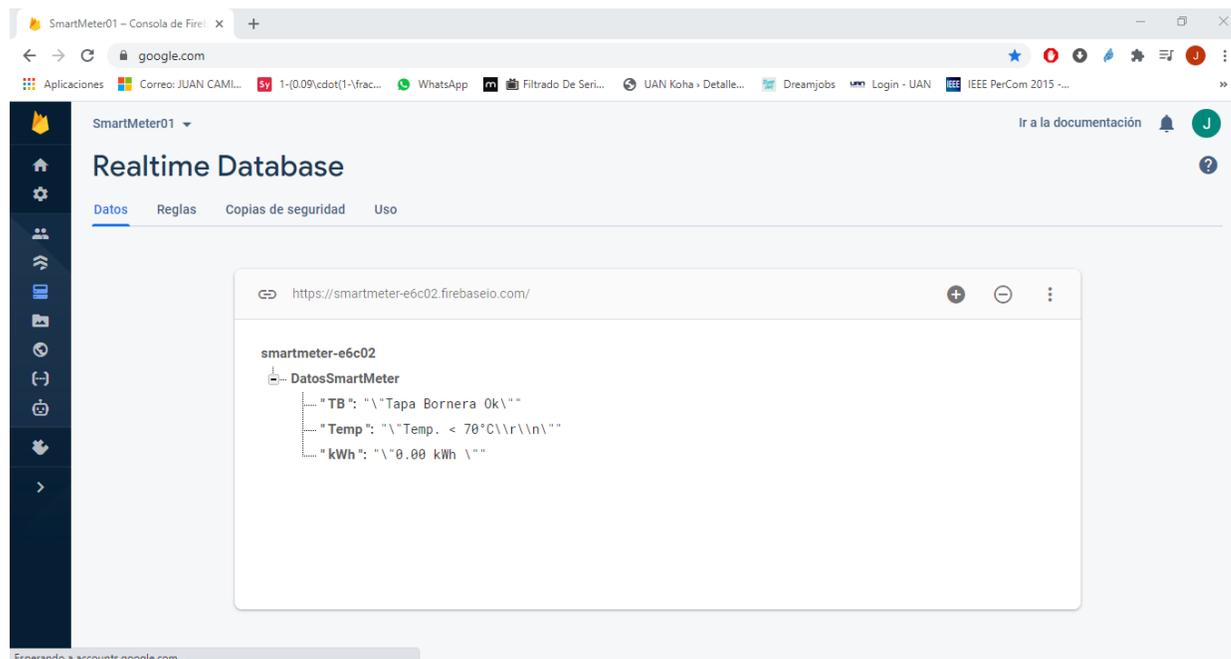


Figura 16. Página de FireBase donde se almacenan los datos del medidor inteligente.

Capítulo 5 - Análisis de resultados.

Para realizar las pruebas de la simulación, primero se verificaron todas las conexiones de circuitos y fuentes con sus respectivos valores configurados. Se verifica que la red trifásica que alimenta al medidor inteligente tenga valores reales como los de la red de energía eléctrica perteneciente a empresas de servicios públicos colombianas.

Luego establecemos diferentes tipos de cargas para probar nuestro medidor, luego se graficará el consumo y el importe según un valor determinado del kWh, Se enviarán los datos más importantes a la nube, y por último se hará la prueba de alertas por fraude, por temperatura y por límite de consumo.

5.1 Simulación red trifásica Colombia

Para la simulación se configuran 3 fuentes senoidales con valores reales de una red de energía eléctrica colombiana. Estos valores son, 120VAC (RMS) entre cada fase y neutro, y 220VAC (RMS) entre dos fases (R-T). Estas tres fuentes se conectan en estrella (ver figura.17), tiene frecuencia de 60Hz, y se desfasan 120° entre sí.

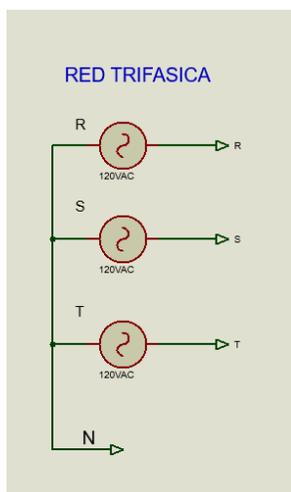


Figura 17. Fuente trifásica simula red de energía eléctrica trifásica colombiana.

También usamos la herramienta de osciloscopio que proporciona PROTEUS (ver figura 18), y verificamos el desfaseamiento (120° entre sí) es lo correcto, y la amplitud pico es 170VAC que es igual a 120VAC (RMS) que también es correcto en un sistema trifásico residencial colombiano.

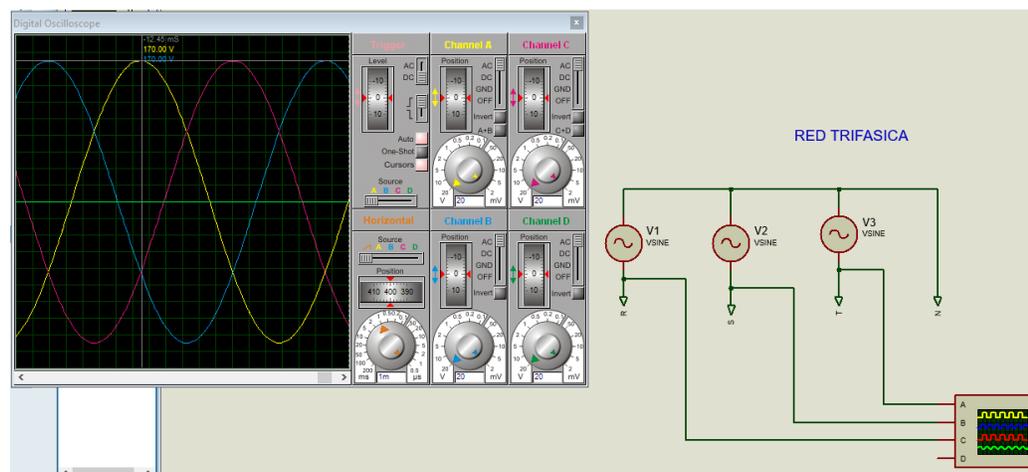


Figura 18. Osciloscopio - Red Trifásica - Simulación Proteus.

5.2 Consumo KWH (Variación importe y carga eléctrica).

Se verifica el funcionamiento del medidor inteligente, variando carga, asumiendo un valor de costo del kWh, e introduciendo anomalías donde se visualicen las alertas.

A continuación, se conecta una carga resistiva trifásica de 4.3 kW al medidor inteligente, y se establece una tarifa de 600 pesos colombianos por kWh.

| Potencia (kW) | Tiempo (s) | Energía activa (kWh) | Pesos (Co) |
|---------------|------------|----------------------|------------|
| 1 | 3600 | 1 | 600 |
| 4.3 | 60 | 0.07 | 42 |

Tabla 2. Prueba #1 – Simulación – Medidor Inteligente.

```

Virtual Terminal
Voltage 3 = 123.17 V
Current 1 = 12.15 AMPs
Current 2 = 12.20 AMPs
Current 3 = 12.20 AMPs
Potencia A = 4.49 kWh
F.P = 1.00
Energia Activa = 0.07 kWh
Tiempo transcurrido = 56.00(s)
-----
Tapa Bornera Ok
Temperatura < 70 grados C.
Voltage 1 = 114.61 V
Voltage 2 = 114.61 V
Voltage 3 = 115.47 V
Current 1 = 11.84 AMPs
Current 2 = 11.66 AMPs
Current 3 = 11.70 AMPs
Potencia A = 4.04 kWh
F.P = 1.00
Energia Activa = 0.07 kWh
Tiempo transcurrido = 58.00(s)
-----
Tapa Bornera Ok
Temperatura < 70 grados C.
Voltage 1 = 120.17 V
Voltage 2 = 121.03 V
Voltage 3 = 122.31 V
Current 1 = 11.97 AMPs
Current 2 = 12.02 AMPs
Current 3 = 12.11 AMPs
Potencia A = 4.37 kWh
F.P = 1.00
Energia Activa = 0.07 kWh
Tiempo transcurrido = 60.00(s)

```

Figura 19. Terminal Virtual-Prueba#1-Medidor Inteligente.

MIT App Inventor x SmartMeter01 - Consola de Fire...

google.com

Aplicaciones Correo: JUAN CAMI... 1-(0.09\cdot(1-\frac... WhatsApp Filtrado De Seri... UAN Koha > Detalle...

SmartMeter01

Realtime Database

Datos Reglas Copias de seguridad Uso

<https://smartmeter-e6c02.firebaseio.com/DatosSmartMeter>

[smartmeter-e6c02](#) > [DatosSmartMeter](#)

DatosSmartMeter

```

{
  "Temp": "\"Temp. < 70°C\"
  "kWh": "\"0.07 kWh \"

```

Figura 20. Almacenamiento FireBase-Prueba#1-Medior Inteligente.



Figura 21. Resultado en aplicación Móvil – Prueba#1. Medidor Inteligente

En la prueba #1 realizada, se observa que para 4.3kW de carga en un minuto de muestreo se consumen 0.07kWh, en costo sería \$42. Esto se puede comprobar mediante una regla de 3 compuesta directa, basándose en la tabla 1, donde nuestra incógnita son los Kwh, y se sabe que 1kW en una hora (3600 s) es igual a 1kWh, y para este caso la carga sería 4.3kW y el tiempo de muestreo de un minuto (60 segundos), así comprobando que realmente en un minuto y con esa carga se consumen 0.07kWh. A continuación, hacemos lo mismo para diferentes cargas y graficamos los resultados.

- Carga 2 kW

| Potencia (kW) | Tiempo (s) | Energía activa (kWh) | Pesos (CO) |
|---------------|------------|----------------------|------------|
| 1 | 3600 | 1 | 600 |
| 2 | 60 | 0.04 | 24 |

Tabla 3. Carga 2 kW

- Carga 3.5 kW

| Potencia (kW) | Tiempo (s) | Energía activa (kWh) | Pesos (CO) |
|---------------|------------|----------------------|------------|
| 1 | 3600 | 1 | 600 |
| 3.5 | 60 | 0.06 | 36 |

Tabla 4. Carga 3.5 kW

- Carga 5 kW

| Potencia (kW) | Tiempo (s) | Energía activa (kWh) | Pesos (CO) |
|---------------|------------|----------------------|------------|
| 1 | 3600 | 1 | 600 |
| 5 | 60 | 0.09 | 54 |

Tabla 5. Carga 5 kW

- Carga 7 kW

| Potencia (kW) | Tiempo (s) | Energía activa (kWh) | Pesos (CO) |
|---------------|------------|----------------------|------------|
| 1 | 3600 | 1 | 600 |
| 7 | 60 | 0.13 | 78 |

Tabla 6. Carga 7 kW

A continuación, se muestran las figuras 22 y 23, que indican los resultados obtenidos al variar la carga del medidor inteligente. En la figura 22 se muestra la grafica del consumo en kWh en un intervalo de un minuto para cada carga. Y en la figura 23 se muestra el consumo en pesos para cada carga.

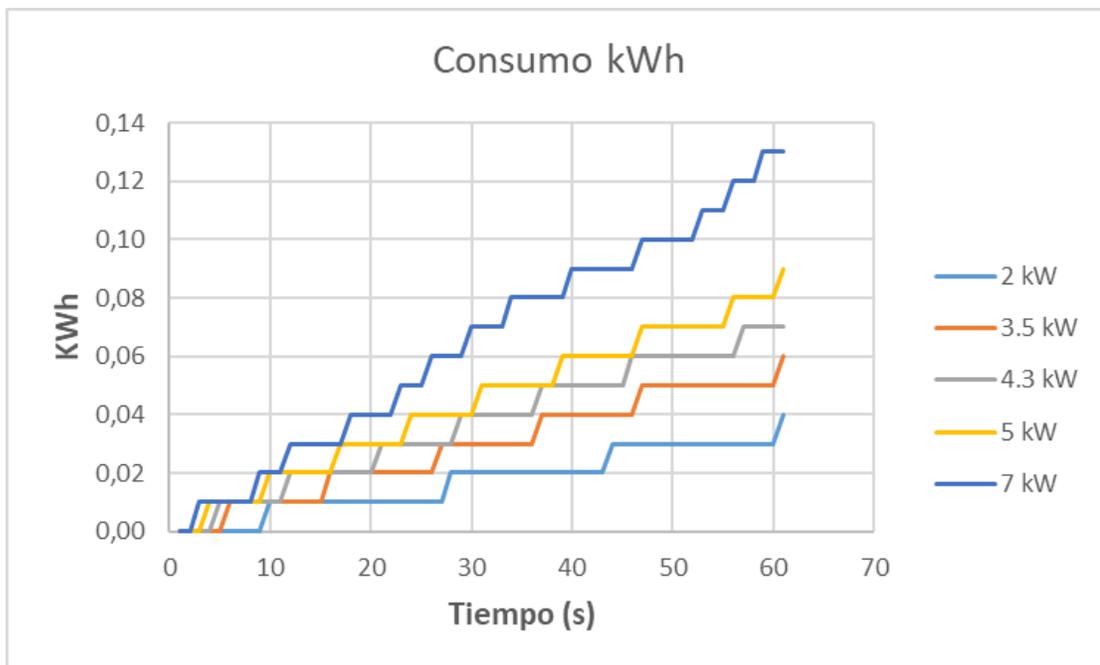


Figura 22. Consumo de kWh para diferentes cargas en un minuto.



Figura 23. Consumo en pesos colombianos para diferentes cargas en un minuto.

5.3 Prueba de alertas y límite de consumo.

En este último paso, se establecerá un límite para el consumo de kWh, es decir que en un evento real donde el usuario supere el límite de consumo que fe contratado o prepagado, el medidor inteligente se desconectará automáticamente. También el medidor inteligente se desconectará cuando se exceda la temperatura máxima de operación (70°C), y por último se comprobará el funcionamiento del pulsador antihurto de la tapa bornera.

En las figuras 24,25 y 26, se observa límite de consumo prepagado es superado y el medidor inteligente se desconecta, muestra alerta y se envía a la nube.

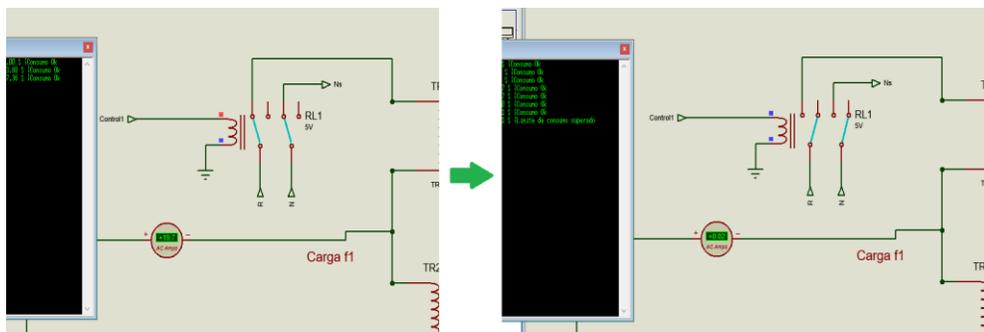


Figura 24. Desconexión automática por superar límite de consumo establecido.



Figura 25. Aplicación móvil, alerta por limite de consumo.

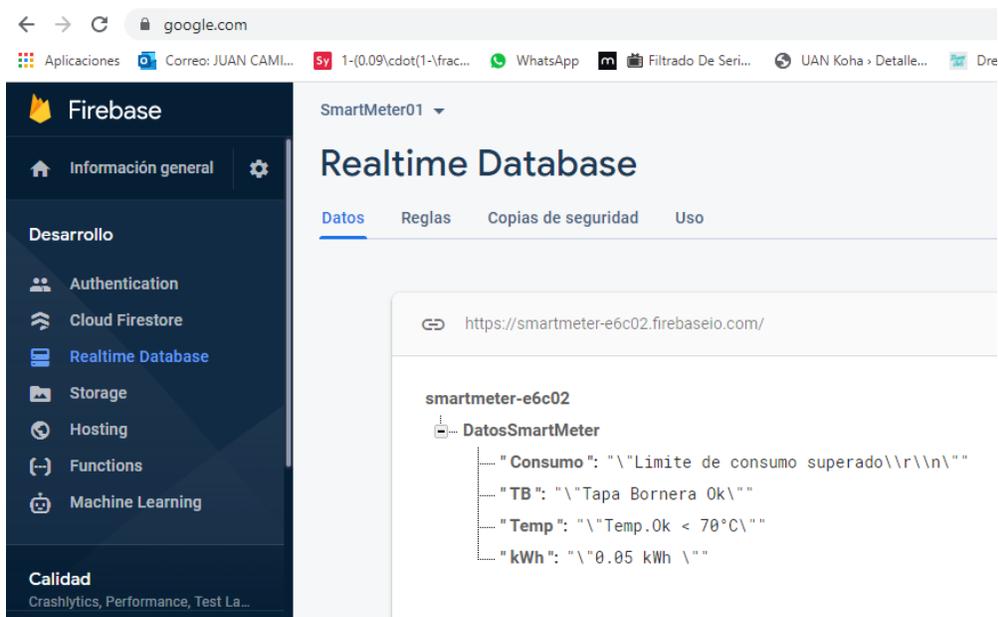


Figura 26. Envío a la nube de alerta por límite de consumo superado

En las figuras 27,28 y 29, se observa que cuando el medidor inteligente supera el límite de temperatura máxima de operación, se desconecta y muestra una alerta que es enviada a la nube.

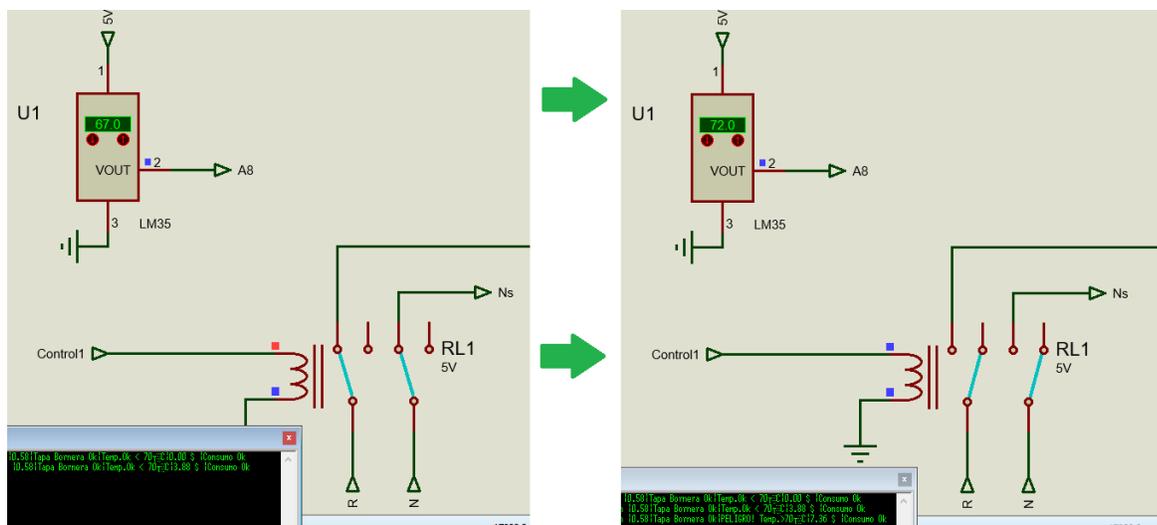


Figura 27. Desconexión automática del medidor inteligente como protección por sobre temperatura

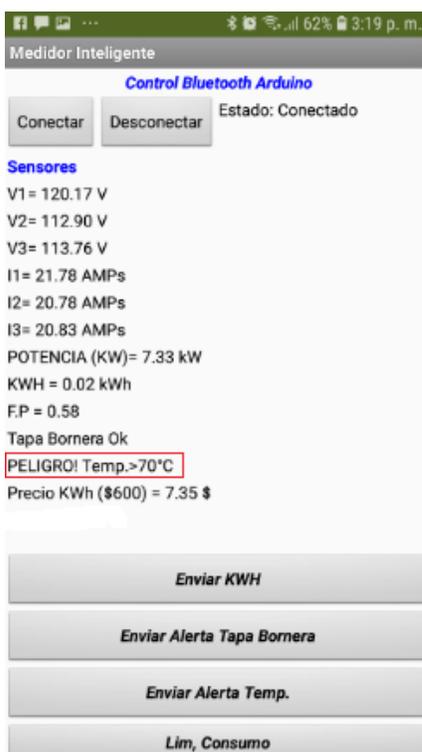


Figura 28. Alerta en la aplicación móvil por sobre temperatura.

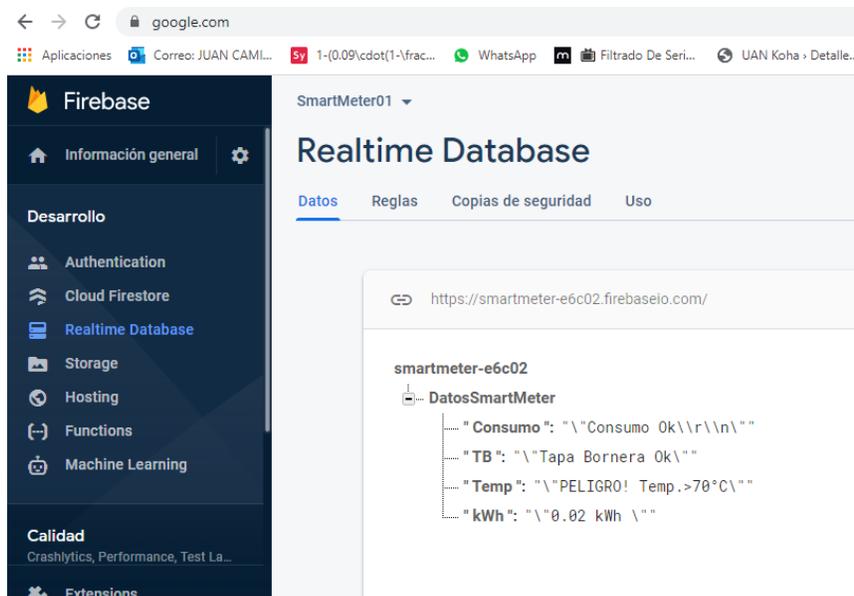


Figura 29. Envío a la nube de alerta por sobre temperatura

En las figuras 30, 31 y 32, se observa la alerta por tapa bornera abierta, es decir que, en una situación real, donde la empresa no haya enviado técnicos a revisar y se presenta esta alerta, significaría hurto o fraude de energía, lo que conlleva multas para el usuario.

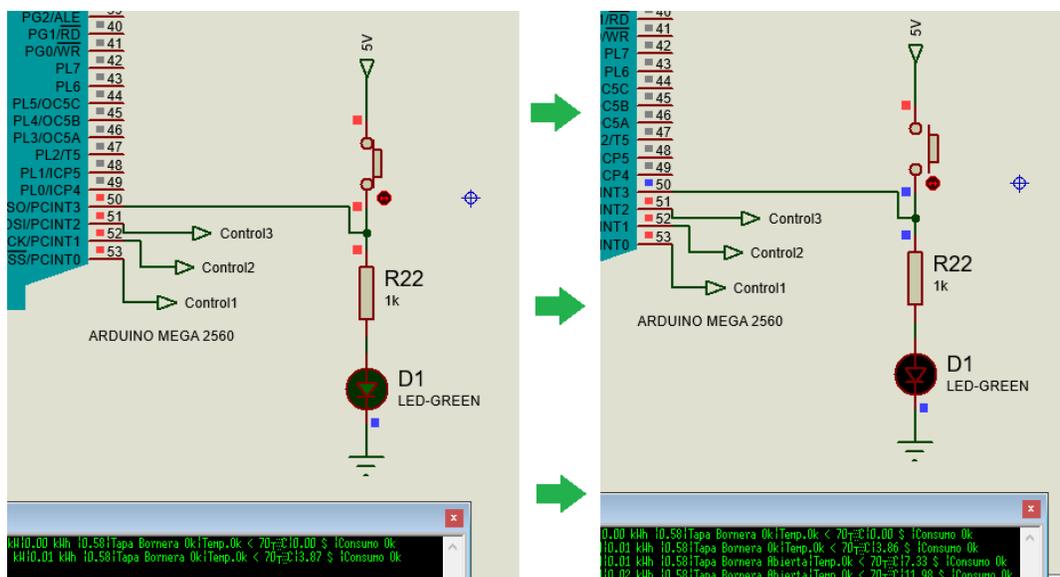


Figura 30. Funcionamiento de alerta contra hurto.



Figura 31. Alerta de tapa abierta en aplicación móvil.

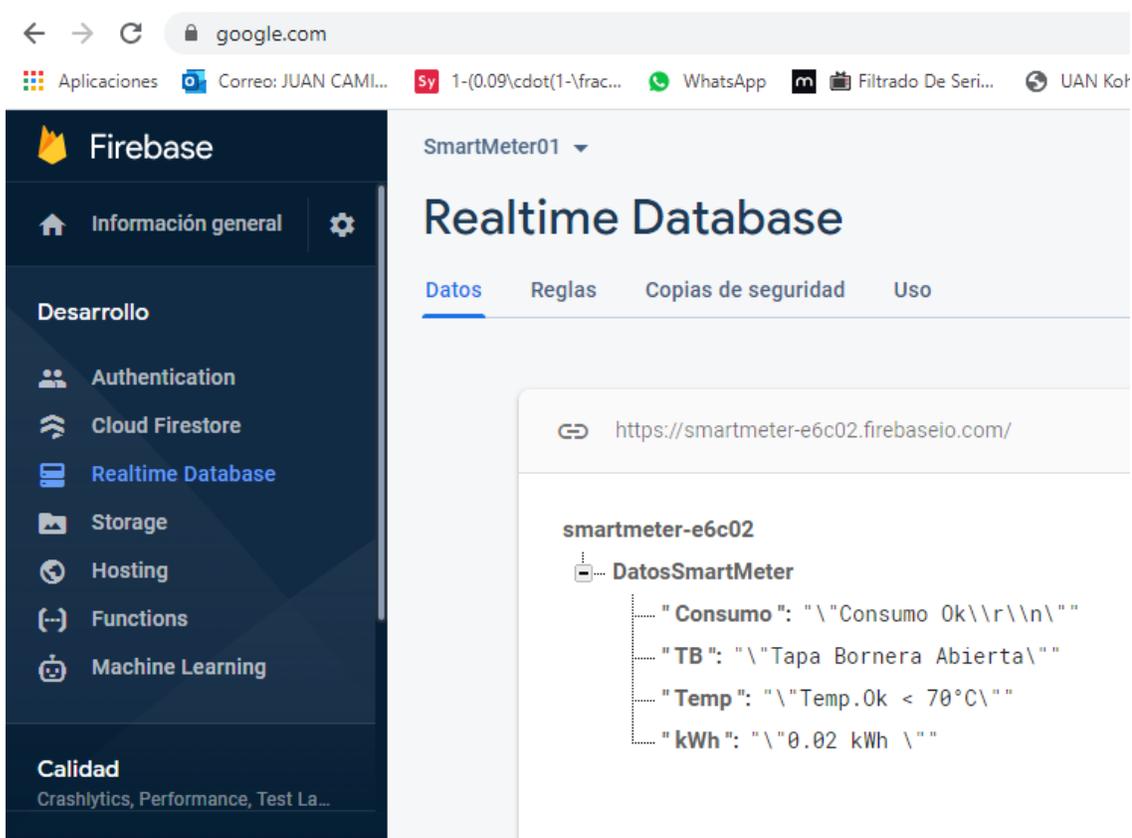


Figura 32. Envío de alerta por tapa abierta hacia la nube.

Capítulo 6 – Conclusiones

- El proyecto desarrollado es aplicable a Smart Grids, pues cumple con las características más importantes de tele- gestión. La simulación demuestra que se podría realizar una implementación real.
- Se verificó el funcionamiento de la simulación, mediante pruebas de variación de carga (2kW, 3.5kW, 4.3kW, 5kW, 7kW), donde el medidor inteligente mide el consumo en tiempo real, además se verificó que la alimentación trifásica sea lo mas parecida a una real, teniendo en cuenta una configuración común de red trifásica colombiana.
- El dispositivo simulado es capaz de censar voltajes, corrientes, potencia activa, consumo de energía activa, y costo de kWh en tiempo real. Además, incluye alertas como limite superado de consumo prepagado, tapa bornera abierta (en caso de hurto de energía eléctrica), y alerta de temperatura máxima. Y se puede enviar esta información a la nube. Cumpliendo con características importantes de los medidores inteligentes comerciales reales.
- Se usó el software Proteus 8, pues ofrece practicidad y es fácil de usar, además con este software la información consultada fue más amplia. Sin embargo, no se logró medir potencia reactiva y enviar los datos directamente a la nube, lo cual otros softwares de simulación podrían hacer. Pero estas funciones se pueden lograr con el proyecto realizado al acoplar módulo wifi al Arduino en la realidad.
- La aplicación de esta simulación puede resultar beneficiosa para las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica, esto porque permite tele-gestionar a los usuarios, midiendo sus consumos en tiempo real, sin desplazarse hasta la residencia del usuario, también suspender el servicio en caso de no pago, y detectar fallas de temperatura, hurtos de energía, y desconexión por no pago o límite de consumo.
- El dispositivo simulado podría resultar beneficiosos para los usuarios porque visualizarían en tiempo real su consumo, tanto en kWh como en pesos, así permitiendo el racionamiento y ahorro de energía.
- Es importante mencionar que el dispositivo simulado funciona de la misma manera para medición monofásica, únicamente suspendiendo las entradas análogas de las fases que no se usarán. Y la carga se conecta de manera similar.

Bibliografía

- [1] B. MinMinas, Smart Grids Colombia: Vision 2030 – Primera parte, Bogotá: BID, 2016.
- [2] D. e. i. d. u. S. d. M. I. p. A. d. I. m. d. I. U. d. Nariño, «Andrés F. Arciniegas, David E Imbajoa R, Javier Revelo F,» *Enfoque UTE* , vol. 8, 2017.
- [3] M. Strzegowski, «Realizing the full potencial of your AMI deployment with meter diagnostic data,» *Analog Divices Inc.*, vol. 1, nº 1, p. 4, 2017.
- [4] Y. Z. W. S. Y. R. Z. H. Y. Q. Zhang Luhua, «Effects of Advanced Metering Infrastructure (AMI) on relations of Power Supply and Application in smart grid,» *CICED 2010 Proceedings, Nanjing*, vol. 1, nº 1, p. 5, 2010.
- [5] A. P. S. M. B. V. M. V. G. Vilas, «Implementation of metering practices in smart grid,» *International Conference on Smart Technologies and Management for Computing, Communication, Controls, Energy and Materials (ICSTM), Chennai*, vol. 1, nº 1, p. 4, 2015.
- [6] J. R. W. M. J. F. R. R. Céspedes, «Methodology for defining the functionality of advanced measurement infraestructure in colombia,» *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America), Quito*, vol. 1, nº 1, p. 6, 2017.
- [7] Which, « "Energy monitors: Smart meters and energy monitors explained", Which? (n.d.),» [En línea]. Available: <https://www.which.co.uk/reviews/smart-meters/article/guides>.
- [8] T. Jacopo, de *Peak energy demand and Demand Side Response*, 2017, p. 172.
- [9] J. Sinopoli, de *mart Building Systems for Architects, Owners, and Builders*, 2010, pp. PP. 65-65.

- [10] T. C. Y. B. MORTON, «VANCOUVER SUN,» 26 09 2013. [En línea]. Available: <http://www.vanouverson.com/business/Laid+Hydro+meter+readers+still+looking+work+union+says/8959689/story.html>. [Último acceso: 2020 07 16].
- [11] A. d. Cordova, de *Estudio de medidores inteligentes y su impacto en tarifas*, Santiago de Chile, 2016, p. 141.
- [12] C. F. R. -. B. A. C. -. E. F. Caicedo, «Una propuesta de modelos de datos y protocolos de intercambio de información estandarizados aplicables a sistemas de medida centralizada,» *Revista Ingenierías Universidad de Medellín*, vol. 16, nº 30, pp. 149-167, 2017.
- [13] IEEE, «IEEE Standard for Local Area Network/Wide Area Network (LAN/WAN) Node Communication Protocol to Complement the Utility Industry End Device Data Tables,» de *IEEE Std 1703-2012*, 2012, pp. pp. 1-239.
- [14] IEC, «Electricity metering data exchange The DLMS/COSEM suite Part 1-0: Smart metering standardisation framework,» ,,» *International Electrotechnical Commission*, Vols. %1 de %2 Standard IEC 62056-1-0, 2014.
- [15] IEC, «Distribution automation using distribution line carrier systems Part 5-1: Lower layer profiles The spread frequency shift keying (S-FSK) profile,» *International Electrotechnical Commission*, Vols. %1 de %2 Standard IEC 61334-5-1, 2002.
- [16] IEC, «Electricity metering Data exchange for meter reading, tariff and load control Part 21: Direct local data exchange,» *International Electrotechnical Commission*, Vols. %1 de %2 Standard IEC 62056-21, 2002.
- [17] IEC, «Electricity metering data exchange The DLMS/COSEM suite Part 3-1: Use of local area networks on twisted pair with carrier signalling,» *International Electrotechnical Commission*, Vols. %1 de %2 Standard IEC 62056-3-1:2013, 2013.
- [18] CENELEC, «Electricity metering data exchange Part 4: Lower layer PLC profile using SMITP B-PSK modulation,» de *CEN-CENELEC*, Standard CLC/TS 50568-4:2015, 2015.
- [19] P. PRIME, «PRIME v1.4 Specifications,» de *PRIME Alliance*, Standard, 2014.
- [20] ZigBee, «Smart Energy Profile 2 Application Protocol Standard,» de *ZigBee Alliance*, Inf. téc, 2013.

- [21] ERDF, «Electricity metering Data exchange over powerline Part 2 : Lower layer profile using OFDM modulation type 2,» de *CENELEC*, Inf. téc., 2011.
- [22] G. B. a. K. Raahemifar, «“Optimization of distributed communication architectures in advanced metering infrastructure of smart grid,» *IEEE 27*, vol. 27th, pp. 1-6, 2014.
- [23] P. D. X. G. a. F. L. G. N. Lu, *Smart Meter Data Analysis*, 2012.
- [24] L. V. I. M. L. D. a. M. A. A. P. J. R. I. Pedrasa, «Design and Implementation of an AMI Emulator for User Feature Studie,» 2014, p. 366–371.
- [25] MinisterioMinasyEnergia, «Resolucion 40072 del 2018,» Bogota - Colombia, 2018.
- [26] D. Kádár, de *The role of the Smart meters in the energy management systems*, 2016.
- [27] IEEE, «IEEE Standard for Optical Port Communication Protocol to Complement the Utility Industry End Device Data Tables,» de *IEEE Std 1701-2011*, 2011, pp. pp. 1-50.
- [28] IEEE, «IEEE Standard for Utility Industry Metering Communication Protocol Application Layer (End Device Data Tables),» de *IEEE Std 1377-2012 (Revision of IEEE Std 1377-1997)*, 2012, pp. pp. 1-576.
- [29] R. H. M. M. C. N. B. I. M. O. D. P. A. C. B. C. C. S. D. S. D. D. H. D. K. T. K. B. M. H. N. F. S. G. S. D. T. K. W. G. W. C. Z. E. B. S Liaisons, «BACnet A Data Communication Protocol for Building Automation and Control Networks,» de *ANSI/ASHRAE Standard 135*, 2012.
- [30] S. K. G. K. a. H. K. SH Hong, «Experimental evaluation of BZ-GW (BACnet-ZigBee smart grid gateway) for demand response in buildings,» *Energy*, vol. vol 65, pp. pp. 62-70, 2014.
- [31] IEC, «Communication networks and systems for power utility automation- ALLPARTS,» *International Electrotechnical Commission*, vol. standard, 2015.
- [32] CEN, «Communication systems for meters Part 1: Data exchange,» *CEN-CENELEC*, Vols. %1 de %2 Standard EN 13757-1, 2015.
- [33] Modbus, «Modbus Application Protocol Specification V1.1b3,» de *Inf. téc*, Modbus Organization, 2012.

- [34] W. a. D. N. Landis, «Smart Message Language Version 1.03,» de *DKE*, Standard 1.03, 2008., 2008.
- [35] D. M. G. K. G. F. W. S. W. F. H. H. T. S. T. G. H. K. T. W. G. R. F. T. a. J. C. G Mauri, «STATE-OF-THE-ART TECHNOLOGIES AND PROTOCOLS Description of State of the Art Communication Protocols and Data Structures,» de *The OPEN meter Consortium*, Inf. téc, 2010.
- [36] N. K. J. H. a. D. C. G Montenegro, «Transmission of IPv6 Packets over IEEE 802.15.4 Networks,» de *RFC Editor*, RFC 4944, 2007.
- [37] S. C. E. N. a. C. B. Z Shelby, «Neighbor Discovery Optimization for IPv6 over Low-Power Wireless Personal Area Networks (6LoWPANs),» de *RFC Editor*, RFC 6775, 2012.
- [38] DLT, «DL/T 645 2007 Multi-Function Watt-Hour Meter Communications Protocol,» de *People's Republic of China*, Inf. téc, 2007.
- [39] ITU-T, «Unified high-speed wireline-based home networking transceivers System architecture and physical layer specification,» de *International Telecommunication Union*, Standard G.9960, 2015, 2015.
- [40] S. N. Y. S. K. a. S. G. B. K. Barman, «IoT Based Smart Energy Meter for Efficient Energy Utilization in Smart Grid,» *2nd International Conference on Power, Energy and Environment: Towards Smart Technology (ICEPE)*, vol. 2, nº 1, p. 5, 2018.
- [41] N. A. M. L. a. N. A. K. N. H. Azmi, «Modeling of Energy Meter Using MATLAB/Simulink,» *IEEE Control and System Graduate Research Colloquium (ICSGRC)*, vol. 1, nº 9th, pp. 1-6, 2018.
- [42] E. S.A, «enel.com,» ENEL S.A, 2018. [En línea]. Available: <https://www.enel.com.co/es/medicion-inteligente.html>. [Último acceso: 17 Abril 2020].
- [43] MinisterioMinasyEnergia, «Resolucion 4-0483-2019,» 2019.
- [44] MinisterioMinasyEnergia, «Resolución 4.0459 -2019,» de *Por la cual se modifica la resolucio 40072-2018*, 2019.