

Sistema Inteligente de Monitoreo de Consumo Eléctrico (SIMCE)



John Alejandro Echeverri Buitrago
José Luis Patiño López

Sistema Inteligente de Monitoreo de Consumo Eléctrico (SIMCE)

John Alejandro Echeverri Buitrago
José Luis Patiño López

Trabajo de grado presentado como requisito
parcial para optar al título de
Ingeniero Electricista

Pereira, Junio de 2018
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
Programa de Ingeniería Eléctrica.



Sistema Inteligente de Monitoreo de Consumo Eléctrico

(SIMCE)

©John Alejandro Echeverri Buitrago

José Luis Patiño López

Director: Ph.D Juan José Mora Flórez

CoDirector: Ms(C) Daniel Fernando Patiño Ipus

Pereira, Junio de 2018

Programa de Ingeniería Eléctrica.

Universidad Tecnológica de Pereira

La Julita. Pereira(Colombia)

TEL: (+57)(6)3137122

www.utp.edu.co

Versión web disponible en: *<http://recursosbiblioteca.utp.edu.co/tesis/index.html>*

Agradecimientos

En primer instancia, agradezco especialmente a mi querida madre Luz Marina y a mi abuela Eva, por la confianza brindada y por el fiel acompañamiento en estos largos años, ambas para mi son la mayor fuente de inspiración.

Agradezco a mis dos hermanas por el apoyo y por darme la fortuna de conocer a mis sobrinas que han llegado para dar un nuevo impulso a mi vida.

Agradezco a mi mujer y compañera Mariana, por la inmensa paciencia y por ser un cimiento fundamental en mi vida.

Agradezco a mis tíos, a mis primos, familiares y a todos los compañeros con los que disfruté de momentos.

Agradezco al Ingeniero Daniel Fernando Patiño, por guiarme hacia nuevos conocimientos y darme la confianza para explotar mi potencial.

(John Alejandro Echeverri Buitrago)

Le agradezco inmensamente a Dios por permitirme culminar esta carrera y por regalarme lo más importante que tengo en la vida mi familia.

Le doy las gracias a mi padre José Luis por su apoyo incondicional y por ser mi ejemplo de vida mi modelo a seguir.

A mi madre Sonia por enseñarme con ejemplo que todo se consigue con dedicación y que no existen imposibles.

A mi abuelo José Antonio por ser un apoyo incondicional, a mi abuela Leonor por regalarme siempre una sonrisa y mil motivos para continuar.

A mi hija Isabella por ser la razón de mi vida, a mi mujer Paula por ser el motivo frecuente de mi sonrisa.

A mi hermana Marcela, a mi tíos y Primos y el resto de mi familia junto a todas esas personas que han colaborado para hacer realidad este propósito.

También deseo agradecer al Ing. Daniel Fernando Patiño Ipus por su inmensa colaboración, por su constante apoyo, sus indicaciones y orientaciones indispensables en el desarrollo de este trabajo, y al Ingeniero Juan José Mora por su disposición y ayuda en este camino.

(José Luis Patiño López).

Resumen

Todo el contenido enmarcado en este trabajo de grado, describe un sistema de adquisición de variables eléctricas para tres tableros monofásicos residenciales e independientes, que cuenta con un completo sistema de comunicaciones, capaz de procesar de forma ordenada las muestras obtenidas de cada tablero y de transmitir estos paquetes de información por un medio guiado hasta una distancia de un kilómetro, donde son monitorizados en tiempo real. En este servidor local se almacena el historial de las variables obtenidas durante cualquier periodo de tiempo.

Este sistema integrado permite visualizar las curvas de carga de consumo eléctrico para cada tablero y hacer comparaciones entre sí, lo que permite una mejor interacción con el dispositivo de medida, a diferencia de los medidores convencionales de energía; esto es lo que la convierte en una herramienta de información para crear mejores hábitos de consumo de energía eléctrica.

Tabla de Contenido

1	Introducción	1
1.1	Planteamiento del problema	4
1.2	Justificación	5
1.3	Objetivos	6
1.3.1	General	6
1.3.2	Específicos	6
1.4	Estado del arte	7
1.5	Principales resultados	10
1.6	Estructura del trabajo de grado	11
2	Fundamentación básica para la implementación del SIMCE.	13
2.1	Acondicionamientos de señal	14
2.2	Medición de potencia bajo condiciones sinusoidales.	14
2.3	Medición de Potencia bajo condiciones No Sinusoidales.	16
2.3.1	Cálculo del verdadero valor RMS de la Tensión	16
2.3.2	Medida del valor DC.	17
2.3.3	Cálculo del verdadero valor RMS de la Corriente.	18
2.3.4	Cálculo del Factor de potencia.	18
2.3.5	Cálculo de la Potencia Activa.	19
2.3.6	Ecuación para la Potencia Reactiva.	20
2.4	Protocolos de comunicación en microprocesadores.	21
2.4.1	Modo de Transmisión de datos.	23
2.4.2	Medio de transmisión de datos.	24
2.5	Arquitectura de Red.	25
2.6	Topología de Red	25
3	Estructura y desarrollo de la implementación propuesta.	27
3.1	Estructura de la metodología propuesta.	28
3.2	Desarrollo de la Metodología propuesta.	29
3.2.1	Sistema de Prueba.	37
4	Análisis de Resultados	39

5 Conclusiones	45
5.1 Futuros trabajos de investigación	46
6 Anexos	47
6.1 Esquematicos y PCB's	47
6.2 Códigos de programación.	49
6.2.1 Código para el transmisor de datos	49
6.2.2 Código para el receptor de datos	50
6.2.3 Código para genera archivos .xls	51
7 Referencias	53

Capítulo 1

Introducción

Debido a los rápidos avances de la tecnología en materia de comunicaciones, sensores y microprocesadores, actualmente existen innumerables herramientas para la automatización de diversos procesos industriales con el fin de reducir los esfuerzos manuales y aumentar la eficiencia de cualquier cadena productiva.

En la actualidad en el área de energía eléctrica se presentan una serie de eventos críticos y obsoletos en cuanto a las maniobras de operación del sistema y el esquema de facturación del servicio, ya que son actividades realizadas manualmente y la lectura del medidor tradicional no ha sido adecuada para fines operativos, la cual requiere mayor recurso humano y el generar factura es una tarea que requiere tiempo [1].

Durante décadas, en varios países de Latinoamérica, no se han logrado cambios radicales en la tecnología para la expansión y transformación de la red eléctrica. Incluso se sigue usando métodos muy similares a los manejados en el siglo pasado. Sin embargo, durante los últimos años, tecnologías innovadoras incursionan en el sistema eléctrico, las cuales permiten una gestión del flujo de energía de mayor eficiencia, y una mejor calidad de esta respecto a la actual. La integración completa de tecnologías de la información, junto con otras fuentes renovables de energía, en un modelo de generación y distribución no centralizado, se conoce como Red Inteligente, o Smart Grid [Farhangi, 2010]. Así, una Micro-red es una subred de distribución que incluye generación y almacenamiento, y que también tiene la capacidad de operar en modo isla, es decir, sin conexión a la red eléctrica convencional de servicio público [1][2].

Existen diferentes razones por las cuales el proceso de transición de una red convencional a una red inteligente se puede ver acelerada, como lo son la disponibilidad de tecnología, equipos y recursos; la variabilidad del flujo hídrico se debe al cambio climático y por ende afecta la generación en hidroeléctricas; el crecimiento exponencial de la población; fallas presentadas por la antigüedad de la red, entre otras (Ipakchi, 2009). Independientemente de la rapidez de los cambios, la transformación masiva y necesaria del sistema eléctrico tendrá lugar gradualmente en el futuro, y diferentes entes particulares e instituciones educativas

se encuentran ya trabajando en estos cambios, y en la integración de las ahora disponibles fuentes renovables, y los equipos compatibles con ellas, como los automóviles y bicicletas híbridas o eléctricas [4].

Con el pasar de la última década, el concepto de redes eléctricas inteligentes (REI) ha pasado de ser un tópico futurista a convertirse en una realidad concreta, al menos en los países más desarrollados.

El concepto de las REI se puede sintetizar como la conjunción de la red eléctrica tradicional con tecnologías modernas de la información y comunicaciones más la integración de sistemas de generación distribuida y microrredes. Al día de hoy, los países más desarrollados han realizado inversiones millonarias para la automatización de la distribución, la lectura remota de los medidores de energía y la implantación de generadores de energía basados en fuentes renovables. En el caso de los países en vías de desarrollo y, en particular, de América Latina, el panorama de las REI está más rezagado, pero hay una tendencia positiva a fomentar la implementación de proyectos afines a esta temática [5][8].

Sin lugar a dudas, uno de los aspectos más visibles de las REI para el usuario y el sistema eléctrico en general son los dispositivos conocidos como medidores inteligentes o interactivos. Estos permitirán, no solo la lectura remota de los consumos, sino que también proporcionarán al usuario una información en tiempo real sobre su propio consumo. Si bien este es uno de los primeros pasos en la implementación de una REI, ya que permite establecer comunicaciones bidireccionales entre proveedor y usuario, proporcionando información en tiempo real, no provee ningún tipo de inteligencia al sistema eléctrico. Sin embargo, es el paso fundamental para concretar una red plenamente inteligente, en donde esa información de consumo en tiempo real sirva para adecuar tarifas, políticas de consumo y gestión del flujo de energía [6].

Los métodos inteligentes de medición y comunicación utilizados en la REI se están estudiando ampliamente debido a las aplicaciones generalizadas que van surgiendo. Si bien los procesos de monitoreo y control son ampliamente utilizados en los sistemas industriales, los requisitos de administración de energía tanto para el proveedor de servicios como para el consumidor promueven la evolución de la red inteligente.[7]

Hoy en día, la cantidad de consumidores de electricidad está aumentando en gran medida. Actualmente, el mantenimiento de la potencia también es una tarea importante ya que el operador humano va a la casa del consumidor y produce la factura según la lectura del medidor. Ir a cada uno de los usuarios consumidores y generar la factura es una tarea laboriosa y requiere mucho tiempo. Si algún consumidor no pagó la factura, el operador necesita ir a sus casas para desconectar la fuente de alimentación. Estos procesos requieren mucho tiempo y son procesos difíciles de manejar. Además, el operador manual no puede encontrar las conexiones no autorizadas o malas prácticas llevadas a cabo por el consumidor para reducir o detener la lectura del medidor/suministro de energía.

El error humano puede abrir una oportunidad para la corrupción hecha por el lector de medidores convencionales. Entonces, el problema que surge en el sistema de facturación puede volverse impreciso e ineficiente [1][9].

El medidor inteligente es un medidor de energía avanzado que mide el consumo de energía eléctrica y proporciona información adicional en comparación con un medidor de energía convencional.

La integración de medidores inteligentes en la red eléctrica implica la implementación de una variedad de técnicas y software, según las características que la situación requiera. El diseño de un medidor inteligente depende de los requisitos de la empresa de servicios públicos y del cliente. Este documento analiza diversas características y tecnologías que se pueden integrar con un medidor inteligente. De hecho, la implementación de medidores inteligentes necesita una selección e implementación adecuadas de una red de comunicación que satisfaga los estándares de seguridad de la comunicación de red inteligente [2].

Los sistemas de medición inteligente, generalmente conocidos como el sistema de medición de potencia de próxima generación, se consideran un régimen revolucionario y evolutivo de las redes eléctricas existentes. Más importante aún, con la integración de las tecnologías avanzadas de computación y comunicación, se espera que el medidor inteligente (SM) mejore en gran medida la eficiencia y confiabilidad de los sistemas de energía en el futuro con recursos de energía renovable, inteligencia distribuida y respuesta a la demanda. Los diferentes estándares de medición de energía eléctrica son un tema de preocupación para las mediciones de energía [4].

Un sistema de monitoreo interactivo incluye un medidor inteligente, con una infraestructura de comunicación y control de dispositivos. Los medidores inteligentes pueden comunicarse y ejecutar el control de comandos remotamente así como localmente. Los medidores inteligentes pueden ser utilizado para controlar y controlar todos los electrodomésticos y dispositivos en las instalaciones del cliente. También pueden recolectar información de diagnóstico sobre la red de distribución, hogar electrodomésticos, y pueden comunicarse con otros medidores [4].

Estos sistemas pueden medir para monitorear el consumo de electricidad de la red, admitir fuentes de generación descentralizadas, energía de dispositivos de almacenamiento, y facturar al cliente en consecuencia de su consumo. Los datos recopilados por los medidores inteligentes son una recopilación de parámetros tales como, marca de tiempo de los datos, y valores de consumo de electricidad [5].

1.1 Planteamiento del problema

Dentro de la cadena productiva del sector eléctrico, las redes de distribución de energía coexisten para dar servicio a las empresas y los hogares, en esta área tanto usuarios residenciales, comerciales e industriales, deben realizar pagos periódicamente cada mes a las entidades prestadoras de este servicio, mediante la factura de consumo de energía eléctrica. Esto significa que el usuario recibe una sola vez la medida de toda la energía que consume en este periodo, ¿pero como puedo medir el consumo de energía eléctrica en tiempo real de mi hogar o empresa? si soy un usuario residencial o industrial; ¿Actualmente las comercializadoras de energía brindan dispositivos de medición que permitan ver el consumo eléctrico en tiempo real y guardar historiales?. Lo que se tiene con la forma de recaudo mediante factura de servicio mensual no brinda una información detallada de cómo se utilizó esa cantidad de energía, por ejemplo, una curva de carga para visualizar en que periodos de ese mes se gastó más y en que periodos se gastó menos, o que días presentan mayor consumo y en que horas, o también poder hacer comparaciones entre días o semanas y demás.

Esto indica que las medidas entregadas hasta hoy por estas entidades, resultan poco útiles y poco aprovechables por el usuario, para tomar decisiones y crear diferentes hábitos de óptimo consumo eléctrico. Los usuarios no regulados son los que principalmente desean conocer como se utiliza la energía que consumen dentro de sus instalaciones, puesto que pagan grandes sumas de dinero por el servicio de electricidad y el cual debe optimizarse.

Actualmente existen sistemas de monitoreo de redes eléctricas aunque mas a nivel de transmisión y generación, como sistemas SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition, Control Supervisión y Adquisición de Datos), encargados de enviar señales en tiempo real, del funcionamiento de el sistema eléctrico y sus componentes, además si el sistema incurre en algún tipo de falla; lo que permite una constante comunicación entre la central de monitoreo y las redes como tal además que el tiempo de respuesta del sistema ante eventos no programados sea cada vez menor.

Las plataformas SCADA están marcando una tendencia dentro del sector eléctrico y hoy por hoy ya se pretenden implementar en las redes de distribución, para supervisar y controlar el estado operativo de los diversos componentes de estas redes y mantener confiable el suministro de energía a los consumidores.

Con la aparición del modelo de SMART GRID surge la incorporación de equipos inteligentes en la red eléctrica, lo cual incentiva a formular una propuesta como alternativa de solución, a la creciente necesidad de técnicas de medida y monitoreo mas sofisticados a nivel de distribución con el fin de brindarle al consumidor una lectura de consumo eléctrico con mas detalle y con curvas de carga correspondientes de esta forma crear mayor interacción entre el operador de red y el usuario final.

1.2 Justificación

El sistema de medición convencional requiere que se tomen de forma manual las lecturas de los medidores, estos valores son digitalizados por un funcionario para ser guardados posteriormente en la base de datos del operador de red. Lo cual es un sistema vulnerable a cualquier tipo de error humano, además, su tiempo de respuesta depende del tiempo que tarde en llegar la información a la base de datos. dado este conjunto de antecedentes emerge la propuesta de crear sistemas de medición mas interactivos y precisos con los usuarios y los operadores de red [1].

Los consumidores tendrán la posibilidad de tener una mejor información detallada y objetivo ya que los medidores interactivos eliminan la necesidad de las lecturas manuales del medidor tradicional y garantizan la exactitud en los valores de las facturas.

Si hacemos una analogía de los medidores convencionales con los medidores interactivos, innumerables aspectos positivos encontramos en el uso de estas nuevas tecnologías; como lo es conocer nuestro consumo de energía con su respectiva curva de carga a cualquier hora del día y durante todo el mes; para usuarios no regulados recibir información de tarifas para programar a que horas del día debe consumir dependiendo del valor del kilovatio-hora, detectar fallas de forma temprana para intervenciones oportunas, inclusive el usuario puede recibir mensajes en su celular que le notifiquen si esta teniendo altos consumos o si sufrió imprevisiblemente alguna desconexión del sistema, entre otras advertencias [2][7].

La medición del consumo de energía eléctrica se concibe un derecho del usuario, significa que toda persona que se beneficie de la prestación del servicio público de energía eléctrica tiene la facultad de exigir que se realice esta actividad y la empresa prestadora del servicio por su parte, debe dar los consumos reales mediante instrumentos tecnológicos apropiados, acorde a su capacidad técnica y financiera [1][6].

Este concepto brinda diferentes posibilidades de aplicación tanto en ambientes industriales, comerciales y residenciales, generando un aumento no sólo en la capacidad de brindar información disponible del entorno, sino también en las acciones que se pueden ejecutar a partir del conocimiento de variables y estados seleccionados. Algo que ha hecho un poco mas lenta la implementación de estas infraestructuras de red esta relacionada con los costos constructivos y operativos, al número de posibilidades y a la cantidad de beneficios; Pero gracias a la aparición de nuevas tecnologías como el avance en microcontroladores, sistemas embebidos y sensores se presenta un panorama bastante alentador debido a que ya existen gran variedad de componentes eléctricos y electrónicos para incluir en estos diseños y además el creciente desarrollo de dispositivos a muy bajos costos que pueden aportarle al modelo de las Smart Grid, AMI, SCADA o teled medida y al alcance de cualquier grupo de trabajo, empresa o persona [3].

1.3 Objetivos

1.3.1 General

Diseñar e implementar un dispositivo físico como sistema inteligente para medir y monitorear en tiempo real las variables eléctricas en tableros monofásicos independientes.

1.3.2 Específicos

1. Alcanzar el estado del arte necesario para la implementación de un medidor inteligente de energía eléctrica.
2. Acondicionar la señal de tensión, corriente y factor de potencia de acuerdo a los requerimientos de los equipos a utilizar.
3. Adquirir los datos medidos de los tableros monofásicos.
4. Procesar los datos obtenidos mediante una estación maestro.
5. Transmitir los paquetes de información hacia la estación de monitoreo.
6. Recibir los datos desde un servidor.
7. Monitorear gráfica y cuantitativamente el desarrollo de tableros independientes mediante una interfaz predeterminada.
8. Realizar pruebas de laboratorio para la obtención de los resultados.
9. Documentar la investigación obtenida.

1.4 Estado del arte

Dentro de los avances que hoy se conocen en términos de medición inteligente hacia el enfoque de las smart grids, se encuentran varios desarrollos en distintos lugares del mundo, liderados por destacadas empresas como el grupo Enel que han logrado sustituir los contadores electromagnéticos tradicionales por contadores inteligentes. En Europa más de 40 millones, en su sede Italia más de 85.000 medidores, y mas de 50.000 medidores inteligentes en Suramérica especialmente en Chile [2][6].

Codensa que pertenece a la compañía Enel, ha sido pionera en introducir la tecnología en medición inteligente para ayudar a los usuarios a utilizar la energía y para el segundo semestre de 2016 se dió inicio a la implementación del sistema de medición inteligente en Bogotá y Cundinamarca que contemplará el cambio de 40 mil medidores instalados de forma gratuita. Ahora esta tecnología llega a diferentes ciudades de latinoamérica y otras ciudades de Colombia como Cali y Medellín. [2][5]

A través de la medición inteligente se permite analizar, diagnosticar, medir y distribuir el consumo de la energía de los hogares de una forma más efectiva y fácil. Los beneficios ofrecidos por Enel en estos dispositivos son numerables, por ejemplo: La lectura se realizará de manera remota y automática, obteniendo una medición exacta de cada consumo, ya no será necesario ingresar a tu hogar, así será más cómodo, confiable y seguro para el usuario. Recopila información y mediciones avanzadas sobre el consumo de energía en un predio y la envía de forma segura a un concentrador, ofreciendo más y mejores servicios. Adicional a la factura de cobro por el servicio, se envía un anexo que detallará el consumo promedio de energía por día de la semana y para el período facturado se discriminará por hora, el día de mayor consumo. También se tendrá un comparativo del consumo frente al de otros usuarios, especificando el menor consumo, cuál es tu ranking en el grupo y con cuántos usuarios se están comparando con nuestro consumo [10][17].

Dubai Electricity and Water Authority (DEWA), firmó acuerdos con National Energy Technology Laboratory (NETL) entidad dependiente del Departamento de energía de Estados Unidos, para desarrollar conjuntamente tecnologías innovadoras en el campo de las redes inteligentes [4][10].

Schneider Electric ha radicado propuestas AMI desde el año 2010 y actualmente obtiene las licitaciones para la instalación de medidores interactivos en España y Colombia [5][7].

Incluso algunas Universidades en Colombia ya han masificado la propuesta. La Universidad Pontífice Bolivariana de Medellin ha estudiado la implementación de un sistema de sub-medición inteligente a la energía eléctrica que consume el campus universitario.

La universidad del valle ha realizado estudios sobre la viabilidad de cambiar los medidores convencionales por medidores inteligentes, para estratos 1,2 y 3 [1][7][10].

Por lo que posteriormente impulsa a trabajar hacia tendencias y enfoques, que hoy ya son un punto de referencia como la ya mencionada plataforma SCADA o la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI). Este es un sistema de medición de energía bidireccional que cuenta con la capacidad de lectura, corte y desconexión remota; que tiene como objetivo principal evitar el robo de energía eléctrica.[13][15]

Dichos dispositivos están en la capacidad de gestionar toda la información recolectada y tomar decisiones. De la misma forma el sector le está apostando a sistemas MDC (meter data capture) encargados de la medición inteligente y los sistemas de gestión de datos MDM (Meter Data Management) ambos son posibilidades de los fabricantes de AMI [3][5][13].

En el documento de referencia [18] se presenta el diseño de un medidor inteligente (SM) con capacidades de respuesta a la demanda (DR). El diseño del SM es probado en una simulación que implementa una infraestructura de medición avanzada (AMI), que permite una comunicación bidireccional entre los contadores inteligentes domésticos y el sistema de gestión de distribución (DMS).[18]

El DMS implementa un sistema de administración de energía (EMS) que ejecuta un simple programa de respuesta a la demanda (DRP) basado en el tiempo de uso (TOU), que consiste en tasas pico y no pico. Resultados de la simulación y los datos recopilados del SM muestran mejoras significativas en el consumo de energía durante las horas pico gracias a las estrategias de reducción de la carga [18].

La unidad de procesamiento central del SM se basa en hardware de código abierto (Raspberry Pi) debido a la flexibilidad de programación y configuración que ofrece esta plataforma. La medición de potencia se realiza a través de una etapa de detección de corriente mediante un transductor de corriente de efecto Hall (FHS-40P / SP600) y una etapa de detección de voltaje (divisor de tensión). las mediciones se envían a través de una interfaz periférica serial (SPI) [18].

Con este documento se hacen tres contribuciones: en primer lugar, identificamos varios circuitos integrados de metrología (IC) de 1 y 3 canales, que son obligatorios para la medición estándar de generación de electricidad distribuida y renovable. En segundo lugar, describimos el efecto de los armónicos en la metrología, lo que repercute en la fiabilidad de la amplia infraestructura de medición inteligente. Finalmente, desarrollamos y describimos un conjunto completo de problemas de seguridad para SM. Específicamente, nos enfocamos en revisar y discutir las aplicaciones de metrología inteligente (SMM) (es decir, funciones metrológicas y funciones de monitoreo en tiempo real), requisitos de seguridad, vulnerabilidades de red, contramedidas de ataque, protocolos de comunicación segura requeridos en arquitecturas de red inteligente (SG) [18][20].

La integración de medidores inteligentes en la red eléctrica implica la implementación de una variedad de técnicas y software, según las características que la situación requiera. El diseño de un medidor inteligente depende de los requisitos de la empresa de servicios públicos y del cliente.

En el documento [20] analiza diversas características y tecnologías que se pueden integrar con un medidor inteligente. De hecho, la implementación de medidores inteligentes necesita una selección e implementación adecuadas de una red de comunicación que satisfaga los estándares de seguridad de la comunicación de red inteligente. Este documento describe varios problemas y desafíos relacionados con el diseño, la implementación, la utilización y el mantenimiento de la infraestructura del medidor inteligente. En adición, varias aplicaciones y ventajas del medidor inteligente, en la vista del futuro mercado de la electricidad se discuten en detalle [19][20].

El robo de energía es el mayor problema durante muchos años y causa cuantiosas pérdidas en los tableros de electricidad. En muchos países del mundo como por ejemplo India, estas situaciones son más frecuentes y si se pueden evitar estos robos, se puede ahorrar mucha energía y reducir las pérdidas asociadas a este fenómeno. Esto se hace usando Smart Energy Meter (SEM). SEM es un dispositivo eléctrico que tiene un chip de medidor de energía para medir la energía eléctrica consumida y un protocolo inalámbrico para la comunicación de datos. Este documento presenta un medidor de energía inteligente para un sistema automático de medición y facturación. [22]

En este medidor de energía la cantidad correspondiente y utilizada se mostrará en la pantalla LCD de forma continua y se comunicará a la estación base de control. Los comentarios del usuario ayudan a identificar los usos entre usuarios autorizados y no autorizados que ayudan a controlar el robo de energía. La comunicación entre el usuario / hogar y la subestación se realiza con Zigbee. La red GSM se utiliza para enviar SMS a las autoridades locales con respecto a los casos de robo. Este medidor puede funcionar como medidor prepago o de pospago. El sistema propuesto reemplaza los métodos tradicionales de lectura de medidores y permite el acceso remoto del medidor de energía existente por parte del proveedor de energía. También pueden monitorear las lecturas del medidor regularmente sin que la persona visite cada casa [20][22].

De esta forma se puede evidenciar la variedad de aplicaciones y desarrollos que se tienen para el nuevo concepto de redes eléctricas y las diferentes técnicas de comunicación que se pueden presentar para casos específicos.

1.5 Principales resultados

Los principales resultados de este trabajo de grado son los siguientes:

- Un dispositivo de adquisición de variables eléctricas para sistemas monofásicos y sistemas trifásicos.
- Un dispositivo para el ordenamiento y procesamiento de los datos adquiridos de los tableros de distribución con el protocolo de comunicación Maestro-Eslavo.
- Un sistema cableado de transmisión de datos, con protocolo de comunicación Rx-Tx, y con alcance de hasta un kilómetro (1KM) de distancia entre el Emisor y el Receptor de los datos.
- Una interfaz de usuario, donde monitorea las gráficas de curvas de carga de cada tablero, las magnitudes de las variables eléctricas en tiempo real y almacenar en bases de datos para guardar historiales de consumo.
- En general un sistema de medición y monitoreo de consumo eléctrico en tableros de distribución.

1.6 Estructura del trabajo de grado

El trabajo de grado esta estructurado de la siguiente forma.

El capitulo 1 es la fase introductoria y de contextualización del contenido propuesto y determina el área de trabajo a la que corresponde esta investigación, además contiene los lineamientos y los objetivos trazados de nuestra alternativa de solución ante el planteamiento del problema fundamental.

En el capítulo 1 también se tiene el estado del arte requerido, como punto de referencia hacia las metas propuestas.

En el capítulo 2 se presenta la metodología utilizada y los aspectos teóricos que dan el sustento objetivo para llevar a cabo la totalidad de la investigación.

Posteriormente en el capítulo 3 se analizan los resultados obtenidos de las muestras de cada tablero.

En el capítulo 4 se presentan los resultados obtenidos de cada tablero y se mencionan los futuros trabajos de investigación ligadas al presente trabajo.

Finalmente en el capítulo 5 se complementa con pseudo-códigos, gráficas de simulación e información relevante dentro del desarrollo del trabajo final.

Capítulo 2

Fundamentación básica para la implementación del SIMCE.

2.1 Acondicionamientos de señal

Debido a que en la etapa inicial del sistema integrado de monitoreo se requiere hacer un tratamiento adecuada a las señales de entrada de tensión y corriente, es necesario especificar que las señales que deseamos medir permanezcan en un rango adecuado para los dispositivos de adquisición y procesamiento.

El caso particular de este trabajo de grado va monitorear circuitos que se encuentran a un nivel de tensión de 0-120 V ac, y los dispositivos de procesamiento de datos perciben señales de entre [0-5]VAc. y 5v DC. lo que significa que nuestro sistema de monitoreo contiene internamente un acondicionamiento de señal, con un arreglo de transformadores de corriente y de tensión y amplificadores operacionales, que permitan pasar de 120 V AC a un rango de 0 a 5V Ac, y señales DC a 2.5v.

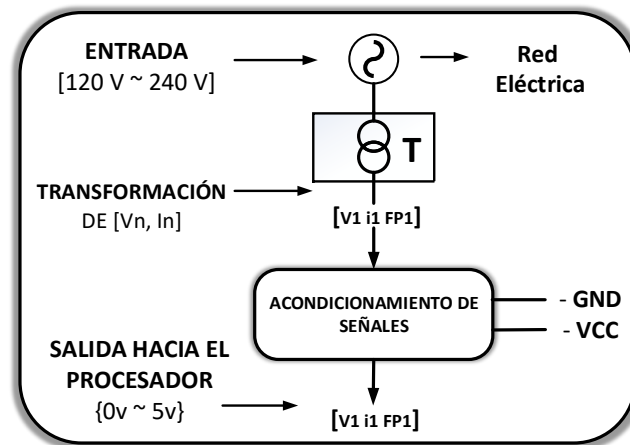


Figura 2.1 Esquema de transformación y acondicionamiento de señal.

Es importante también resaltar que puede utilizarse cualquier acondicionamiento que cumpla con los niveles de entrada requeridos por los dispositivos de procesamiento de datos, debido a que existen diversas formas de acondicionamiento de señal, esto se deja a conveniencia de cada autor y según sea la exigencia y la necesidad de cada aplicación en específico.

2.2 Medición de potencia bajo condiciones sinusoidales.

Las ecuaciones presentadas en el subcapítulo 2.2 son definiciones que se aplican para sistemas eléctricos en régimen sinusoidal permanente, en donde las formas de onda no tienen distorsión armónica [11].

Un ejemplo de la forma de onda de una señal sinusoidal se muestra en la Figura 2.1, formas

de onda comunes para sistemas en estado estacionario o permanente, o también llamado sistema ideal.

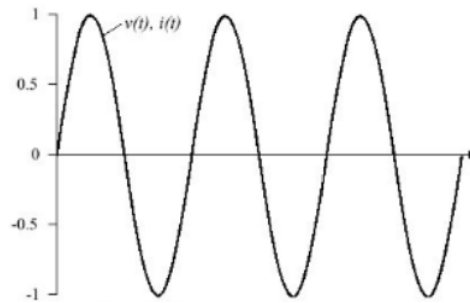


Figura 2.2 Formas de Onda Sinusoidales. Sin distorsión [14].

Las expresiones matemáticas que modelan los tipos de ondas sinusoidales tanto para la corriente como para la tensión son descritas a continuación.

Ecuación para la forma de onda sinusoidal de la tensión:

$$V = V_{rms} * \text{sen}(wt) \quad (2.1)$$

. Donde:

$$V_{rms} = \frac{V_{pico}}{\sqrt{2}} \quad (2.2)$$

y

$$I_{rms} = \frac{I_{pico}}{\sqrt{2}} \quad (2.3)$$

es valor eficaz de la forma de onda de la tensión y la forma de onda de la corriente respectivamente.

Ecuación para la forma de onda sinusoidal de la corriente:

$$I = I_{rms} * \text{sen}(wt \pm \theta_n) \quad (2.4)$$

Ecuación para la potencia activa en régimen sinusoidal permanente.

$$P = V_{rms} * I_{rms} * \cos(\theta_n) \quad (2.5)$$

Donde θ_n es el ángulo formado entre la tensión y la corriente.

Ecuación para la potencia Reactiva en régimen sinusoidal permanente

$$.Q = V_{rms} * I_{rms} * \text{sen}(\theta_n) \quad (2.6)$$

Donde θ_n es el ángulo formado entre la tensión y la corriente.

El factor de potencia es calculado con la siguiente expresión:

$$.Fp = \frac{P}{S} = \frac{P}{V_{rms} * I_{rms}} \quad (2.7)$$

Donde S es la potencia aparente y P la potencia activa.

Dado que el sistema que deseamos monitorear tiene contenido armónico en las formas onda, las ecuaciones anteriores pierden utilidad ya que normalmente las cargas de carácter electrónico introduce componentes frecuenciales, lo que significa que debemos usar ecuaciones para señales con forma de onda no sinusoidal [11].

2.3 Medición de Potencia bajo condiciones No Sinusoidales.

Los circuitos electrónicos de potencia tienen, normalmente, tensiones y/o corrientes que son periódicas pero no tienen formas de onda sinusoidales.

Generalmente se deben aplicar las definiciones básicas de potencia expuestas para formas de onda sinusoidales como las ecuaciones 2.1, 2.2, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6 y 2.7; Un error que se comete frecuentemente al realizar los cálculos de potencia es aplicar ecuaciones ideales para formas de onda sinusoidal, a formas de onda que no son sinusoidales [14].

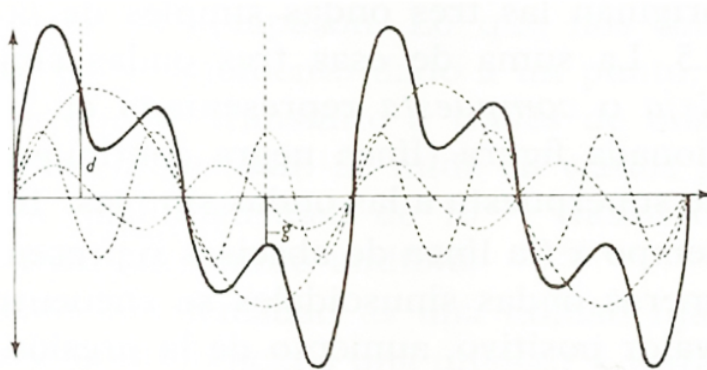


Figura 2.3 Formas de Onda No Sinusoidales. Con distorsión [14].

A continuación se proponen las ecuaciones encontradas en [11],[14] para determinar nuestros parámetros objeto de estudio y además se presentan diferentes métodos para el cálculo de la potencia eléctrica.

2.3.1 Cálculo del verdadero valor RMS de la Tensión

Las expresiones matemáticas para las formas de onda NO sinusoidales presentan ciertas variaciones con respecto a los sistemas ideales, por lo que cada expresión para describir la tensión y la corriente se presentan a continuación:

En primer lugar se describe la expresión para calcular el verdadero valor rms de la tensión

de nuestro sistema [14]:

$$V_{true-rms} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T V^2 dt} \quad (2.8)$$

Donde T es el periodo de la señal V.

El voltaje r.m.s verdadero a partir de una señal digitalizada [Vi], se encuentra descrito por la siguiente expresión:

$$V_{true-rms} = \sqrt{\frac{\sum_i^N V_i^2}{N}} \quad (2.9)$$

Donde N es el número de muestras tomadas es un periodo de tiempo T.

2.3.2 Medida del valor DC.

Otro parámetro importante dentro de los sistemas eléctricos es la medida del valor DC de las señales analógicas que estan muestreando.

Para formas de onda con distorsión armónica la expresión descrita en la literatura para el valor DC se muestra a continuación.

Para una señal continua y periódica en el tiempo V, el valor DC de la señal esta dada por el promedio de V en un periodo de tiempo T.

$$\bar{V} = \frac{1}{T} \int_0^T V dt \quad (2.10)$$

para determinar el mismo valor a partir de una señal digitalizada [Vi], se utiliza la siguiente expresión:

$$\bar{V} = \frac{\sum_i^N [V_i]}{N} \quad (2.11)$$

2.3.3 Cálculo del verdadero valor RMS de la Corriente.

La corriente es el parámetro mayor variación en todo el proceso, de todas nuestras variables, como consecuencia de la dinámica que se presenta en la carga en cada intervalo de tiempo. La ecuación 2.12 describe la expresión matemática que modela la forma de onda de la corriente dentro de este tipo de sistemas [14]:

$$I_{true-rms} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T I^2 dt} \quad (2.12)$$

Donde T es el periodo de la señal V.

El corriente r.m.s verdadero a partir de una señal digitalizada [In], se encuentra descrito por la siguiente expresión:

$$I_{true-rms} = \sqrt{\frac{\sum_i^N I_i^2}{N}} \quad (2.13)$$

Donde N es el número de muestras tomadas es un periodo de tiempo T.

2.3.4 Cálculo del Factor de potencia.

El concepto de factor de potencia esta relacionado con el desfase que existe entre la forma de onda de la tensión y la forma de onda de la corriente en cargas monofásicas.

Como nuestro sistema a monitorear son cargas residenciales, es posible que el factor de potencia sea netamente resistivo o igual a uno, o que presenta muy pocas variaciones.

Una de las técnicas para encontrar el desfase de una onda con respecto a otra; es detectando los cruces por cero (o eje X) de cada onda y medir el delta de tiempo que existe entre los dos cruces por el eje X, y convirtiendo esta diferencia en magnitudes angulares, donde finalmente es calculado el factor de potencia [14].

La técnica de detectores de cruce por cero fue de mayor facilidad en cuanto a la implementación del pseudo-código en el software.

2.3.5 Cálculo de la Potencia Activa.

Para el cálculo de la potencia activa, en la literatura encontramos la convergencia hacia una única expresión que modela este parámetro, es decir; existe un consenso [1][4][6] para definir la Potencia activa, y se define como la sumatoria de los aportes de potencia activa de cada componente armónica común tanto de la tensión como de la corriente, es decir:

$$P = \sum_n P_n \quad (2.14)$$

$$P = \sum_n V_{true-rms} I_{true-rms} \cos\theta_n \quad (2.15)$$

La potencia activa es calculada como el producto del verdadero valor r.m.s. del voltaje con el verdadero valor r.m.s de la corriente por el coseno del ángulo formado entre ellos:

$$P = V_{true-rms} I_{true-rms} \cos\theta_n \quad (2.16)$$

La expresión de la potencia activa es igual en régimen sinusoidal permanente que en régimen transitorio o régimen no sinusoidal, básicamente la diferencia radica en la diferencia entre las expresiones de la tensión y de la corriente.

La potencia activa bajo condiciones no sinusoidales pero bajo condiciones periódicas de las señales está definida por:

$$P = \sum_n P_n \quad (2.17)$$

$$P = \sum_n V_n I_n \cos\theta_n \quad (2.18)$$

Donde los valores de V_n e I_n son los valores armónicos de voltaje y corriente r.m.s. de orden n y donde θ_n es el ángulo de desfase entre los diferentes armónicos.

2.3.6 Ecuación para la Potencia Reactiva.

En el último siglo se han publicado muchas propuestas y teorías para definir las propiedades de la potencia en condiciones no sinusoidales. Incluso algunos autores [12] y [14], incluyen resúmenes de los métodos propuestos, por lo que no se profundizará en este tema.

Para la potencia reactiva no existe un consenso similar, ya que algunas propuestas cumplen con unas características y restricciones y otras no [12][14].

En nuestro sistema adoptamos la definición de potencia reactiva propuesta por C. Budeanu [12].

de tal forma la potencia reactiva esta dada por:

$$Q = \sum_n Q_n \quad (2.19)$$

$$Q = \sum_n V_n I_n \text{sen} \theta_n \quad (2.20)$$

Donde los valores de V_n e I_n son los valores armónicos de voltaje y corriente r.m.s. de orden n y donde θ_n es el ángulo de desfase entre los diferentes armónicos.

pero como ya se comentó la ecuación propuesta por Budeanu, no cumple con la definición de triangulo de potencia $S^2 = P^2 + Q^2$, de acuerdo con:

$$S^2 = \sum_n V_n^2 \sum_n I_n^2 \geq \left(\sum_n V_n I_n \cos \theta_n \right)^2 + \left(\sum_n V_n I_n \text{sen} \theta_n \right)^2 \quad (2.21)$$

La cantidad adicionada por Budeanu la llamó distorsión de potencia D de acuerdo con:

$$S^2 = P^2 + Q^2 + D^2 \quad (2.22)$$

Este término adicionado por la definición de Budeanu, puede compensar el factor de potencia al agregar a la red componentes inductivos o capacitivos.

Una vez interpretado cada expresión de las ecuaciones para nuestras variables eléctricas, encontrar los protocolos que permitan realizar una comunicación adecuada para mi sistema de monitoreo es tarea a seguir.

2.4 Protocolos de comunicación en microprocesadores.

Una vez se tengan los datos adquiridos de forma adecuada se debe implementar algún protocolo de comunicación que permita que los datos se transmitan y se almacenen de manera correcta, y que puedan usarse para todo tipo de plataforma. Al comenzar a usar el microcontrolador Atmega se deben entender las diferencias entre los diferentes tipos de interfaces de comunicación y protocolos asociados.

Dentro la comunicación serie o serial tenemos dos tipos de comunicación [23]:

una es la UART (recepción-transmisión asíncrona universal) que es uno de los protocolos serie más utilizados para sensores y microcontroladores. La mayoría de los microcontroladores disponen de hardware UART. Este hardware utiliza una línea de datos simple para transmitir y otra para recibir datos. Comúnmente, 8 bits de datos son transmitidos de la siguiente forma: un bit de inicio, a nivel bajo, 8 bits de datos y un bit de parada a nivel alto.

UART se diferencia de USART (SPI e I2C) en que uno es asíncrono y el otro es sincrónico. USART (recepción-transmisión sincrónica-asíncrona universal) significa que están sincronizados con señal de reloj. La velocidad de datos UART está limitado a 2Mbps.

SPI es un protocolo serie muy simple. Un maestro envía la señal de reloj, y tras cada pulso de reloj envía un bit al esclavo y recibe un bit de éste. Los nombres de las señales son por tanto SCK para el reloj, MOSI para el Maestro Out Esclavo In, y MISO para Maestro In Esclavo Out. Para controlar más de un esclavo es preciso utilizar SS (selección de esclavo).

SPI fue originalmente desarrollado por Motorola, ahora Freescale. El Bus SPI del inglés (Serial Peripheral Interface) es un estándar de comunicaciones, usado principalmente para la transferencia de información entre circuitos integrados en equipos electrónicos. El bus de interfaz de periféricos serie o bus SPI es un estándar para controlar casi cualquier dispositivo electrónico digital que acepte un flujo de bits serie regulado por un reloj (comunicación sincrónica).

Este bus incluye una línea de reloj, como dato entrante, un dato saliente y un pin de chip select, que conecta o desconecta la operación del dispositivo con el que uno desea comunicarse. De esta forma, este estándar permite multiplexar las líneas de reloj.

I2C es un protocolo sincrónico. I2C usa solo 2 cables, uno para el reloj (SCL) y otro para el dato (SDA). Esto significa que el maestro y el esclavo envían datos por el mismo cable, el cuál es controlado por el maestro, que crea la señal de reloj. I2C no utiliza selección de esclavo, sino direccionamiento.

Las líneas se llaman:

SDA: datos; SCL: reloj; GND: tierra

I2C no tiene limitaciones de velocidad, el maestro genera la velocidad de reloj y I2C provee de un mecanismo que si el esclavo es más lento es capaz de ponerse el maestro en modo de espera.

Los dispositivos conectados al bus I2C tienen una dirección única para cada uno. También pueden ser maestros o esclavos. El dispositivo maestro inicia la transferencia de datos y además genera la señal de reloj, pero no es necesario que el maestro sea siempre el mismo dispositivo, esta característica se la pueden ir pasando los dispositivos que tengan esa capacidad. Esta característica hace que al bus I2C se le denomine bus multimaestro.

I2C es un bus de comunicaciones en serie. Su nombre viene de Inter-Integrated Circuit (Inter-Circuitos Integrados). La versión 1.0 data del año 1992 y la versión 2.1 del año 2000, diseñado por la marca Philips. La velocidad es de 100 kbit/s en el modo estándar, aunque también permite velocidades de 3.4 Mbit/s. Es un bus muy usado en la industria, principalmente para comunicar microcontroladores y sus periféricos en sistemas integrados o sistemas embebidos y generalizando más para comunicar circuitos integrados entre si y que pueden residir en un mismo circuito impreso.

La principal característica de I2C es que utiliza dos líneas para transmitir la información: una para los datos y otra para la señal de reloj. También es necesaria una tercera línea, pero esta sólo es la referencia (masa). Como suelen comunicarse circuitos en una misma placa que comparten una misma masa esta tercera línea no suele ser necesaria.

Dentro de la implementación de nuestro sistema utilizamos la comunicación USART I2C, para la configuración Maestro-Eslavo entre los dispositivos de procesamiento de señales (esclavos) y el dispositivo de transmisión (Maestro), una de las razones es que requiere menos buses de información y por que es un protocolo que dispone de gran capacidad en velocidad de transmisión..

2.4.1 Modo de Transmisión de datos.

Los modos de transmisión de datos son una forma de caracterizar la transmisión de información dada entre dos o más equipos en un sistema de comunicaciones y depende básicamente de la dirección dada entre los intercambios y de la sincronización entre los buses Tx. y Rx.

Existen cuatro modos de transmisión, que son los siguientes:[23]

- Simplex (SX): Comunicación unidireccional. dada en la estación de un sistema que puede ser Tx. o Rx., pero no ambos.

Por ejemplo: La televisión, La radio comercial.

- Semiduplex (HDX - Half Duplex): Es aquella en donde la transmisión puede hacerse en dos direcciones, pero no al mismo tiempo. Tanto para transmitir (Tx) como para recibir (Rx) los datos. comparten una misma frecuencia. Una estación puede o enviar o puede recibir.

Por ejemplo: Los sistemas de radios de dos vías, (Walking-Talking), radios para comunicación.

- Dúplex total (FDX - Full Duplex): Pueden existir transmisiones en dos direcciones al mismo tiempo. Se conocen también como sistemas simultáneos de dos direcciones o líneas bilaterales. Existen dos frecuencias, por lo que una estación puede recibir y transmitir al mismo tiempo.

Por ejemplo: Enlaces WiFi.

- Dúplex total/general (F/FDX - Full/Full Duplex): Es posible transmitir y recibir de forma simultánea, pero no necesariamente entre las mismas estaciones.

Por ejemplo: Celdas de telefonía celular.

El modo de transmisión de datos implementado en el SIMCE es una comunicación Semiduplex ó Halfduplex, puesto que nuestros datos no se transmiten y se reciben datos al mismo tiempo por el mismo bus. Primero se coordina la transmisión de los datos y posteriormente se coordina la recepción adecuada de la información.

2.4.2 Medio de transmisión de datos.

Los medios de transmisión de datos pueden clasificarse en dos tipos, medio guiado que son por medio de cableado, y medio no guiado que hace referencia a comunicaciones inalámbricas [23].

Medios guiados: medios que confinan la señal a un medio en particular.

- Par trenzado (1 MHz).
- Cable coaxial (100 MHz).
- Guía de onda (microondas) (GHz).
- Fibra óptica (THz).

Medios no guiados: transmisión por medio de ondas electromagnéticas de antena a antena.

- Ondas electromagnéticas (de kHz a ultravioleta).
- Océanos.
- Atmósfera terrestre.
- Espacio.

El medio de transmisión y recepción de datos utilizado en la implementación del sistema de monitoreo es totalmente guiado, es decir todo se realiza a través de cableados y buses de los circuitos impresos.

2.5 Arquitectura de Red.

Definen la forma en que un punto A se conecta con un punto B. Existen tres arquitecturas básicas [23]:

- Maestro/Esclavo: Un nodo inicia y controla la sesión con uno o más dispositivos.
- Cliente/Servidor : Son servidores dedicados a dar soporte a clientes conectados a ellos. Alto desempeño, la seguridad es prioridad.
- Peer-to-peer (P2P): No hay servidores dedicados ni existen jerárquicas entre los equipos. Cada dispositivo actúa como un cliente y servidor a la vez. No hay administrador responsable de la red completa. La seguridad no es una prioridad. Decrementan el desempeño en función de la carga y el número de usuarios.

2.6 Topología de Red

La forma de interconectar cada una de las estaciones de nuestro sistema integrado describe una topología jerárquica o topología en árbol.

Existen 5 topologías básicas, aunque luego puedan darse híbridos entre estos distintos tipos:

- Topología de bus: Todas las estaciones conectadas a una dorsal principal. Es un tipo de topología pasiva. Basada en la contención de datos.
- Topología de estrella: Las estaciones se conectan a un concentrador o hub o a un conmutador de paquetes (switch). Centralización en la comunicación.
- Topología de anillo: Mueve la información en una dirección dentro de un anillo circular. Se considera topología activa ya que las estaciones retransmiten la información. El acceso a la red se otorga mediante un token.
- Topología de malla: Utiliza conexiones redundantes como estrategia de tolerancia a fallos. Cada dispositivo está conectado a todos. Más costosa, pero asegura la continuidad de la operación. Topología de árbol : Es una topología jerárquica. Similar a la topología en estrella, pero emplea un troncal para la interconexión entre niveles.

Capítulo 3

Estructura y desarrollo de la implementación propuesta.

3.1 Estructura de la metodología propuesta.

Una manera simple de ilustrar la estructura y el proceso del sistema integrado de monitoreo, es con un diagrama de bloques que describe de forma general el funcionamiento de cada una de las etapas.

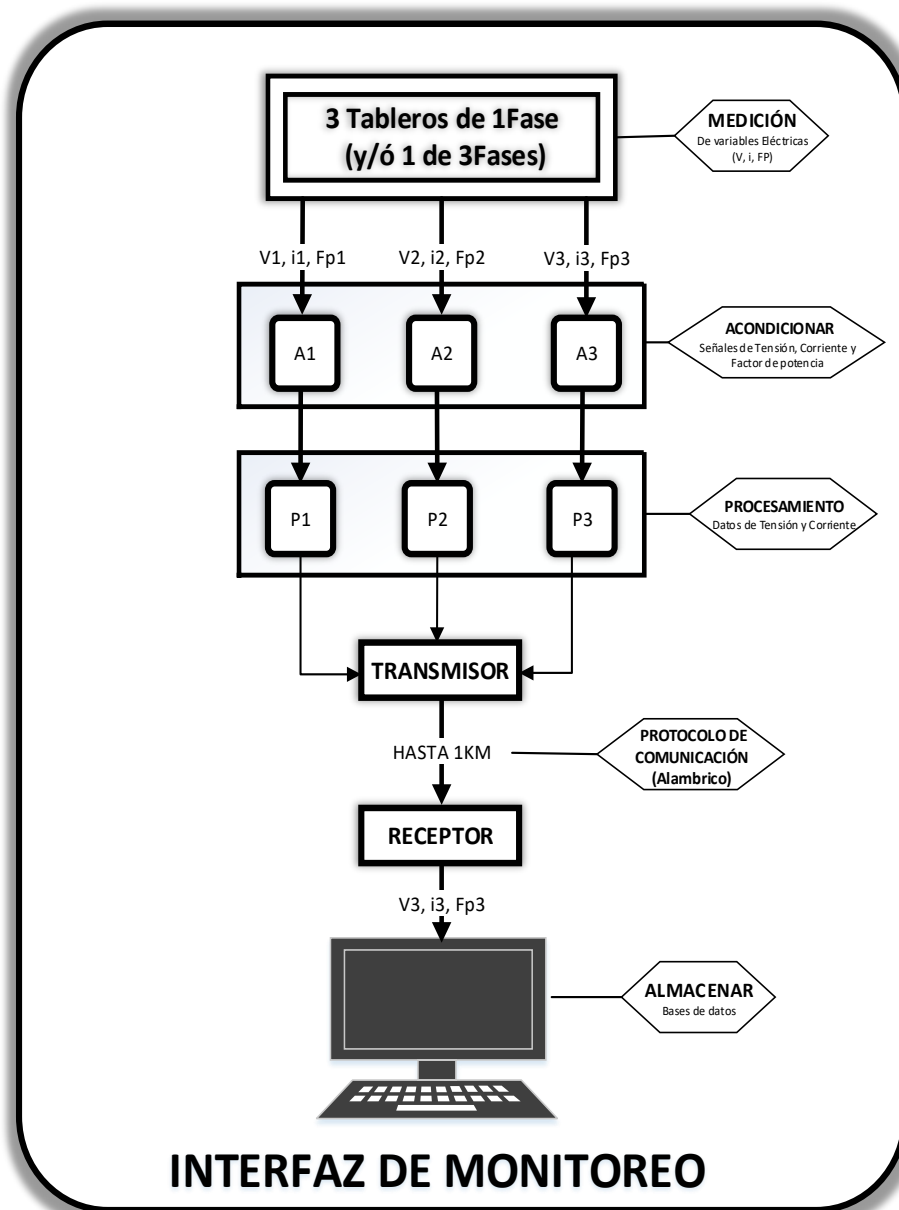


Figura 2.1 Esquema general del Sistema Integrado de monitoreo de Consumo Eléctrico (Residencial, Comercial e Industrial).

3.2 Desarrollo de la Metodología propuesta.

Una vez hemos determinado el sistema y las señales que deseamos monitorear, se procede a diseñar cada etapa de nuestro sistema con su respectiva simulación e implementación física.

Etapa 1, Consiste en realizar el diseño de forma manual y teórica de un acondicionamiento de las señales a monitorear, las simulaciones de cada diseño se hacen en el software PROTEUS y MULTISIM con el fin de verificar que efectivamente cada diseño cumpla con los requerimientos necesarios para implementar

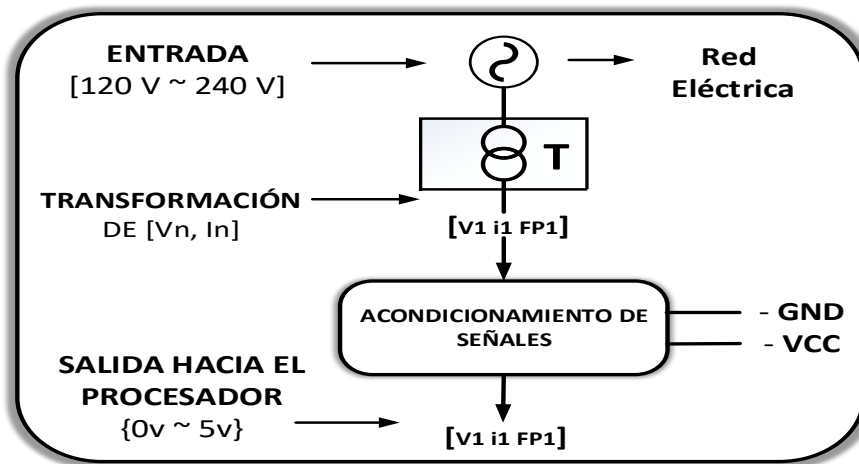


Figura 3.1. Etapa 1. Transformación y Acondicionamiento de señal.



Imagen 3.1.a de dispositivo de transformación y acondicionamiento correspondiente a la Etapa 1

físicamente el acondicionador de señales de tensión y corriente, y poder leer las variables en el dispositivo de adquisición de datos, el cual dispone de unas entradas analógicas en un rango entre [0v - 5v] cero y cinco voltios.

El acondicionamiento de señales es construido con transformadores de tensión (PT) y transformador de corriente (CT) no invasivo y un arreglo amplificadores operacionales.

Si nuestro sensor tiene una salida de -50mA a +50mA es necesario acondicionarlo a una salida de 0 a 5v. Esto se realiza convirtiendo la corriente en un voltaje de un rango -1v, +1v, luego amplificar a -2.5v,+2.5v y finalmente un sumador con un offset que elimine la parte negativa.

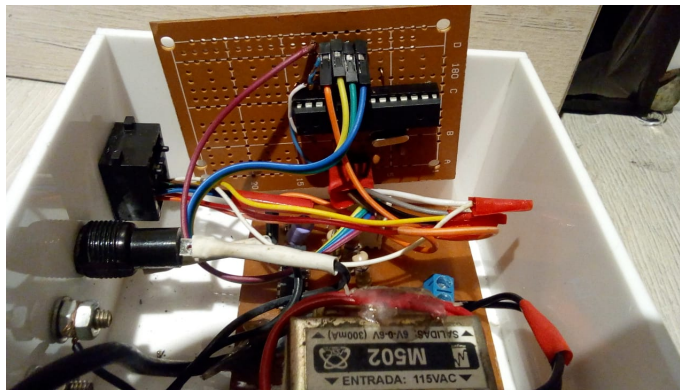


Imagen 3.1.b Dispositivo de transformación y acondicionamiento de señales de tensión.



Imagen 3.1.c Transformador de Corriente no invasivo de núcleo partido

Una vez tengamos nuestras señales de tensión y corriente acondicionadas en los rangos aceptados, inicia la **Etapa 2**; donde los datos obtenidos de los acondicionamientos de señal son llevados hasta el procesador, el cual es el encargado de realizar una conversión adecuada de las muestras y las deja a disponibles para el dispositivo transmisor.

El dispositivo de procesamiento de datos es basado en el microprocesador ATmega328 el cual es posible programar en la plataforma de Arduino. Este microprocesador se adecuo de forma independiente en una baqueta, para evitar la dependencia de la tarjeta arduino.

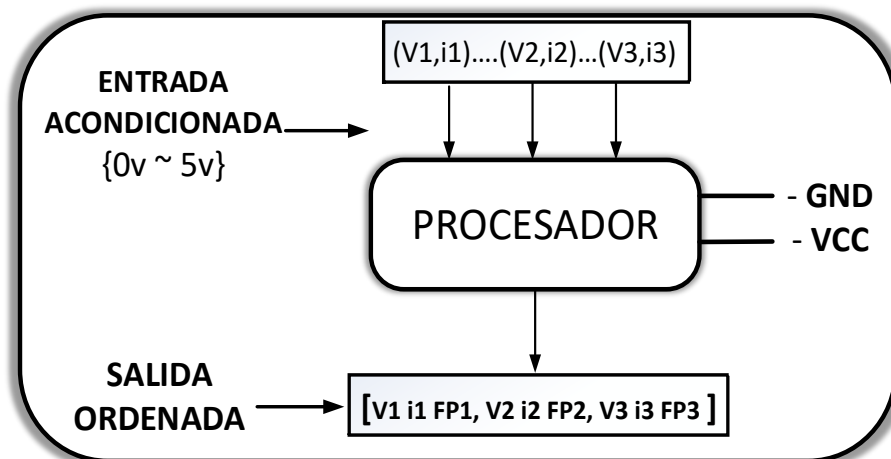


Figura 3.2. Etapa 2. Procesamiento de datos.

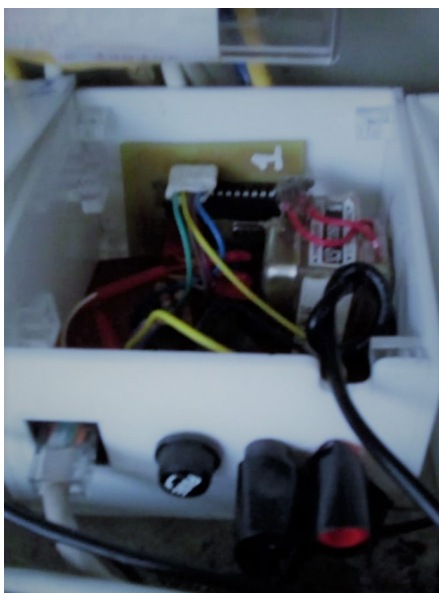


Imagen 3.2 Dispositivo de procesamiento de datos correspondiente a la Etapa 2

Debe aclararse que el dispositivo de acondicionamiento y de procesamiento de datos están ubicados en una misma caja.

En la **Etapa 3**, se inicia el protocolo de comunicación I2C entre los procesadores y el dispositivo de Transmisión para garantizar que las muestras se puedan tener de forma ordenada, esta comunicación es basada en la arquitectura de red Maestro-Eslavo.[23]

En este escenario el Transmisor tiene la función de Maestro y los procesadores funcionan como Esclavos, ya que el dispositivo transmisor es el que solicita constantemente al procesador los datos y además establece el tiempo para ordenar las muestras antes de ser enviadas.

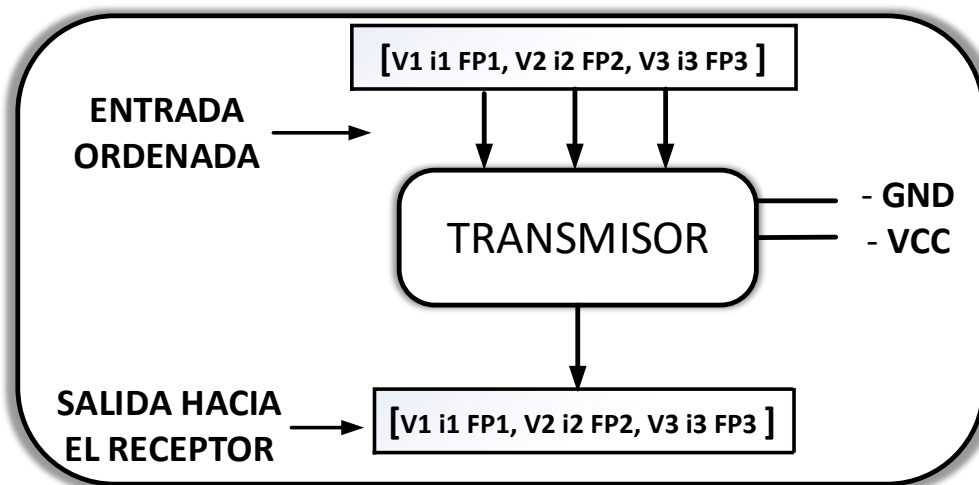


Figura 3.3. Etapa 3. Ordenamiento y Transmisión de datos.



Imagen 3.3 Dispositivo de transmisión de datos correspondiente a la Etapa 3

Etapla 4. Entre el dispositivo transmisor y el dispositivo receptor existe una separación de hasta 1 kilómetro, dependiendo de la ubicación entre el servidor que contiene la interfaz de la aplicación y los tableros eléctricos; Esta limitación se tiene al comunicar el sistema por medio guiado o medio cableado.

El medio guiado utilizado es un cable de par trenzado UTP el cual es conectado a un conversor TTL a RS485 el cual es conectado en ambos extremos del sistema, tanto en el transmisor de datos como en el receptor para garantizar que los datos enviados se reciban de manera correcta.

Estos dos dispositivos utilizan un protocolo de comunicación diferente al que se utiliza entre el transmisor y los procesadores; este es un protocolo de comunicación Rx-Tx simplex.

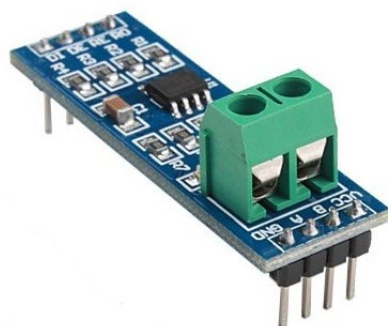


Imagen 3.4.1 Conversor TTL a RS485

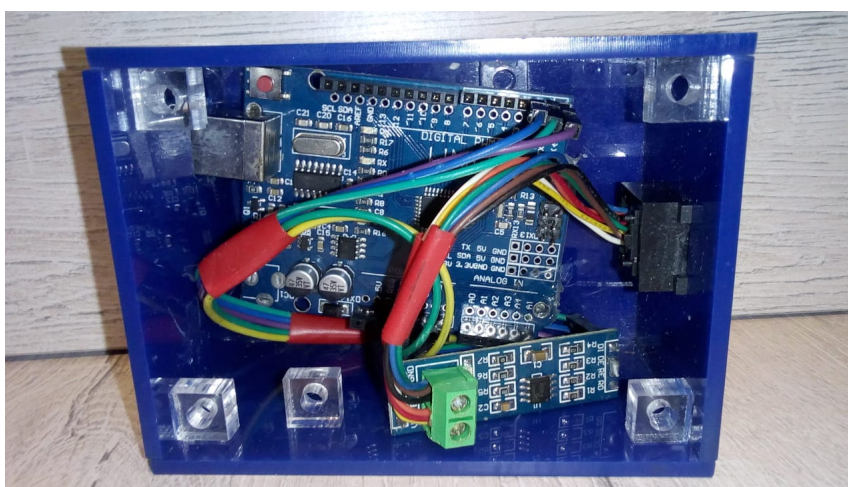


Figura 3.4.1 Conversor TTL a RS485 conectado a receptor.

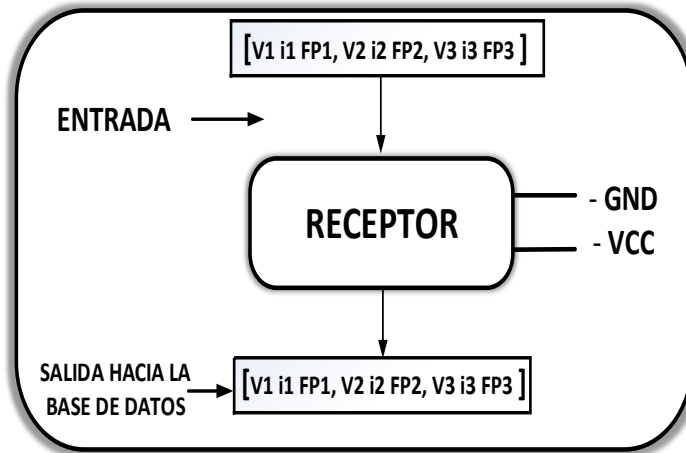


Figura 3.4.2 Etapa 4. Recepción de datos.

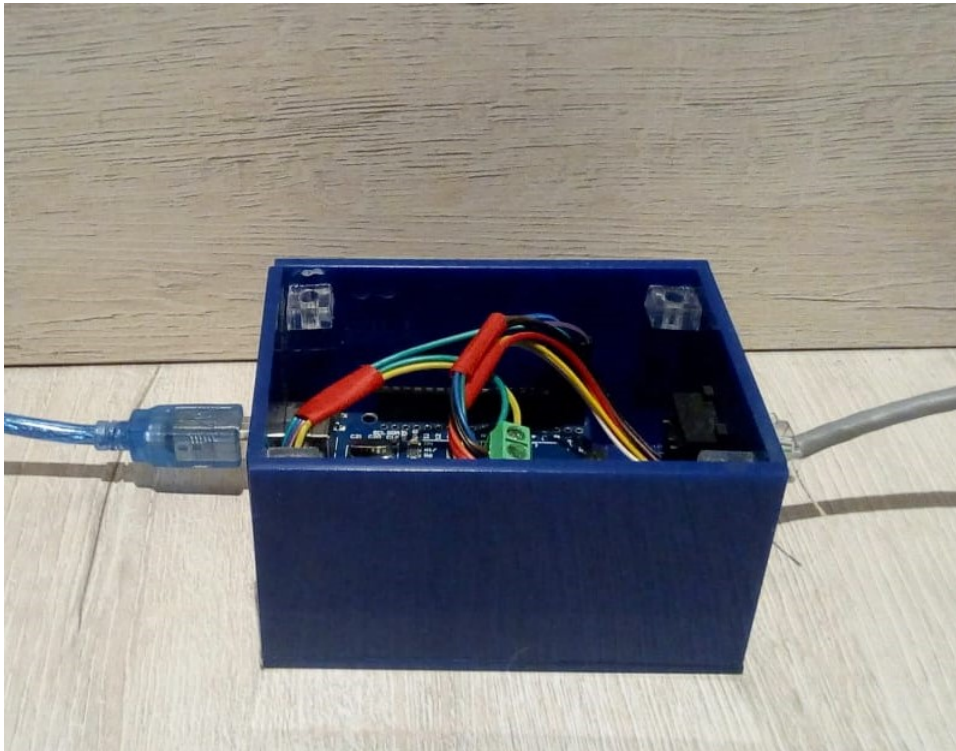


Imagen 3.4.2 Dispositivo de recepción de datos correspondiente a la Etapa 4

Etapa 5. En la estación de monitoreo se almacena toda la información obtenida de los tableros de distribución, se guardan los historiales de consumo eléctrico y se presentan en una interfaz gráfica, donde se ven las magnitudes y el comportamiento de las curvas de carga en tiempo real de las variables eléctricas.

La interfaz es realizada mediante una Guide de Matlab y el programa encargado de guardar los datos se hizo mediante un enlace entre Arduino, Python y Excel. Con Matlab lo que se hace es leer los datos de Excel y graficar en la interfaz.

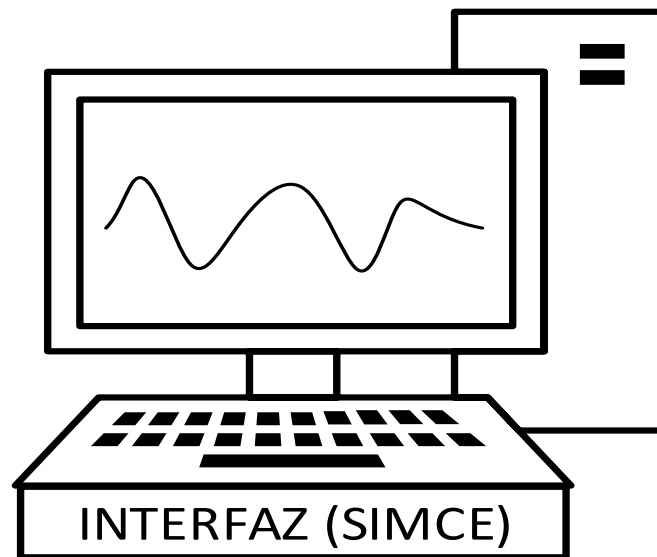


Figura 3.5. Etapa 5. Interfaz de monitoreo.

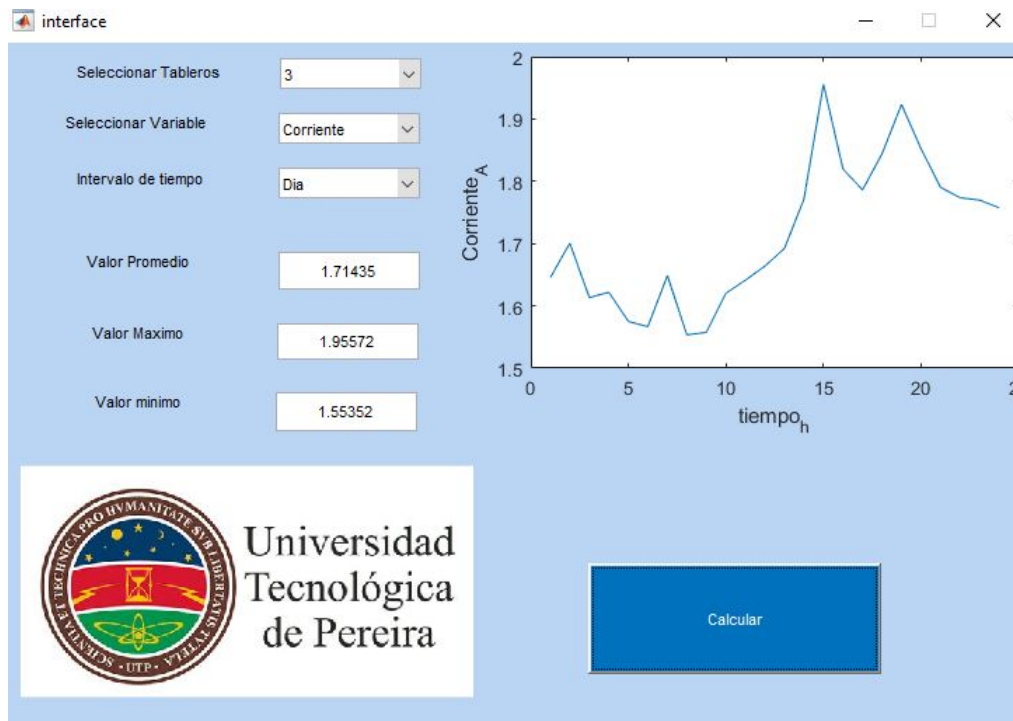


Imagen 3.5 Interfáz de usuario SIMCE correspondiente a la Etapa 5. Guide

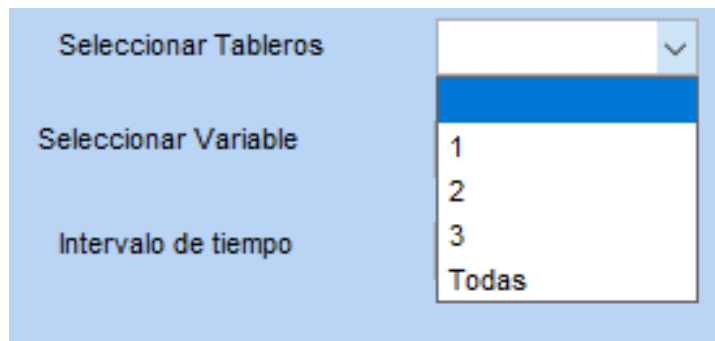


Imagen 3.6 La interfaz permite elegir el tablero que desea monitorear.

Es posible elegir uno de los tres tableros o también elegir monitorear todos los tableros simultáneamente.

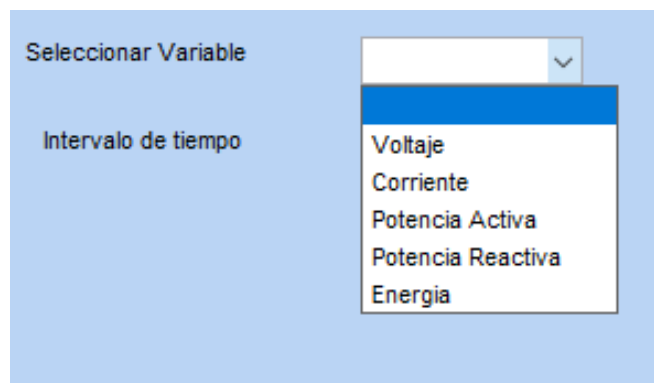


Imagen 3.7 La interfaz permite elegir la variable eléctrica que se desea monitorear.

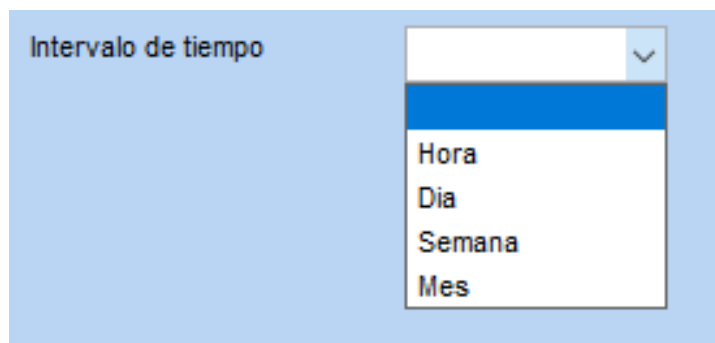


Imagen 3.8 La interfaz permite elegir el intervalo de tiempo que se desea monitorear.

Posteriormente a cada simulación por computador, en el software EAGLE se diseñan los PCB (Printer Circuit Board) circuitos impresos en baquela de los acondicionamientos de señal y de las fuentes de alimentación requeridas por nuestro medidor. cada baquela de cobre es ruteada en maquina de Control Numérico Computarizado (CNC).

3.2.1 Sistema de Prueba.

Se tienen 3 tableros monofásicos en la subestación de un edificio residencial, a una tensión de 120 Voltios, con una carga instalada de 7500 Watts. Cada tablero le pertenece a una vivienda diferente.

Se desea monitorear en tiempo real el consumo eléctrico de estos usuarios en un periodo de una semana, con el fin de encontrar que actividades dentro de cada hogar requieren mayor uso de la electricidad y a que horas y como puedo mejorar algunos hábitos de consumo energético.

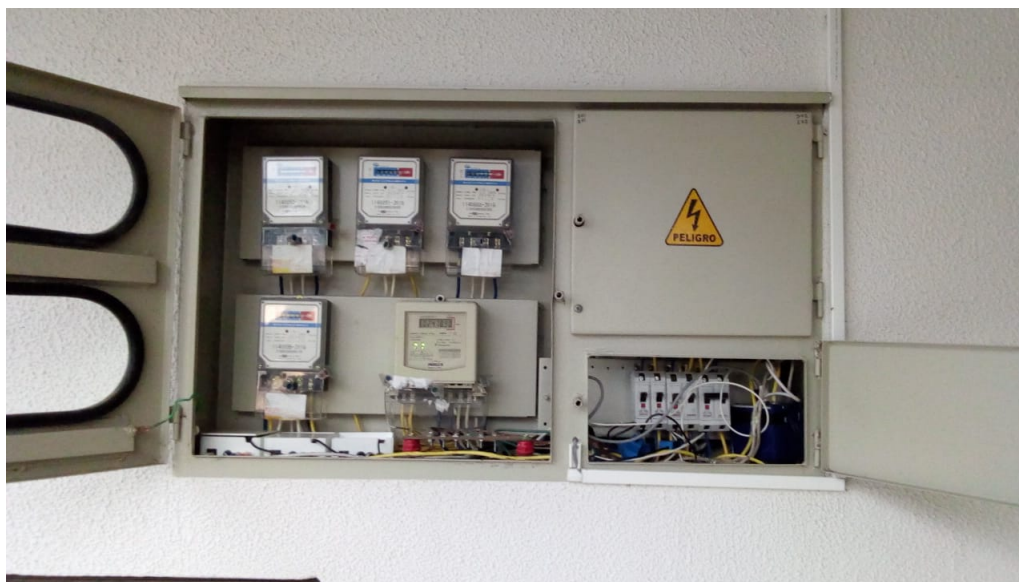


Imagen 3.2.1 Tableros monofásicos residenciales independientes.



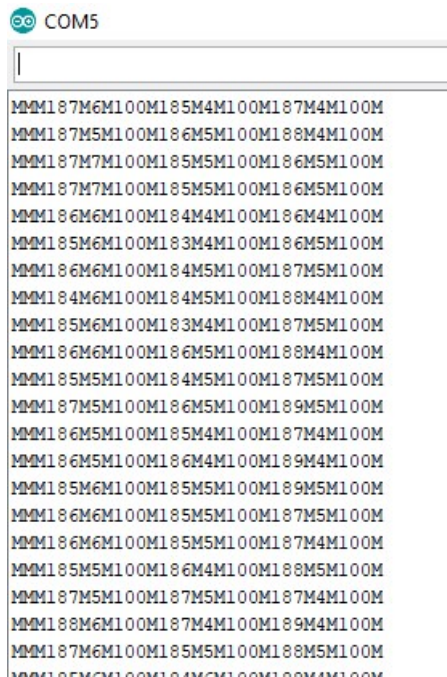
Imagen 3.2.2 Monitoreo de tableros por cable de par trenzado.

Capítulo 4

Análisis de Resultados

Con el propósito de sintetizar los resultados más importantes dentro de este trabajo de grado se anexan lo que son tablas de datos, como se recolectan las muestras, como se envían, como se reciben, como se guardan y como se interactúa con esta información desde la interfaz de usuario.

En ese orden de ideas se muestra como se tienen las muestras antes de ser enviadas a la estación de monitoreo.

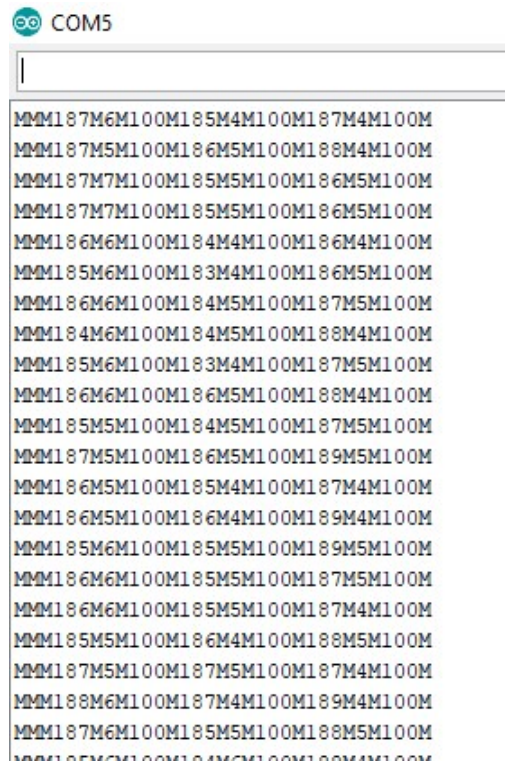


```
COM5
|
MMM187M6M100M185M4M100M187M4M100M
MMM187M5M100M186M5M100M188M4M100M
MMM187M7M100M185M5M100M186M5M100M
MMM187M7M100M185M5M100M186M5M100M
MMM186M6M100M184M4M100M186M4M100M
MMM185M6M100M183M4M100M186M5M100M
MMM186M6M100M184M5M100M187M5M100M
MMM184M6M100M184M5M100M188M4M100M
MMM185M6M100M183M4M100M187M5M100M
MMM186M6M100M186M5M100M188M4M100M
MMM185M5M100M184M5M100M187M5M100M
MMM187M5M100M186M5M100M189M5M100M
MMM186M5M100M185M4M100M187M4M100M
MMM186M5M100M186M4M100M189M4M100M
MMM185M6M100M185M5M100M189M5M100M
MMM186M6M100M185M5M100M187M5M100M
MMM186M6M100M185M5M100M187M4M100M
MMM185M5M100M186M4M100M188M5M100M
MMM187M5M100M187M5M100M187M4M100M
MMM188M6M100M187M4M100M189M4M100M
MMM187M6M100M185M5M100M188M5M100M
MMM185M6M100M184M5M100M188M4M100M
```

Tabla 4.1.1 Tabla de datos a transmitir

Las tres primeras columnas corresponden a la tensión, corriente y factor de potencia del tablero 1. las columnas 4,5 y corresponden a la tensión, corriente y factor de potencia del tablero 2 y las ultimas tres columnas corresponden al tablero 3.

Con la imagen 4.2 se confirma que los datos son recibidos de forma correcta.



```

COM5
|
|
|
MMM187M6M100M185M4M100M187M4M100M
MMM187M5M100M186M5M100M188M4M100M
MMM187M7M100M185M5M100M186M5M100M
MMM187M7M100M185M5M100M186M5M100M
MMM186M6M100M184M4M100M186M4M100M
MMM185M6M100M183M4M100M186M5M100M
MMM186M6M100M184M5M100M187M5M100M
MMM184M6M100M184M5M100M188M4M100M
MMM185M6M100M183M4M100M187M5M100M
MMM186M6M100M186M5M100M188M4M100M
MMM185M5M100M184M5M100M187M5M100M
MMM187M5M100M186M5M100M189M5M100M
MMM186M5M100M185M4M100M187M4M100M
MMM186M5M100M186M4M100M189M4M100M
MMM185M6M100M185M5M100M189M5M100M
MMM186M6M100M185M5M100M187M5M100M
MMM186M6M100M185M5M100M187M4M100M
MMM185M5M100M186M4M100M188M5M100M
MMM187M5M100M187M5M100M187M4M100M
MMM188M6M100M187M4M100M189M4M100M
MMM187M6M100M185M5M100M188M5M100M
MMM185M6M100M184M5M100M188M4M100M

```

Tabla 4.1.2 Tabla de datos Recibidos.

Una vez se tenga certeza de que los datos se envíen y se reciban correctamente se ejecuta el aplicativo de Python para que las muestras sean guardadas de Arduino a Excel.

584	2018/06/13-11:54:51	186	19	100	182	111	100	190	164	100
585	2018/06/13-11:54:57	184	20	100	180	117	100	188	141	100
586	2018/06/13-11:55:03	183	22	100	179	114	100	188	132	100
587	2018/06/13-11:55:08	185	19	100	181	121	100	189	161	100
588	2018/06/13-11:55:14	185	27	100	181	112	100	190	145	100
589	2018/06/13-11:55:19	183	18	100	180	120	100	189	157	100
590	2018/06/13-11:55:25	184	18	100	179	116	100	187	140	100
591	2018/06/13-11:55:31	184	19	100	179	113	100	188	131	100
592	2018/06/13-11:55:36	184	19	100	179	117	100	188	145	100
593	2018/06/13-11:55:42	183	19	100	179	112	100	189	140	100
594	2018/06/13-11:55:47	183	22	100	180	115	100	189	190	100
595	2018/06/13-11:55:53	184	20	100	181	116	100	190	155	100
596	2018/06/13-11:55:59	184	23	100	179	115	100	188	144	100
597	2018/06/13-11:56:04	185	19	100	180	112	100	187	139	100
598	2018/06/13-11:56:10	185	30	100	181	110	100	190	133	100
599	2018/06/13-11:56:15	184	23	100	180	114	100	188	144	100
600	2018/06/13-11:56:21	186	20	100	181	120	100	188	135	100
601	2018/06/13-11:56:27	185	21	100	181	121	100	189	166	100
602	2018/06/13-11:56:32	185	17	100	182	118	100	189	141	100
603	2018/06/13-11:56:38	186	20	100	181	120	100	188	142	100
604	2018/06/13-11:56:43	185	28	100	181	115	100	188	139	100
605	2018/06/13-11:56:49	185	18	100	181	120	100	189	139	100
606	2018/06/13-11:56:55	184	20	100	181	122	100	190	149	100
607	2018/06/13-11:57:00	183	19	100	180	116	100	190	136	100
608	2018/06/13-11:57:06	184	22	100	181	112	100	188	165	100
609	2018/06/13-11:57:11	185	19	100	180	116	100	188	150	100
610	2018/06/13-11:57:17	183	21	100	180	114	100	190	149	100
611	2018/06/13-11:57:23	185	17	100	182	116	100	188	140	100

Tabla 4.1.3 Tabla de datos guardados en Excel.

```

60 valor ingresado [10:03:37]
61 valor ingresado [10:03:43]
62 valor ingresado [10:03:48]
63 valor ingresado [10:03:54]
64 valor ingresado [10:03:59]
65 valor ingresado [10:04:05]
66 valor ingresado [10:04:11]
67 valor ingresado [10:04:16]
68 valor ingresado [10:04:22]
69 valor ingresado [10:04:27]
70 valor ingresado [10:04:33]
71 valor ingresado [10:04:39]
72 valor ingresado [10:04:44]
73 valor ingresado [10:04:50]
74 valor ingresado [10:04:55]
75 valor ingresado [10:05:01]
76 valor ingresado [10:05:07]
77 valor ingresado [10:05:12]
78 valor ingresado [10:05:18]
79 valor ingresado [10:05:23]
80 valor ingresado [10:05:29]
81 programa finalizo correctamente..
    
```

Tabla 4.1.3 Aplicativo de Python que guarda los datos en Excel tomados en Arduino.

En última instancia los resultados predominantes dentro del SIMCE, están directamente relacionados a la interacción de la aplicación con el usuario final y son los comportamientos de las curvas de carga de cada tablero y los valores representativos del sistema como tensión máxima, corriente máxima, costo de energía por tiempo entre otras.

Es así que las gráficas y los valores representativos son presentados en las siguientes tablas y figuras.

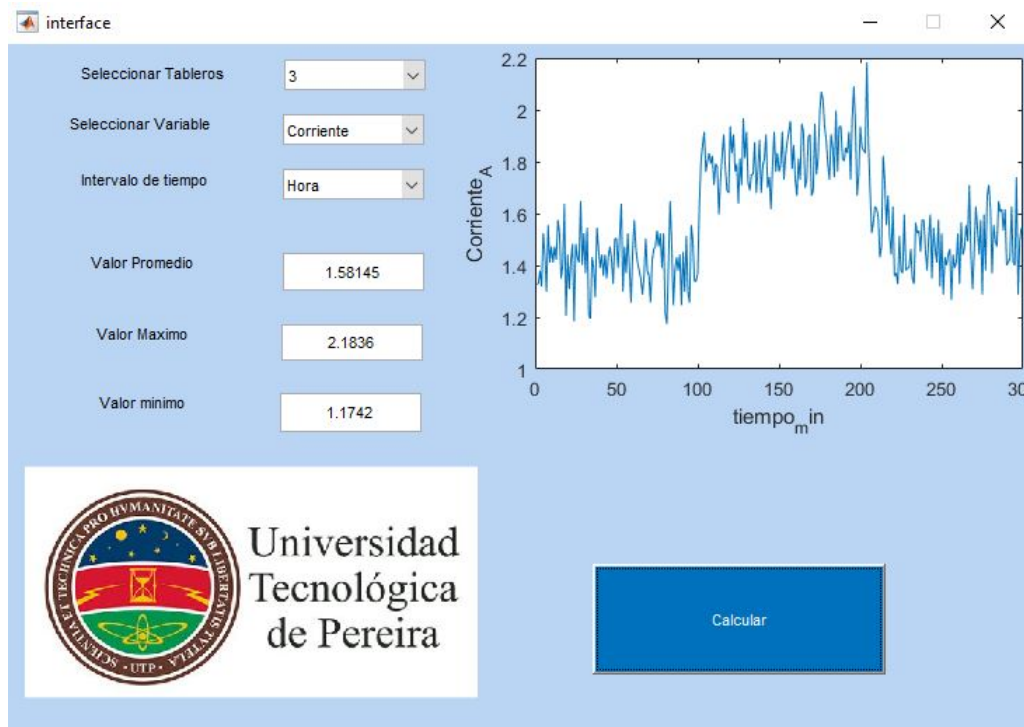


Imagen 4.1 En la interfaz se muestra la corriente del tablero 2. en el intervalo de una hora. La tabla 4.1 muestra las magnitudes de tensión, corriente y potencia de cada tablero en un periodo de una hora. Esta gráfica se muestra con mayor definición, debido a que se genero

con alrededor de 644 muestras por hora.

Tabla 4.1: Tensión, Corriente y Potencia - por Hora

Tablero	Vrms	Ipico	Potencia (W)
Tablero 1	121.1 V	2.2 A	266.42 W
Tablero 2	120.9 V	3.5 A	423.15 W
Tablero 3	121.2 V	2.6 A	315.12 W

Se tabulan algunos datos que arroja la interfaz, para evitar subir imágenes para cada caso y quede cargado de imágenes el texto.

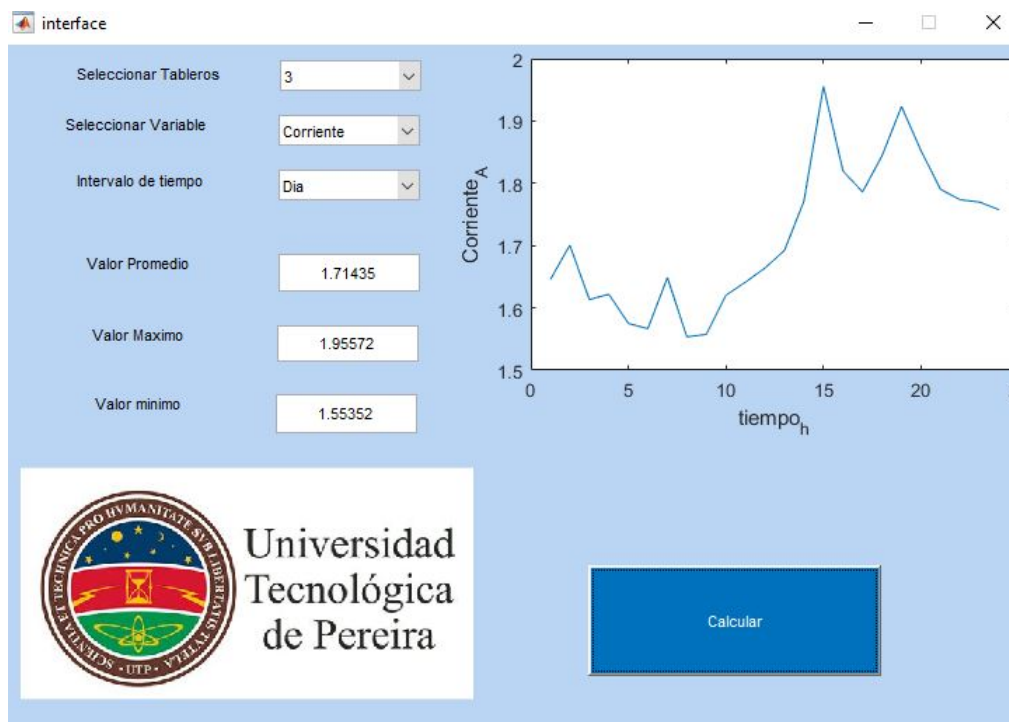


Imagen 4.2 En la interfaz se muestra la corriente del tablero 2. en el intervalo de un día.

La tabla 4.2 muestra las magnitudes de tensión, corriente y potencia de cada tablero en un periodo de un día.

Tabla 4.2: Tensión, Corriente y Potencia - por día

Tablero	Vrms	Ipico	Potencia (W)
Tablero 1	122.1 V	6.2 A	757.02 W
Tablero 2	121.9 V	3.7 A	451.03 W
Tablero 3	122.2 V	5.6 A	684.32 W

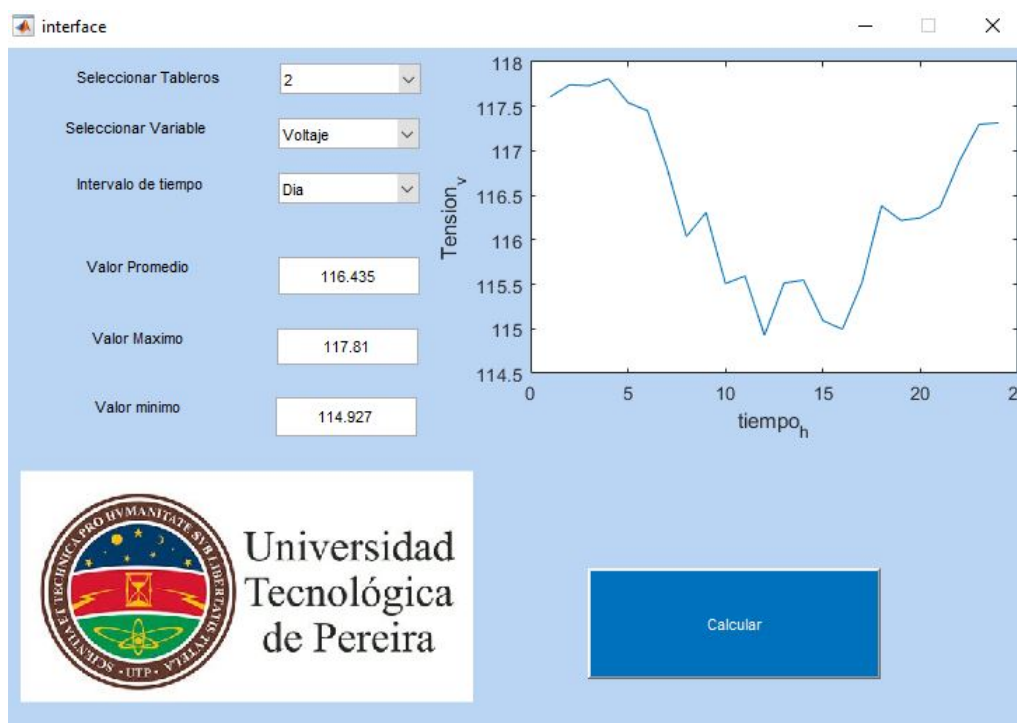


Imagen 4.3 En la interfaz se muestra la tensión del tablero 2. en el intervalo de un día.

La tabla 4.3 muestra las magnitudes de tensión, corriente y potencia de cada tablero en un periodo de una semana.

Tabla 4.3: Tensión, Corriente y Potencia - por semana

Tablero	Vrms	Ipico	Potencia (W)
Tablero 1	121.7 V	7.7 A	937.09 W
Tablero 2	121.9 V	5.3 A	646.7 W
Tablero 3	121.2 V	7.2 A	872.64 W

Otros resultados que acompañan los datos tabulados, son las gráficas de tensión, corriente y energía obtenidas desde la interfaz de la aplicación.

Capítulo 5

Conclusiones

Este proyecto ha contribuido de manera importante en la etapa de transición hacia el desarrollo de nuevos dispositivos que se pueden integrar en la red eléctrica actual y aportar en cierta medida hacia los lineamientos trazados por el concepto de SMART GRID.

Un aspecto relevante, es que se han convertido en herramientas económicamente accesibles, lo que implicaría un proceso de cambio mucho más ameno y aplicable en todos los sectores comerciales, industriales y residenciales.

De esta forma se ha podido determinar los elementos que hacen parte del concepto de redes eléctricas interactivas y los beneficios que dichas tecnologías nos ofrecen para el mejor uso de un factor importante como lo es la energía eléctrica.

El estudio y la interpretación del estado del arte nos brindó la capacidad de hacer efectiva la implementación de cada una de las etapas planeadas y simuladas y que permitieran cumplir todos los objetivos trazados inicialmente, de tal manera que se logra la estructuración de un sistema de medición y monitoreo de consumo eléctrico. Dada también la variedad de alternativas de comunicación y de diseño que estos sistemas pueden adquirir

En primer medida se ejecutaron las labores de las implementaciones de cada dispositivo siguiendo estrictamente lo diseñado en las simulaciones. Como resultado de ello se hizo posible la construcción y puesta en marcha de cuatro dispositivos que conforman el sistema integrado de monitoreo de consumo eléctrico SIMCE que son los siguientes:

- Acondicionador de señales. - Procesador de datos. - Transmisor datos. -Receptor datos.

Además los programas de software inmersos en cada uno de estos dispositivos de acuerdo a su funcionalidad también se logró la interfaz para la interacción del usuario con el sistema de monitoreo.

En segunda medida se pudo determinar el alcance obtenido con el presente trabajo y los futuros trabajos de investigación con el propósito de mejorar los sistemas de monitoreo de

variables eléctricas y tomar en cuenta que tecnología se deben usar para aplicaciones en específico.

5.1 Futuros trabajos de investigación

Uno de los aspectos de mayor consideración y que nos deja mayor satisfacción en el desarrollo de este trabajo es que el sistema integrado de monitoreo de consumo eléctrico (SIMCE) permite cualquier escalabilidad posible y deseada; desde mejorar los acondicionamientos de las señales de tensión y corriente, hasta adaptar cualquier tipo de protocolo de comunicación por medios de transmisión guiados y medios de transmisión no guiados, de acuerdo a la aplicación requerida.

A continuación se presentan algunas de las posibilidades que quedan al alcance para cualquier aplicación y que pueden utilizar las herramientas brindadas a lo largo del presente trabajo:

- Uno de los mayores retos percibidos dentro de los alcances y mejoras del sistema integrado de monitoreo de consumo eléctrico (SIMCE) es adaptarlo para el concepto fundamental de SMART GRID y es lograr un sistema de monitoreo bidireccional y permita obtener medidas de tensión y corriente en las dos direcciones del flujo de potencia, ya que actualmente el sistema esta diseñado para censar el flujo de potencia en una sola dirección.
- Uno de los principales puntos de llegada al realizar un sistema de monitoreo de consumo eléctrico; era crear una plataforma web para monitorear las bases de datos obtenidas de cada tablero o subestación y permitirle a los usuarios ver el estado de consumo energético de su empresa o lugar de residencia en tiempo real, de tal forma que pueda mantenerse informado y pueda regular los malos hábitos del uso de la electricidad.
- El sistema integrado de monitoreo permitirá visualizar todos los tableros eléctricos (monofásicos) de distribución de un edificio residencial (de n pisos) en un entorno propio y almacenar todos los historiales de consumo de cada usuario, con el propósito de tener de forma mas detallada y en tiempo real cuales son los días de mayor consumo y poder hacer comparaciones entre las curvas de carga de cada residencia.
- Al sistema integrado de monitoreo (SIMCE) se le podrá acondicionar un dispositivo que permita realizar maniobras de conexión y desconexión remota del servicio eléctrico.
- El sistema integrado de monitoreo de consumo eléctrico (SIMCE) puede adaptarse para centros comerciales en las subestaciones y permitirá visualizar todos los tableros eléctricos (trifásicos) de distribución de un edificio residencial (de n pisos) en un entorno propio y almacenar todos los historiales de consumo de cada usuario, con el propósito de tener de forma mas detallada y en tiempo real cuales son los días de mayor consumo y poder hacer comparaciones entre las curvas de carga de cada residencia.

Capítulo 6

Anexos

6.1 Esquemáticos y PCB's

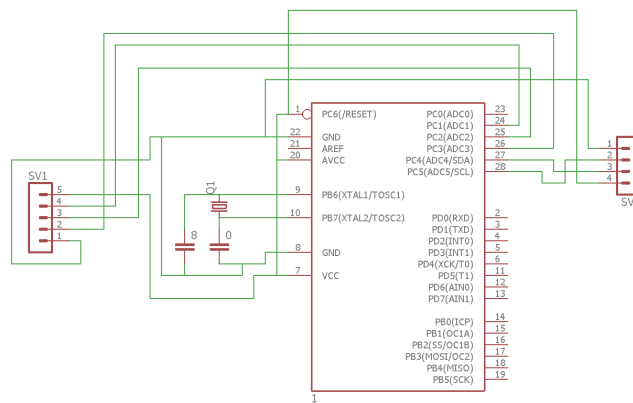


Imagen 6.1 Diagrama esquemático de conexiones del procesador de datos con Atmega328

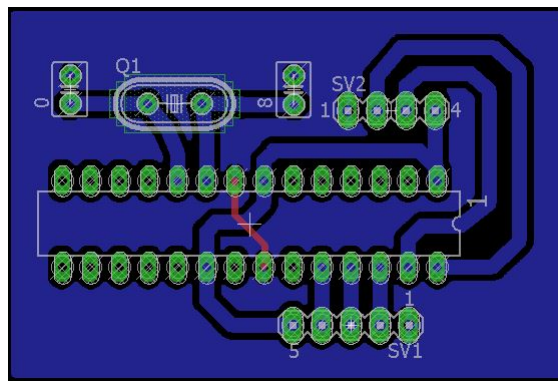


Imagen 6.2 PCB de procesador de datos.

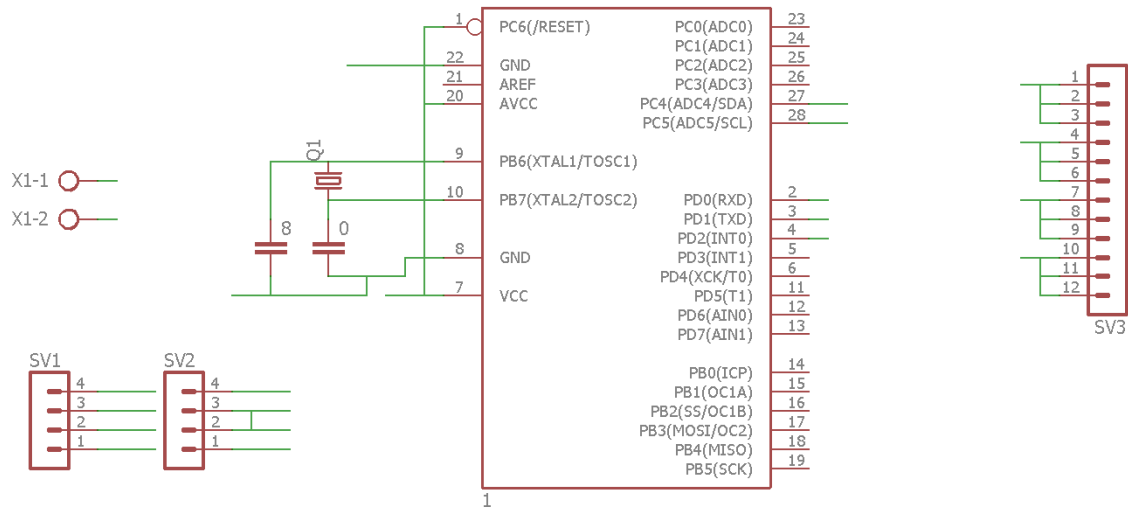


Imagen 6.3 Diagrama esquemático de conexiones del Transmisor de datos con Atmega328

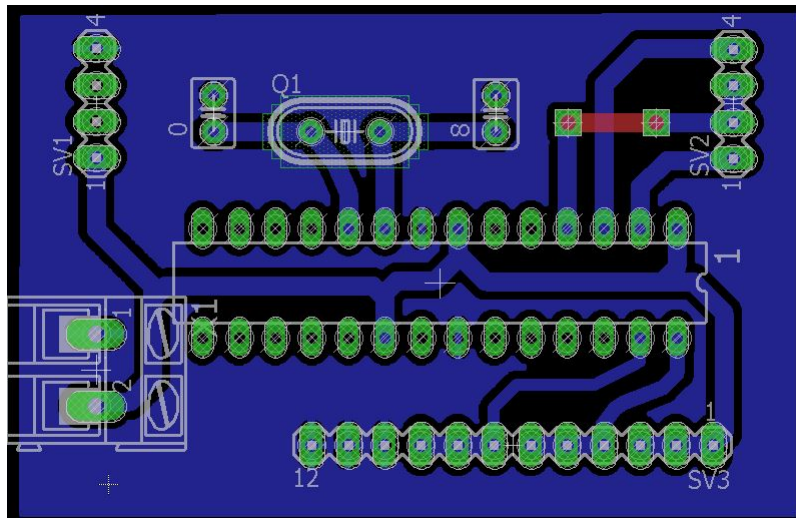


Imagen 6.2 PCB de Transmisor de datos.

6.2 Códigos de programación.

6.2.1 Código para el transmisor de datos

Este código se carga en la plataforma de Arduino al microprocesador Atmega328, para transmitir de forma ordenada los datos una distancia de un kilómetro.

```
include <Wire.h>
int i=0,slave=1, linea=0,cont1=0;
int j=0, fin=0;
const int EnTxPin = 2; // HIGH:TX y LOW:RX
void setup()
Wire.begin();
Serial.begin(9600);
Serial.setTimeout(100); //establecemos un tiempo de espera de 100ms
pinMode(EnTxPin, OUTPUT);
digitalWrite(13,LOW);
digitalWrite(EnTxPin,LOW); // Receptor
void loop()
digitalWrite(EnTxPin,LOW); // Receptor
digitalWrite(13,LOW);
if(Serial.available())
if(Serial.read()=='M') //Si recibimos el inicio de trama

digitalWrite(EnTxPin,HIGH); // Transmisor
delay(100);
Wire.requestFrom(slave,1);
while(Wire.available())
if (cont1!=3)
Serial.print("I"); //inicio de trama
Serial.print("S");

int Datos = Wire.read();
if(Datos=='A' slave==1)cont1=0;slave=2;
else if(Datos=='B' slave==2)cont1=0;slave=3;
else if(Datos=='C' slave==3)
cont1=0;Serial.print("I");Serial.print("S");
Serial.println(0);delay(10);slave=1;digitalWrite(13,HIGH);
else
Serial.print(Datos);
cont1=cont1+1;
delay(10);
```

```
digitalWrite(13,HIGH);
```

```
digitalWrite(EnTxPin,LOW); // Receptor
```

6.2.2 Código para el receptor de datos

Este código se carga en la plataforma de Arduino al microprocesador Atmega328, para recibir de forma ordena los datos que se transmiten a una distancia de un kilometro.

```
const int EnTxPin = 2;
int mensaje=0,cont1=0;
void setup()
Serial.begin(9600);
pinMode(EnTxPin, OUTPUT);
digitalWrite(EnTxPin, HIGH); // Transmisor
void loop()
if (cont1==0)
digitalWrite(EnTxPin, HIGH); // Transmisor
delay(10);
Serial.print("M");
delay(10);
digitalWrite(EnTxPin, LOW); //Receptor
delay(100);cont1=1;
else
if(Serial.available())
if(Serial.read()=='I') //Si recibimos el inicio de trama

char funcion=Serial.read();//leemos el carácter de función
if(funcion=='S')
mensaje=Serial.parseInt();
if (mensaje==0)Serial.println(" ");
elseSerial.print(mensaje);

delay(10);

digitalWrite(EnTxPin, HIGH); // Transmisor
cont1=0;
```

6.2.3 Código para genera archivos .xls

Este código se carga en la plataforma Python para generar los archivos donde se guardara posteriormente toda la información recolectada de cada medidor.

```

import serial,time, csv,xlwt, datetime,os
arduino = serial.Serial('COM5', 9600)

wb = xlwt.Workbook()
ws = wb.add_sheet('HOJA1')
contador = 0;
r = input('INGRESE LA CANTIDAD DE DATOS A TOMAR :')
fecha = datetime.datetime.now().strftime
NOMBRE_ARCHIVO = fecha + '_M' + r + '.xls'

def vectorFechaHora():
hora=datetime.datetime.now().strftime
return hora

def fechaHora():
hora=datetime.datetime.now()
return hora

def esHoraEnPunto(fecha):
minutos=fecha.strftime
if(minutos=='00'):
return 1
else:
return 0

def crearNombre(fecha): return fecha.strftime
def guardar(valores,pos_y, s, NOMBRE_ARCHIVO) :
if(len(valores) == 13) :
try :
fechahora = datetime.datetime.now()
hora = fechahora.strftime
ws.write(pos_y, 0, fechahora.strftime
for pos_x in range(9) :
ws.write(pos_y, pos_x + 1, int(valores[pos_x + 3]))
wb.save(NOMBRE_ARCHIVO)
print(s, 'valor ingresado [' + hora + ']')

```

```
except ValueError :
print('Error al guardar')
if (r) :
inicio = fechaHora()
nombre = crearNombre(inicio)
for in range(int(r) + 1) :
try :
rawString = arduino.readline()
intento = fechaHora()
vector = rawString.decode().split('M')
if (esHoraEnPunto(intento)) :
nombre = crearNombre(intento)
guardar(vector, contador, contador, nombre)
contador + = 1
except ValueError :
print('Error de lectura')

input('El programa finalizó correctamente....')

arduino.close()
```

Capítulo 7

Referencias

- [1] V.E. Pérez, Estudio preliminar sobre la viabilidad de la implementación de medidores inteligentes de energía en los estratos 1,2 y 3 de Cali, Ing tesis, Facultad de Ingeniería, Elect. Eng, Escuela de ingeniería eléctrica y electrónica, Santiago de Cali, 2013.
- [2] Enel distribución, Sistema de medición inteligente, [Fecha de consulta: 25 de febrero de 2017].[Online]. Available: <http://www.eneldistribución.cl>
- [3] G. Piedras, El modelo de información común para un sistema de distribución inteligente, Ing thesis, Facultad de Ingeniería, Universidad nacional autónoma de México, Diciembre 2015.
- [4] Medición inteligente, Codensa grupo Enel, [Online],[Fecha de consulta: 23 enero 2017], Available: <https://www.codensa.com.co/medidor-de-energia-inteligente/>
- [5] Smart Grids Colombia visión 2030, Mapa de ruta para la implementación de redes inteligentes en colombia, Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), Abril 2016,[Fecha de consulta: 23 febrero 2017].[online], Available: <http://www1.upme.gov.co/>
- [6] F. Casellas, G Velzaso and F. Guinjoan, El concepto de smart metering en el nuevo escenario de distribución eléctrica, Dept denginyeria electrónica (DEE), Univ. Politécnica de Catalunya (UPC), Barcelona españa.
- [7] G. Cianiri, Responsable de medición inteligente de Enel para América, Dic 2016, [Fecha de consulta: 26 de diciembre de 2016], [Online]. Available: <http://www.revistaei.cl/>
- [8] Y. He, N. Jenkins and J. Wu, Smart metering for outage management of electric power distribution networks, Science Direct, School of engineering, Cardí university, cardí, UK, Maldives, April 2016, 159-162

- [9] D. Pérez, E. Inga and R. Hincapié, "Optimal sizing of a network for smart metering," Member IEEE, IEEE Latin America transactions, vol. 14, No. 5, MAY 2016.
- [10] G. López, I. Isaac, J. González, H. Cardona, Integración de energías renovables (Solar-fotovoltaico) en campus UPB Laureles-Micro red inteligente, Revista Investigaciones Aplicadas, Vol. 8, No.2, Diciembre 2014.
- [11] A. A. Orozco Gutierrez. "Diseño de un sistema de adquisición de datos para el captado de parámetros eléctricos de voltaje y corriente", Facultad de Ingeniería Eléctrica, Thesis Maestría, 2004.
- [12] C. Budeanu. Reactive and Fictitious Powers. Rumanian National Institute, 2 edition, 1927.
- [13] Luis I. Minchala, J. Armijosa, D. Pesánteza, and Y. Zhangb. Design and Implementation of a Smart Meter with Demand Response Capabilities, Applied Energy Symposium and Forum, 19-21 April 2016, Maldives.
- [14] G. Andrés H. Londoño." algoritmos de medición de potencia reactiva en condiciones no sinusoidales, Thesis Maestría, Facultad de Ingeniería Eléctrica. 2005.
- [15] IBM, "Smart Grid Overview—IBM," International Exhibition and Conference—Gridtech 2009, New Delhi, January 29-30, 2009.
- [16] J. Zheng, D. W. Gao, and L. Lin, "Smart meters in smart grid: An overview," in IEEE Green Technologies Conference, 2013, pp. 57–64.
- [17] X. Hao, Y. Wang, C. Wu, S. Member, A. Y. Wang, L. Song, C. Hu, and L. Yu, "Smart meter deployment optimization for efficient electrical appliance state monitoring," pp. 25–30, 2012.
- [18] L. I. Minchala-Avilaa, J. Armijosa, D. Pesánteza, and Youmin Zhang , "Design and Implementation of a Smart Meter with Demand Response Capabilities". Science Direct. Applied Energy Symposium and Forum, REM2016: Renewable Energy Integration with Mini/Microgrid, 19-21 April 2016, Maldives
- [19]S. Zhou, Z. Wu, J. Li, and X. Zhang, "Real-time energy control approach for smart home energy management system," Electr. Power Components Syst., vol. 42, no. 3–4, pp. 315–326, 2014

- [20] L. I. Minchala-Avila, L. E. Garza-Castañón, A. Vargas-Martínez, and Y. M. Zhang, “A review of optimal control techniques applied to the energy management and control of microgrids,” *Procedia Comput. Sci.*, vol. 52, pp. 780–787, 2015.
- [21] M. M. Rahman, S. Hettiwatte, and S. Gyamfi, “An intelligent approach of achieving demand response by fuzzy logic based domestic load management,” in *2014 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, 2014, pp. 1–6.
- [22] V. Preethi, and G. Harish, ”Design and implementation of smart energy meter”.IEEE. Department of ECE, Vignan’s Lara Institute of Technology and Science, Vadlamudi, Guntur, A.P. Volumen: 1. 2016
- [23] W. Tomasi, ” *Electronic Communications Systems*” Fundamentals Through Advanced, Pearson Education, Inc DeVry Institute of Technology Phoenix, Arizona. Fourth Edition. 2003.