

Universidad Autónoma de Baja California

Facultad de ingeniería
Maestría y doctorado en ciencias e ingeniería



Título

Desarrollo e implementación de un sistema integral de medición y control de energía eléctrica basado en el internet de las cosas.

Para obtener el grado de:

Maestro en ingeniería

Presenta:

Omar Muñoz Urias

Asesor:

Adolfo Heriberto Ruelas Puente

Mexicali, B.C. México

Noviembre 2021

Dedicado

A mi familia y seres queridos.

Agradecimientos

Al Dr. Adolfo Heriberto Ruelas Puente, por su atinada dirección y dedicación de este proyecto y sobre todo, por el apoyo brindado, sus consejos valiosos y amistad.

A los miembros del comité de tesis. Dr. José Alejandro Suástegui Macias, Dr. Pedro Francisco Rosales Escobedo y Dr. Alexis Acuña Ramírez, por sus valiosos comentarios y disponibilidad.

Al Dr. Pedro Francisco Rosales Escobedo, por poner a disposición el laboratorio del programa ingeniero electrico, así como por sus valiosos comentarios que ayudaron a la elaboración de este proyecto.

A la Facultad de Ingeniería de la Universidad Autónoma de Baja California, unidad Mexicali.

A mi familia por ser un respaldo incondicional en todo momento, pero sobre todo, por entender las circunstancias que conlleva realizar un estudio de posgrado de esta magnitud.

Al programa de becas nacionales Conacyt.

Resumen

El consumo de energía eléctrica dentro de una sociedad es cada vez mayor, esto se debe en gran medida al crecimiento poblacional, cambios climáticos, urbanización, y al enorme uso de dispositivos electrónicos que se han normalizado con el tiempo.

Para tratar de dar una solución a lo anterior la comunidad científica está en una constante búsqueda de técnicas que disminuyan el uso de la energía eléctrica. Una de las conclusiones más aceptada, es que se necesita modernizar todo lo que involucra a los sistemas de distribución, siendo una de las piezas claves el supervisar el consumo de los usuarios finales.

El auge del internet de las cosas ha contribuido a la creación de dispositivos que promuevan el ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica. En la actualidad la mayoría de proyectos relacionados con este tema solamente se enfocan en el monitoreo del gasto energético, dejando de lado la oportunidad de brindar detalles como calidad del servicio, o bien la posibilidad de conmutar el encendido y apagado de aparatos electrónicos. Por lo que en este trabajo se presenta en detalle el diseño y construcción de un sistema integral de medición y control de energía eléctrica basado en el internet de las cosas, el cual está estructurado en dos tipos de dispositivos.

El instrumento principal es un medidor central trifásico, diseñado en base el circuito integrado ADE9000 y el microcontrolador ESP32. Este dispositivo mide el voltaje y corriente rms, potencia activa, reactiva, y aparente, energía activa y reactiva y algunos parámetros de calidad de energía como factor de potencia, frecuencia de fase y armónicos en las señales de carga. El otro dispositivo clave es el controlador de cargas monofásico, el cual se desarrolló con relevadores como elementos conmutadores, un ADE77558, y también el ESP32. Este artefacto ofrece lecturas de voltaje y corriente rms, potencia activa, reactiva, y aparente, energía activa y reactiva, e igualmente el factor de potencia.

Para la experimentación se utilizaron módulos variadores de carga con el fin de someter a los artefactos a distintas condiciones eléctricas, y se compararon los resultados con un analizador de redes comercial. Al cotejar los valores arrojados por los instrumentos construidos se obtuvo un error porcentual medio respecto al medidor de referencia menor al 0.1 % en todas las variables eléctricas. Mientras que para examinar el cálculo de los armónicos, se realizó un análisis de regresión lineal y se consiguió un coeficiente de determinación siempre mayor al 0.9900 en cada prueba.

Para terminar, todo el trabajo realizado demostró que si se hace un buen estudio de circuitos integrados, sensores, filtros, y técnicas de muestreo se pueden construir dispositivos con prestaciones muy cercanas a las de un instrumento preparado para la venta, incluso superar algunas de sus funcionalidades.

Abstract

Electricity consumption in society is increasing day by day, this is largely due to population growth, climate change, urbanization, and the enormous use of electronic devices that have become increasingly common over time.

In the attempt to find solutions for the above, the scientific community is in a constant search for techniques that reduce the use of electrical energy. One of the most accepted conclusions is that everything inside the distribution systems needs to be modernized, where one of the key pieces is to know what end users do with their electricity.

The trend of the internet of things has contributed to the creation of devices that promote the thrift and efficient use of electrical energy. Currently, most projects related to this issue only focus on monitoring energy consumption, leaving aside the opportunity to provide important details such as quality of service received, or the possibility of switching (on/off) electronic devices. Therefore, this work presents in detail the design and construction of an integral system for electrical energy measurement and control, where everything is based on the Internet of Things architecture. which

The project is structured in two types of devices, the first one is a three-phase central meter, its design is based on the ADE9000 integrated circuit and the ESP32 microcontroller. This device measures rms voltage and current, active, reactive, and apparent power, active and reactive energy, and some power quality parameters, such as power factor, phase frequency, and harmonics in current signals. The other key device is the single-phase load controller, which was developed with relays as switching elements, an ADE7758, and also the ESP32. This appliance offers readings of rms voltage and current, active, reactive, and apparent power, active and reactive energy, and power factor as well.

In the experimental section, load variator modules were used in order to subject the devices to different electrical conditions, and the results were compared with a commercial network analyzer. When the values produced by the instruments constructed were contrasted, the mean percentage error obtained with respect to the reference meter was less than 0.1% in all the electrical variables. The calculation of harmonics was evaluated using linear regression analysis to determine the accuracy. Each test resulted with a coefficient of determination always greater than 0.9900.

Finally, all the work done is proof that if a good study of integrated circuits, sensors, filters, and sampling techniques is carried out, devices can be built with performances very close to instruments prepared for sale, or even surpassing some functionalities.

Índice

Resumen	iv
Abstract	v
Lista de Figuras	x
Lista de Tablas	xv
1 Introducción	1
1.1 Antecedentes	3
1.1.1 Evolución del medidor de energía eléctrica	3
1.1.2 Medidores inteligentes en el mundo	8
1.1.3 Monitores energéticos en el mercado	10
1.1.4 Investigación de los medidores inteligentes	12
1.1.5 Medidor inteligente de código libre	14
1.2 Problemática y justificación	15
1.3 Hipotesis	20
1.4 Objetivos	20
1.4.1 Objetivo general	20
1.4.2 Objetivos específicos	21
1.5 Metodología	21
1.5.1 Metodología para diseño de plataformas del internet de las cosas de Bahga y Madisetti.	21
2 Fundamentos teóricos	25
2.1 Principios eléctricos	25
2.1.1 Potencia instantánea	26
2.1.2 Potencia activa o potencia promedio	26
2.1.3 Valor eficaz o RMS (Root Mean Square)	27

2.1.4	Potencia aparente y factor de potencia	28
2.1.5	Potencia compleja y reactiva	29
2.1.6	Triángulo de potencias	29
2.2	Sistemas de adquisición de datos	30
2.2.1	Sensores y transductores	31
2.2.2	Acondicionamiento de señal	31
2.2.3	Sistema de medición inteligente	33
2.2.4	Arquitectura de un medidor inteligente	34
2.2.5	Fuente de alimentación	35
2.2.6	Sensores de corriente	36
2.2.7	Sensor de voltaje	40
2.2.8	Unidad de medición de energía	40
2.2.9	Reloj de tiempo real	42
2.2.10	Sistemas de comunicación	42
2.3	Funcionamiento de una unidad de medición de energía	43
2.3.1	Acondicionamiento de señal	43
2.3.2	ADC interno	45
2.3.3	Parámetros eléctricos dentro de una señal sinusoidal	47
2.3.4	Comunicación de una unidad de medición de energía	53
2.4	Internet de las cosas	54
2.4.1	Arquitectura del internet de las cosas	55
2.4.2	Tecnologías en la capa de percepción	57
2.4.3	Tecnologías en la capa conectividad	58
3	Descripción y estudio teórico del sistema integral de medición y control de energía eléctrica basado en el internet de las cosas.	66
3.1	Especificación de propósito y requisitos	66
3.2	Especificación del proceso	68
3.3	Especificación del modelo de dominio	69
3.4	Definición de nivel de IdC	72
3.5	Vista Funcional	72
3.6	Vista operacional	74
4	Diseño y construcción del sistema propuesto	76
4.1	Desarrollo de controlador de cargas	76
4.1.1	Microcontrolador ESP32	77
4.1.2	Unidad de medición de energía eléctrica ADE7758	77

4.1.3	Transformador de corriente CST-102	79
4.1.4	Atenuador de voltaje	79
4.1.5	Relevador SRA-05VDC-CL	80
4.1.6	Fuente de alimentación	81
4.1.7	Elaboración del circuito electrónico del controlador de cargas . .	82
4.1.8	Armazón del controlador de cargas	82
4.1.9	Firmware	83
4.1.10	Calibración del controlador de cargas	86
4.2	Desarrollo del medidor central	100
4.2.1	Unidad de medición de energía eléctrica ADE9000	100
4.2.2	Reloj en tiempo real	102
4.2.3	Adaptador micro SD	102
4.2.4	Transformador de corriente SCT-013-000	103
4.2.5	Atenuador de voltaje	104
4.2.6	Elaboración del circuito electrónico del medidor central	104
4.2.7	Armazón del medidor central	105
4.2.8	Firmware del medidor central	106
4.2.9	Calibración del medidor central	111
4.3	Desarrollo de aplicación web	129
4.3.1	Software en servidor (Backend)	130
4.3.2	Interfaz de usuario (front end)	133
5	Etudio experimental y resultados	137
5.1	Validación de mediciones del controlador de cargas	137
5.1.1	Sistema de entrenamiento en circuitos de corriente CD y CA . .	138
5.1.2	HIOKI PW3360-20	139
5.1.3	Validación de parámetros eléctricos bajo un factor de potencia unitario	140
5.1.4	Validación de parámetros eléctricos bajo distintos factores de potencia	144
5.1.5	Validación de variación de voltaje	149
5.2	Validación de medidor central	150
5.2.1	Validación de parámetros eléctricos bajo un factor de potencia unitario	151
5.2.2	Validación de parámetros eléctricos bajo distintos factores de potencia	156

5.2.3	Validación de variación de voltaje	165
5.2.4	Validación de frecuencia nominal	166
5.2.5	Armónicos	166
5.3	Implementación del sistema en una casa convencional	173
5.3.1	Aplicación manual	174
5.3.2	Aplicación automática	175
5.4	Validación de latencia en aplicación web	176
6	Conclusiones y trabajos futuros	178
6.1	Conclusiones	178
6.2	Trabajos futuros	181
	Apéndices	191
A	Anexos	192
A.1	Repositorio firmware controlador de cargas	192
A.2	Repositorio firmware medidor central	192
A.3	Repositorio de la interfaz gráfica	192
A.4	Esquemático del controlador de cargas	192
A.5	PCB del controlador de cargas	194
A.6	Esquemático del medidor central	194
A.7	PCB del medidor central	196

Lista de figuras

1.1	Medidor electromecánico, figura obtenida de [1].	4
1.2	Medidor Electrónico, figura obtenida de [2].	5
1.3	Moitor energético Floureon, figura obtenida de [3].	11
1.4	Monitor energético Sense, figura obtenida de [4].	11
1.5	Moitor energético OmniMeter, figura obtenida de [5].	12
1.6	Prototipo de F. Abate y M. Carratù, Italia 2018, figura obtenida de [6].	13
1.7	Prototipo de Win Hlaing y Somchai Thepphaeng, figura obtenida de [7].	14
1.8	Open Energy Monitor, figura obtenida de [8].	15
1.9	Flujo de la metodología de Bahga y Madiseti.	24
2.1	Triangulo de potencias.	30
2.2	Arquitectura de un sistema de adquisición de datos.	30
2.3	Reconstrucción de una señal muestreada.	32
2.4	Medición Convencional vs Medición inteligente.	34
2.5	Arquitectura de un medidor inteligente.	35
2.6	Bloques de fuente de alimentación.	36
2.7	Allegro microsystems ACS712.	37
2.8	Aplicación resistencia shunt.	38
2.9	Bobina Rogowski.	39
2.10	Circuito de transformador de corriente.	40
2.11	Ejemplo de transformadores de corriente.	41
2.12	Divisor de voltaje.	41
2.13	Arquitectura de una infraestructura de medición avanzada.	43
2.14	Filtro RC.	44
2.15	Modulo Delta-Sigma.	45
2.16	Modulo Delta-Sigma en dominio de la frecuencia.	46
2.17	Proceso de cálculo de la corriente RMS.	48
2.18	Proceso de cálculo de voltaje RMS.	49

2.19	Arquitectura del internet de las cosas.	55
3.1	Interacción del medidor central y los controladores de cargas en un ambiente de aplicación	68
3.2	Diagrama de flujo del proceso de funcionamiento del medidor central.	69
3.3	Diagrama de flujo del proceso de funcionamiento del controlador de cargas.. . . .	70
3.4	Modelo del dominio del sistema de medición y control de energía eléctrica.	71
3.5	Diseño de la implementación del sistema de medición y control de energía eléctrica.	72
3.6	Vista funcional del sistema de medición y control de energía eléctrica.	73
3.7	Vista operacional del sistema de medición y control de energía eléctrica.	74
4.1	Integración del controlador de cargas.	77
4.2	Arquitectura del ESP32 [9].	78
4.3	ADE7758 [10].	78
4.4	(a) Transformador de corriente [11], (b) Instrumentación electrónica del TC.	80
4.5	Instrumentación entrada de fase.	80
4.6	Relevador SRA-05VDC-CL [12].	81
4.7	Convertidor AC-DC Hi-Link. [13]	81
4.8	Circuito controlador de cargas.	82
4.9	(a) Conexión interna de la placa electrónica del controlador de cargas, (b) distribución de enchufes del controlador de cargas.	83
4.10	Proceso de calibración ADE7758.	87
4.11	Proceso de calibración de compensación corriente y voltaje rms.	88
4.12	Proceso de calibración de ganancias de potencias.	90
4.13	Proceso de calibración de fase.	95
4.14	Calibración de compensación de potencias.	98
4.15	Integración de medidor central.	101
4.16	Circuito integrado ADE9000 [14].	102
4.17	RTC RV-8803-C7 [15].	102
4.18	Lector de tarjetas SD [16].	103
4.19	(a) Transformador de corriente SCT-013-000 [11], (b) Instrumentación electrónica del TC y ADE9000.	104
4.20	Instrumentación electrónica de entrada de voltaje de línea.	105
4.21	Circuito electrónico del medidor central.	105

4.22 (a) Conexión interna de la placa electrónica del medidor central, (b) antena WiFi externa y conectores de entradas de corriente y voltaje. . .	106
4.23 Proceso de calibración ADE9000.	112
4.24 Proceso de configuración inicial ADE9000.	113
4.25 Proceso de calibración de ganancias de corriente y voltaje.	115
4.26 Proceso de calibración de compensaciones para valores RMS totales y fundamentales.	118
4.27 Proceso de calibración de fase.	121
4.28 Proceso de calibración de ganancias de potencias.	123
4.29 Proceso de calibración de compensación de potencias.	126
4.30 Ventana principal de la aplicación web	133
4.31 Ventana “Raw data” de la aplicación web.	135
4.32 Ventana análisis de armónicos de la aplicación web.	136
5.1 Implementación en laboratorio del controlador de cargas.	138
5.2 HIOKI PW3360-20	140
5.3 Analisis de regresión lineal de la medición de corriente entre el controlador de cargas y el analizador de redes Hioki	141
5.4 Analisis de regresión lineal de la medición de potencia activa y aparente entre el controlador de cargas y el analizador de redes Hioki.	142
5.5 Analisis de regresión lineal de la medición de energia activa entre el controlador de cargas y el analizador de redes Hioki.	144
5.6 Analisis de regresión lineal de la medición de factor de potencia entre el controlador de cargas y el analizador de redes Hioki.	145
5.7 Analisis de regresión lineal de la medición de corriente con un factor de potencia no unitario entre el controlador de cargas y el analizador de redes Hioki.	146
5.8 Analisis de regresión lineal de potencia activa (a), aparente (b) y reactiva (c) con un factor de potencia no unitario entre el controlador de cargas y el analizador de redes Hioki.	148
5.9 Analisis de regresión lineal de energia activa (a) y reactiva (b) con un factor de potencia no unitario entre el controlador de cargas y el analizador de redes Hioki.	149
5.10 Analisis de regresión lineal de la medición de voltaje rms entre el controlador de cargas y el analizador de redes Hioki.	150
5.11 Implementación en laboratorio del medidor central.	151

5.12	Análisis de regresión lineal de corriente rms de la fase A (a), B (b) y C (c) con un factor de potencia unitario entre el medidor central y el analizador de redes Hioki.	153
5.13	Análisis de regresión lineal de potencia activa y aparente de la fase A (a), B (b) y C (c) con un factor de potencia unitario entre el medidor central y el analizador de redes Hioki.	155
5.14	Análisis de regresión lineal de energía activa de la fase A (a), B (b) y C (c) con un factor de potencia unitario entre el medidor central y el analizador de redes Hioki.	157
5.15	Análisis de regresión lineal para el factor de potencia de las fase A (a), B (b) y C (c) entre el medidor central y el analizador de redes Hioki.	159
5.16	Análisis de regresión lineal para la corriente rms de las fase A (a), B (b) y C (c) con un factor de potencia no unitario entre el medidor central y el analizador de redes Hioki.	160
5.17	Análisis de regresión lineal para la potencia activa de las fase A (a), B (b) y C (c) con un factor de potencia no unitario entre el medidor central y el analizador de redes Hioki.	162
5.18	Análisis de regresión lineal para la potencia aparente de las fase A (a), B (b) y C (c) con un factor de potencia no unitario entre el medidor central y el analizador de redes Hioki.	164
5.19	Análisis de regresión lineal para la potencia reactiva de las fase A (a), B (b) y C (c) con un factor de potencia no unitario entre el medidor central y el analizador de redes Hioki.	165
5.20	Análisis de regresión lineal para la energía activa de las fase A (a), B (b) y C (c) con un factor de potencia no unitario entre el medidor central y el analizador de redes Hioki.	167
5.21	Análisis de regresión lineal para la energía reactiva de las fase A (a), B (b) y C (c) con un factor de potencia no unitario entre el medidor central y el analizador de redes Hioki.	168
5.22	Análisis de regresión lineal para el voltaje de las fase A (a), B (b) y C (c) con un factor de potencia no unitario entre el medidor central y el analizador de redes Hioki.	170
5.23	Armónicos resultantes de un foco incandescente.	171
5.24	Armónicos resultantes de un cargador de celular.	172
5.25	Armónicos resultantes de un cargador de laptop.	172

5.26	Armónicos resultantes de la fuente de alimentación del HIOKI PW3360-20	173
5.27	(a) Conexión en centro de carga, (b) montaje del medidor central, (c) dispositivos conectados al controlador de cargas.	174
5.28	Gráfica resultante del control manual de cargas.	175
5.29	(a) Encendido de boton “A”, (b) encendido de boton “B”, (c) apagado boton “B”, (d) apagado boton “A”.	176
5.30	Gráfica resultante del control automático de cargas.	177
5.31	Muestras de tiempo de muestreo y hora de llegada a la aplicación web.	177
A.1	Diagrama esquemático para la elaboración del circuito controlador de cargas.	193
A.2	Diseño del circuito impreso correspondiente al controlador de cargas.	194
A.3	Diagrama esquemático para la elaboración del medidor central.	195
A.4	Diseño del circuito impreso correspondiente al medidor central.	196

Lista de tablas

1.1	Comparativa entre el medidor electromecánico, electrónico AMR y electrónico AMI	7
5.1	Muestras de corriente rms (amperes) del controlador de cargas	141
5.2	Muestras de voltaje rms (volts) del controlador de cargas.	142
5.3	Muestras de potencia activa (kWatts) y aparente (kVA) del controlador de cargas.	142
5.4	Muestras de factor de potencia unitario del controlador de cargas.	143
5.5	Muestras de consumo de energía activa (kWatts/Hr) del controlador de cargas.	144
5.6	Muestras de factor de potencia del controlador de cargas.	145
5.7	Muestras de corriente rms (amperes) bajo un factor de potencia no unitario del controlador de cargas.	146
5.8	Muestras de potencia activa (kWatts), aparente (kVA), y reactiva (kVAR) bajo un factor de potencia no unitario del controlador de cargas.	147
5.9	Muestras de consumo de energía activa (kWatts/Hr) y reactiva (kVAR/Hr) bajo un factor de potencia de 0.5, una corriente de 6.1 A rms, y un voltaje de 126.15 V rms del controlador de cargas.	149
5.10	Muestras de variación de voltaje rms (volts) del controlador de cargas.	150
5.11	Muestras de corriente RMS (amperes) del medidor central.	152
5.12	Muestras de voltaje RMS (volts) del medidor central.	154
5.13	Muestras de potencia activa (kWatts) y aparente (kVA) del medidor central.	154
5.14	Muestras de factor de potencia unitario del medidor central.	156
5.15	Muestras de consumo de energía activa (kWatt/hr) del medidor central.	156
5.16	Muestras de factor de potencia del medidor central.	158
5.17	Muestras de corriente rms (amperes) del medidor central.	160
5.18	Muestras de potencia activa (kWatts) bajo un factor de potencia no unitario del medidor central.	161

5.19	Muestras de potencia aparente (kVA) bajo un factor de potencia no unitario del medidor central.	161
5.20	Muestras de potencia reactiva (kVAR) bajo un factor de potencia no unitario del medidor central.	163
5.21	Muestras de consumo de energía activa (kWatt/Hr) bajo un factor de potencia no unitario del medidor central.	166
5.22	Muestras de consumo de energía reactiva (kVAR/Hr) bajo un factor de potencia no unitario del medidor central.	166
5.23	Muestras de variación de voltaje rms (volts) del medidor central.	169
5.24	Muestras de frecuencia de fase (Hz) del medidor central.	171
5.25	Muestras de porcentajes de distorsión armónica total (%THD) resultantes de las prueba a las diferentes cargas.	173

Capítulo 1

Introducción

A medida que pasa el tiempo el ser humano está cada vez más conectado con el entorno que lo rodea, esto gracias a los avances de la tecnología inalámbricas y la conexión a internet. Donde antes los dispositivos solamente se comunicaban entre sí, las personas pasaron a ser parte fundamental de este vínculo, es ahí donde nace el concepto de internet de las cosas (IOT por las siglas en inglés internet of things). Este enfoque consiste en involucrar una serie de dispositivos “inteligentes” en el ambiente para que interactúen de manera directa con los seres vivos, ya sea proporcionando servicios o información, con la finalidad de mejorar la calidad de vida [17, 18].

Existen muchas áreas donde el internet de las cosas ha tenido gran impacto, desde la rama de la salud hasta el sector energético, siendo este último el de principal interés para este trabajo. Como se comentó anteriormente, la conexión entre seres humanos crece día con día, lo cual se da principalmente mediante la utilización de dispositivos electrónicos que requieren de energía eléctrica para funcionar, estos van desde celulares, computadoras, televisores, carros eléctricos, etc. De igual forma, conforme el número de personas a nivel mundial aumenta, el uso de estos dispositivos y muchos otros de la misma índole también, resultando así en un consumo de energía eléctrica cada vez mayor. Esto trae consigo diferentes consecuencias en distintas áreas que se abordarán más detalladamente en secciones posteriores de este documento.

Si bien ya hay diferentes aparatos que se encargan de realizar lecturas precisas y transmiten datos utilizando tecnologías inalámbricas, muchos no toman en cuenta otra clase de factores. Por ejemplo, algunos instrumentos aunque sí poseen propiedades IOT no tienen la capacidad de realizar mediciones en más de una fase, lo cual limita el uso del dispositivo principalmente a hogares aunque muchas veces ni a eso, ya que hay residencias que cuentan con más de una fase. Otro factor que comúnmente se pasa por alto, es la cualidad de encendido y apagado de artefactos que se encuentren en

los tomacorrientes de una edificación, siendo esta una aplicación idónea para ayudar a llevar un control de consumo.

Las razones anteriores y muchas otras más abordadas en la sección 1.2 dieron fundamento a la elaboración de este proyecto de medición inteligente, pero, ¿por qué se le denomina “inteligente”? De acuerdo con [19, 20] un medidor inteligente (MI o SM por las siglas en inglés de Smart Meter) consiste en una unidad de adquisición de datos con una interfaz de comunicación bidireccional con la capacidad para enviar o recibir información de forma inalámbrica. También lo que diferencia esta clase de instrumentos de un medidor mecánico o digital convencional y lo hace tener esta denominación, es la capacidad de registrar en tiempo real o muy cercano a ello parámetros eléctricos de suma importancia más allá de solo la energía utilizada, la posibilidad de mostrar la información de manera local (mediante pantallas estacionarias) y remota (conexión a internet), toma de decisiones a distancia (como el control de la carga), la intercomunicación de dispositivos, etc. Todo lo anterior tiene el propósito de que el usuario final pueda estar enterado a tiempo de su gasto eléctrico y tenga la posibilidad de gestionar mejor su facturación, desperdicio de energía eléctrica, horas pico de consumo, etc. un medidor inteligente consiste en una unidad de adquisición de datos con una interfaz de comunicación bidireccional con la capacidad para enviar o recibir información de forma inalámbrica. También lo que diferencia esta clase de instrumentos de un medidor mecánico o digital convencional y lo hace tener esta denominación, es la capacidad de registrar en tiempo real o muy cercano a ello parámetros eléctricos de suma importancia más allá de solo la energía utilizada, la posibilidad de mostrar la información de manera local (mediante pantallas estacionarias) y remota (conexión a internet), toma de decisiones a distancia (como el control de la carga), la intercomunicación de dispositivos, etc. Todo lo anterior tiene el propósito de que el usuario final pueda estar enterado a tiempo de su gasto eléctrico y tenga la posibilidad de gestionar mejor su facturación, desperdicio de energía eléctrica, horas pico de consumo, etc [21].

En esta obra se registró el proceso de diseño e implementación del sistema de medición y control de energía eléctrica, presentando todo desde un enfoque teórico/práctico. Para llevar a cabo el proyecto y con el propósito de que los prototipos cumplieran con unas bases sustentadas de medición, se realizaron análisis de sensores, circuitos integrados, filtros, y certificaciones que existen para esta clase de artefactos, plasmado todo lo recabado en este escrito.

Para que este documento sea lo más descriptible y digerible posible, se dividió en diferentes secciones. En el capítulo uno se encuentran los antecedentes que hacen

referencia a los sistemas de medición a lo largo del tiempo, lo cual sirvió como base para el desarrollo de la problemática y justificación, donde se explica de manera más detallada el porqué la realización de este trabajo. Después se muestran los objetivos planteados y la metodología que se siguió para tratar de cumplirlos. Posteriormente en el capítulo dos se halla toda la teoría que se necesita para entender, diseñar, y construir cada uno de los dispositivos mencionados.

En el capítulo tres se localiza la descripción y estudio teórico del sistema de medición y control de energía eléctrica basado en el internet de las cosas, donde se explica a detalle en qué consiste la estructura de lo elaborado. El siguiente capítulo consta de la documentación de la construcción, mostrando la integración de cada una de sus partes, su firmware, y la calibración de los mismos. En el quinto capítulo se especifica la experimentación realizada, detallando el proceso y los materiales utilizados para la validación del funcionamiento tanto del medidor central como del controlador de cargas, así como las discusiones de los resultados obtenidos. Por último el capítulo seis incluye las conclusiones obtenidas a lo largo de todas las actividades realizadas, y las áreas de oportunidad detectadas para trabajos futuros.

1.1 Antecedentes

Para entender mejor la utilidad de los medidores de consumo de energía eléctrica inteligentes, es necesario comprender las bases de las prácticas de recolección de parámetros eléctricos que se han utilizado a lo largo de los años, las cuales han estado sujetas principalmente a los instrumentos de medición que han existido. Por lo que a continuación se presentan los inicios de estos dispositivos y cómo fueron sus primeras implementaciones, la evolución que han vivido hasta la actualidad, y los trabajos que se han estado desarrollando en base las nuevas tendencias y necesidades del mundo moderno.

1.1.1 Evolución del medidor de energía eléctrica

1.1.1.1 Medidor electromecánico

Los primeros medidores de consumo de electricidad eran dispositivos electromecánicos, y a pesar de que la utilización de estos era predominante antes de los años 70s, es muy común verlos en la actualidad en zonas residenciales, aun cuando presenten limitaciones de medición y errores de precisión ocasionados por distintos factores, como distorsiones de onda, imbalances, temperatura de operación entre otras [22, 23]. Estos medidores

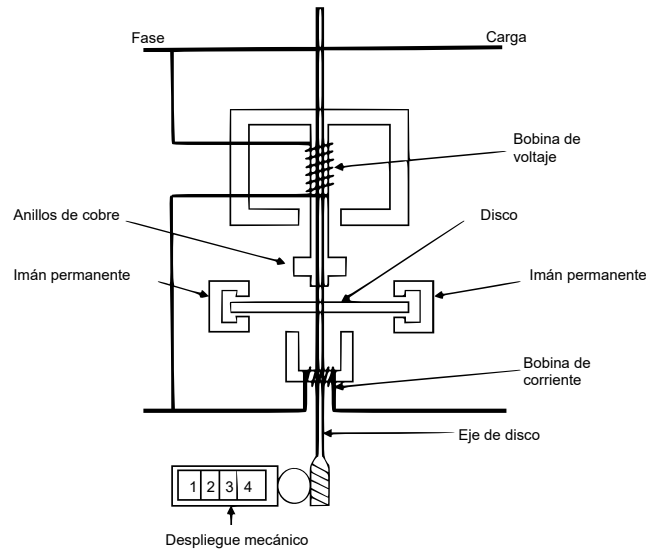


Figura 1.1: Medidor electromecánico, figura obtenida de [1].

funcionan de tal manera, que la energía pasa a través de dos bobinas de inducción, las cuales producen un flujo magnético sobre un disco de metal, este al ser conductor gira a una velocidad proporcional al flujo magnético, y las revoluciones son contadas con el fin de determinar el consumo energético de la potencia consumida [24]. En la figura 1.1 se muestra una configuración básica del principio de funcionamiento del medidor electromecánico monofásico.

Como ya se mencionó, los medidores electromecánicos cuentan con errores en su precisión, esto debido a diferentes causas previamente mencionadas, pero otra de las circunstancias por las cuales se ve afectada la medición de estos instrumentos es el deterioro, ya que las piezas mecánicas internas se desgastan con el paso del tiempo, el diámetro del disco se disminuye por efectos de humedad, polvo y uso, es por eso que necesitan calibraciones periódicas para un mejor funcionamiento Wan and Manning [25]. Otra de las limitaciones de los medidores electromecánicos, es que solamente miden la potencia activa, siendo que esta no representa la energía total consumida, dejando de lado otros parámetros como la potencia reactiva, que para obtenerla se necesita otro instrumento electromecánico con el mismo principio que el medidor convencional pero con unas pocas variantes.

1.1.1.2 Medidores Electrónicos

La evolución siguiente a los medidores electromecánicos fueron los medidores de estado sólido o medidores electrónicos (ME), los cuales no necesitaban de partes mecánicas para funcionar. Los ME utilizan circuitos integrados como base para realizar sus cálculos y



Figura 1.2: Medidor Electrónico, figura obtenida de [2].

mediciones, como ADE516x, ADE556x, ADE716x, etc. Estos dispositivos pertenecen a una familia de circuitos dedicados específicamente a la medición de energía eléctrica, cimentando su funcionamiento en sigma-delta ADCS, permitiendo mejores porcentajes de precisión y estabilidad comparados con los medidores electromecánicos, además de que información es desplegada de manera digital en una pantalla, dejando atrás cualquier forma analógica en la que se mostraba anteriormente [2]. Un ejemplo de medidor electrónico se puede ver en la figura 1.2.

Estos medidores fueron implementados a partir de la década de los 70's, y gracias a su constante desarrollo a lo largo de los años, han sido capacitados para medir diferentes parámetros eléctricos, como la fase del voltaje y la corriente, frecuencia, factor de potencia, potencia activa, potencia reactiva, potencia aparente, demanda máxima, y calidad de medición. También se les ha dotado la capacidad de almacenar todos estos datos para luego proporcionarlos de manera remota a la compañía proveedora de electricidad, es aquí donde empiezan a surgir los primeros sistemas de medición automática de una vía (AMR por las siglas en inglés de Automatic Meter Reading) [1, 26]. Para realizar la comunicación con estos medidores se han implementado diferentes tecnologías, todas con sus ventajas y desventajas.

- **Comunicación vía líneas telefónicas:** En los años 80s ya era común que la gran mayoría de casa contarán con líneas telefónicas, por eso fue que se tomó como una vía de transmisión de información de consumo de energía eléctrica en los hogares. El funcionamiento constaba, en que el usuario contaba con un ME el cual tenía un controlador que usualmente estaba conectado a un módem de telefonía, este controlador estaba programado a la fecha en la cual tenía que realizar una marcación a la central de abastecimiento de energía, esto sin la necesidad de que la unidad receptora se comunicará primero, y en dado caso que el controlador hubiera

realizado la llamada en la fecha fijada, la central tenía la posibilidad de hacerlo y pedir la información del consumo al medidor. Esta comunicación era básicamente ideal para la facturación de consumo, ya que era confiable, de bajo costo y robusta. Pero también tenía sus desventajas, ya que solamente podía obtener el corte del gasto energético, no se permitía la reprogramación del controlador via remota, tampoco no se era capaz de hacer algún tipo mantenimiento, ni ninguna otra operación [27].

- **Comunicación vía línea eléctrica:** Este método se lleva a cabo por la misma línea de alimentación eléctrica, donde lo que se hace es inyectar una señal portadora de AC de alta frecuencia, modulando esta señal con la información generada ya sea por el medidor o por la estación central. En un principio esta opción parecía la más viable y con mayores costos beneficios, pero no fue adoptada por todas las compañías suministradoras, ya que esta técnica era muy efectiva y de bajo costo en distancias cortas, pero una vez que las distancias entre los medidores y las centrales aumentaban, la rentabilidad se veía afectaba. Esto debido a que ahora la información se tenía que mandar a través de un transformador de distribución a la línea de suministro principal, haciendo que la comunicación sea más lenta y el proceso más costoso, además que contaba con las mismas limitaciones de comunicación en un solo sentido [27].
- **Comunicación por radio frecuencia:** Con esta tecnología de comunicación se implementaron diferentes prácticas de recolección de información, entre las que se encuentran “walk by”, “drive by” o “networks systems”. La técnica “drive by” consiste, en que la empresa suministradora de energía mande vehículos a los vecindarios capturando la información de los medidores con un receptor dentro del vehículo, con esto se consiguen muchas más lecturas que con el método de “walk by” y menor tiempo. En el método “networks systems” , los medidores transmiten la información de su consumo a algún receptor, los cuales se colocan por lo general al final de una calle, estos receptores obtienen la información y la envían a la central suministradora por tecnología celular [2].

1.1.1.3 Medidor AMI

Los medidores AMI son aquellos que pertenecen a una infraestructura de medición avanzada (AMI por las siglas en inglés de Advanced Metering Infrastructure), los cuales son la evolución directa de los medidores AMR y se les podría considerar como los primeros medidores inteligentes, o la base para los mismos [22]. Los dispositivos AMR

Parámetro	Tecnología		
	Electromecánico	AMR	AMI
Medición Eléctrica	Electromecánica	Electrónica	Electrónica/Estado sólido
Recolección de datos	Manual	Drive by yWalk by	Redes de comunicación
Grabación de datos	Mensual	Ajustable	Tiempo real o ajustable
Transferencia de datos	N/A	Una sola vía	Bidireccional
Retroalimentación al cliente	Recibo mensual		Interfaces de usuario
Facturas	Mensual		Posibilidad de tiempo real
Detección de fallas	Reporte del usuario		Detección automática
Administración de demanda	Ninguna		Conmutación de carga
Amenazas	Manipulación del medidor		Amenazas cibernéticas

Tabla 1.1: Comparativa entre el medidor electromecánico, electrónico AMR y electrónico AMI

proporcionan una mejor infraestructura de recolección de datos respecto a los antiguos medidores electromecánicos, pero sigue sin tener la manera más óptima de adquisición. Los medidores AMI son capaces de medir, registrar, y recolectar la demanda energética y parámetros eléctricos, para luego transferir información de forma remota, en tiempo real y bidireccional tanto a la compañía suministradora de energía, como al usuario final, es aquí donde se presenta la principal diferencia entre los medidores AMI y los AMR, la llamada comunicación de dos vías [19, 2, 28]. Permitiendo la comunicación bidireccional, la compañía eléctrica es capaz de realizar acciones a distancia, no solo la recolección de datos, sino el corte de abasto eléctrico, reconexiones o detección de anomalías en el sistema. Como se comentó, estos medidores son parte de una infraestructura, es decir son solo una pieza fundamental en un sistema, para que se cumpla con la estructura general AMI se debe combinar tres partes esenciales, el medidor con un sistema de redes, ya sea de área doméstica (HAN por las siglas en inglés de Home Area Network), de vecindario (NAN por las siglas en inglés de Neighborhood Area Network) o bien redes de área amplia (WAN por las siglas en inglés de Wide Area Network) y un sistema de gestión de datos de medición que administra, analiza y provee de información útil a la compañía proveedora [24, 29].

La comunicación en la infraestructura de medición avanzada, al incorporar un sistema de redes, no está casado con un solo protocolo, sino que dependerá de la elección del proveedor. Se puede utilizar y combinar distintas tecnologías, como radio frecuencia de corto y mediano alcance, wM-Bus, CAN Bus, Wifi, GSM, Wimax, etc. [22, 30, 19].

Para resumir la evolución que han tenido los medidores de energía eléctrica se elaboró la tabla 1.1, donde se muestran las características principales y las diferencias entre cada uno.

1.1.2 Medidores inteligentes en el mundo

1.1.2.1 Implementación de medidores inteligentes en Estados Unidos

En Estados Unidos, concretamente en el estado de California, los medidores inteligentes se utilizan a gran escala. En verano se llegan a experimentar picos de demanda durante 50-100 horas por año. La razón principal al alto consumo energético es la utilización del aire acondicionado debido a las altas temperaturas que presentan, por lo que el sistema regulador de energía del estado de California aprobó en 2006 un programa para instalar nueve millones de medidores inteligentes en norte del estado territorio de Pacific Gas and Electric (PG&E) compañía suministradora de electricidad. Utilizando estos medidores fueron capaces de recibir cada hora el consumo eléctrico de cada casa. Esto permitió a PG&E fijar precios variables según la temporada y hora del día, remunerando a los clientes que cambiaron su uso energético a los periodos bajos del día [1].

En el mismo año la comisión de servicios públicos del estado de California aprobó \$1.7 billones de dólares en la propuesta de medidores inteligentes por parte de la compañía PG&E. Esto permite que el servicio mude al nuevo sistema de medición inteligente y así conseguir una eficiencia energética. Los clientes pueden monitorear el consumo mediante internet y así tomar mejores decisiones para administrar su uso. Muchas compañías en Estados Unidos están dispuestas a utilizar esta clase de medidores en sus servicios, sin embargo el programa más grande reportado para 2010 es el de PG&E [31].

1.1.2.2 Implementación de medidores inteligentes en Reino Unido

En UK se tiene previsto que para el año 2024 se tengan instalados 30 millones de medidores inteligentes en los hogares, ya que tienen el objetivo de poner a disposición la información de la energía en las personas, para que así puedan controlar su consumo, y como consecuencia reducir su facturación económica y las emisiones que se emiten en la producción de la electricidad. El plan es que se le permita al usuario final visualizar su gasto de energía eléctrica y gas, para que este esté consciente de la demanda que está generando, y así tratar en mayor medida de reducir el desperdicio de energía. Los estudios realizados por el gobierno estiman que cada usuario podría ahorrar hasta un 3% de su consumo, que tal vez suene poco pero eso se traduce a reducir las emisiones de CO₂ en 2.6 millones de toneladas [31].

Sin duda este es el proyecto más grande a nivel mundial en tema de medidores inteligentes, el cual tiene desde 2011 cuando el gobierno se comprometió con la industria energética y el grupo de consumidores, para establecer un marco regulatorio y comercial

con el fin de apoyar la implementación de las mediciones inteligentes, así como las pruebas y la protección a los consumidores en las instalaciones recientes. Los primeros reportes estadísticos del progreso en instalación de medidores inteligentes datan del 2013, y estos son actualizados cada cuarto de año desde entonces, la última actualización data de marzo de 2018 donde se cuenta con 11.3 millones de medidores inteligentes de electricidad y gas ya instalados y se tiene previsto que para el 2024 la gran mayoría de hogares y pequeños negocios ya cuenten con esta tecnología Ahmed [32, 33].

1.1.2.3 Red inteligente en Asia

En la actualidad, la mayor parte de la energía de China es generada por plantas de carbón, alrededor del 70% de las cantidades totales. El gobierno chino ha comenzado a limpiar los medios energéticos y buscan alcanzar el 15% del suministro total de energía mediante el uso de generación de energía renovable. La mayoría de las propuestas recaen en una red inteligente con integración de las energías renovable, como la eólica y la solar, Los encargados de llevarlo a cabo son General Electric en colaboración con La Corporación Estatal de la Red Eléctrica de China.

China utiliza líneas de voltaje ultra alto (UHV por las siglas en inglés de Ultra High Voltage) que pueden permitir un flujo de energía eficiente sin grandes pérdidas. Este tipo de sistema de transmisión es muy útil en países tan grandes donde los recursos son altos pero están distribuidos de manera desigual. China comenzó a operar líneas de UHV de 640 kilómetros en la parte central de China en enero de 2009. La Corporación Estatal de la Red Eléctrica de China satisface el rendimiento de la línea y ahora está instalando otras dos líneas más, que llevarán energía a lo largo del 2000 kilómetros [31]. Por otra parte en Japón, concretamente en Tokyo la compañía Tokyo Electric Power Company, planeó para 2020 tener instalados 29 millones de medidores inteligentes con una transmisión real cada 30 minutos de consumo de energía [34]. Los resultados de dicha planeación aún no han sido revelados.

1.1.2.4 Aplicación de tecnologías de medición avanzada (AMI) como instrumento para reducción de pérdidas

El enfoque que toma México en el tema de los medidores inteligentes es en el control de pérdidas de energía, ya que constantemente se tienen pérdidas arriba del 10% de la energía total anual, por ejemplo, en el año 2016 hasta un 16% de pérdidas en el sistema eléctrico. La Secretaría de Energía y la Subdirección de Programación de la CFE han impulsado iniciativas y lineamientos que han sido plasmadas en diversos documentos,

como la “Estrategia Nacional de Energía 2013-2027”, las “Perspectivas del Sector Eléctrico 2013-2027”, el “Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía 2014-2018”, el “Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2011-2025”, y el “Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2015-2029”. En ellos se reconoce la importancia y el impacto de la problemática asociada a las pérdidas de energía eléctrica en el sistema eléctrico nacional (SEN) y se definen directrices, estrategias, y acciones, para que CFE y los organismos reguladores de energía se coordinen y sumen esfuerzos para reducir el nivel de pérdidas totales a un mínimo de 10% en 2018 y 8% en 2024.

En base lo anterior, en la “Estrategia Nacional de Energía 2013-2027” se establecen dos líneas de acción que tienen el propósito de impulsar la reducción de pérdidas de energía, y éstas se refieren a la identificación y ejecución de la inversión necesaria que coadyuve a identificar y reducir las pérdidas técnicas y no técnicas a niveles “costo-eficientes” mediante la modernización de las redes de transmisión y distribución, así como la incorporación gradual de tecnologías avanzadas para administrar la demanda de energía eléctrica, de tal forma que contribuyan a abatir las pérdidas en el proceso de distribución, considerando que con ello se procurará el mejoramiento de las finanzas de la empresa de electricidad de una manera socialmente responsable. La otra línea de acción se refiere a la modificación del marco legal para tipificar el robo de energía eléctrica como delito federal grave y promueve la coordinación con la sociedad civil para que participe con la denuncia de acciones ilícitas relacionadas con la toma, transporte, almacenamiento o comercialización de energía, así como la coordinación con autoridades para instrumentar acciones encaminadas a eliminar el uso ilícito de energía eléctrica. Adicionalmente se considera que la reducción de pérdidas de energía es un impulsor de la Red Eléctrica Inteligente, que tiene relación con otros factores de gran relevancia tales como la continuidad y calidad del servicio, la seguridad en el suministro y la disminución del impacto en el medio ambiente, a través de la reducción de emisiones por el uso de combustibles [29].

1.1.3 Monitores energéticos en el mercado

1.1.3.1 Medidor de potencia Floureon

Existe también una serie de medidores comerciales que se pueden adquirir de forma sencilla, como el medidor de potencia Floureon, el cual se conecta directamente al contacto donde se desee conocer el gasto energético, y este se muestra directamente en una pantalla lcd que viene incorporado con el dispositivo. Los parámetros eléctricos



Figura 1.3: Moitor energético Floureon, figura obtenida de [3].



Figura 1.4: Monitor energético Sense, figura obtenida de [4].

que Floureon proporciona son, voltaje y corriente rms, potencia consumida, frecuencia y el costo monetario generado. Lo inconveniente de este instrumento en específico, es que no tiene la capacidad de suministrar esa información al usuario de manera remota en alguna página web [3]. Existen diferentes variantes de este dispositivo, hay algunos que solo muestran los datos del contacto en la pantalla, otros tienen aplicaciones que se pueden ver en celular de forma remota. La desventaja de esta clase de dispositivos es que sólo monitorean la sección donde son colocados y por lo general no cuentan con alguna certificación de medición. Este dispositivo se puede ver en la figura 1.3.

1.1.3.2 Sense

También hay otros productos en el mercado enfocados directamente en la medición del gasto eléctrico con una plataforma en el internet de las cosas. Un ejemplo de esto es “Sense”, el cual tiene la virtud de tener una instalación muy sencilla, conexión a internet, una página web, y una aplicación móvil, la cual muestra la información del consumo de electricidad en el hogar de manera fácil e interactiva, ya que se puede elegir de qué manera y periodicidad se muestran los datos, es capaz de detectar la presencia de algunos dispositivos como lavadoras, estufas, secadoras, refrigerador entre otros. “Sense” no requiere de ninguna licencia para su uso, solo la instalación de un técnico eléctrico ya que se coloca dentro de un centro de carga [4]. Este dispositivo se puede observar



Figura 1.5: Moitor energetico OmniMeter, figura obtenida de [5].

en la figura 1.4.

1.1.3.3 EKM-Omnimeter

“EKM-Omnimeter” es un medidor de energía eléctrica inteligente, el cual es capaz de trabajar en configuraciones trifásicas, y puede medir hasta 5000 A con una precisión de 0.5 % en cada fase. Al igual que “Sense” funciona mediante transformadores de corriente, haciendo que su instalación sea fácil y rápida, además puede trabajar en frecuencias de 50 Hz como de 60 Hz, lo que lo hace un medidor internacional. También cuenta con una aplicación web en la que se pueden ver parámetros de consumo y una estimación de pago de la factura, se puede decir que es uno de los medidores inteligentes en el mercado más completos, aun así no cumple con el servicio de control de cargas para el usuario (2019). “EKM-Omnimeter” en la figura 1.5.

1.1.4 Investigación de los medidores inteligentes

Los medidores inteligentes por lo general son desarrollados por empresas suministradoras de energía en conjunto con comisiones gubernamentales, cuyo principal objetivo es enviar los datos de medición obtenidos en los hogares o comercios a las compañías distribuidoras [17]. Pero en los últimos años se ha hecho común realizar diseños de medidores con fines de investigación, con la intención de promover diferentes prácticas de instrumentación, aplicar nuevos protocolos de comunicación, o inclusive con el propósito de ser usados como instrumentos de laboratorio.

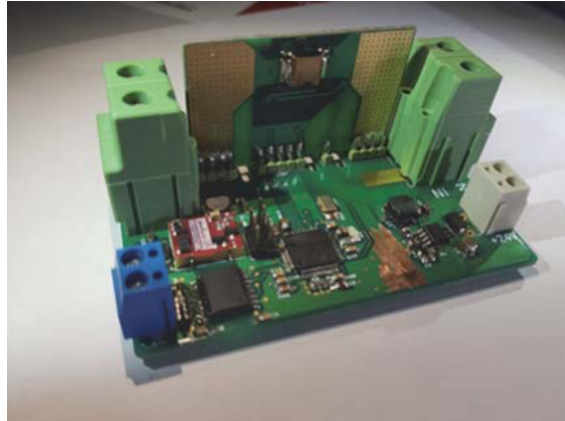


Figura 1.6: Prototipo de F. Abate y M. Carratù, Italia 2018, figura obtenida de [6].

1.1.4.1 Medidor de potencia inteligente para el internet de las cosas

F. Abate y M. Carratù del departamento de ingeniería industrial de la Universidad de Salerno y del departamento de ingeniería eléctrica e información de la Universidad de Lacio sur Italia respectivamente, propusieron en 2018 un medidor inteligente para tomar las lecturas de gas y electricidad, para combinarlo con la infraestructura ya existente de wM-bus de su país, y crear una red IdC. El prototipo consistió en dos circuitos electrónicos, uno para la adquisición de datos y otro para realizar la comunicación, donde el primero está compuesto por un ADC concretamente el ADE7913 con una frecuencia de muestreo de 1024 MHz y una salida de 24 bits, que se comunica vía SPI con el microcontrolador STM32F2. Para la comunicación optaron por un chip wM-bus CC1120 que se utiliza en la infraestructura AMI y una interfaz CAN ISO1050D [6, 17]. El prototipo al que concluyeron F. Abate y M. Carratù se puede ver en la figura 1.6.

1.1.4.2 Implementación de un medidor inteligente de una sola fase basado en WiFi para el internet de las cosas

Win Hlaing de la Escuela Internacional de Posgrado Tailandes-Aleman de Ingeniería, presentó un medidor inteligente de una sola fase con comunicación Wifi. El sistema de Hlaing buscaba tener todas las funcionalidades de un punto de acceso, para lo cual utilizó el microcontrolador con Wifi ESP8266. Como unidad de procesamiento central usó la plataforma Arduino Leonardo, encargado principalmente de establecer comunicación con el ESP8266 y de la toma de lecturas de los sensores del sistema, específicamente el sensor de corriente de modelo ACS712, que alcanza niveles de hasta 30 amperes, y el sensor de voltaje de una sola fase ZMPT 101B , que consigue llegar a valores de hasta 250 volts AC. Por último, para el manejo del registro de tiempo de muestras incluyó un reloj en tiempo real tipo DS3231. Hlaing planteó también una

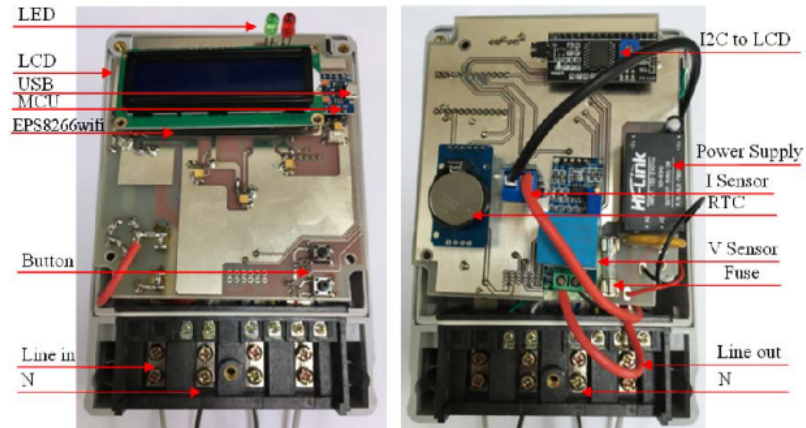


Figura 1.7: Prototipo de Win Hlaing y Somchai Thepphaeng, figura obtenida de [7].

página web en la cual el usuario puede estar monitoreando su consumo, con tablas y gráficas [7]. El diseño el cual presentaron en el congreso internacional de energía eléctrica en Tailandia de la IEEE, marzo 2017 se puede ver en la figura 1.7.

1.1.4.3 Un medidor de utilidad inteligente basado en internet de las cosas

A. R. Al-Ali y T. Landolsi de la Universidad Americana de Sharjah desarrollaron un sistema integral de medición de consumo de agua, gas, y electricidad, utilizando medidores domésticos. Lo que hicieron con los dispositivos fue, tomar la salida de pulsos de cada medidor, donde la frecuencia del tren es proporcional al consumo del servicio, y procesarla mediante un módulo de adquisición de datos programado en Python, en la plataforma Raspberry Pi, la cual también se utilizó para establecer comunicación a internet. Lo que diferenció este proyecto de los demás, fue su interfaz gráfica, ya que una vez los datos estaban en la nube, estos eran procesados y mostrados en un mapa con pines de identificación para los usuarios, donde cada cliente posee su propio despliegue de información con las características de consumo y estado de conexión. En las pruebas de su prototipo, cada medidor estaba conectado a una carga. El consumo de electricidad, agua y gas se muestra en tiempo real en la pantalla del medidor, mientras que las señales procesadas eran enviadas al sitio web, logrando obtener un 97% de precisión respecto a lo mostrado por el instrumento [35].

1.1.5 Medidor inteligente de código libre

Como en todo tema de relevancia, no pueden faltar las versiones de “fuente abierta”, las cuales son llevadas a cabo gracias a diferentes personas que contribuyen para un mismo proyecto de manera libre y colaborativa, con el fin de colocar cada una

de sus aportaciones disponibles para la comunidad. En el área de los medidores inteligentes existe el proyecto “Open Energy Monitor” desarrollado por Trystan Lea y Glyn Hudson. Es un medidor de energía eléctrica, el cual se comercializa desde su página web oficial, y ofrecen una guía de desarrollo, instrucciones de instalación interactiva, recomendaciones, un foro de la comunidad la cual es libre de comentar respecto al medidor, y una aplicación web donde se puede monitorear el consumo eléctrico mediante una interfaz gráfica. “Open Energy Monitor” tiene sus propios prototipos en venta para mantener económicamente viable el proyecto, pero los fundadores decidieron poner a disposición toda la información necesaria para que cualquier persona pudiera crear su propio dispositivo de medición, todo con el fin de compartir el conocimiento[8]. El resultado original de Trystan y Glyn se ve en la figura 1.8.

1.2 Problemática y justificación

El consumo de energía eléctrica es cada vez mayor a nivel mundial, esto debido en gran medida al crecimiento poblacional y la ascendente urbanización de zonas que previamente no gozaban de un servicio de distribución de electricidad completo. De acuerdo con datos del Banco Mundial, en el año 2016 se registró que el 87% de la humanidad contaba con acceso a la energía eléctrica, obviamente lo ideal y lo que se espera es que este porcentaje aumente al pasar de los años, ya que disponer de este servicio contribuye a obtener una mejor calidad de vida [36, 37].

El creciente gasto energético no solo se da por lo mencionado anteriormente, sino también por el incremento en el uso de aparatos eléctricos, como refrigeraciones y calentones, los cuales ahora son más comunes incluso en lugares donde antes no se empleaban. También, a comienzos del siglo XXI se amplificó la utilización de dispositivos como teléfonos celulares, computadoras portátiles, relojes inteligentes, y muchos otros que comparten la característica de necesitar una batería para funcionar,



Figura 1.8: Open Energy Monitor, figura obtenida de [8].

por ende, estos requieren de un proceso de carga periódica, siendo justo ahí donde todos estos artefactos mencionados impactan en el uso eléctrico [38, 39].

Para contrastar lo anterior se analizaron las cifras del promedio de consumo energético per cápita a nivel mundial proporcionadas por el portal ourworldindata.org, donde se encontró que hay un incremento del 18 % del año 1985 al 2000, mientras que tomando el mismo rango de 15 años pero del 2000 al 2015 es del 31 %, e incluyendo los datos más recientes seccionando del 2000 al 2020 el crecimiento es aproximadamente del 38 % [40]. Si a esta tendencia que está claramente en aumento se le suma la reciente oleada de masificación de producción y aplicación de nuevas tecnologías como automóviles eléctricos, criptomonedas, blockchain, Nfts, entre otras, se puede inferir que el gasto eléctrico está lejos de disminuir, ya que todas estas tienen la particularidad de necesitar bastante electricidad para funcionar.

Pero, ¿porque es un problema la alta demanda energética?, para responder esta pregunta se pueden elegir diferentes puntos de vista, por ejemplo, si se habla desde el apartado de producción las principales fuentes de energía a nivel mundial son de combustibles fósiles, específicamente un 61 % de la generación total al año 2020 de acuerdo con [41]. Esto representa un inconveniente ya que esta clase de recursos al ser no renovables mientras más se utilicen más rápido van desapareciendo, además de que contribuyen en gran medida a la contaminación mundial y al cambio climático.

Si ahora se analiza el área de distribución e infraestructura en conjunto con el crecimiento desmedido de la demanda según las cifras vistas anteriormente, se puede concluir que este problema ha tomado fuerza las últimas dos décadas, por lo que muchas de las centrales eléctricas o equipos técnicos no están preparados para afrontar estos nuevos niveles de consumo, resultando así en que los clientes se vean afectados por un suministro insuficiente durante horas pico o hasta largos cortes del servicio [39].

En base a lo mencionado previamente, el incremento en el gasto eléctrico conlleva una serie de retos que se pueden abordar mediante una mayor eficiencia energética, la cual se ve estimulada por el desarrollo de nuevas redes inteligentes (SGs por las siglas en inglés de Smart Grids), que permitan sostener un balance entre suministro y consumo a través de una gestión eficiente basada en la utilización tecnologías contemporáneas [42, 39, 43, 44]. Las redes eléctricas convencionales tienen limitaciones importantes ya que carecen de la oportunidad de prevenir o actuar ante fallas repentinas que sucedan dentro de la estructura, esto debido a que el sistema es de naturaleza monodireccional por lo que la empresa suministradora no recibe retroalimentación de algún tipo de suceso de manera rápida y eficaz [24, 45].

Las SGs al tener bidireccionalidad entre la producción y la demanda permiten

una mejor coordinación, por ejemplo, en una estructura tradicional cuando la energía requerida es mayor a la disponible, la empresa suministradora opta por realizar interrupciones totales del servicio en zonas de menor interés comercial, mientras que con las redes inteligentes al tener información del usuario final prácticamente de forma instantánea, se pueden localizar áreas estratégicas en donde realizar estas acciones y en donde no [39]. Ahora bien, si se toma en cuenta otro tipo de arquitectura como la micro red (MGs por las siglas en inglés de Micro Grids), la cual tiene la característica de ser una estructura descentralizada, es decir, que está compuesta por nodos que fungen como productores o consumidores simultáneamente, y a su vez se le suma la aplicación de una red inteligente, entonces la MG tendrá la capacidad de redireccionar la electricidad desde los nodos con mayor energía disponible a aquellos que tengan escasez [45].

No todo dentro de las SGs va enfocado al sector de producción o distribución, sino también al usuario final, el cual históricamente ha sido relegado a ser un elemento pasivo dentro del sistema eléctrico, pero con la actualización de esta infraestructura ahora pasa a ser parte activa y fundamental de la misma, ya que se busca proporcionarle información en tiempo real de su uso energético, permitiéndole así identificar sus patrones de consumo y administrarlos a conveniencia con el fin de que obtenga beneficios económicos y contribuya en mayor o menor medida al ahorro y uso eficiente [42, 24, 46].

Expuesto lo anterior, ¿cómo se moderniza o vuelve inteligente una red eléctrica?, para responder esta pregunta hay que tomar en cuenta el instrumento que posibilita la característica principal de la SG, la cual es la capacidad de comunicación bidireccional entre el sector de la demanda y los suministradores, esto se hace posible gracias a un medidor inteligente, el cual es considerado como el elemento principal y esencial de esta arquitectura [39, 24, 43, 42]. El SM no solo se encarga de establecer una conexión de dos direcciones, sino también de realizar lecturas y cálculos de parámetros eléctricos para proporcionarlos de forma instantánea o periódica al consumidor o la empresa proveedora del servicio. Esto da pie a diferentes aplicaciones y mejoras, por ejemplo, actualmente con los medidores convencionales solo se reciben las cifras de facturación cada cierto número de días preestablecidos y el registro de ese gasto eléctrico se hace de manera presencial, mientras que con uno inteligente se pueden obtener estos datos en tiempo casi real sin la necesidad de enviar operadores a efectuar su captura, resultando así en ahorros de operación y prevención de errores humanos [24, 47, 42, 38]. También la inmediatez de la información permite considerar distintos métodos de cobranza, como tarifas dinámicas que se ajusten a la demanda que exista en un momento en específico, lo cual incita al cliente a ajustar su consumo para que consiga reducir su pago monetario y a su vez el abastecedor libere de poco en poco la carga de su sistema.

El medidor inteligente no sólo busca contribuir al ahorro y uso eficiente de la energía mediante la aplicación de las SGs, sino también dependiendo de sus capacidades puede aportar información referente a la calidad de la misma, la cual se ha vuelto un tema de mayor relevancia los últimos años debido a que los aparatos electrónicos en los sectores domésticos, comerciales, e industriales son cada vez más sensibles a perturbaciones o ruido dentro de la red eléctrica [43, 48].

El incremento de la demanda energética junto a la escasez de combustibles fósiles, la contaminación que estos producen, y las excesivas pérdidas que existen en las largas líneas de transmisión, son los principales factores que dan pie a la introducción de energías limpias o renovables al sistema de distribución [45, 43]. Si bien estas últimas colaboran a solucionar los problemas mencionados anteriormente, también son causantes de una mala calidad de energética debido a su intermitencia, irregularidad de generación, y a la necesidad de conversión de corriente directa a corriente alterna [45, 48, 44]. Por eso en los sectores donde haya un despliegue de esta clase de producción de electricidad es de suma importancia la aplicación de medidores inteligentes que sean capaces de monitorear distintos parámetros de calidad.

Otro aspecto a tomar en cuenta es la tecnología de conexión para el medidor inteligente, como se vio ya en la sección de antecedentes a lo largo de los años se ha tratado de establecer un enlace por parte de las empresas suministradoras con el medidor del usuario final, esto utilizando distintos medios como redes telefónicas o la misma red de distribución. Si bien en su momento estos métodos cumplían con su cometido, realmente son técnicas que no se preocupan por el consumidor, ya que no buscan compartirles la información. En cambio, tecnologías como el internet han revolucionado la transmisión de datos ya que facilita la implementación de sistemas de comunicación en los que cualquier individuo que cuente con el servicio pueda participar.

En grandes rasgos aquellos artefactos que estén interactuando en un medio proporcionando retroalimentación a las personas a través del internet, se les conoce como dispositivos basados en la plataforma del internet de las cosas, y de acuerdo al ciclo de tecnologías emergentes de Gartner del 2017, los sistemas IdC se colocaban entre aquellas a explotar a los 2 o 5 años siguientes, lo cual ha visto reflejado dentro de las nuevas tendencias [49, 50]. Tomando en consideración lo anterior y que el número de personas que utilizan internet a nivel mundial aumenta día con día siendo aproximadamente el 60 % de la población mundial al año 2020 según datos de [internet users in word 2021], esta arquitectura resulta ideal para implementar un medidor inteligente.

En el apartado 1.1 se observaron algunos trabajos enfocados a medidores inteligentes

por parte de la comunidad científica, pero vale la pena resaltar algunos otros de los cuales sirvieron como referencia para este proyecto. En [51] se introduce un medidor inteligente de bajo costo enfocado a la facturación y la medición de consumo de energía eléctrica, donde el dispositivo que se fabricó está basado en LoRa-WiFi, lo que incrementa el rango de conectividad y reduce la dependencia de conexión a internet. Avancini et al. muestran un medidor inteligente trifásico basado en el IOT que registra el gasto eléctrico y asocia los costos mediante distintas interfaces de usuario, las lecturas son contrastadas y validadas con un analizador de redes Fluke [52]. En [45] se presenta un medidor de energía inteligente para el monitoreo de redes inteligentes, el instrumento es trifásico y no solo se utiliza para obtener el uso eléctrico, sino también, para parámetros de calidad como armónicos, frecuencia, factor de potencia, etc. Este artefacto fue construido integrando módulos de National Instruments por lo que la interfaz de usuario se implementó en LabView.

Los trabajos mencionados son una pequeña muestra de lo que se ha estado elaborando por parte de distintos grupos de investigación, la gran mayoría de obras se enfocan en determinar el consumo, facturación, y ocasionalmente parámetros de calidad energética dejando prácticamente inexplorada el área de implementación en tiempo real del control de la demanda. Hay algunos antecedentes que toman este enfoque, por ejemplo, en [38] se desarrolló un medidor de energía inteligente basado en IoT para monitorear el consumo de energía a nivel de dispositivo, básicamente lo que se hizo fue un toma corriente con la capacidad de definir el gasto eléctrico de todo lo que se conecte a este, pero sin controlar el paso de corriente. En [39] se llevó a cabo el diseño y desarrollo de un sistema avanzado de gestión de energía integrado en el marco de IoT, el cual consiste en más de un contacto con la posibilidad de tomar lecturas del gasto eléctrico y controlar el encendido y apagado de cargas. Los instrumentos de forma individual no están conectados a internet, sino que estos envían la información a través de radiofrecuencia a un controlador central que solamente transmite la información a la nube sin realizar alguna tarea de sensado. En sí este sistema ofrece el control de demanda, pero no cuenta con determinar un gasto total de una edificación, al menos que todos los enchufes de esta última fueran reemplazados. Por último en [37] se muestra el diseño de un SM basado en IoT con el fin de monitorear y controlar el uso y problemas de calidad de la energía con manejo del lado de la demanda para un edificio comercial. El sistema de este trabajo considera adquirir el consumo total de un recinto y realizar la conmutación de estado de las cargas, pero no posee la habilidad de determinar parámetros eléctricos de manera independiente en los tomacorrientes.

Habiendo analizado ya la importancia de la modernización de los medidores, su

utilidad dentro del ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica, y explorado las áreas de oportunidad que no se han abordado en trabajos previos se optó por realizar un sistema integral de medición y control basado en el internet de las cosas, el cual consta de un medidor inteligente con capacidad de funcionar a una, dos, o tres fases. Este dispositivo no solo ofrece el consumo energético, sino también parámetros eléctricos de calidad de energía como factor de potencia, frecuencia de fase, análisis de armónicos, y la posibilidad de aplicar algunos otros como detección de caídas y subidas de tensión. El instrumento recibe el nombre de medidor central porque al tratarse de un sistema integral hay otro dispositivo con el que de igual forma se interactúa llamado controlador de cargas, que fue diseñado con el fin de sustituir los tomacorrientes convencionales para realizar mediciones eléctricas y gestionar el encendido y apagado de aparatos que estén conectados al enchufe.

Observando los artefactos como un todo se extrae que la estructura cumple con realizar mediciones eléctricas de consumo y calidad, característica que no se encuentra en muchos SMs con plataforma IdC de acuerdo con la sección anterior. Además cuenta con la conmutación de cargas a distancia, lo que facilita al usuario final controlar sus patrones de consumo, evitar desperdicios, prevenir accidentes, o incluso permite la introducción a nuevas técnicas de distribución por la parte suministradora, ya que se podrían dejar de lado las interrupciones del servicio completo por zonas y utilizar apagones por aparatos.

1.3 Hipotesis

Es posible desarrollar sistemas empotrados de medición y control de energía eléctrica utilizando una arquitectura del internet de las cosas y, además, conseguir una incertidumbre menor al 1 %.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo general

Desarrollar e implementar un sistema de medición y control de energía eléctrica utilizando una arquitectura del internet de las cosas, para promover el ahorro y el uso eficiente de la energía a nivel residencial y comercial.

1.4.2 Objetivos específicos

- Diseñar y construir un medidor de energía eléctrica trifásico con un porcentaje de error menor a 1%, basado en la plataforma del internet de las cosas.
- Implementar un firmware al medidor trifásico que permita la obtención de parámetros de calidad de energía eléctrica como frecuencia de fase, factor de potencia, y distorsión armónica total con un porcentaje de error menor a 1%.
- Elaborar una aplicación web como interfaz de usuario que permita la gestión del sistema integral de medición y control de energía eléctrica con una latencia menor de 500 ms.
- Implementar el sistema integral de medición y control de energía eléctrica en un ambiente residencial, con el fin de alcanzar el nivel seis de las etapas de maduración tecnológica, según la metodología "Technology Readiness Level" de la NASA.

1.5 Metodología

Para poder desarrollar el sistema de este proyecto, fue necesario seguir distintas metodologías, las cuales van enfocadas a las diferentes áreas tecnológicas involucradas. Al trabajar en una plataforma fundamentada en el internet de las cosas, se optó por una metodología base enfocada en este campo propuesta por Bahga y Madisetti en [53], la cual se presenta a continuación pero se puede ver resumida en la figura 1.9. A su vez, a causa de la naturaleza de los dispositivos que se elaboraron se tomaron en cuenta algunas otras estrategias de desarrollo para sistemas de adquisición de datos, arquitecturas de medidores digitales y algoritmos de cálculos de parámetros eléctricos.

1.5.1 Metodología para diseño de plataformas del internet de las cosas de Bahga y Madisetti.

1. **Especificación de propósito y requisitos:** En este apartado se define el propósito con el que debe cumplir el sistema a desarrollar, así como el funcionamiento básico del mismo. A su vez es para seleccionar y describir los requisitos a tomar en cuenta, por ejemplo, si se va contar con una plataforma para la gestión del sistema, recolección de datos, autenticación de seguridad, interfaz de usuario, etc. Básicamente este punto es para detallar la idea general del sistema basado en el internet de las cosas.

2. **Especificación del proceso:** Una vez realizado lo anterior sigue describir el proceso de trabajo del sistema, es decir, cual es el procedimiento que este sigue para cumplir con el propósito y los requisitos previamente definidos. Se pueden tomar diferentes estrategias para la descripción del proceso, por ejemplo, descripción por puntos, gráficos, diagramas de flujos, etc.
3. **Especificación del modelo dominio:** En este paso se define el dominio sobre el cual trabaja el sistema, es decir los conceptos principales, las entidades o objetos que están en dominio de la plataforma idC. El propósito principal de un modelo de dominio es generar una comprensión del dominio en cuestión, el cual debe proporcionar un léxico y una taxonomía comunes, definiendo los conceptos principales y sus relaciones. Un modelo de dominio debe ser estable, por lo tanto, debe abstraerse de los detalles de implementación, separar lo que no varía de lo que sí. Entre los conceptos principales del modelo del dominio se pueden encontrar las entidades físicas, entidades virtuales, dispositivos, recursos (en la red o en los dispositivos), servicios, y usuarios.
4. **Especificación del modelo de información:** Aquí se especifica la estructura de toda la información en el sistema IdC, lo cual refiere al modelado de los conceptos principales que permiten el flujo de información, por ejemplo los atributos de las entidades virtuales, sus nombres, tipos, relaciones, restricciones, valores, etc. El modelo de información realmente no describe cómo es que se almacena la información, ni la composición de la misma, sino agrega más detalles del modelado de una entidad virtual.
5. **Especificaciones de servicios:** En el quinto paso se detallan aquellos servicios que se encuentran en el sistema IdC. Definir si son servicios de entrada/salida, punto final, programados, pre condicionados, etc. Todos estos derivan de los estados y los atributos que se encuentran en las especificaciones del proceso y del modelo de información. Los servicios pueden cambiar dichos estados del proceso o algún atributo de alguna entidad, o bien simplemente monitorear sus valores al momento.
6. **Definir el nivel de IOT:**
 - **Nivel 1:** El sistema tiene un solo dispositivo o nodo, las acciones que realiza pueden ser mediciones, activación de actuadores, almacenamiento de datos, análisis de información, etc. todo implementado de forma local dentro del

mismo nodo. Por lo general la cantidad de información que se administra en arquitecturas de este nivel no es muy grande.

- **Nivel 2:** Al igual que el nivel anterior, el sistema solo cuenta con un nodo, pero con diferencia que los datos generados se almacenan en la nube y la aplicación web está desplegada en internet. Por lo general esta estructura maneja grandes cantidades de información, pero su análisis no requiere un gran hardware computacional.
- **Nivel 3:** Tiene las mismas propiedades del nivel dos, con la característica que se requiere de un hardware más potente para realizar un análisis de datos, esto debido a que se aplican algoritmos más complejos para el procesamiento de la información.
- **Nivel 4:** En este nivel ya no se tiene un solo nodo terminal, se tienen distintos dispositivos los cuales realizan tareas de adquisición de datos y ejecutan análisis de manera local. La información es almacenada en la nube, así como el despliegue de aplicación web. Esta arquitectura cuenta con observadores de nodos, los cuales pueden recibir información disponible en la nube y mostrarla ya sea de manera local o en internet. En este esquema no se efectúan acciones de control, la cantidad de información que se maneja en este nivel es grande y su análisis es complejo.
- **Nivel 5:** En el sistema hay más de un nodo terminal, los cuales pueden sensor o realizar acciones de control. Entre los nodos se encuentra un dispositivo coordinador, el cual se encarga de recibir información de los demás y enviarla a la nube, pero también admite instrucciones desde la aplicación web para ejecutar alguna operación. También cuenta con observadores de nodos locales y en la nube, es ahí donde de igual forma los datos son almacenados, procesados, y presentados. Este nivel es ideal para las redes de sensores inalámbricos.
- **Nivel 6:** En el último nivel se cuenta con múltiples dispositivos finales independientes, los cuales pueden recolectar información o hacer acciones de control. Comparado con el nivel anterior, aquí todos los nodos pueden tener comunicación bidireccional con la nube, sin la necesidad de que alguno de ellos sirva como intermediario. La información se almacena, procesa, analiza, y presenta en la nube, al igual que puede tener observadores de nodos ahí mismo, o locales.

7. **Vista de las especificaciones del funcionamiento:** En este paso se definen

las especificaciones del funcionamiento del proyecto IdC, el cual está dado por funciones, las cuales son agrupadas en diferentes bloques, donde cada uno provee las funcionalidades para interactuar con los conceptos definidos en el dominio del sistema. Los grupos pueden ser, dispositivos, comunicaciones, servicios, administración, aplicación e interfaz de usuario.

8. **Vista de las especificaciones de operación:** Aquí se especifican todas las opciones y tecnologías utilizadas en los grupos de funciones establecidos en el paso anterior, como los servicios de hospedaje, servicios de almacenamiento, opciones de los dispositivos, etc.
9. **Integración de componentes y dispositivos:** En el penúltimo paso es la integración de todos los dispositivos y los componentes. Este es el apartado dedicado al hardware, ya que se detalla toda la integración electrónica, diseño, etc. para la construcción de los nodos del sistema.
10. **Desarrollo de interfaz de usuario:** Lo último de la metodología es creación de la aplicación de interacción, donde el usuario podrá monitorear o controlar diferentes parámetros del sistema, pueden ser aplicaciones móviles, web o locales.

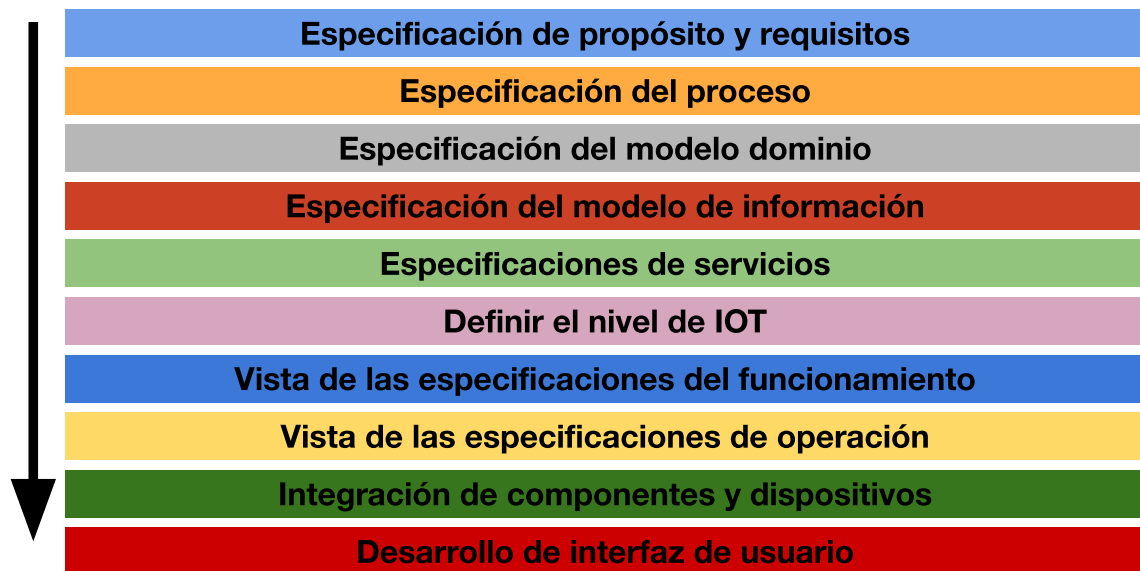


Figura 1.9: Flujo de la metodología de Bahga y Madisetti.

Capítulo 2

Fundamentos teóricos

Para cumplir con todos los objetivos planteados en este trabajo es sumamente necesario entender al menos las bases teóricas de los aspectos más importantes de los diseños planteados previamente. Al tratarse de un sistema que integra la medición y el control de energía eléctrica en un entorno del internet de las cosas, un gran número de áreas del conocimiento científico se ven involucradas, por lo que en este capítulo se encuentra toda la información requerida para el desarrollo de este proyecto. Primero, se encuentra la descripción de todos los parámetros eléctricos que están relacionados con los instrumentos de recolección de datos, esto con el fin de entender qué significan, cómo se calculan, y de qué manera se comportan estas variables. Después se plantean las configuraciones esenciales para efectuar mediciones, como dispositivos de adquisición de datos, sensores, filtros, arquitecturas, etc. Este capítulo finaliza con la teoría referente al internet de las cosas, es decir en qué consiste esta plataforma, que aspectos técnicos requiere, y las diferentes opciones de implementación que hay.

2.1 Principios eléctricos

En electricidad, la potencia es definida como la cantidad de trabajo que se hace o la energía que se gasta y su unidad de medida es el watt (W), donde expresados en términos de energía sería 1 j/s. Día a día se está en contacto con parámetros eléctricos, muchas veces sin que las personas se den cuenta. Por ejemplo, se entiende que un foco de 100 watts produce más luz que uno de 60 watts, como consecuencia el primero gasta mas energia, y si en un hogar se colocan solamente focos de 100 watts y en otro solo de 60 watts, al momento de pagar la factura a la compañía suministradora de electricidad, el hogar con focos de 100 watts tendrá un mayor desembolso económico. Por cuestiones como la anterior, potencia es una de las variables más relevantes en los

sistemas de suministro y consumo de energía eléctrica, por lo que su entendimiento es de suma importancia. A continuación se presentan una serie de conceptos que ayudan a comprender mejor los diferentes tipos de potencia.

2.1.1 Potencia instantánea

Es la potencia en cualquier instante de tiempo, y está dada por el producto de tensión instantánea en un dispositivo y la corriente instantánea que circula por el [54], esto está representado por

$$p(t) = v(t)i(t). \quad (2.1)$$

Si se considera un caso general en el que se tiene una fuente sinusoidal la cual suministra energía a una combinación arbitraria de circuitos, los valores de tensión y corriente se obtienen con las ecuaciones 2.2 y 2.3 respectivamente.

$$v(t) = V_m \cos(\omega t + \theta_v), \quad (2.2)$$

$$i(t) = I_m \cos(\omega t + \theta_i). \quad (2.3)$$

V_m y I_m corresponden a los valores pico de la señal sinusoidal, mientras que θ_v y θ_i corresponden a los ángulos de fase del voltaje y la corriente respectivamente. Por lo anterior, si se reemplazan las ecuaciones 2.2 y 2.3 en la ecuación 2.1, la potencia instantánea sería

$$p(t) = \frac{1}{2}V_m I_m \cos(\theta_v - \theta_i) + \frac{1}{2}V_m I_m \cos(2\omega t + \theta_v + \theta_i). \quad (2.4)$$

2.1.2 Potencia activa o potencia promedio

Como se mencionó, la potencia instantánea se toma en un momento de tiempo en específico, por lo que su medición se vuelve un tanto complicada; en cambio, la potencia activa al ser un promedio de la potencia instantánea en un periodo de tiempo, es más fácil obtenerla con algún instrumento de medición. La potencia activa al tratarse de una integración de la potencia instantánea está dada por la expresión 2.5 [55].

$$P = \frac{1}{T} \int_0^T p(t) dt. \quad (2.5)$$

La ecuación de potencia activa P contiene el término de la potencia instantánea $p(t)$, por lo que si se sustituye la ecuación 2.4 en la 2.5, se obtiene que la potencia

activa quedaría de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
 P &= \frac{1}{T} \int_0^T \frac{1}{2} V_m I_m \cos(\theta_v - \theta_i) dt + \frac{1}{T} \int_0^T \frac{1}{2} V_m I_m \cos(2\omega t + \theta_v + \theta_i) dt, \\
 P &= \frac{1}{2} V_m I_m \cos(\theta_v - \theta_i) \frac{1}{T} \int_0^T dt + \frac{1}{2} V_m I_m \frac{1}{T} \int_0^T \cos(2\omega t + \theta_v + \theta_i) dt. \quad (2.6)
 \end{aligned}$$

La sustitución resulta en que la primera integral termina en una constante, mientras que la segunda corresponde a la integración de una señal sinusoidal. El promedio de una señal sinusoidal a lo largo de su periodo es cero, por lo que el segundo término de la ecuación 2.6 se elimina, y la potencia activa estaría expresada por

$$P = \frac{1}{2} V_m I_m \cos(\theta_v - \theta_i). \quad (2.7)$$

Para resumir, vale la pena señalar que, tal como se ya se mencionó y se aprecia en la ecuación 2.1, la potencia instantánea está en función del tiempo, mientras que la potencia promedio es el resultado del producto de los valores pico del voltaje y la corriente por el coseno de la diferencia del ángulo de fase entre las magnitudes anteriores [56].

2.1.3 Valor eficaz o RMS (Root Mean Square)

Para continuar con las definiciones de potencias es necesario introducir el nuevo concepto de valor eficaz, ya sea para una señal de tensión o de corriente. Este aspecto surge con la necesidad de medir la eficiencia en el suministro de potencia a una carga resistiva.

El valor eficaz de una corriente periódica es el equivalente a la corriente directa (CD) que suministra la misma potencia promedio a una resistencia que la entregada por la corriente periódica [56]. En otras palabras, se deja que una corriente periódica dada fluya por una resistencia, se determina la potencia instantánea, y luego se obtiene el valor promedio sobre un periodo; esto es la potencia promedio (activa). Después se provoca que una corriente directa fluya por esta misma resistencia y se ajuste el valor de la corriente directa hasta que se obtenga el mismo valor de potencia promedio [54]. La magnitud resultante de la corriente directa es igual al valor eficaz de la corriente periódica dada. Tanto el voltaje y la corriente eficaz están dadas por las ecuaciones 2.8 y 2.9.

$$V_{rms} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T v^2 dt}, \quad (2.8)$$

$$I_{rms} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T i^2 dt}. \quad (2.9)$$

Se ve como los valores eficaces de una señal periódica corresponden a la raíz cuadrada media del cuadrado de la señal (RMS por las siglas en inglés Root Mean Square). Por lo general a nivel industrial los términos de voltaje y corriente son expresados en los términos de su valor eficaz, en especial en los estudios de potencias, por ejemplo, la potencia activa o promedio que surge de la ecuación 2.6 puede ser expresada en términos rms, de modo que

$$P = V_{rms} I_{rms} \cos(\theta_v - \theta_i). \quad (2.10)$$

2.1.4 Potencia aparente y factor de potencia

Partiendo de la ecuación de potencia activa en término de valores eficaces 2.10, se observa que esta está compuesta de dos partes principales, las cuales sirven para obtener la potencia aparente y el factor de potencia.

$$S = V_{rms} I_{rms}. \quad (2.11)$$

S es la potencia aparente según la ecuación 2.11 y simplemente es el producto de el voltaje rms y la corriente RMS. Se le conoce como potencia aparente ya que de acuerdo con la teoría de los elementos resistivos en corriente directa, la potencia debería ser aparentemente el producto del voltaje y la corriente. Las unidades de la potencia aparente son volts-amperes (VA), para así diferenciarse de los watts de la potencia activa. Otro término resultante de la potencia promedio, es el factor de potencia (fp), el cual corresponde a la ecuación 2.12.

$$fp = \frac{P}{S} = \cos(\theta_v - \theta_i). \quad (2.12)$$

El factor de potencia es el coseno de la diferencia de fase entre el voltaje y la corriente, lo que sería el coseno del ángulo de la impedancia de la carga a la que se le suministra potencia. El factor de potencia va a depender de la naturaleza de la carga, si la carga es puramente resistiva el voltaje y la corriente estarán en fase por lo que el factor de potencia será de uno, si la carga es meramente reactiva el desfase entre ambas magnitudes será de noventa grados, por lo que el factor de potencia será de cero [55].

2.1.5 Potencia compleja y reactiva

Para entender la potencia reactiva es necesario conocer lo que es la potencia compleja (\mathbf{S}), la cual se trata del producto del fasor de la tensión rms y el conjugado del fasor complejo de la corriente rms. Como cualquier variable compleja tiene su parte real y su parte imaginaria, la primera está representada por la potencia activa (P), mientras que la parte imaginaria por la potencia reactiva (Q). Entonces la potencia compleja es tal que

$$\begin{aligned}\mathbf{S} &= V_{rms}I_{rms}\angle(\theta_v - \theta_i), \\ &= V_{rms}I_{rms} \cos(\theta_v - \theta_i) + jV_{rms}I_{rms} \text{sen}(\theta_v - \theta_i),\end{aligned}\quad (2.13)$$

si

$$P = V_{rms}I_{rms} \cos(\theta_v - \theta_i),$$

entonces

$$Q = V_{rms}I_{rms} \text{sen}(\theta_v - \theta_i),$$

por lo que la potencia compleja \mathbf{S} tendría la forma general

$$\mathbf{S} = P + jQ.$$

La potencia activa P es la potencia promedio en watts suministrada a una carga, es la única potencia útil la cual es disipada por una carga. La potencia reactiva Q es una medida del intercambio de energía entre la fuente y la parte reactiva de la carga. La unidad de Q es el volt-ampere reactivo (VAR), para distinguirla de la potencia real, cuya unidad es el watt [54].

2.1.6 Triángulo de potencias

Para representar de una forma más sencilla la potencia compleja, se desarrolló el triángulo de potencias como una forma gráfica y fácil de representar la relación entre todas las potencias, donde solamente se requieren dos de los tres parámetros para por medio de propiedades trigonométricas conocer el faltante, esto se observa en la figura 2.1. Del análisis de potencias se puede deducir que, si la potencia reactiva es cero es porque las cargas son puramente resistivas y el factor de potencia es unitario, si la potencia reactiva es menor que cero es porque las cargas son meramente capacitivas y el factor de potencia está adelantado, por lo que el triángulo de potencia se ubica en el

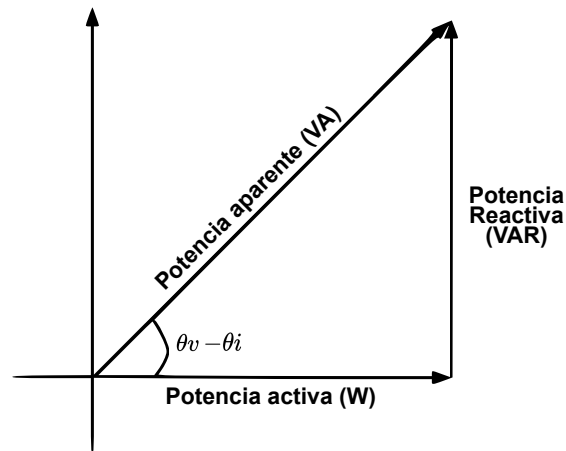


Figura 2.1: Triángulo de potencias.

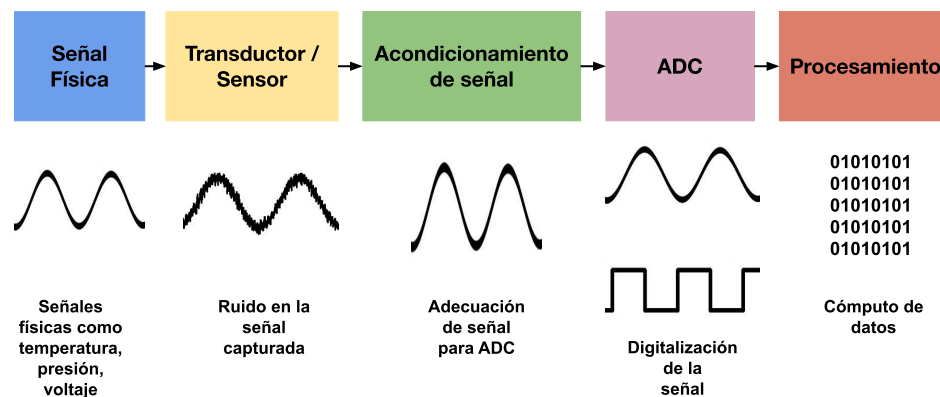


Figura 2.2: Arquitectura de un sistema de adquisición de datos.

cuarto cuadrante, y si la potencia reactiva es mayor a cero la carga es en su mayoría son inductivas atrasando el factor de potencia, y el triángulo de potencias se encontraría en el primer cuadrante [55, 56].

2.2 Sistemas de adquisición de datos

La función principal de los sistemas de adquisición de datos (DAS por las siglas en inglés Data Acquisition Systems) es tomar muestras de señales o magnitudes físicas, tales como voltaje o corriente y convertirlas en información digital que puede ser procesada y utilizada ya sea por un microcontrolador o hasta por una computadora [57]. Hay muchas arquitecturas de dispositivos de adquisición de datos que ofrecen diferentes características, pueden ir desde solamente una lectura de variable física hasta generar señales de control, por lo que a continuación se presentan los conceptos de los componentes básicos de una estructura DAS, los cuales se resumen en la figura 2.2.

2.2.1 Sensores y transductores

- **Sensores:** Es un instrumento el cual posee una función de entrada en la que cuando el sensor esté en contacto con algún fenómeno físico, este cambiará sus propiedades [58]. Un ejemplo de esto podría ser el termómetro, el cual cambie su valor de resistencia al estar en contacto con el calor.
- **Transductores:** Es aquel dispositivo que utiliza una magnitud física como mecánica, eléctrica, óptica térmica, etc. y la convierte en otra magnitud, normalmente una señal eléctrica [58]. Tomando el ejemplo anterior del termómetro que cambia su valor de resistencia según la temperatura, normalmente los dispositivos de adquisición de datos no toman lecturas de resistencia, por lo que con un transductor la variación de resistencia puede pasarse a una variación de voltaje.

2.2.2 Acondicionamiento de señal

Por lo general, las señales ofrecidas por los sensores y transductores en muchas ocasiones pueden estar acompañadas de ruido, o también su valor de amplitud puede ser muy pequeño o muy alto, lo que hace necesario una etapa de acondicionamiento antes de que la señal sea digitalizada. Para esto existen diferentes tipos de arreglos y filtros, que pueden ser simples divisores de voltaje, amplificadores de señal, filtros rlc, etc. La utilización de estos van a depender meramente de la salida del sensor o transductor que se esté usando [59].

2.2.2.1 Conversión analógica digital

Si bien hay sensores los cuales están instrumentados para funcionar de manera digital, la gran mayoría de ellos arrojan simples salidas analógicas, por lo que estas necesitan ser digitalizadas mediante un convertidor analógico digital (ADC por las siglas en inglés de Analog-to-Digital Converter).

Un ADC es un dispositivo el cual convierte una señal analógica de voltaje o corriente a un número digital proporcional a la señal. A través de esta conversión siempre habrá un grado de error, el cual no solo depende de su resolución del dispositivo, sino también de otros factores, por lo que dependiendo del proyecto y la aplicación en la que se esté muestreando una señal se deberá elegir el ADC que se vaya a utilizar, para esto se presentan una serie de parámetros lo cual es importante tomar en cuenta antes de escoger uno [57].

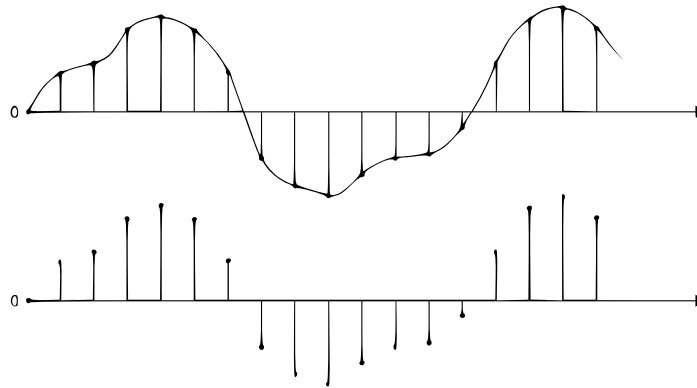


Figura 2.3: Reconstrucción de una señal muestreada.

- **Rango de voltaje:** Es el voltaje máximo y mínimo el cual se le pueden aplicar a las entradas del ADC.
- **Resolución:** Se expresa en el número de bits a los que trabaja el ADC e indica el número de valores discretos que se pueden producir sobre la señal analógica.
- **Error de cuantificación:** Error ofrecido por el fabricante de conversión digital.
- **Modo de conversión:** Es el modo en el que el ADC procesa la entrada que puede ser de dos formas, de un solo extremo o de forma diferencial.
- **Offset error:** El error entre la función de transferencia ideal y la obtenida.
- **Proporción de señal a ruido:** Es la relación entre la señal medida y el ruido que la acompaña, su proporción se mide en decibeles.
- **Distorsión armónica:** Es la proporción de la suma de las potencias de las componentes armónicas presentes y la potencia de la señal original.
- **Impedancias y capacitancias:** Son los valores de impedancias y capacitancias de las entradas del ADC.

Los convertidores analógico digital no solo sirven para señales de corriente directa, sino también para de onda de tipo sinusoidal, donde lo que se hace es tratar de representar dicha señal periódica en una digital por medio de un muestreo así como se ve en la figura 2.3. Pero ¿con qué frecuencia se debe realizar este muestreo a la señal que se desea reconstruir digitalmente?, para contestar esta pregunta es necesario introducir lo que es el teorema de muestreo o de Nyquist, el cual nos indica que para que una señal analógica sea reconstruida correctamente y no presente problemas de “Aliasing”, la frecuencia de muestreo debe ser dos veces más que la frecuencia máxima de la señal

analógica. Esto se puede representar con la ecuación 2.14, donde T es el periodo y W es la frecuencia de Nyquist [60].

$$T \leq 1/2W. \quad (2.14)$$

2.2.2.2 Procesamiento de datos

Una vez la señal a analizar se ha digitalizado y convertido en información, esta debe ser procesada, ya sea para solamente ser presentados de manera gráfica, o bien para realizar toma de decisiones. El procesamiento de datos se puede llevar a cabo en distintos instrumentos, ya sea microcontroladores, microprocesadores, o bien directamente en una computadora, pero también muchos dispositivos de adquisición de datos ya incorporan instrumentado el apartado de procesamiento de datos, realizando operaciones las cuales sirven para brindar diferente tipo información.

2.2.3 Sistema de medición inteligente

Las redes eléctricas inteligentes son aquellas que buscan encargarse de una distribución eficiente de electricidad, mantener el porcentaje de perdidas de energía lo mas bajo posible, incrementar el nivel de calidad de energía, mantener la seguridad en el suministro eléctrico, y mejorar la experiencia de los usuarios [61]. Una de las principales partes de las redes eléctricas inteligentes son los sistemas de medición inteligentes, esto debido a las capacidades de los instrumentos, como almacenamiento de información, procesamiento de datos, comunicación bidireccional, etc. [62]. La medición inteligente busca tener una relación estrecha con el consumidor brindándole diferente tipo información importante referente a su consumo, con el fin de que el usuario pueda ajustar su carga eléctrica y obtener beneficios como menores pagos en su factura. En la figura 2.4 se puede observar un sistema de medición inteligente comparado con uno tradicional.

El componente principal de este sistema es el medidor inteligente, ya que es el encargado de realizar multiples tareas, desde la medición hasta la comunicación de datos. Los MIs son aquellos dispositivos los cuales toman mediciones de consumo energético, despliegan sus mediciones en un tablero de instrumentos digital, cuentan con comunicación bidireccional (consumidor-suministrador) y además cumple con las siguientes características [44]:

- Captura en tiempo real o casi tiempo real el uso de la electricidad o la posibilidad de la energía generada.
- Provee la posibilidad de que se hagan lecturas remotas o locales del medidor.

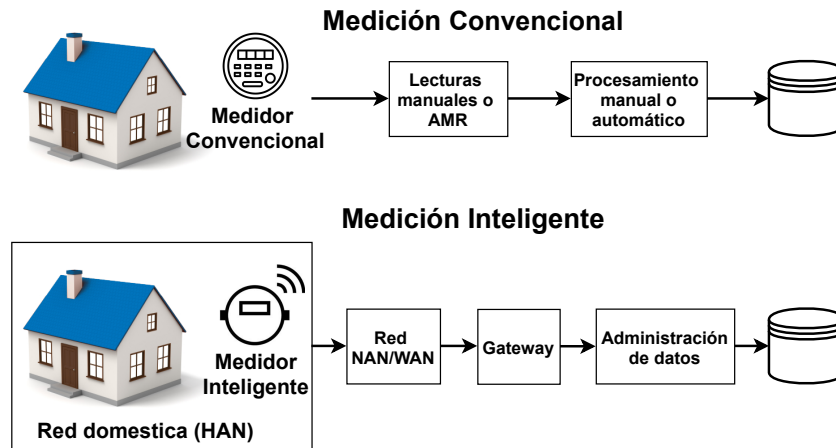


Figura 2.4: Medición Convencional vs Medición inteligente.

- Controlabilidad remota, del medidor inclusive para realizar un corte general del suministro.
- Habilidad para captar y reportar eventos ya sea en el mismo dispositivo como lo sería desconexión o eventos en la misma línea eléctrica, como subidas de tensión.
- Distintos protocolos de comunicación, esto con el fin de adaptarse en cualquier red eléctrica inteligente.

2.2.4 Arquitectura de un medidor inteligente

La arquitectura de un medidor inteligente como el que se aprecia en la figura 2.5, tiene como base el funcionamiento de un sistema de adquisición de datos, el cual se puede ver en la figura 2.2. El proceso empieza por las señales físicas (voltaje y corriente) que se desean muestrear, para esto se utilizan sensores de voltaje y corriente, pero como las señales emitidas por estos sensores no pueden ir directamente al ADC estas deberán pasar antes por diferentes filtros. Una vez digitalizados los datos podrán ser procesados y enviados a un receptor mediante algún protocolo de comunicación [23]. Conocido el proceso de cómo funciona un medidor inteligente, este servirá como base para el desarrollo de su arquitectura, pero además se deben de tomar en cuenta una serie de componentes necesarios para realizar diferentes acciones, como comunicación, fecha y hora de las mediciones, almacenamiento, respaldo de información, alimentación, etc. Por lo anterior un medidor inteligente debe contener al menos los siguientes elementos :

- Fuente de alimentación.
- Sensor de corriente y voltaje.

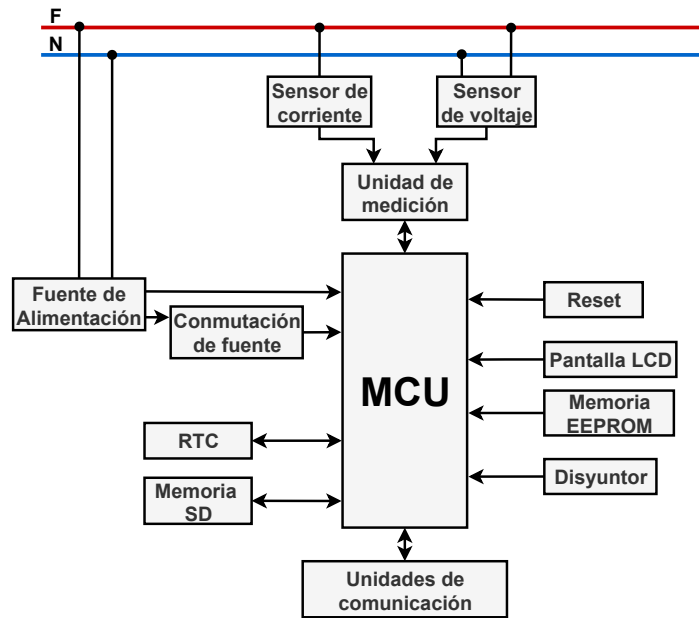


Figura 2.5: Arquitectura de un medidor inteligente.

- Unidad de medición de energía.
- Microcontrolador.
- Reloj en tiempo real.
- Sistema de comunicación.

2.2.5 Fuente de alimentación

Las fuentes de alimentación dependen del diseñador del medidor inteligente, pero por lo general se utilizan fuentes conmutadas, fuentes rectificadas, o bien directamente se utilizan dispositivos que son convertidores de AC-DC ya empaquetados. A su vez la forma en la que se alimente el medidor inteligente puede variar, ya sea que la fuente de alimentación esté incluida dentro del mismo circuito del medidor tomando como voltaje de entrada para la fuente la misma señal que se esté midiendo. En la figura 2.6 se encuentra la estructura necesaria para realizar una fuente de alimentación dentro del mismo circuito. Otra forma de energizar el sistema es que la alimentación sea de manera externa al circuito, solamente con un conector que reciba directamente el voltaje en CD. Dentro de la alimentación de los circuitos del medidor es necesario implementar reguladores de voltaje, ya que muchos de los dispositivos internos trabajan a diferentes niveles. Para esto hay diferentes modelos como lo es el regulador de 5v LM7805 o bien de 3.3v LM1117, siendo estos niveles los más comunes dentro de los circuitos

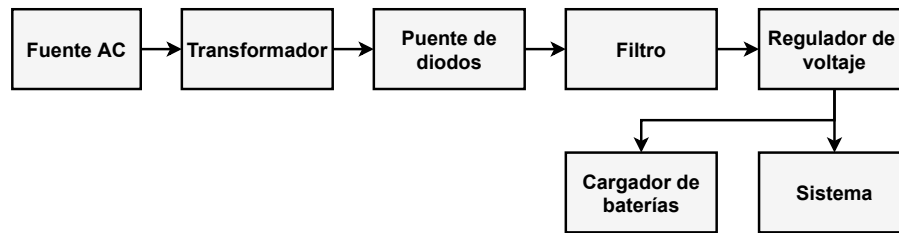


Figura 2.6: Bloques de fuente de alimentación.

integrados. También algo a tomar en cuenta es que si llega a suceder algún incidente como pérdida de suministro eléctrico, el medidor debe de seguir funcionando, o al menos algunas partes de él, por lo que es necesario la inclusión de una batería y un circuito de carga para la misma, para esto hay modelos como el TP4056 o el MAX1551. Para conmutar entre la alimentación de la fuente o de la batería ya muchas de las unidades de medición de energía cuentan con un administrador de energía, donde lo que hacen es estar revisando siempre el nivel de voltaje de entrada, en el momento que este baje de cierto valor umbral, la batería pasa a alimentar la unidad de medición.

2.2.6 Sensores de corriente

Existen diferentes tipos de sensores de corriente los cuales pueden ser invasivos o no invasivos. Los invasivos son aquellos que están en contacto directo con la señal a medir, mientras que los no invasivos se relacionan con el fenómeno físico de forma indirecta [63]. Por lo anterior hay distintos principios de funcionamiento para los sensores de corriente, los cuales su elección para ser utilizados en medidores inteligentes dependerá de la aplicación a la que estos estén dirigidos. A Continuación se presentan los sensores de corriente más utilizados en proyectos de medición.

2.2.6.1 Sensor de corriente por efecto hall

Este sensor consiste en un circuito interno de efecto hall cerca del empaquetado del dispositivo, y una ruta de cobre por dentro entre los pines del circuito integrado. Una vez que una corriente circula a través de estos pines, se genera un campo electromagnético el cual es medido a través del circuito de efecto hall y convirtiéndolo de manera proporcional en un voltaje de salida [64]. Una de las ventajas de esta clase de sensores es la practicidad con la que puede ser integrado en un proyecto, ya que su empaquetamiento pequeño lo permite colocar en cualquier placa electrónica. Algunas desventajas son que la precisión de las mediciones pueden variar según el entorno magnético en el que esté, y si bien la base del funcionamiento del sensor es no invasiva su aplicación si lo es, ya que es necesario abrir el circuito donde se vaya a realizar la medición para colocarlo entre las

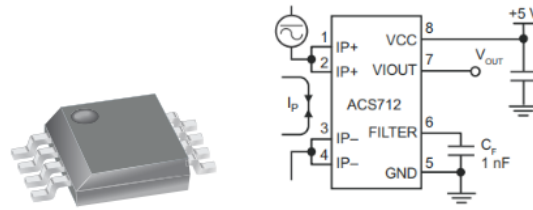


Figura 2.7: Allegro microsystems ACS712.

terminales del CI. Un ejemplo de estos circuitos es el ACS712 de Allegro microsystems el cual se puede ver su funcionamiento y empaquetado en la figura 2.7.

2.2.6.2 Resistencias Shunt

Las resistencias tipo shunt son de los dispositivos más utilizados en los instrumentos de medición de corriente, ya que están presentes en casi todos los multímetros o fuentes de alimentación. Las resistencias shunt tienen por lo general valores desde los 100 uOhms hasta los 500 mOhms y su base de funcionamiento es la clásica ley de Ohm, ya que una vez que fluye una corriente a través de la resistencia, se genera un voltaje que es proporcional a la corriente, el cual es utilizado como señal de entrada para un ADC[23]. Hay diferentes tipos de resistencias tipo shunt, y su utilización va a depender de la aplicación. Está la de de alto rendimiento tipo coaxial, que es usada principalmente en la industria para medir corrientes en el orden de los kA. También están las resistencias de bajo costo que pueden ser de tipo montaje superficial o de inserción, que a diferencia de las coaxiales, estas comúnmente son más empleadas para aplicaciones domésticas o de laboratorio, ya que la corriente máxima que pueden medir son de entre 100 A a 200 A [65].

Generalmente esta práctica de medición es muy precisa y económica, pero su capacidad de medición está sujeta a las propiedades físicas de la propia resistencia, por ejemplo, la potencia que esta puede disipar. Al igual que el sensor de efecto hall su aplicación es de tipo invasivo ya que se requiere que la corriente fluya específicamente por de la resistencia, por lo que se necesita abrir el circuito de carga. En la figura 2.8, se puede observar un circuito con la aplicación de una resistencia tipo shunt.

2.2.6.3 Bobinas Rogowski

Estas bobinas fueron diseñadas por Walter Rogowski en 1912, utilizan el principio de inducción de la ley de Faraday, y constan de un cable en forma de hélice alrededor de una circunferencia formando una especie de toroide pero con núcleo de aire, y las dos terminales están cercanas entre sí. Una vez que la corriente fluye a través del

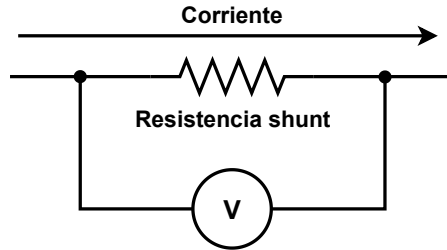


Figura 2.8: Aplicación resistencia shunt.

devanado primario y pasa por el centro de la bobina Rogowski se genera un voltaje en las terminales, el cual es proporcional a la tasa de cambio de la corriente y no al flujo como tal, por lo que el voltaje respecto al flujo de corriente puede ser representado por la ecuación 2.15.

$$V = k \frac{dI}{dt}, \quad (2.15)$$

si se toma en cuenta que V es el voltaje de salida de la bobina, I la corriente que se desea medir, y k la constante que incluye parámetros físicos de la bobina, para obtener el valor del flujo de corriente se reordena la ecuación 2.15 y se obtiene [66]

$$\begin{aligned} V dt &= k dI, \\ \int V dt &= \int k dI, \\ I &= \frac{1}{k} \int V dt. \end{aligned} \quad (2.16)$$

De acuerdo a la ecuación 2.16 para obtener el valor de la corriente se tiene que integrar el voltaje respecto al tiempo, lo cual debe ser implementado en alguna unidad de control, pero también hay muchas unidades de medición de consumo eléctrico de marcas como Analog Device, Microchip, Maxim, etc. que están preparadas con la implementación matemática para trabajar con bobinas Rogowski. Las bobinas Rogowski tienen una aplicación de tipo no invasiva, por lo que no es necesario abrir ningún circuito para realizar la medición, también ofrecen otra clase de ventajas respecto a otros sensores de corriente, ya que no poseen una saturación como tal y son inherentemente lineales, permite hacer mediciones en donde la amplitud de la señal y su frecuencia no son conocidas, además tienen una gran exactitud y un costo de producción relativamente bajo [65]. En la figura 2.9 se ve un ejemplo de bobinas Rogowski que se pueden encontrar en el mercado.

2.2.6.4 Transformadores de corriente

Los transformadores de corriente (TC) buscan producir una pequeña señal de corriente



Figura 2.9: Bobina Rogowski.

proporcional a una de mayor amplitud, los TCs siguen el principio de inducción magnética de la ley de Faraday, pero el funcionamiento respecto a las bobinas Rogowski es un poco distinto. Los transformadores de corriente cuenta con un devanado primario que sería simplemente el cable por donde pasa la corriente de carga y con un devanado secundario que a diferencia de las bobinas Rogowski, este cuenta con un núcleo de material ferromagnético. Una vez que la corriente fluye a través del devanado primario se genera un campo electromagnético el cual produce una corriente en el devanado secundario proporcional a la corriente del devanado primario. La corriente generada en el devanado secundario es utilizado como la salida de sensor, pero para poder generar una señal de voltaje la cual pueda ser captada por un ADC se necesita cortocircuitar las salidas del sensor con una resistencia de carga conocida como R_s o R_b , la cual funge como una resistencia shunt. Una vez que que la corriente a medir fluye a través del transformador y se reduce su amplitud, esta pasa por de la resistencia R_s generando así un voltaje, el cual ahora si puede ir directamente al ADC [65]. Para calcular la resistencia R_s o R_b teniendo una configuración como la figura 2.10, se tiene que conocer primero la escala máxima del voltaje de entrada del ADC (V_{AdcMax}), la corriente máxima I_{TcMax} y el numero de vueltas del transformador, y asi poder aplicar la ecuación 2.17 [67].

$$2R_b = \left(\frac{V_{AdcMax}}{2} \right) \left(\frac{1}{\frac{I_{TcMax}}{N.vueltas}} \right). \quad (2.17)$$

Los transformadores de corriente tienen ciertas desventajas respecto a otros sensores de corriente. Por ejemplo, a bajas amplitudes de corriente no tienen un comportamiento 100 % lineal, además que que suelen desfasar la señal de medición algunos grados debido a su naturaleza inductiva, y de igual forma el factor de potencia puede verse afectado en su precisión. Pero también ofrece virtudes, como aislamiento de la señal a medir, haciendo que el circuito de medición quede totalmente protegido, también se puede implementar en diferente tipos de proyectos, ya que por naturaleza tiene una aplicación

no invasiva haciéndolo ideal para medir bajo cualquier condición, además al tratarse de un transformador está capacitado para medir corrientes de gran amplitud [68]. En la figura 2.11 se puede observar un ejemplo de diferentes transformadores de corriente.

2.2.7 Sensor de voltaje

Los sensores de voltaje más utilizados para los instrumentos de medición son los arreglos de divisores con resistencias, esto debido a su bajo costo y gran precisión. Lo que se busca es que el ADC de la unidad de medición reciba la señal de voltaje a los niveles que este pueda medir, para esto se aplica el circuito de la figura 2.12. Donde el voltaje es recibido por la resistencia R1, y la salida hacia el ADC es tomada por el punto medio entre la resistencia R1 y R2, donde la resistencia R2 simplemente va a tierra cerrando así el circuito, quedando el voltaje dividido entre las dos resistencias [23]. Por lo general el valor de la resistencia R1 es mucho más grande que el valor de la resistencia R2, con el fin de tener un valor de salida muy pequeño. Este se puede calcular con la ecuación 2.18 [54].

$$V_{salida} = \frac{R2}{R1 + R2} V_{entrada}. \quad (2.18)$$

2.2.8 Unidad de medición de energía

El circuito integrado encargado de realizar acondicionamiento digital de señales eléctricas, conversión de analógico a digital, procesamiento y envío local de datos, es la unidad de medición de energía. Se puede hacer una unidad de medición de energía en un microcontrolador convencional, programando todas las funciones necesarias con las señales recibidas, pero en la actualidad existen diferentes unidades que son utilizadas específicamente para la medición de consumo de energético y cálculos de parámetros eléctricos [69]. Las unidades de medición de energía convencionales ofrecen diferentes características como las siguientes:

- Medición en una o más fases.

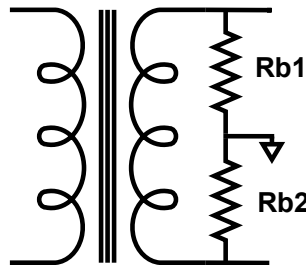


Figura 2.10: Circuito de transformador de corriente.

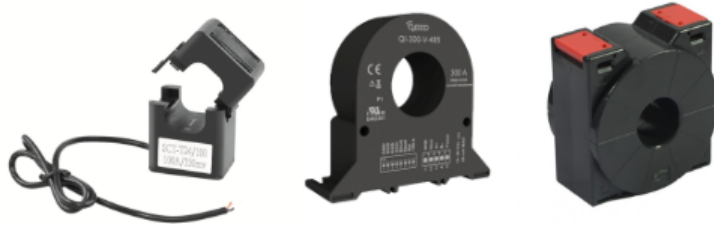


Figura 2.11: Ejemplo de transformadores de corriente.

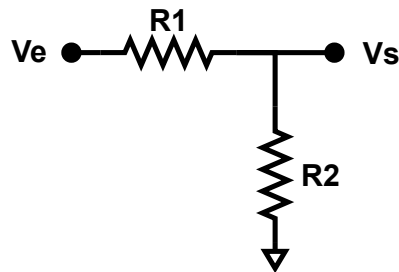


Figura 2.12: Divisor de voltaje.

- Medición de frecuencia de la señal.
- Medición de corriente y voltaje RMS.
- Cálculo de potencia activa.
- Cálculo de potencia reactiva
- Cálculo de potencia aparente.
- Cálculo de factor de potencia.
- Cálculo de consumo de las potencias anteriores.
- Obtención de la distorsión total de armónicos.
- Detección de eventos.
- Protocolos de comunicación I2C o SPI.

Por lo general estos circuitos integrados, están diseñados bajo ciertas normas y estándares de calidad, por lo que trabajar con estos dispositivos se pueden asegurar mediciones y cálculos acertados. De las marcas más comunes en chips de medición son; Analog Device, Microchip, Maxim, NXP, etcétera.

2.2.9 Reloj de tiempo real

El tiempo es parte fundamental de los medidores inteligentes, ya que estos deben de tener un registro con fecha y hora de las mediciones capturadas y los eventos ocurridos. El tiempo puede ser registrado de diferentes formas, ya sea por la actualización mediante red para aquellos medidores que tienen conexión a internet de manera permanente, o con hardware mediante un dispositivo que funcione como un reloj de tiempo real (RTC por las siglas en inglés de Real Time Clock). Un ejemplo de estos dispositivos es el MCP7940M el cual tiene un contador interno del cual se puede obtener horas, minutos, segundos, días, meses y años [70]. Lo ideal en el diseño de un medidor inteligente es una combinación de ambas técnicas, ya que el reloj de tiempo real suele sufrir un desfase de algunos minutos después de mucho tiempo funcionando, por lo que si se manejan los dos sistemas este puede calibrarse con el tiempo que se obtiene de algún servidor. Esto no quiere decir que solamente tomar el tiempo mediante la red es lo ideal, ya que si por algún motivo la comunicación falla el RTC mantiene la sincronización de las mediciones.

2.2.10 Sistemas de comunicación

Los sistemas de comunicación del medidor inteligente dependerán del ecosistema en el que este se desarrolle, por lo que es necesario que pueda contar con una amplia variedad de protocolos de comunicación y así pueda aplicarse a cualquier red eléctrica inteligente o en alguna infraestructura de medición avanzada. Las redes eléctricas inteligentes tienen tres principales áreas de comunicación, las redes de área doméstica, de vecindario, y de área amplia [71]. La red de área local es aquella donde el medidor inteligente interactúa con otros dispositivos dentro de un área doméstica, por ejemplo, pantallas de muestra, microgeneradores de energía, controladores de carga, etc. Los protocolos de comunicación que se puede utilizar para las HANs son Zigbee, Z-wave, Wifi, RF, Bluetooth, entre otros. Las redes de área de vecindario son aquellas donde los medidores pueden tener comunicación entre sí, en muchas ocasiones para funcionar como repetidores de señal para la comunicación con las subestaciones, o bien para la distribución de mensajes de diagnóstico o actualizaciones de firmware [23]. El protocolo más utilizado para esta red es Zigbee, debido a su gran alcance y bajo costo. La comunicación de área amplia por lo general se utiliza para establecer comunicación directa con las subestaciones de energía o comunicación entre las subestaciones y la planta central, lo cual se puede hacer con diferentes protocolos ya sea mediante repetidores en la red HAN o que el mismo medidor inteligente

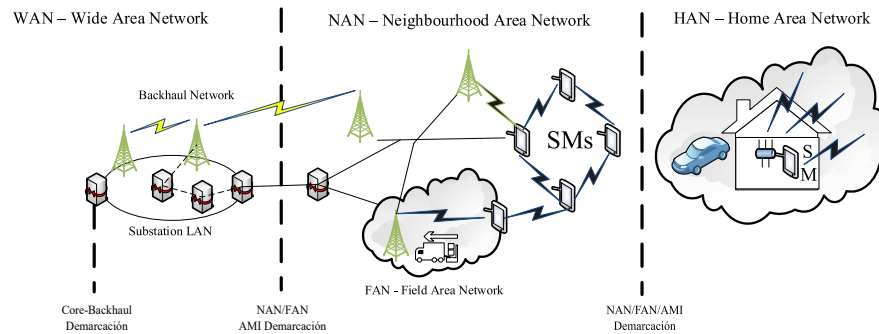


Figura 2.13: Arquitectura de una infraestructura de medición avanzada.

establezca una comunicación WAN, para esto se pueden implementar distintos sistemas de comunicación como: GSM, GPRS, 4G, WIMAX, etc. En la figura 2.13, se observa la interacción de los medidores inteligentes dentro de una infraestructura de medición avanzada.

2.3 Funcionamiento de una unidad de medición de energía

Como se vio anteriormente en la definición de unidad de medición de energía, este dispositivo puede obtener una gran variedad de parámetros eléctricos, no solo el consumo energético sino también corriente y voltaje rms, cálculo de potencias, factor de potencia, frecuencia y algunos otros factores relacionados con la calidad de energía. Muchos de estos CI están diseñados bajo normas de Comisión Internacional Electrotécnica (IEC) o del Instituto Nacional Estadounidense de Estándares (ANSI), lo que los hace ideales para aplicaciones que requieran grados de precisión muy altos. Las hojas de datos de estos dispositivos ofrecen el procedimiento necesario para llevar a cabo sus operaciones, donde se pueden identificar temas desde el acondicionamiento de señal hasta la computación de datos para la obtención de parámetros eléctricos. A continuación se presenta una explicación de las principales tareas realizadas dentro de los chips de medición de energía, tomando como base la familia de medidores de Analog Device.

2.3.1 Acondicionamiento de señal

El acondicionamiento sirve para preparar la señal de entrada al ADC, por lo que se deben realizar diferentes arreglos de preparación, por ejemplo, adición o sustracción de señal (en caso de que este sea necesario), amplificación o atenuación de señal, etc. Este tipo de acondicionamiento puede llevarse a cabo dentro de la arquitectura interna

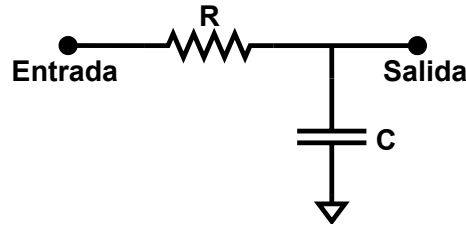


Figura 2.14: Filtro RC.

del dispositivo, permitiendo modificar diferentes parámetros de filtrado, o bien con elementos discretos por fuera del chip [23].

2.3.1.1 Filtro antialiasing

En secciones anteriores se mencionó que la frecuencia de sensado que se elija debe estar dada por la frecuencia de Nyquist, donde de acuerdo con la teoría debe ser mínimamente el doble de la frecuencia de la señal a muestrear para evitar el efecto antialiasing. Por lo general las unidades de medición de energía eléctrica, utilizan convertidores analógico digital de tipo delta sigma, los cuales tienen la característica de realizar muestreos a altas frecuencias, por lo que no debería de haber algún problema con cumplir con la frecuencia de Nyquist. Sin embargo, es recomendable utilizar un simple filtro RC pasa bajas en las entradas analógicas para contrarrestar el efecto antialiasing[10, 72]. En la figura 2.14, se muestra el circuito de un filtro RC pasa bajas, y el límite a la respuesta frecuencial estaría dado por su frecuencia de corte en la ecuación 2.19 o en la ecuación 2.20 expresada en radianes [73].

$$f_c = \frac{1}{2\pi RC}, \quad (2.19)$$

$$\omega_c = \frac{1}{\tau} = \frac{1}{RC}. \quad (2.20)$$

El filtro RC al contener un componente capacitivo tiende a desfazar la señal a medir, por lo que esto podría causar errores en la medición. Este efecto muchas veces puede ser corregido con la calibración de fase que ofrecen algunos dispositivos. La gran mayoría de chips de medición están capacitados para muestrear principalmente a frecuencias fundamentales de voltaje y corriente, pero algunos otros también pueden obtener las componentes armónicas dentro de la señal, por lo que para la obtención de todos los parámetros requeridos es necesario la elección de una tasa de muestreo suficiente. Como se aludió al inicio de esta sección, algunas unidades de medición de energía pueden realizar etapas de acondicionamiento dentro de su propia arquitectura, tal es el caso del ADE9000, donde aparte de necesitar el filtro pasa bajas de primer orden en su entrada

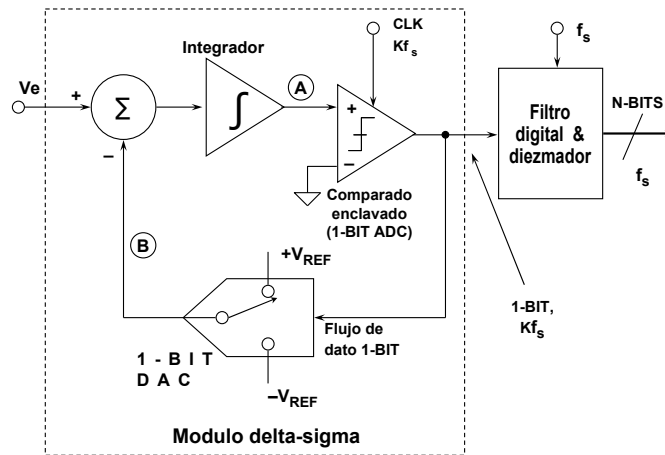


Figura 2.15: Módulo Delta-Sigma.

analógica, también posee internamente un filtro pasa bajas de segundo orden, el cual tiene la función de tener inmunidad a radiofrecuencias externas, que pueden ir desde los 80Mhz hasta los 10Ghz [69].

2.3.2 ADC interno

Las señales analógicas proveniente de los sensores de corriente y de voltaje son convertidas a digital en el ADC de las unidades de medición de energía. Existen dos principales arquitecturas para los ADC, los de sucesiones aproximadas y los delta-sigma ($\Delta\Sigma$), siendo este último la más utilizada por la gran mayoría de chips de medición de energía gracias a su alta velocidad de muestreo. Los ADC delta-sigma están compuestos principalmente por un comparador, un voltaje de referencia, un interruptor, integradores y sumadores analógicos. La salida del ADC, normalmente es utilizada como un filtro de señal, que por lo general es un filtro pasa bajas, mas no siempre es así. En la figura 2.15, se puede ver el diagrama básico de un modulo delta sigma de primer orden.

El funcionamiento del modulador delta sigma se puede seguir con la figura 2.15, donde se tiene una entrada V_{in} , el cual va a un punto de suma con el punto B que inicialmente es cero, para después pasar a un integrador que constantemente aumenta o disminuye el valor del punto A según sea el resultado del punto de suma anterior (el error), el valor obtenido del integrador va directamente a un comparador anclado que convierte la señal a una señal digital de un bit, fijando así el valor obtenido. La salida del comparador va retroalimenta mediante un DAC de un bit, el cual modifica el valor del punto B, para ser sumado nuevamente con el valor de entrada V_{in} , esto sucede repetidamente mientras que los valores fijados del comparador ADC de un bit van

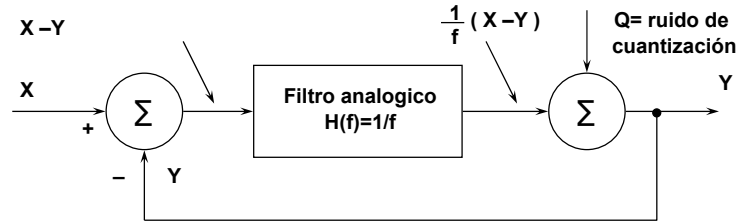


Figura 2.16: Módulo Delta-Sigma en dominio de la frecuencia.

formando un arreglo serial donde su valor promedio busca siempre igualar el valor de la entrada. Por ultimo la salida del modulador es dirigida a un filtro digital y diezmador para a formar el ADC delta sigma.

La explicación del funcionamiento del modulador delta-sigma puede carecer de sentido y precisión si se ejemplifica utilizando una sola muestra, y también por el hecho de usar un convertidor de un solo bit, por lo que para entender mejor la base de estos dispositivos es necesario pensar siempre en un gran número de muestras haciendo que el valor obtenido tenga mas valor y a demás sea preciso [72].

El ADC delta-sigma por su naturaleza genera ruido en la señal, el cual se le conoce como ruido de cuantización, pero para describirlo es mejor representar el módulo delta sigma, en dominio de la frecuencia, así como se ve en la figura 2.16.

De acuerdo con el diagrama de la figura 2.16, la salida quedaría representada por

$$Y = \frac{1}{f}(X - Y) + Q,$$

donde si se reorganiza para resolver Y en términos de X y Q , se obtiene

$$Y = \frac{X}{f+1} + \frac{Q \times f}{f+1}. \quad (2.21)$$

De la ecuación 2.21 se puede deducir que $\frac{X}{f+1}$ representa el término de la señal, y que $\frac{Q \cdot f}{f+1}$ es el término del ruido de cuantización, se puede observar que conforme la frecuencia de entrada se aproxima más a cero el ruido disminuye, pero entre más crezca la frecuencia el ruido aumenta. El integrador del módulo $\Delta\Sigma$ en dominio de la frecuencia es interpretado por un filtro analógico, el cual tiene un efecto de filtro pasa bajas en la señal de muestreo, pero un efecto pasa altas en el ruido, por lo que el integrador representa el modelado de la señal del ruido. Para una frecuencia de entrada dada, mientras más alto el grado del filtro mayor la atenuación, de igual forma pasa en el módulo delta-sigma, pero se debe tener precaución a la hora de implementarlos ya que se pueden obtener niveles más altos de ruido de cuantización. Una de las ventajas de

utilizar ADC $\Delta\Sigma$ es que se tiene un mejor número efectivo de bits, que es traducido en mayor precisión [72]. Es por eso que dispositivos como el ADE9000 y el ADE7758 utilizan ADCs, delta sigma de segundo orden.

2.3.3 Parámetros eléctricos dentro de una señal sinusoidal

Dentro de las unidades de medición energía se realizan diferentes procesos y cálculos para la obtención de distintos factores eléctricos, si bien cada dispositivo lo realiza de manera distinta comparten ciertas similitudes, por lo que a continuación se presentan los procedimientos más utilizados dentro de la familia de chips de medición de Analog Device.

2.3.3.1 Corriente RMS

En secciones anteriores se mostró la forma básica del valor eficaz de una señal de corriente o de voltaje, y en el medidor de energía ADE7758 se tiene que la corriente instantánea expresada en términos de la corriente rms está dada por la ecuación 2.22.

$$i(t) = \sqrt{2} I_{rms} \text{sen}(\omega t). \quad (2.22)$$

Una vez definida la corriente instantánea, para calcular la corriente rms se toma como referencia el diagrama de la figura 2.17, donde la señal de la corriente instantánea es elevada al cuadrado obteniendo

$$\begin{aligned} i^2(t) &= 2I_{rms}^2 \text{sen}^2(\omega t), \\ i^2(t) &= I_{rms}^2 - I_{rms}^2 \cos(2\omega t), \end{aligned}$$

para después ser pasado por un filtro pasa bajas donde se realiza el proceso de promediado de las muestras y se atenúa el término $I_{RMS} \cos(\omega t)$ extrayendo su componente I_{RMS} , resultando en

$$i^2(t) = I_{rms}^2. \quad (2.23)$$

De acuerdo con la figura 2.17, a la ecuación 2.23 se le suma una constante de compensación, luego el valor de la raíz cuadrada de esa suma se toma como el valor de la corriente rms.

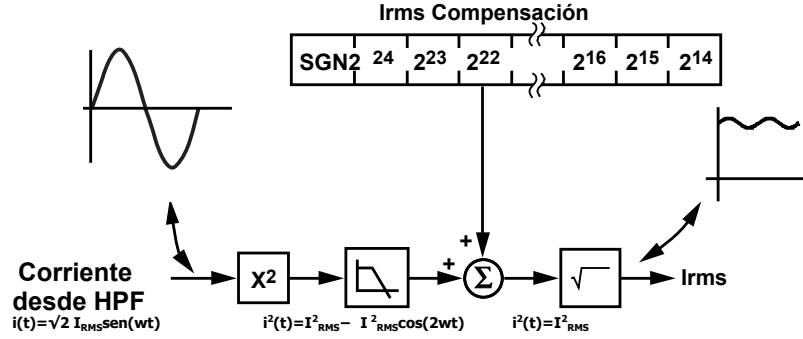


Figura 2.17: Proceso de cálculo de la corriente RMS.

2.3.3.2 Voltaje RMS

El voltaje rms puede ser obtenido de igual forma que la corriente RMS, pero también se pueden utilizar otras técnicas para calcular estos valores, esto mediante la obtención del valor medio absoluto (MAV por las siglas en inglés de Mean Absolute Value). Dispositivos como el ADE7758 utilizan esta técnica para el cálculo del voltaje rms mientras que el ADE7880 lo utiliza para obtener la corriente rms.

El voltaje instantáneo de una señal senoidal está dado por

$$v(t) = \sqrt{2} V_{rms} \text{sen}(\omega t), \quad (2.24)$$

si solamente contiene su señal fundamental, el valor medio absoluto estaría representado por

$$V_{MAV} = \frac{1}{T} \int_0^T |\sqrt{2} V_{rms} \text{sen}(\omega t)| dt,$$

considerando un ciclo de la señal senoidal se obtiene que

$$V_{MAV} = \frac{1}{T} \int_0^{T/2} \sqrt{2} V_{rms} \text{sen}(\omega t) dt - \int_{T/2}^T \sqrt{2} V_{rms} \text{sen}(\omega t) dt,$$

por último si se cambia todo al dominio de la frecuencia

$$\begin{aligned} V_{MAV} &= \frac{\omega}{2\pi} \int_0^\pi \sqrt{2} V_{rms} \text{sen}(\theta) \frac{d\theta}{\omega} - \int_\pi^{2\pi} \sqrt{2} V_{rms} \text{sen}(\theta) \frac{d\theta}{\omega}, \\ V_{MAV} &= \frac{\sqrt{2} V_{rms}}{2\pi} \left[\int_0^\pi \text{sen}(\theta) d\theta - \int_\pi^{2\pi} \text{sen}(\theta) d\theta \right], \\ V_{MAV} &= \frac{\sqrt{2} V_{rms}}{2\pi} \left[-[\cos(\theta)]_0^\pi + [\cos(\theta)]_\pi^{2\pi} \right], \\ V_{MAV} &= \frac{\sqrt{2} V_{rms}}{2\pi} [-(-1 - 1) + (1 + 1)], \end{aligned}$$

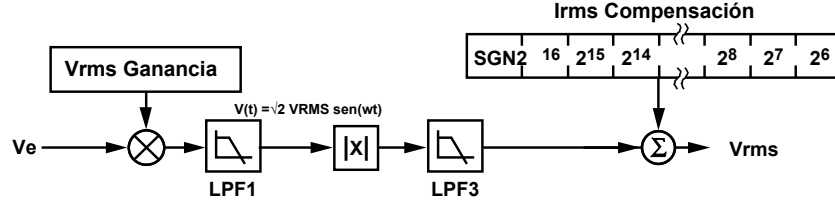


Figura 2.18: Proceso de cálculo de voltaje RMS.

$$V_{MAV} = \frac{2\sqrt{2}}{\pi} V_{rms}. \quad (2.25)$$

Cuando la señal es meramente fundamental se cumple que el voltaje medio medio absoluto es directamente proporcional al voltaje rms, ecuación 2.25. En el ADE7758 para calcular el voltaje rms de acuerdo con a figura 2.18, primero el valor obtenido de la muestra es pasado a través de un filtro pasa bajas para después calcular el V_{MAV} , el resultado se pasa a través de otro filtro pasabajas para que sea proporcional al voltaje rms, y al igual que en la corriente rms se agrega un valor de compensación al valor final.

2.3.3.3 Cálculo de potencia activa

En el apartado anterior de fundamentos eléctricos, se mencionó que la potencia activa es la potencia instantánea en un periodo de tiempo, recordando que la potencia instantánea es el producto del voltaje y corriente instantánea, ecuaciones 2.24 y 2.22 respectivamente (utilizadas dentro de los dispositivos de Analog Device), se obtiene que

$$\begin{aligned} p(t) &= v(t)i(t), \\ p(t) &= \sqrt{2} V_{rms} \sin(\omega t + \theta_v) \sqrt{2} I_{rms} \sin(\omega t + \theta_i), \\ p(t) &= 2V_{rms} I_{rms} \sin(\omega t + \theta_v) \sin(\omega t + \theta_i), \\ p(t) &= V_{rms} I_{rms} [\cos(\theta_v - \theta_i) - \cos(2\omega t + \theta_v + \theta_i)], \\ p(t) &= V_{rms} I_{rms} \cos(\theta_v - \theta_i) - V_{rms} I_{rms} \cos(2\omega t + \theta_v + \theta_i). \end{aligned} \quad (2.26)$$

La potencia activa o potencia promedio dentro de las unidades de medición se toma según el número de ciclos n en un periodo de muestreo T , tal como se muestra en la ecuación 2.27.

$$P = \frac{1}{nT} \int_0^{nT} p(t) dt. \quad (2.27)$$

Si se considera un solo ciclo, la potencia activa se calcula

$$\begin{aligned}
 P &= \frac{1}{T} \int_0^T p(t) dt, \\
 P &= \frac{1}{T} \int_0^T [V_{rms} I_{rms} \cos(\theta_v - \theta_i) - V_{rms} I_{rms} \cos(2\omega t + \theta_v + \theta_i)] dt, \\
 P &= V_{rms} I_{rms} \cos(\theta_v - \theta_i).
 \end{aligned} \tag{2.28}$$

Se observa que la potencia instantánea de la ecuación 2.26 está formada por dos partes. La primera es constante o independiente del tiempo ya que su valor depende de la diferencia de fase entre la tensión y la corriente, la segunda parte es una función senoidal cuya frecuencia es el doble de la frecuencia angular, por lo que la ecuación 2.28 correspondiente a la potencia activa es igual al componente en DC de la potencia instantánea en la ecuación 2.26. Esta relación es la utilizada por los dispositivos de Analog Device ya que lo que hacen es obtener la potencia instantánea y mediante un filtro pasa bajas extraen la potencia activa.

2.3.3.4 Cálculo de energía activa

Como se expuso al principio del capítulo, la potencia es definida como la cantidad de energía que se gasta en un determinado tiempo, por lo que matemáticamente se representa como

$$Potencia = \frac{dEnergia}{dt}.$$

Partiendo de lo anterior, la energía estaría dada por la integral de la potencia, de modo que

$$Energia = \int p(t) dt. \tag{2.29}$$

Como se aprecia en la ecuación 2.29, la integral está dada en función del tiempo continuo, mientras que internamente en las unidades de medición se utiliza tiempo discreto con un n número de muestras en un T periodo de muestreo, por lo que la energía se expresa por la ecuación 2.30.

$$Energia = \int p(t) dt = \lim_{T \rightarrow 0} \left\{ \sum_{n=0}^{\infty} p(nT)T \right\}. \tag{2.30}$$

Lo que sucede dentro de la unidad de medición, es que la potencia activa es añadida al registro de energía activa según sea el periodo de muestreo, por lo que entre el tiempo sea menor la exactitud de la acumulación de energía aumenta. En esta operación se trabaja con signos, por lo que una potencia con signo negativo es extraída del registro

de acumulación.

2.3.3.5 Cálculo de potencia reactiva

Se aludió anteriormente, que la potencia reactiva es aquella que se forma cuando la carga posee algún elemento reactivo (inductor o capacitor), el cual produce un desfase de ángulos entre la señal del voltaje y la corriente. Basado en lo anterior las unidades de medición de energía eléctrica de Analog Device toman como base el cálculo del voltaje instantáneo y corriente instantánea de las ecuaciones 2.24 y 2.22, pero con el cambio de que para la potencia reactiva se toma, que la corriente está desfasada de la señal de voltaje 90 grados, por lo que la corriente instantánea ahora sería

$$i'(t) = \sqrt{2}I \text{sen}(\omega t + \frac{\pi}{2}),$$

como consecuencia, la potencia instantánea reactiva $q(t)$ se expresa

$$q(t) = v(t)i'(t),$$

si se toma en cuenta los angulos de fase ocasionados por el elemento reactivo se obtiene

$$\begin{aligned} q(t) &= \sqrt{2}V_{rms} \text{sen}(\omega t + \theta_v)\sqrt{2}I_{rms} \text{sen}(\omega t + \frac{\pi}{2} + \theta_i), \\ q(t) &= 2V_{rms}I_{rms}\text{sen}(\omega t + \theta_v)\text{cos}(\omega t + \theta_i), \\ q(t) &= 2V_{rms}I_{rms}\text{sen}(\theta_v - \theta_i)\text{sen}(2\omega t + \theta_v + \theta_i), \\ q(t) &= V_{rms}I_{rms}\text{sen}(\theta_v - \theta_i) - V_{rms}I_{rms}\text{sen}(2\omega + \theta_v + \theta_i). \end{aligned} \quad (2.31)$$

La potencia reactiva promedio sobre un número integral de ciclos de línea n en un periodo de muestreo T viene dada por la ecuación 2.32.

$$Q = \frac{1}{nT} \int_0^{nT} q(t) dt. \quad (2.32)$$

Si se considera un solo ciclo, la potencia reactiva se calcula

$$\begin{aligned} Q &= \frac{1}{T} \int_0^T q(t) dt, \\ Q &= \frac{1}{T} \int_0^T [V_{rms}I_{rms}\text{sen}(\theta_v - \theta_i) - V_{rms}I_{rms}\text{sen}(2\omega + \theta_v + \theta_i)] dt, \\ Q &= V_{rms}I_{rms}\text{sen}(\theta_v - \theta_i). \end{aligned} \quad (2.33)$$

La ecuación 2.33 representa la expresión de la potencia reactiva, sin embargo,

las unidades de medición de Analog Device utilizan la potencia reactiva instantánea representada por la ecuación 2.31, donde mediante un filtro pasa bajas se extrae la componente en DC dejando solamente la primera parte de la ecuación, la cual si se observa es igual a la potencia reactiva Q .

2.3.3.6 Cálculo de energía reactiva

Sigue el mismo principio que cualquier cálculo de energía eléctrica, por lo que estaría expresada por

$$EnergiaReactiva = \int q(t) dt.$$

Donde al igual que la potencia activa la integración se lleva en un tiempo discreto de n muestras en un T periodo de muestreo, resultando la ecuación 2.34.

$$EnergiaReactiva = \int q(t) dt = \lim_{T \rightarrow 0} \left\{ \sum_{n=0}^{\infty} q(nT)T \right\}. \quad (2.34)$$

Para energía activa lo que sucede dentro de la unidad de medición es, que la potencia reactiva es añadida al registro de energía reactiva en intervalos de tiempo según el periodo de muestreo, por lo que entre el tiempo sea menor la exactitud de la acumulación de energía aumenta. En esta operación se trabaja con signos, por lo que una potencia con signo negativo es extraída del registro de acumulación.

2.3.3.7 Cálculo de potencia aparente

Para calcular la potencia aparente se puede hacer de manera aritmética o vectorial. La forma aritmética utiliza el producto del voltaje y corriente rms, así como se describió anteriormente en la ecuación 2.11. La forma vectorial está basada en el triángulo de potencias de la figura 2.1, de donde se extrae el cálculo de la raíz cuadrada de la suma de los cuadrados de la potencia activa y la potencia reactiva resultando en la ecuación 2.35.

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}. \quad (2.35)$$

En un sistema puramente sinusoidal ambos métodos arrojan los mismos resultados, pero internamente la familia de unidades de medición de Analog Device utiliza la forma aritmética para el cálculo de la potencia aparente.

2.3.3.8 Cálculo de energía aparente

Se sigue el mismo principio de acumulación de energía a través del tiempo, por lo que la energía aparente estaría dada por

$$EnergiaAparente = \int S(t) dt.$$

La integración también se lleva en un tiempo discreto con n muestras en un periodo de muestreo T , resultando la ecuación 2.36

$$EnergiaAparente = \int S(t) dt = \lim_{T \rightarrow 0} \left\{ \sum_{n=0}^{\infty} S(nT)T \right\}. \quad (2.36)$$

Al igual que la potencia activa y reactiva lo que sucede dentro de la unidad de medición es que la potencia aparente es añadida al registro según sea el periodo de muestreo, por lo que entre el tiempo sea menor la exactitud de la acumulación de energía aumenta. En esta operación se trabaja con signos y se aparece una potencia con signo negativo es extraída del registro de acumulación.

2.3.4 Comunicación de una unidad de medición de energía

Los dispositivos de medición de energía ofrecen salidas de trenes de pulsos con frecuencias directamente proporcionales a la potencia activa, reactiva y aparente. Estos medidores utilizan internamente un convertidor de frecuencia, los cuales van directamente a pines de salida, que son comúnmente utilizados para calibración o realizar alguna medición externa mediante algún otro instrumento. Toda la información procesada dentro de las unidades de medición como las potencias, voltaje, corriente, frecuencia, parámetros de calidad de energía, etc. deben ser transmitidas a un microcontrolador para que este pueda procesarlas, y realizar tareas como calibración y control de operaciones. Es por eso que los circuitos integrados de medición de energía deben contener diferentes protocolos con los cuales se pueda establecerse un vínculo de comunicación con las unidades de procesamiento. Los protocolos de comunicación más utilizados dentro de las unidades de medición son SPI y RS232 esto debido a su estabilidad y velocidades de transmisión.

2.4 Internet de las cosas

El internet ha pasado a formar parte fundamental en la globalización actual de la sociedad, donde en esta nueva época tecnológica un sin fin de tareas humanas pueden ser conectadas a la red, naciendo así la era del internet de las cosas.

El internet de las cosas podría definirse fácilmente como simplemente una interacción entre los mundos físico y digital, tal que este último se relaciona con el mundo físico mediante sensores o actuadores [74]. También se puede decir que el internet de las cosas es una infraestructura de red global dinámica con capacidades de autoconfiguración basadas en estándares interoperables de protocolos de comunicación, donde las "cosas" físicas y virtuales tienen identidades, atributos físicos y personalidades virtuales y usan interfaces inteligentes, y están perfectamente integrados en la red de información [75]. Partiendo de esta última definición del IdC se presentan algunas de las características que comparten los diferentes sistemas basados en esta plataforma[53].

- **Dinamismo y autoadaptación:** Los dispositivos y sistemas IdC pueden adaptarse dinámicamente a los diferentes contextos bajo los que estén implementados, y tomar acciones en función de sus condiciones, el contexto del usuario, o el entorno sensible. Un ejemplo de esto podría ser un sistema de riego automático, si al momento de estar funcionando se detecta que ha empezado a llover, este debe ser capaz de desactivarse por sí solo. En este ejemplo el sistema de riego se está adaptando al cambio de contexto, que en este caso particular sería el clima.
- **Autoconfigurable:** Los sistemas IdC tienen la capacidad de autoconfiguración, lo que permite que una gran cantidad de dispositivos trabajen juntos para proporcionar cierta funcionalidad. Estos equipos tienen la capacidad de estructurarse, configurar la red, y obtener las últimas actualizaciones de software con una mínima intervención del usuario.
- **Protocolos de comunicación interoperables:** Estos instrumentos implementan diferentes protocolos de comunicación, con el fin de relacionarse con diferentes tipos de dispositivos y con la infraestructura que los rodea.
- **Identidad única:** Cada uno de los sensores, actuadores, unidades de control, etc. deben de tener una identidad o dirección única, esto con el fin de identificarse con los usuarios a la hora de establecer algún tipo de comunicación. Esto permitirá que tareas como monitoreo del sistema, manejo de configuraciones, captura de



Figura 2.19: Arquitectura del internet de las cosas.

información, control, etc. se puedan dar para cada uno de los componentes del sistema.

- **Integración en la red de información:** Los dispositivos IdC generalmente se integran a la red de información, lo que les permite comunicarse e intercambiar datos con otros artefactos y sistemas. Pueden ser descubiertos dinámicamente en la red por otros instrumentos y / o la red misma, y tienen la capacidad de describirse ante otros equipos o aplicaciones del usuario. Un ejemplo de esto podrían ser una red de monitoreo de energía, donde un medidor inteligente puede comunicarse con otro y compartir información entre ellos.

2.4.1 Arquitectura del internet de las cosas

Cuando se define una arquitectura para un sistema con plataforma en el IdC, lo principal es considerar todos los componentes que compondrán todo el proyecto, lo cual puede diferir en bastante entre los diferentes diseños, por eso no existe una arquitectura como tal que pueda encajar perfectamente para cualquier estructura. Sin embargo existe un esqueleto básico que es comúnmente aceptado entre la comunidad científica, el cual está dividido en capas, una de percepción, de red, y de aplicación. Una arquitectura básica de tres capas muchas veces no es suficiente para describir sistemas de IdC más complejos, por lo que luego surgió una de cinco capas, agregando dos más a las ya existentes [76]. La arquitectura final con las capas de procesamiento y empresarial se ve en la figura 2.19.

2.4.1.1 Capa de percepción

La primer capa de la arquitectura, básicamente es la parte de las “cosas” dentro del término internet de las cosas. Las “cosas” son todos aquellos dispositivos los cuales están interactuando de manera directa con el ambiente en el que se desarrollan, tienen características únicas y pueden realizar diferentes tareas como sensado, control y monitoreo. Estos dispositivos pueden estar aislados o en una red de nodos inalámbricos, en la cual son capaces de intercambiar información con otros dispositivos o bien recolectar datos de otros procesos según la infraestructura en la que se encuentren. Muchas de estas “cosas” tienen la capacidad de realizar un procesamiento de la información capturada y así ser directamente mostrada, mientras que hay otros que después de haber recolectado datos estos deben ser enviados de manera inalámbrica a algún otro elemento de procesamiento o bien directamente a la nube [77, 78].

2.4.1.2 Capa de conectividad

Como se mencionó en la capa de percepción, los dispositivos encargados de la generación de datos normalmente se comunican de forma inalámbrica, por lo que necesitan implementar diferentes técnicas para hacerlo. Entonces la tarea principal dentro de la capa de conectividad es establecer la conexión entre los instrumentos inteligentes, dispositivos de red y servidores, todo con el fin principal de transmitir la información capturada en la capa de percepción. La capa de conectividad está definida básicamente por los protocolos de red, que dentro de un sistema IdC se basa en la capa física o de enlace, la capa de red, capa de transporte, y capa de aplicación, las cuales se explicaran a detalle mas adelante [76, 53, 79].

2.4.1.3 Capa de procesamiento

Una vez que los dispositivos en la capa de percepción están funcionando y tengan implementado algún tipo de comunicación, estos generan grandes cantidades de información la cual debe ser procesada, analizada y almacenada, estas tareas son las que se llevan a cabo en la capa de procesamiento o también conocida como capa de middleware. Esta capa emplea distintas tecnologías como base de datos, computación en la nube y análisis de macrodatos [77].

2.4.1.4 Capa de aplicación

En la capa de aplicación se encuentran todos los servicios con los que puede cumplir el sistema IdC, pueden ser envío de correos, control de actuadores, gestión de seguridad,

monitoreo de información, etc. La utilidad del sistema IdC dependerá del dominio al cual este pertenezca, por lo que puede ser en diferentes áreas, como domótica, ciudades inteligentes, monitoreo ambiental, redes eléctricas inteligentes, logística, agricultura, industria, entre otras [80].

2.4.1.5 Capa empresarial

La capa empresarial se encarga de toda la administración general del sistema IdC, desde el manejo de las aplicaciones, modelos de negocios, servicios y la privacidad de los usuarios. En esta capa se define qué información se va a generar, cómo se va a realizar, y la manera en la que se presentará. Básicamente es la capa de toma de decisiones global del proyecto [76].

2.4.2 Tecnologías en la capa de percepción

2.4.2.1 Red de sensores inalámbricos

Hay sensores los cuales establecen conexiones a la red de manera independiente, es decir que no necesitan de otros para funcionar, sino que trabajan como un nodo independiente y al tomar mediciones las transmiten directamente a internet. Sin embargo existen otros los cuales requieren de trabajar en grupo y se le conoce como red de sensores inalámbricos (WSN por las siglas en inglés de Wireless Sensor Networks).

Una WSN consiste en nodos distribuidos en diferentes secciones con el fin de recolectar información, y pasarla colectivamente a través de la red creada entre ellos a una ubicación principal llamada maestro o coordinador, el cual funciona como puerto de salida, encargándose de conexión a internet. Las redes más modernas son bidireccionales, lo que también permite el control de la actividad del sensor. Hoy en día, estas redes se utilizan en muchas aplicaciones industriales y de consumo, como la supervisión y el control de procesos industriales, la supervisión del estado de la máquina, etc. Esta red de sensores puede realizarse con distintas tecnologías de comunicación inalámbrica como Bluetooth, Zigbee, LoRa, etc. la utilización de una u otra tecnología dependerá principalmente de las velocidades de transmisión y su alcance [81, 82]. Monitoreo climático, monitoreo de calidad de aire, monitoreo de humedad de suelo, redes inteligentes, monitoreo estructural, son algunos de los ejemplos de aplicaciones de redes de sensores inalámbricos.

2.4.3 Tecnologías en la capa conectividad

2.4.3.1 Modelos de comunicación

- **Solicitud/Respuesta:** Es un modelo de comunicación en el que el cliente envía solicitudes al servidor y el servidor responde. Cuando el servidor recibe una petición, primero decide cómo responder, luego obtiene los datos, después recupera la representación de recursos, prepara la respuesta, y por último emite la respuesta al cliente. La solicitud-respuesta es un modelo de comunicación sin estado y cada par de solicitud-respuesta es independiente de los demás.
- **Publicar/Suscribir:** Es un modelo de comunicación que involucra a editores (los que publican), agentes (brokers) y clientes (suscriptores). Los editores son la fuente de datos, y no conocen a los clientes, simplemente envían los datos a los temas que gestiona el agente. Los clientes se suscriben a los temas que gestiona el agente, y cuando este último recibe datos de un tópico del editor, envía los datos a todos los clientes suscritos.
- **Push-Pull:** Es un modelo de comunicación en el que los productores de información empujan los datos a unas colas, y los clientes los de estas, sin que los editores estén al tanto. Las colas ayudan a desacoplar los mensajes entre los productores y los clientes, y también actúan como buffer en situaciones en las que hay una falta de coincidencia entre la velocidad a la que los productores envían datos y los clientes la extraen.
- **Par Exclusivo:** Es un modelo de comunicación bidireccional completa, que utiliza un enlace constante entre el cliente y el servidor. La conexión se configura y permanece abierta hasta que el cliente envía una solicitud para cerrarla. El cliente y el servidor pueden enviar mensajes entre sí, sólo después de que se haya realizado el arreglo inicial. El par exclusivo es un modelo de comunicación con estado, y el servidor conoce cada una de los vínculos abiertos.

2.4.3.2 Protocolos de comunicación

Como ya se ha mencionado a lo largo de este documento, la comunicación es parte fundamental en los sistemas basados en el internet de las cosas. Al ser una plataforma tan versátil existen diferentes métodos los cuales se pueden implementar dependiendo la aplicación a la que vaya dirigido el sistema. La comunicación dentro de la capa de conectividad está dividida por la capa de enlace, capa de red/internet, capa

de transporte, y por último la capa de aplicación. A Continuación se presentan se presentan diferentes estándares de comunicación que se utilizan para desarrollar las tareas correspondientes en cada capa.

Capa de enlace

En las redes de computadoras, la capa de enlace es la capa más baja en el conjunto de protocolos de Internet. Los protocolos de la capa de enlace determinan cómo es que la información será físicamente enviada a la capa de red, en la cual un host está conectado. A continuación se presentan una serie de protocolos pertenecientes a la capa de enlace.

- **802.3 Ethernet:** IEEE 802.3 es un conjunto de estándares establecidos por el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE), que definen las redes basadas en Ethernet, así como el nombre del grupo de trabajo asignado para desarrollar estos estándares. IEEE 802.3 también se conoce como el estándar de Ethernet, y define la capa física y el control de acceso a medios de la capa de enlace de datos para redes Ethernet cableadas, generalmente como una tecnología de red de área local (LAN por las siglas en inglés de Local Area Network). La IEEE 802.3 especifica las características físicas y de red de una aplicación Ethernet, como la forma en que las conexiones físicas entre nodos (enrutadores / conmutadores / concentradores) se realizan a través de varios medios cableados, como el cable coaxial de cobre o el cable de fibra. La tecnología fue desarrollada para trabajar con el estándar IEEE 802.1 para arquitectura de red y su primer estándar lanzado fue Ethernet II en 1982, que presentaba 10 Mbit/s sobre cable coaxial grueso [83]. Todas las características actuales de IEEE802.3 pueden ser encontradas en su página oficial del grupo de trabajo encargado del estándar.
- **802.11 WiFi:** IEEE 802.11 es un conjunto de estándares establecidos por la IEEE que definen las especificaciones de la implementación de una red inalámbrica de area local a diferentes frecuencias de funcionamiento, incluyendo 900Mhz y las bandas 2.4, 3.6, 5, y 60Ghz. La versión base de la norma se lanzó en 1997 y ha tenido modificaciones posteriores. El estándar y las enmiendas proporcionan la base para los productos de red inalámbrica que usan la marca Wi-Fi. Si bien cada enmienda se revoca oficialmente cuando se incorpora en la última versión de la norma, el mundo corporativo tiende a comercializar las revisiones porque denotan concisamente las capacidades de sus productos. Como resultado, en el mercado, cada revisión tiende a convertirse en su propio estándar [83].
- **802.16 WiFiMax:** IEEE 802.16 es una colección de estándares de banda ancha inalámbrica. Los estándares de interoperabilidad mundial para acceso de

microondas (WiMAX por las siglas en inglés de Worldwide Interoperability for Microwave Access) proporcionan velocidades de datos de 1.5 Mb/s a 1 Gb/s. La actualización reciente (802.16 m) proporciona una velocidad de datos de 100 Mb/s para estaciones móviles y 1 Gb/s para estaciones fijas. Las especificaciones están disponibles en el sitio web del grupo de trabajo IEEE 802.16 [79].

- **802.15.4 LR-WPAN:** IEEE 802.15.4 es una colección de estándares de redes de área personal inalámbricas de baja velocidad (LR-WPAN por las siglas en inglés de low-rate Wireless Personal Area Network). Estos estándares forman la base de especificaciones para protocolos de comunicaciones de alto nivel como ZigBee. Los estándares LR-WPAN proporcionan velocidades de datos de 40 Kb/s a 250 Kb/s. Estos estándares proporcionan comunicación de bajo costo y baja velocidad para dispositivos con limitaciones de energía. Opera a frecuencias de 868/915 MHz y 2.4 GHz a velocidades de datos bajas y altas, respectivamente[53]. Todas las características actuales de 802.15.4 pueden ser encontradas en su página oficial del grupo de trabajo encargado del estándar.
- **2G/3G/4G Comunicación móvil:** Existen diferentes generaciones de estándares de comunicación móvil como la segunda generación (2G que incluye GSM y CDMA), la tercera generación (3G que incluye UMTS y CDMA2000), la cuarta generación (4G que incluye LTE). Los dispositivos IdC basados en estos estándares pueden comunicarse a través de redes celulares. Las velocidades de datos para estos estándares varían de 9.6 Kb / s (2G) a 100 Mb / s (4G) y están disponibles en los sitios web de 3GPP [53].
- **802.15.1 BlueTooth:** Bluetooth se basa en el estándar IEEE 802.15.1. Es una tecnología de comunicación inalámbrica de bajo costo y baja potencia, adecuada para la transmisión de datos entre dispositivos móviles en un rango corto (8-10 m). El estándar Bluetooth define una comunicación de red de área personal (PAN por las siglas en inglés de Personal Area Network). Opera en banda de 2.4 GHz. La velocidad de datos en varias versiones de Bluetooth varía de 1 Mb/s a 24 Mb/s. La versión de bajo costo y ultra bajo consumo de este estándar se denomina Bluetooth Low Energy (BLE o Bluetooth Smart). En 2010 BLE se fusionó con el estándar Bluetooth v4.0 [79].
- **LoRaWAN R1.0 LoRa:** LoRaWAN es un protocolo de comunicación de largo alcance desarrollado recientemente por LoRaTM Alliance, la cual es una asociación abierta y sin fines de lucro. Define el estándar de redes de área amplia

de baja potencia (LPWAN por las siglas en inglés de Low Power Wide Area Network) para habilitar el IdC. Su objetivo es garantizar la interoperabilidad entre varios operadores en un estándar global abierto. Las velocidades de datos de LoRaWAN varían de 0.3 kb/s a 50 kb/s. LoRa opera en bandas ISM de 868 y 900 MHz. Según Postscapes, LoRa se comunica entre los nodos conectados dentro del rango de 48 kilómetros, en entornos sin obstáculos. [77].

Capa de red

La capa de red tiene tres tareas principales, direccionamiento, enrutamiento, y determinación de ruta. En la capa de red lo que se busca es la transmisión de datagramas desde una red fuente a una de destino mediante la interconexión de múltiples redes, buscando siempre la ruta más eficiente. Cada una de estas redes tiene una identificación única conocida como dirección IP. Los esquemas de direccionamiento IP más comunes son IPv4 y IPv6.

- **IPv4:** Protocolo de internet versión cuatro, es el protocolo de internet para la identificación de dispositivos dentro de una red más ampliamente utilizado. IPv4 utiliza un esquema de dirección de 32 bits lo que da a 2^{32} o 4,294,967,296 direcciones distintas. Debido al incremento de dispositivos con acceso a internet estas direcciones se agotaron para el año 2011, lo que dio paso al nuevo protocolo IPv6[83].
- **IPv6:** Protocolo de internet versión seis, es la evolución directa del IPv4, surgió por la necesidad de aumentar el número de direcciones disponibles para establecer comunicación entre las diferentes redes, las cuales crecen en número día con día. IPv6 utiliza un esquema de dirección de 128 bits, que da 2^{128} o 3.4×10^{38} direcciones distintas[84, 85].
- **6LoWPAN:** Significa IPv6 a través de redes de área personal inalámbricas de baja potencia IEEE 802.15.4 (L-WPAN). Fue desarrollado por el grupo de trabajo de ingeniería de Internet en 2007. 6LoWPAN permite que IPv6 funcione directamente sobre redes de sensores inalámbricos de baja potencia IEEE 802.15.4., haciendo que el nodo individual se vuelva accesible desde Internet [82, 86].

Capa de transporte

La capa de transporte permite la transmisión de mensajes de host a host independientemente de la red subyacente. Esta comunicación se utiliza principalmente

para la gestión de la corrección de errores, proporcionando calidad y fiabilidad al usuario final. El protocolo de control de transmisión (TCP por las siglas en inglés de Transmission Control Protocol) y el protocolo de datagramas de usuario (UDP por las siglas en inglés de User Datagram Protocol) son los más utilizados en esta capa.

- **TCP:** El protocolo de control de transmisión más utilizado en la capa de transporte, se utiliza en aplicaciones como buscadores, correos electrónicos, transferencia de archivos, etc. El TCP se utiliza para transmisiones orientadas en la conexión, las cuales ofrecen distintas características, como asegurar que el paquete de información transmitida está correctamente ordenada, un servicio de comunicación estable, un amplio manejo de errores, y control de transmisión y de flujo, este último asegurando que la velocidad del que envía, no sea mayor que la velocidad máxima del que recibe, evitando así congestiones y colapsos entre las redes. Normalmente TCP no es una buena opción para la comunicación en entornos de baja potencia, ya que causa una gran sobrecarga debido al hecho de que es un protocolo orientado a la conexión, para estos se utiliza mayormente UDP [84, 77].
- **UDP:** El protocolo de datagramas de usuario está orientado en transacciones, por lo que se utiliza más para simples transmisiones de mensajes, a diferencia del TCP este permite el envío de datagramas a través de la red sin que se haya establecido previamente una conexión. UDP trabaja con pequeñas unidades de datos, lo que lo hace más rápido que el TCP y con menos sobrecarga. UDP también tiene ciertas desventajas frente al TCP, ya que su comunicación es menos estable, no maneja un ordenamiento en los mensajes, ni evita duplicados en la información[83].

Capa de aplicación

En la capa de aplicación es donde se encuentran todos aquellos protocolos y métodos utilizados para que una interfaz pueda establecer comunicación con la red. Es una capa de abstracción que enmascara el resto de la aplicación del proceso de transmisión. La capa de aplicación se basa en todas las capas debajo de ella para completar su proceso. HTTP, CoAP, WebSocket, MQTT, XMPP, DDS, y AMQP son los protocolos más utilizados.

- **HTTP:** El Protocolo de transferencia de hipertexto es de lo más utilizado en la capa de aplicación, su principal función es para transmitir documentos de hipermedia, como HTML. Fue diseñado para la comunicación entre navegadores web y servidores web, pero también se puede utilizar para otros fines. HTTP sigue

un modelo clásico de cliente-servidor, con un cliente que abre una conexión para realizar una solicitud y luego espera hasta que reciba una respuesta. HTTP es un protocolo sin estado, lo que significa que el servidor no mantiene ningún dato (estado) entre dos solicitudes[87].

- **CoAP:** Protocolo de aplicación restringido es para formatos de tipo máquina a máquina (M2M), además CoAP está destinado para su uso entre dispositivos en la misma red restringida (p. Ej., Redes de baja potencia y con pérdida), entre dispositivos, nodos generales en internet, y entre equipos en diferentes redes restringidas unidas por internet. Este protocolo también sigue el modelo cliente-servidor, pero a diferencia del HTTP este opera bajo UDP en vez de TCP, lo que ayuda a ahorrar uso de la banda ancha. Otras características son la compresión de encabezado integrada, el descubrimiento de recursos, la configuración automática, el intercambio de mensajes asíncrono, el control de congestión, y la compatibilidad con mensajes de multidifusión [88].
- **WebSocket:** El protocolo WebSocket permite la comunicación bidireccional completa entre un cliente que ejecuta código en un entorno controlado y un host remoto que ha habilitado las comunicaciones de ese código. El protocolo consiste en un “saludo” de apertura seguido de un marco básico de mensajes basados en TCP. El objetivo de esta tecnología es proporcionar un mecanismo para aplicaciones basadas en navegador que necesiten comunicación bidireccional con servidores que no dependan de abrir múltiples conexiones HTTP [89].
- **MQTT:** Es un protocolo de transporte de mensajes con un modelo de publicación / suscripción del servidor cliente. Es liviano, abierto, simple, y está diseñado para ser fácil de implementar. Estas características lo hacen ideal para su uso en muchas situaciones, incluidos entornos restringidos, como la comunicación en contextos de máquina a máquina e internet de las cosas, donde se requiere una pequeña huella de código y el ancho de banda de la red es muy importante. El protocolo se ejecuta sobre TCP / IP o sobre otros protocolos de red que proporcionan conexiones ordenadas, sin pérdidas y bidireccionales[90].
- **XMPP:** El Protocolo de presencia y mensajería extensible es para la transmisión casi en tiempo real de datos XML entre diferentes entidades de red. Este protocolo ofrece una amplia gama de aplicaciones, incluida la mensajería instantánea (Google Talk se basa en XMPP). Aunque es ampliamente utilizado y exitoso, XMPP es un estándar bastante complejo, que a menudo es demasiado pesado

para algunos dispositivos con recursos limitados[91, 92].

- **DDS:** El servicio de distribución de datos es un estándar para la lógica de intercambio de información en modelos “dispositivo a dispositivo” o “maquina a maquina”. Este protocolo utiliza el modelo publicación/suscripción, donde los dispositivos que generan los datos (editores) generan temas a los cuales otras entidades se suscriben. DDS también ofrece un control en la calidad de servicio y una fiabilidad configurable [53].
- **AMQP:** Es un estándar abierto que está orientado principalmente a la mensajería del sector financiero, encolamiento, enrutamiento, exactitud, y seguridad. AMQP soporta los modelos punto a punto y publicación/suscripción, su funcionamiento se basa en que un broker de mensajería AMQP, que recibe mensajes desde un dispositivo o aplicación que genera datos y los enruta mediante conexiones a las aplicaciones que procesan la información (clientes). Los clientes pueden recibir directamente un mensaje desde el broker o bien extraerlo desde la cola a la que estén suscrita, lo que permite una comunicación asíncrona [83].

2.4.3.3 Tecnologías en la capa de procesamiento

Cómputo en la nube

La computación en la nube es el desarrollo basado en internet (nube) y el uso de tecnología informática (cómputo), es un término general para todo lo que implica la entrega de servicios alojados a través de Internet. Se utiliza para describir tanto una plataforma, como un tipo de aplicación. Estas aplicaciones en la nube utilizan grandes centros de datos y servidores potentes que alojan aplicaciones web y servicios web. Cualquier persona con una conexión a internet adecuada y un navegador estándar puede acceder a una aplicación en la nube. Por lo tanto, la arquitectura de IdC centrada en la nube proporciona recursos informáticos y de almacenamiento para todos aquellos datos que fueron recolectados por los dispositivos IdC, a los que posteriormente se les puede aplicar técnicas de análisis o minería de datos para la recuperación de información y el descubrimiento de conocimiento en la información recolectada [78]. A continuación se presentan los diferentes tipos de servicios que se pueden ofrecer para el cómputo en la nube.

- **Infraestructura como servicio (IaaS):** proporciona servidores virtuales con direcciones IP únicas y bloques de almacenamiento bajo demanda. Los clientes pueden pagar exactamente la cantidad de servicio que usan, como la electricidad

o el agua, este servicio también se llama utilidad informática. IaaS es la entrega de hardware (servidor, almacenamiento y red) y software asociado (tecnología de virtualización de sistemas operativos, sistema de archivos), como un servicio. Es una evolución del alojamiento tradicional que no requiere ningún compromiso a largo plazo y permite a los usuarios aprovisionar recursos bajo demanda [53]. Amazon Elastic Compute Cloud (EC2) y Secure Storage Service (S3) son ejemplos de IaaS.

- **Plataforma como servicio (PaaS):** PaaS es un conjunto de software y herramientas de desarrollo alojadas en los servidores del proveedor. Google Apps es uno de los proveedores de plataformas como servicio más famosos. Esta es la idea que alguien puede proporcionar el hardware (como en IaaS) más una cierta cantidad de software de aplicación, como la integración en un conjunto común de funciones de programación o bases de datos como base sobre la cual puede construir una aplicación. PaaS es una plataforma de desarrollo e implementación de aplicaciones que se entrega como un servicio a los desarrolladores a través de internet. Facilita el desarrollo y la implementación de aplicaciones sin el costo y la complejidad de comprar y administrar una infraestructura completa, proporcionando todas las instalaciones necesarias para soportar el ciclo de vida completo de la creación, despliegue de aplicaciones y servicios web por completo[93].
- **Software como servicio (SaaS):** En SaaS el proveedor permite que el cliente solo use sus aplicaciones. El software interactúa con el usuario a través de una interfaz. Estas aplicaciones pueden ser desde el correo electrónico, hasta aplicaciones como Twitter. La idea es que alguien puede ofrecer un conjunto de software alojado (que se ejecuta en una plataforma e infraestructura) que no es de su propiedad pero que paga por algún elemento de utilización, por parte del usuario, o algún otro tipo de consumo. No tiene que hacer ningún desarrollo o programación, pero es posible que deba ingresar y configurar el software (muy flexible, configurable y, a veces, personalizable). No se tiene que comprar nada, solo se paga por lo que se usa. Un proveedor de SaaS generalmente aloja y administra una aplicación determinada en su propio centro de datos y la pone a disposición de múltiples inquilinos y usuarios a través de la red. Algunos proveedores de SaaS se ejecutan en las ofertas de servicios de PaaS o IaaS de otro proveedor de la nube. Oracle CRM on Demand, Salesforce.com y Netsuite son algunos de los ejemplos conocidos de SaaS [93].

Capítulo 3

Descripción y estudio teórico del sistema integral de medición y control de energía eléctrica basado en el internet de las cosas.

El desarrollo de sistemas basados en el internet de las cosas puede llegar a ser una tarea muy compleja, debido principalmente a todas las áreas tecnológicas que se ven involucradas, tales como electrónica, servicios de red, análisis de datos, etc. Si alguno de estos ámbitos no tiene una preparación adecuada puede afectar a los demás, entorpeciendo el progreso del proyecto o en muchas ocasiones haciéndolo imposible. Para evitar esto en mayor medida se siguió la metodología vista en el capítulo uno propuesta por Arshdeep Bahga en el libro “internet de las cosas: un enfoque práctico” [53]. La cual plantea una serie de diez pasos para la elaboración de sistemas basados en el IdC sin importar el área de su aplicación. En este capítulo se presenta a detalle el seguimiento de los primeros ocho puntos de la metodología aplicada a este proyecto, mientras que los últimos dos corresponden al capítulo cuatro de esta tesis.

3.1 Especificación de propósito y requisitos

- **Propósito del sistema:** Monitorear el consumo y calidad de energía eléctrica mediante la implementación de dispositivos de medición y control utilizando una aplicación web.
- **Descripción del sistema:** El sistema de medición y control de energía eléctrica

está compuesto principalmente por dos tipos de dispositivos, el primero de ellos es el medidor central, el cual funge como equipo de medición principal ya que al tener la capacidad de trabajar bajo diferentes configuraciones trifásicas puede ser instalado en la gran mayoría de centros de carga de diferentes edificaciones. En cuanto la medición de parámetros eléctricos, este dispositivo es el más completo de los dos ya que ofrece la obtención de voltaje y corriente rms total y fundamental, potencia activa, reactiva, y aparente, energía activa, reactiva, y aparente consumida, y algunos parámetros de calidad de energía como frecuencia de fase, factor de potencia, distorsión armónica total, y el cálculo de hasta 64 armónicos.

El segundo artefacto corresponde al controlador de cargas, el cual está pensado para sustituir los toma corriente monofásicos convencionales teniendo la capacidad de conmutar el encendido y apagado de cualquier aparato que esté conectado a este instrumento, y también de realizar mediciones de parámetros eléctricos en lugares puntuales, brindando el voltaje y la corriente rms, y la potencia activa, reactiva, y aparente de la carga que se reciba. El circuito de este aparato se diseñó con el fin de que sea replicable y se puedan colocar tantos controladores de cargas como sean necesarios.

Una vez que se genera la información por los dispositivos de percepción, esta es transmitida a la nube para ser visualizada en la interfaz de usuario, en este caso tanto el medidor central como el controlador de cargas tienen una comunicación inalámbrica vía Wi-Fi 802.11, la cual permite conectarse a cualquier red de internet y poder enviar la información obtenida. En la figura 3.1 se puede apreciar la interacción de todos los componentes pertenecientes al sistema de medición y control de energía eléctrica.

- **Requisito de gestión del sistema:** El sistema cuenta con visualización de datos y funciones de control mediante una interfaz gráfica en una aplicación web.
- **Requisito de almacenamiento de información:** Los datos recolectados por el controlador de cargas son almacenados en una base de datos en la nube, de igual forma para el medidor central, pero aparte información generada por este también se almacena de manera local en una memoria micro sd.
- **Requisito de procesamiento de datos:** El procesamiento de datos es llevado a cabo de manera local y remota según sea el caso. El cálculo de armónicos es realizado de manera local en el medidor central, mientras que el procesamiento

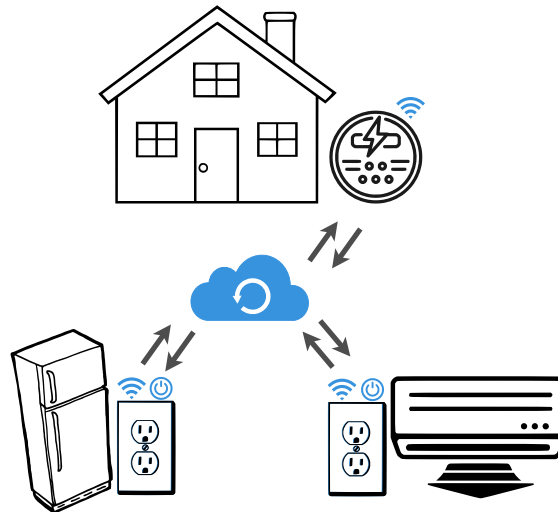


Figura 3.1: Interacción del medidor central y los controladores de cargas en un ambiente de aplicación

del consumo energético a través del tiempo es realizado en la nube en la aplicación web.

- **Requisito de despliegue:** La interfaz gráfica está desplegada en un servidor web en una plataforma como servicio de computación en la nube que soporta distintos lenguajes de programación.
- **Requisito de seguridad:** Autenticaciones básicas de usuario.

3.2 Especificación del proceso

Anteriormente se mencionó que el funcionamiento del sistema está basado en el medidor central y en el controlador de cargas, los cuales junto a una aplicación web son los encargados de cumplir con el propósito de monitorear y controlar el uso de la energía eléctrica. Partiendo de lo anterior se puede definir que el proceso del sistema es la descripción de cómo funcionan cada uno de estos dispositivos y cómo estos interactúan con la aplicación, para lo cual se realizaron dos diagramas de flujo, donde el primero de ellos se puede observar en la figura 3.2, y corresponde al funcionamiento del medidor central, mientras que el diagrama de la figura 3.3, al curso que sigue el controlador de cargas. Algo a resaltar es que los dispositivos están basados en circuitos embebidos por lo que algunas instrucciones se repiten de manera infinita, para representar eso en los diagramas se puede observar un conector con la letra “L” señalando el inicio del ciclo.

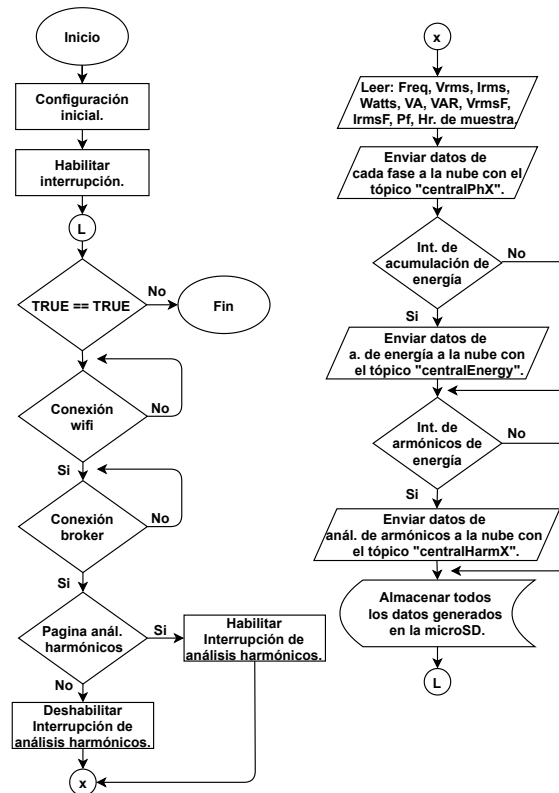


Figura 3.2: Diagrama de flujo del proceso de funcionamiento del medidor central.

3.3 Especificación del modelo de dominio

Como ya se mencionó en la descripción de la metodología en el capítulo uno, el modelo del dominio ayuda a definir los conceptos, entidades, u objetos fundamentales pertenecientes al área a la cual va dirigido el proyecto, y a su vez a detallar atributos básicos de estos elementos. Además el modelo del dominio busca determinar y simplificar las relaciones entre todas las piezas del entorno, tal como se puede apreciar en la figura 3.4. Específicamente para el sistema de medición y control de energía eléctrica se encontraron los siguientes conceptos, entidades y objetos:

- **Entidad física:** Es aquella entidad que se puede encontrar físicamente en el ambiente y el sistema idC busca proveer información de esta o bien actuar directamente sobre la misma. En este proyecto se tienen dos entidades físicas sobre las cuales el usuario puede interactuar, la energía eléctrica principal de alguna infraestructura y la energía eléctrica en un tomacorrientes, el cual puede ser uno o varios colocados puntos estratégicos. La primera entidad física mencionada solo es monitoreada, es decir solamente se obtiene información de esta entidad, mientras que la segunda también es monitoreada pero aparte es controlada por un actuador.

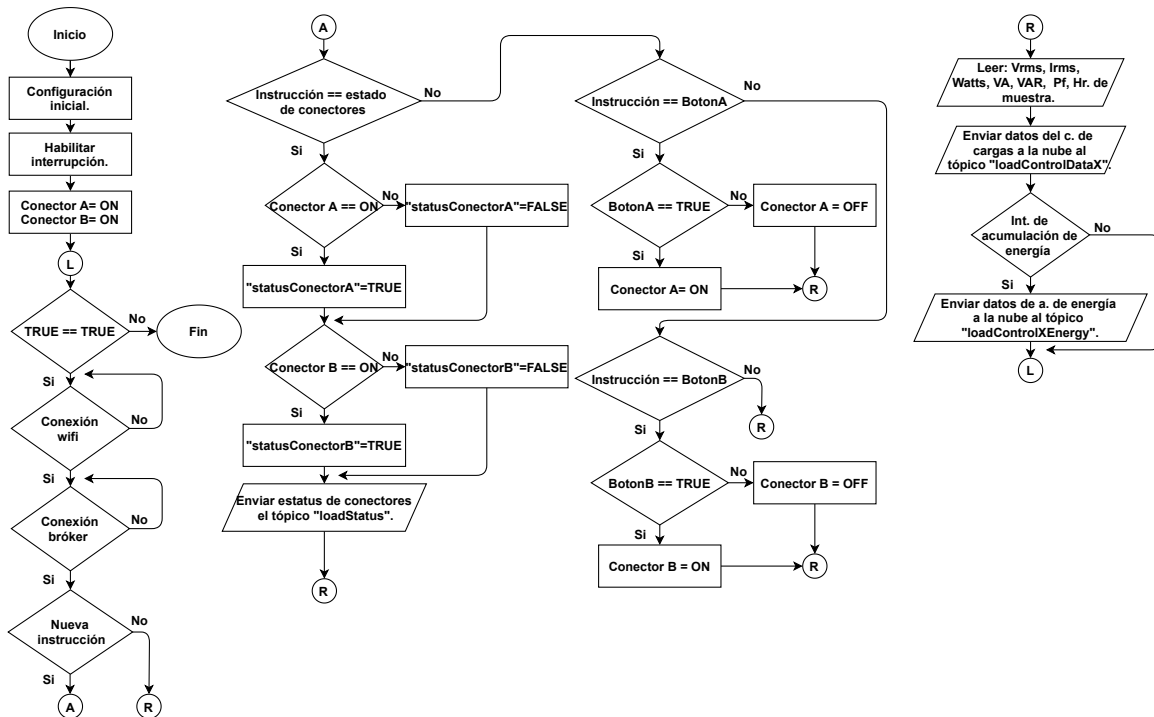


Figura 3.3: Diagrama de flujo del proceso de funcionamiento del controlador de cargas..

- Entidad virtual:** La entidad virtual es la representación de la entidad física en el mundo digital, en este caso la energía eléctrica principal y en un tomacorriente. Estas entidades virtuales se encuentran en un artefacto digital activo, el cual es una aplicación web y además están asociadas a los servicios y recursos del sistema, esto último con el fin de interpretar correctamente la entidad física.
- Dispositivo:** Es el responsable de establecer el medio para la interacción entre la entidad física y la entidad virtual, básicamente es el encargado de realizar las tareas de recolección de datos o control en la entidad física. Como ya se mencionó anteriormente, el sistema idC de este proyecto está basado en dos dispositivos, los cuales reciben el nombre de Medidor central y Controlador de cargas. La función principal del medidor central, es el monitoreo de la energía eléctrica, por lo que está construido con sistemas embebidos y sensores, mientras que el controlador de cargas no sólo tiene la tarea de monitoreo sino también de conmutación, por lo que aparte de estar fabricado con sistemas embebidos, sensores y relevadores como actuadores.
- Recursos:** Los recursos son softwares cuya tarea principal es proveer información, estos pueden ser recursos en la red o bien en el dispositivo. Como recurso de red se tiene MongoDB Atlas, una base de datos en la nube que corre bajo Amazon Web

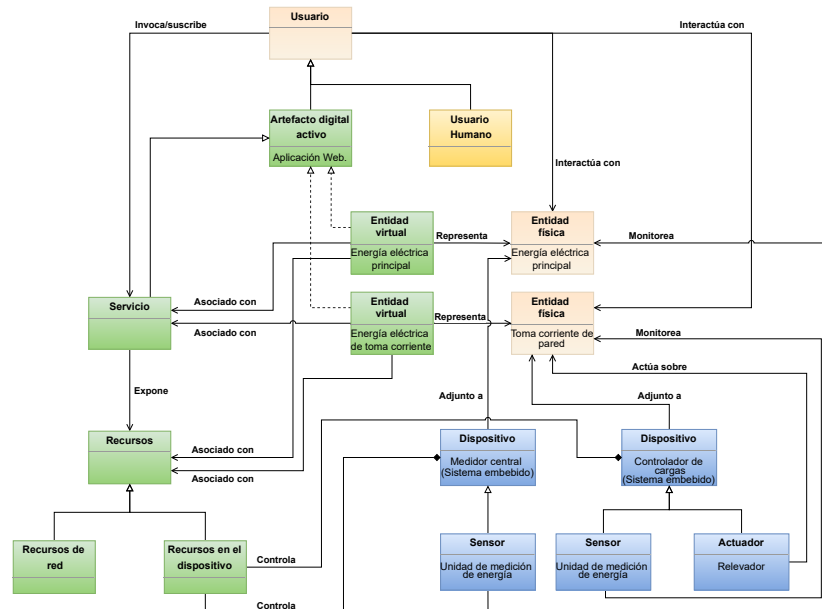


Figura 3.4: Modelo del dominio del sistema de medición y control de energía eléctrica.

Services y Google Cloud, y es utilizada para almacenar datos de la información generada por los dispositivos. Referente a los recursos en el dispositivo se tienen los firmware del medidor central y del controlador de cargas, estos son los encargados de que los dispositivos realicen correctamente las tareas en las entidades físicas y puedan relacionarse exitosamente con la entidad virtual.

- **Servicios:** Los servicios proporcionan interfaces para interactuar con los recursos y dispositivos asociados a las entidades físicas con sus respectivas entidades virtuales. Las entidades virtuales están asociadas tanto a los recursos como a los servicios, ya que los servicios pueden proveer el acceso a distintos atributos obtenidos de los recursos, alterando o actualizando la entidad. En la figura 3.4, se puede observar como la aplicación web incluye todos los servicios del sistema y como el usuario puede invocar o utilizar el servicio que a este último le interese. El sistema de medición y control de energía eléctrica cuenta con tres principales servicios: (1) servicio de monitoreo de datos generados por el medidor central, el cual puede ser en tiempo real obteniendo la información a cómo se va generando en el dispositivo o bien históricamente accediendo al recurso de red (base de datos MongoDB Atlas), (2) servicio de monitoreo de datos generados por el controlador de cargas en tiempo real, (3) servicio de control de conmutación de cargas en el toma corriente, esto utilizando los recursos en el dispositivo para modificar el firmware del instrumento.

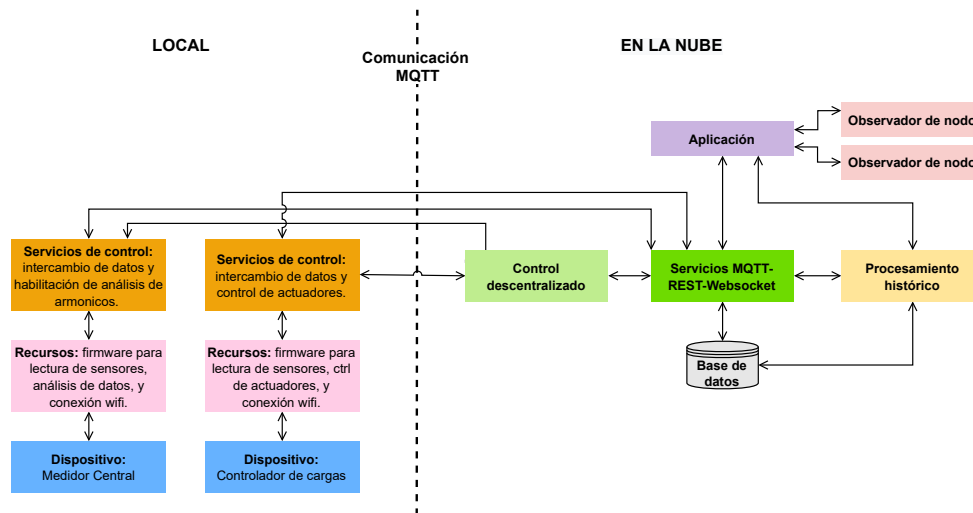


Figura 3.5: Diseño de la implementación del sistema de medición y control de energía eléctrica.

3.4 Definición de nivel de IdC

De acuerdo a lo visto en el capítulo uno donde se describen cada uno de los niveles de IdC que existen, el sistema de medición y control de energía eléctrica entra dentro del nivel 6, esto se puede comprobar con el diseño de implementación en la figura 3.5 y que además cumple con los siguientes puntos:

- La estructura tiene más de un nodo independiente que realicen tareas de sensado y control proporcionando la información directamente a la nube (medidor central y controlador de cargas).
- La aplicación no está desplegada de manera local y los datos pueden ser observados en una interfaz gráfica.
- La información es almacenada en una base de datos en la nube.
- El sistema realiza análisis de datos de manera local y en la nube.
- Los nodos pueden recibir comandos de control desde la aplicación web.

3.5 Vista Funcional

En esta vista se toman las funciones del sistema IdC, y aquellas que compartan características similares son colocadas en los grupos de dispositivos, comunicación, servicios, gestión, seguridad, y aplicación. Las funcionalidades de cada conjunto o bloque permiten la interacción entre las instancias definidas en el modelo de dominio

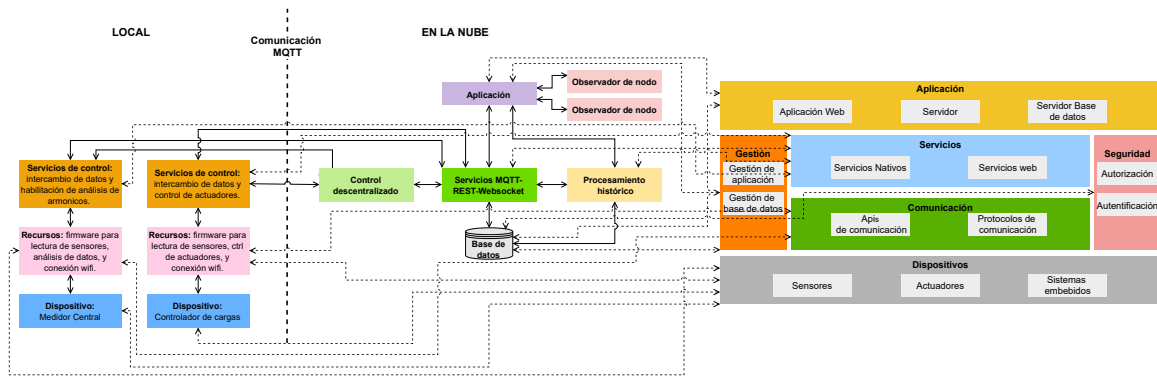


Figura 3.6: Vista funcional del sistema de medición y control de energía eléctrica.

o proporcionan información relacionada con estas. La vista funcional del sistema de medición y control de energía eléctrica se realizó relacionando los grupos de funciones con las instancias del diseño de implementación, tal como se ve en la figura 3.6.

- **Dispositivos:** Este bloque se vincula evidentemente con los instrumentos que el sistema necesita para funcionar, pero también con los recursos ya que estos existen dentro de los mismos instrumentos, tal como se vio anteriormente.
- **Comunicación:** El grupo de comunicación contiene el uso de los diferentes protocolos que funcionan como columna vertebral del sistema IdC y permiten la conexión a la red, por lo tanto este grupo se relaciona con los recursos en los dispositivos, ya que estos son los encargados de establecer una conexión a internet.
- **Servicios:** En el conjunto de las funciones de servicios se encuentran los servicios web, que pueden ser por REST, MQTT o WebSockets, y también a los servicios de control realizados a través de los dispositivos, estos últimos se les conoce como servicios nativos.
- **Gestión:** En el grupo de gestión están todas aquellas funcionalidades necesarias para configurar y dirigir el sistema, por lo tanto las instancias que necesitan estas utilidades son la aplicación web y con la base de datos y los dispositivos.
- **Seguridad:** Se incluyen todos los mecanismos de seguridad del sistema IdC, como autenticación y autorización, los cuales se llevan a cabo directamente en la base de datos.
- **Aplicación:** El apartado de aplicación se enlaza en el diseño de implementación con la aplicación web y la ejecución de la base de datos.

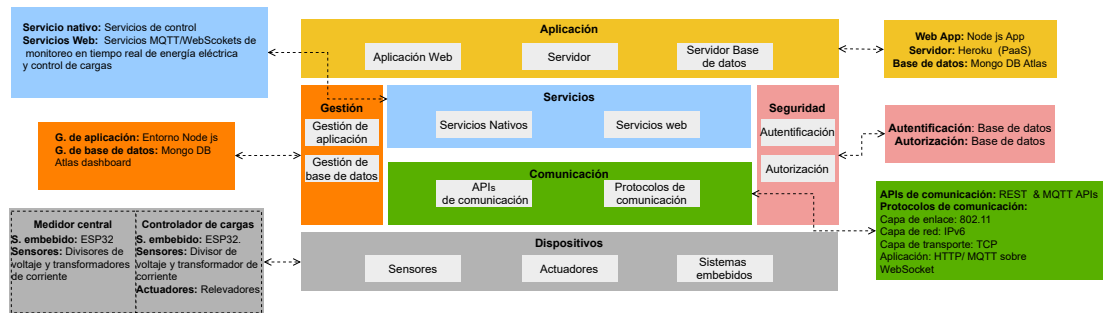


Figura 3.7: Vista operacional del sistema de medición y control de energía eléctrica.

3.6 Vista operacional

En la vista operacional se definen algunas de las tecnologías utilizadas en los grupos de funciones del sistema IdC, este detallado se puede observar en la figura 3.7.

- **Dispositivos:**

- Medidor central:

- * Sistema embebido: ESP32.

- * Sensores: Entradas de voltaje mediante atenuadores y transformadores de corriente tipo bobina separada.

- Controlador de cargas:

- * Sistema embebido: ESP32.

- * Sensores: Entrada de voltaje mediante atenuador y transformador de corriente tipo bobina completa.

- * Actuadores: Relevadores.

- **Comunicación:**

- APIs de comunicación: REST & MQTT.

- Protocolos de comunicación:

- * Capa de enlace: Wifi 802.11.

- * Capa de red: IPv6.

- * Capa de transporte: TCP.

- * Aplicación: HTTP y MQTT sobre WebSockets.

- **Servicios:**

- Servicios nativos: Servicios de control implementados en los sistemas embebidos.
- Servicios Web: Servicios MQTT/WebSockets de monitoreo en tiempo real de energía eléctrica y control de cargas.
- **Gestion:**
 - Gestión de aplicación: Entorno nodeJS+Express.
 - Gestión de base de datos: MongoDB Atlas Dashboard.
- **Seguridad:**
 - Autenticación: Mediante base de datos.
 - Autorización: Mediante base de datos.
- **Aplicación:**
 - Aplicación Web: Node Js aplicación web.
 - Servidor: Heroku (Paas).
 - Servidor base de datos: MongoDB Atlas.

Capítulo 4

Diseño y construcción del sistema propuesto

Este capítulo describe la construcción de los prototipos desarrollados para el sistema de medición y control de energía eléctrica, específicamente el medidor central y controlador de cargas. En este apartado se encuentran plasmadas las características técnicas más relevantes de todos los dispositivos utilizados, los cálculos realizados para la selección de diferentes elementos electrónicos, desarrollo de firmwares, y los algoritmos de calibración, utilizados para de ambos prototipos. El medidor de energía eléctrica central y el controlador de cargas comparten muchas similitudes entre sí puesto que ambos se diseñaron siguiendo las bases de la arquitectura de un medidor inteligente definida en el capítulo dos, a demás de que los dos cuentan con unidades de medición de consumo de energía eléctrica de la familia de Analog Device. A continuación se encuentra el detallado de la elaboración del controlador de cargas.

4.1 Desarrollo de controlador de cargas

El controlador de cargas busca reemplazar el contacto eléctrico tradicional, con el fin de realizar mediciones de consumo energético en lugares específicos y permitir el encendido y apagado de los equipos conectados a este instrumento, todo esto monitoreado de forma inalámbrica mediante una aplicación web. Para realizar estas tareas, este dispositivo está basado en la unidad de medición de energía ADE7758, el microcontrolador ESP32, el transformador de corriente CST-1020, un atenuador resistivo para la entrada de voltaje, los relevadores SRA-05VDC-CL, la fuente de alimentación HLK-PM01 y entre otros componentes los cuales se describirán más adelante. La integración de los elementos principales se puede ver en el diagrama de la figura 4.1.

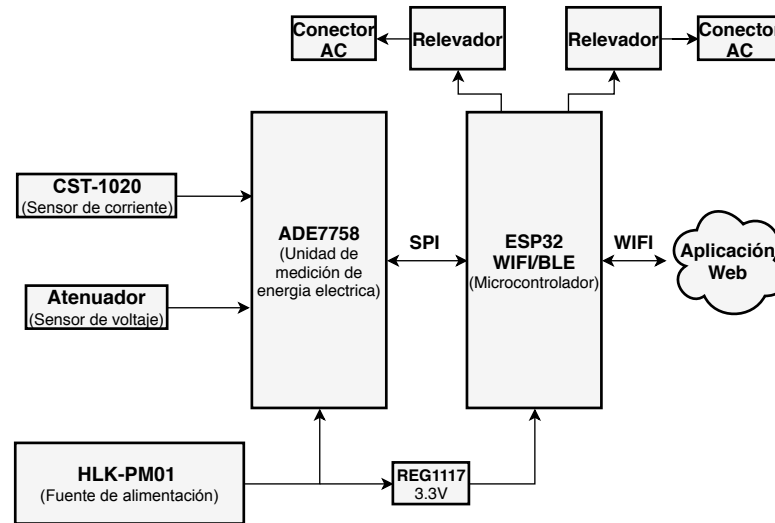


Figura 4.1: Integración del controlador de cargas.

4.1.1 Microcontrolador ESP32

ESP32 es un chip dotado de 2,4 GHz Wi-Fi y Bluetooth creado y desarrollado por Espressif Systems y es fabricado por TSMC con tecnología de ultra baja potencia de 40 nm. Está diseñado para lograr el mejor rendimiento de consumo energético y de radiofrecuencia, mostrando robustez, y confiabilidad en una amplia variedad de aplicaciones y escenarios de potencia. ESP32 está diseñado para aplicaciones móviles, electrónica usable y proyectos basados en la plataforma del Internet de las cosas. Cuenta con todas las características de los chips de baja potencia, incluida la activación de reloj de grano fino, múltiples modos de potencia y escalado dinámico de potencia. Tiene un CPU de doble núcleo, una memoria de 520 KiB SRAME, interfaces periféricas como I2C, SPI, I2S, UART, BUS CAN, etc. En la figura 4.2 se encuentra un módulo que contiene un microcontrolador ESP32 ya con toda la instrumentación electrónica necesaria para funcionar [9].

4.1.2 Unidad de medición de energía eléctrica ADE7758

El ADE7758 es un circuito integrado de medición de energía eléctrica de alta precisión, ya que soporta los estándares IEC 60687, IEC 61036, IEC 61268, IEC 62053-21, IEC 62053-22, y IEC 62053-23. Es capaz de realizar mediciones en tres fases diferentes, además cuenta con una interfaz de comunicación serial y dos salidas de pulso. El ADE7758 incorpora un ADC de segundo orden de tipo Delta-Sigma, un integrador digital, circuitos de referencia, un sensor de temperatura y además cuenta con la implementación de una serie de algoritmos requeridos para realizar mediciones de



Figura 4.2: Arquitectura del ESP32 [9].

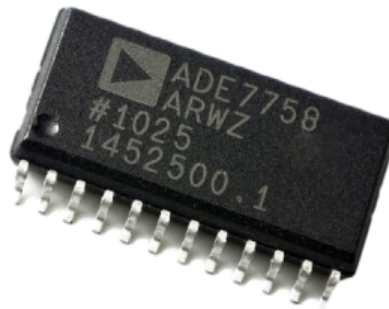


Figura 4.3: ADE7758 [10].

energía activa, reactiva, aparente y cálculos rms, todo esto en un rango dinámico de 1000:1. Se puede utilizar varias configuraciones trifásicas, ya sea para servicios delta o estrella de tres o cuatro cables o bien implementar para sistemas de una sola fase, tal es el caso de su utilización dentro de este proyecto.

El ADE7758 cuenta con un registro que almacena el muestreo de la señal en forma de onda, un circuito interno de detección de variaciones de baja o alta tensión de corta duración, donde los niveles de umbral de voltaje y la duración de la variación son programables por el usuario. Además, tiene detección de cruce por cero que se sincroniza con el punto de cruce del voltaje de línea de cualquiera de las tres fases, esta característica es utilizada para medir el período de cualquiera de las tres entradas de voltaje. La detección de cruce por cero también se utiliza dentro del chip para el modo de acumulación de energía de línea, este modo permite una calibración más rápida y precisa sincronizando la acumulación de energía con un número entero de ciclos de línea.

El ADE7758 provee de información mediante una interfaz de comunicación serial SPI, y un pin de interrupción que se encarga de señalar si algún evento dentro del circuito integrado ha ocurrido, estos eventos pueden ser monitoreados y controlados a través de unos registros para definir qué eventos pueden activar la interrupción y ver que la ha detonado específicamente [10]. En la figura 4.3 se puede observar el circuito integrado soic-24 ADE7758.

4.1.3 Transformador de corriente CST-102

El ADE7758 cuenta con seis entradas analógicas, las cuales están divididas en dos para los canales de voltaje y de corriente. Las entradas analógicas de corriente consisten en tres pares de voltaje diferencial: IAP, IAN, IBP, IBN, ICP y ICN. Donde el voltaje máximo de cada una de las entradas es de $\pm 0.5V$. Teniendo en cuenta lo anterior y que normalmente los contactos eléctricos están hechos para resistir corrientes máximas de 15 A, el sensor de corriente que se usó fue el transformador de montaje de inserción CST-1020, el cual soporta una corriente máxima de 20 A, puede funcionar tanto en 50hz como en 60hz, y maneja una relación de bobinado de 1000:1. Figura 4.4a, sensor de corriente CST-102 [11].

Las entradas analógicas correspondientes a la medición de la corriente se instrumentaron con un filtro pasabajos que tiene una frecuencia de corte de $4.8kHz$, y para adecuar la salida del transformador de acuerdo a los niveles de entrada del ADE7758 se utilizó la configuración que se describió anteriormente en el capítulo dos, la cual corresponde a la figura 2.10, donde se necesita calcular los valores de las resistencias de carga R_{b1} y R_{b2} , esto utilizando la fórmula 2.17, lo que resultó en

$$2R_b = \left(\frac{V_{AdcMax}}{2} \right) \left(\frac{1}{\frac{I_{TcMax}}{N.vueltas}} \right),$$

$$2R_b = \left(\frac{0.707}{2} \right) \left(\frac{1}{\frac{20}{1000}} \right),$$

$$2R_b = 17.675,$$

$$R_{b1} = 8.8375\Omega,$$

$$R_{b2} = 8.8375\Omega.$$

4.1.4 Atenuador de voltaje

Las entradas para los voltaje de línea del ADE7758 VAP, VBP, VCP, y VN, al igual que las de los los sensores de corriente los niveles de voltaje permitidos van de $\pm 0.5V$, pero la diferencia es que no son entradas de voltaje diferencial sino sencillas que utilizan como referencia VN. Para los controladores de carga se busca que el voltaje máximo el cual puedan medir sea $353V_{rms}$ por lo que para poder realizar dichas mediciones se tiene que atenuar la señal con una relación de 1000 a 1, en el capítulo dos se menciona que una de las maneras más sencillas de realizar esto es con un divisor de voltaje, donde lo único que se tiene que hacer es calcular el valor de las resistencias necesarias para

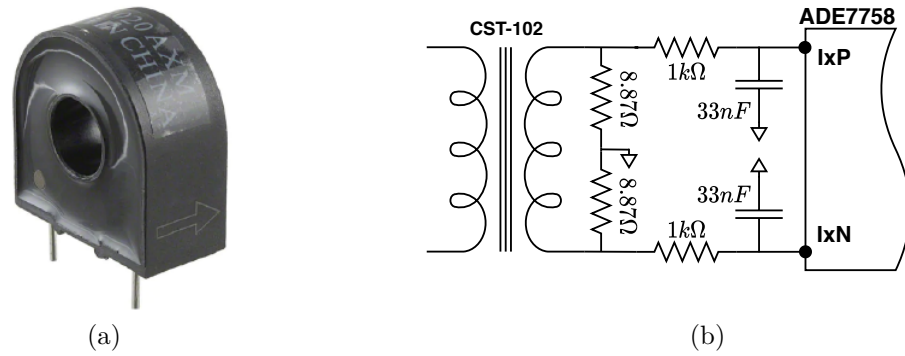


Figura 4.4: (a) Transformador de corriente [11], (b) Instrumentación electrónica del TC.

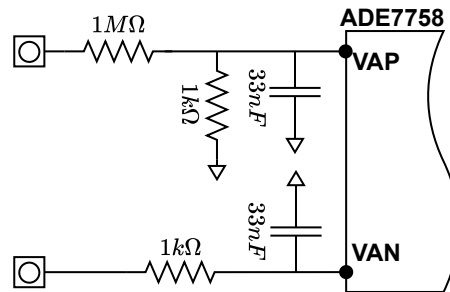


Figura 4.5: Instrumentación entrada de fase.

conseguir la relación de la atenuación deseada, tal como se hace a continuación.

$$V_s = \frac{R2}{R2 + R1} V_e,$$

$$R1 = R2 \left(1 - \frac{V_s}{V_e} \right) \left(\frac{V_e}{V_s} \right),$$

$$R2 = 1k\Omega \therefore$$

$$R1 = 1k\Omega \left(1 - \frac{0.5V}{500V} \right) \left(\frac{500V}{0.5V} \right),$$

$$R1 = 999k\Omega \approx 1M\Omega.$$

4.1.5 Relevador SRA-05VDC-CL

Normalmente en un toma corriente convencional se tienen mínimo dos contactos para poder alimentar diferentes instrumentos a la vez, por lo que el controlador de cargas se diseñó con el fin de permitir o no el paso de corriente de estos enchufes de manera individual. Para lograr esto utiliza un relevador electromecánico SRA-05-VDC-CL. Dentro de sus características técnicas se puede destacar que el voltaje nominal de su bobina interna es de 5VDC, su corriente nominal de 120mA, además soporta corrientes de carga de hasta 20A, y corrientes de conmutación de hasta 10A [12]. El relevador



Figura 4.6: Relevador SRA-05VDC-CL [12].

SEA-05-VDC-CL se puede observar en la figura 4.6.

4.1.6 Fuente de alimentación

Para el medidor central y el controlador de cargas se seleccionó una fuente integrada, la cual que es un convertidor AC-DC de montaje de inserción que está pensada para diseño de placas de circuitos electrónicos. El modelo de la fuente es el HLK-PM01, ideal para integración de circuitos con dimensiones reducidas, ya que tiene unas medidas de 34mm x 15 mm. Su voltaje de entrada va en un rango de 100Vac a 240VAC para dar una salida rectificadora de 5VDC, soportando una corriente máxima de 0.6A y unas temperaturas de operación que van desde -20C a 60C [13]. Con este modelo de convertidor AC-DC, se evita tener una fuente externa para el circuito ya que el HLK-PM01 se alimenta directamente de la fase que se va a sensar y suministra a todos los elementos del circuito, a la unidad de medición de energía, el microcontrolador, las bobinas de los relevadores, etc. La fuente HLK-PM01 se observa en la figura 4.7.



Figura 4.7: Convertidor AC-DC Hi-Link. [13]

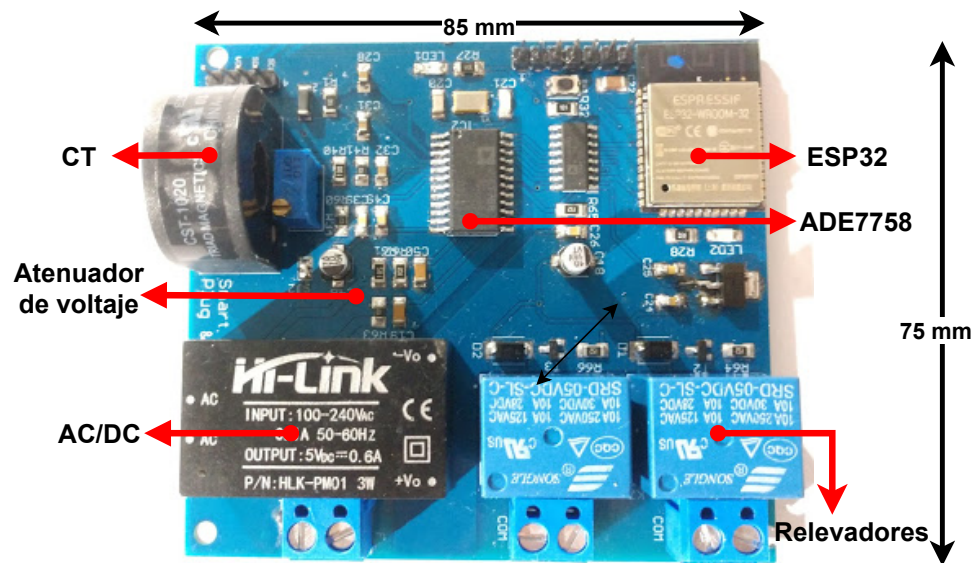


Figura 4.8: Circuito controlador de cargas.

4.1.7 Elaboración del circuito electrónico del controlador de cargas

La construcción del circuito electrónico del controlador de cargas empezó con el elaboración del diagrama esquemático y del pcb, los cuales se hicieron en el software de diseño Eagle Designer, las imágenes del resultado de esto último se pueden encontrar en los anexos de este documento. Una vez diseñada la placa electrónica, esta se manufacturó con acabados profesionales y certeros. Con la placa fabricada se soldaron todos los componentes descritos anteriormente obteniendo lo de la figura 4.8.

4.1.8 Armazón del controlador de cargas

El controlador de cargas al estar diseñado principalmente para sustituir los tomacorrientes monofásicos convencionales que se pueden encontrar en cualquier edificación, este se construyó asemejándose lo más posible a los ya existentes. Para lograr lo anterior, la placa electrónica de la figura 4.8 se colocó dentro de una caja de registro de acero galvanizado utilizada normalmente para empotrarse en paredes. Una vez dentro se hicieron las conexiones en un contacto duplex para abrir o cerrar el paso de corriente de manera individual, así como para medir la energía eléctrica de forma global, figura 4.9a. A cada enchufe se le asignó una letra de identificación “A” y “B”, las cuales corresponden a los botones que se encuentran en la interfaz de usuario, figura 4.9b.

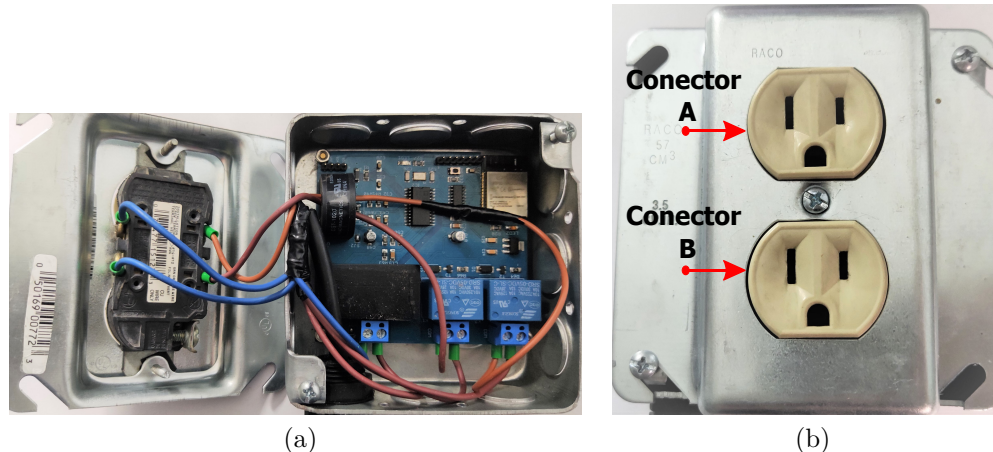


Figura 4.9: (a) Conexión interna de la placa electrónica del controlador de cargas, (b) distribución de enchufes del controlador de cargas.

4.1.9 Firmware

El firmware del controlador de cargas se basa principalmente en la gestión del ADE7758, para esto se creó una librería que contiene todos los métodos necesarios que permiten que el ESP32 se comuniquen y le solicite datos a la unidad de medición de energía. Las principales funciones de esta librería son, leer y escribir a los registros de 8,16, y 24 bits del ADE7758, calibración, y obtener los valores de, frecuencia, voltaje y corriente rms, y potencia y energía, activa, reactiva, y aparente. La codificación completa de la librería se encuentra en los anexos de este documento, en esta sección solo se explica su implementación basándose en el funcionamiento del dispositivo que se puede ver en el diagrama de flujo de la figura 3.2.

El ESP32 se programó utilizando la plataforma Arduino IDE, donde el bosquejo de desarrollo se divide en dos, el “setup()” y el “loop()”. La configuración inicial se realizó en el “setup()”, ya que esta solo se ejecuta en una ocasión al encender el dispositivo, aquí se establece la comunicación wifi con el comando “WiFi.begin()”, recibiendo como parámetros el nombre de la red y su contraseña. Para comprobar la conexión, se verificó su estatus con “WiFi.status()”. Una vez conectado a la red, se ejecutó la vinculación con el broker de EMQX utilizando la librería para MQTT “PubSubClient”, de la cual se le creó un objeto de nombre “client” para utilizar el método “setServer()”, que recibe como parámetros, la dirección del broker y su puerto. También se usó “setCallback()”, que ejecuta una función en caso de recibir algo por el tópico suscrito. Habiendo hecho lo anterior, usando el método “connect()”, con un id como parámetro para identificar dispositivo, se conecta al broker en cuestión. Lo último en cuanto comunicación MQTT, es la suscripción a los tópicos de interés, en este caso fueron los tópicos para responder

al estatus de los contactos, y para conmutar cuando uno de los botones de la aplicación web sea presionado.

En el “setup()” también se habilitó la interrupción mediante el comando “attachInterrupt()”, que admite como parámetros, el número del pin de interrupción, el nombre de la función a ejecutar, y el tipo de entrada a monitorear. El siguiente código está dentro del “setup()” y corresponde a lo descrito anteriormente, aunque Igualmente se programaron otras acciones como escribir a los registros de calibración del ADE7758, establecer los criterios de acumulación de energía, inicialización de relevadores, etc.

```
WiFi.begin(ssid, password); //Conexión wifi
while (WiFi.status() != WL_CONNECTED) {delay(500);} //Conexión wifi?
client.setServer(mqtt_broker, mqtt_port);
client.setCallback(callback);
client.connect(id); //Conexión al broker
client.subscribe(loadStatus); //Suscripciones
client.subscribe(btnTopicA);
client.subscribe(btnTopicB);
pinMode(interruptPin, INPUT_PULLUP);
attachInterrupt(interruptPin, updateEnergyRegisterFromInterrupt,
    FALLING); //Config. interrupción
```

El ciclo del embebido “loop()” se inició revisando la conectividad tanto del wifi como del broker. En dado caso que la conexión se haya perdido, esta es restablecida siguiendo los pasos que se hicieron en el “setup()”. En el bucle también se programó el monitoreo de la llegada de nuevos mensajes a algunos de los tópicos suscritos, esto utilizando “client.loop()”. Si esto ha sucedido se ejecuta “callback()”, esta función contiene el nombre del tópico al que se ha publicado y su contenido, este último es guardado en la variable “inputChar”, para ser utilizado posteriormente. Luego se verifica el tópico, si este es solicitando el estatus de los contactos, se convoca la función “sendRelayData()”, la cual tiene como parámetros, el tópico al cual enviar la información, y el estado de relevadores en formato booleano. Si el tópico es el enviado por uno de los botones de la aplicación web, entonces se conmuta y modifica el estado el relevador en función del dato recibido. A continuación el código de “callback()”.

```
void callback(char *topic, byte *payload, unsigned int length) {
memset(inputChar, 0, sizeof inputChar);
for (int i = 0; i < length; i++){
inputChar[i] = (char)payload[i]; //Contenido del mensaje
if ((String)topic=="loadStatus"){
```

```

    sendRelayData(resRelSatus, relayA, relayB);} //Enviar estado relays
if((String)topic==(String)btnTopicA){ //Conmutando relay A
    if((String)inputChar=="on"){
        digitalWrite(relayApin, LOW);
        relayA=true;}
    else{
        digitalWrite(relayApin, HIGH);
        relayA=false;}}
if((String)topic==btnTopicB){ //Conmutando relay B
    if((String)inputChar=="on"){
        digitalWrite(relayBpin, LOW);
        relayB=true;}
    else{
        digitalWrite(relayBpin, HIGH);
        relayB=false;}}
}

```

Si siguiendo en el ciclo se encuentra con la validación del valor de variable “energyRead”, lo cual se hizo debido a que al interior de la función de interrupción se toma lectura de la acumulación de energía durante un segundo, se calcula el factor de potencia, y la potencia activa, reactiva, y aparente, pero no se puede enviar datos vía MQTT por errores de compilación, por lo que para solucionarlo esta acción se hace desde el bucle, monitoreando “energyRead”. Si la variable es igual a “TRUE”, quiere decir que la interrupción ha sucedido, y se manda el valor de watts/Hr mediante “sendEnergyData()”.

Justo antes de reiniciar el todo el proceso, se obtiene la corriente y el voltaje rms con las funciones “calculateIRMS()” y “calculateVRMS()” respectivamente, y hasta entonces se transmite todo lo recolectado a excepción de los watts/Hr, utilizando la función “sendAllData()”, que tiene como parámetros, el tópicos al cual publicar y cada uno de las variables eléctricas. La sección “loop()” completa corresponde a:

```

void loop() {
    while(client.state() != 0 && client.connected() != 1) { //conexión broker?
        online=false;
        client.setServer(mqtt_broker, mqtt_port);
        client.setCallback(callback);
        client.connect(id);
        client.subscribe(loadStatus);
        client.subscribe(btnTopicA);
    }
}

```

```
client.subscribe(btnTopicB);
client.loop();}
while(WiFi.status() != WL_CONNECTED) { //conexión wifi?
  delay(100);
  online=false;}
online = true;
client.loop(); //Monitorear broker
if(energyRead==true) { //Verificar interrupción
  sendEnergyData("loadControlAEnergy", wattHr); //Enviar consumo
  energyRead=false;}
vrms=myADE.calculateVRMS(PHASE_A);
irms=myADE.calculateIRMS(PHASE_A);
sendAllData(dataTopic, vrms, irms, watts, va, var, pF); //Enviar datos
}
```

4.1.10 Calibración del controlador de cargas

La calibración de la unidad de energía ADE7758 es sugerida por Analog Device con el fin de compensar errores en las mediciones que pueden ser ocasionados por los diferentes elementos electrónicos integrados en el diseño electrónico, también para corregir desfases o compensaciones en las señales causadas por los sensores que se pueden llegar a utilizar. Además sirve para establecer correctamente las constantes de relación entre el bit menos significativo en los registros de medición y las unidades físicas de los distintos parámetros eléctricos. Existen dos formas por las cuales se puede optar para realizar la calibración, una es mediante un medidor de referencia en conjunto con las dos pines de pulsos que tiene el ADE7758 (APCF y VARCF). Los pulsos de la salida APCF son proporcional a la potencia activa acumulada en las tres fases, mientras que los pulsos de la salida VARCF son proporcionales ya sea a la potencia reactiva acumulada o a la potencia aparente acumulada, por eso cuando se usa un medidor de referencia las frecuencias de salida del ADE7758 (APCF y VARCF) se ajustan para que coincidan con las salida de frecuencia del medidor de referencia, ambos bajo las mismas condiciones de carga.

La otra opción de calibración es mediante la acumulación de línea, siendo esta la que se utilizó dentro del controlador de cargas. Para este método es necesario utilizar fuentes de cargas muy precisas, ya que lo que se hace es que mediante la detección de cruce por cero de las fases, la potencia activa, reactiva, y aparente se acumulan durante un cierto número de medio ciclos positivos, y los valores obtenidos son utilizados en las ecuaciones proporcionadas en la hoja de datos para calcular los valores correspondientes

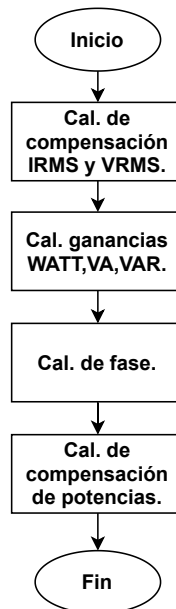


Figura 4.10: Proceso de calibración ADE7758.

de los registros de calibración [10]. En la figura 4.10, se presenta el diagrama de flujo de la calibración mediante la acumulación de energía.

Para llevar a cabo el proceso de calibración se necesitó de diferentes tipos de cargas, ya que muchos de los cálculos requieren de lecturas con desfases entre el voltaje y la corriente, para esto se utilizó un banco conmutable de elementos resistivos, capacitivos, e inductivos. También se usó un analizador de redes Hioki para medir las condiciones eléctricas bajo las cuales se realizó el procedimiento. Las características de estos instrumentos se verán más a detalle en el capítulo cinco. A continuación se describe el proceso necesario para calibrar el controlador de cargas, mostrando un ejemplo de los valores obtenidos en uno de estos dispositivos. Cabe mencionar que todos los controladores de cargas que se fabricaron replicando el circuito y los componentes mencionados anteriormente requieren de realizar las mismas técnicas de calibración, ya que a pesar de que se utilicen exactamente los mismos materiales electrónicos las mediciones en el ADE7758 pueden llegar a variar.

4.1.10.1 Calibración de compensación corriente y voltaje rms

Agregar una compensación a las señales de entrada ayuda a disminuir el ruido o el umbral que puedan traer estas al momento de realizar la medición, esto en el ADE7758 se hace modificando los registros xIRMSOS y xVRMSOS. Para calibrar los registros de compensación es necesario contar con una carga de prueba constante y seguir los pasos proporcionados por la hoja de datos del fabricante, los cuales se pueden ver en el

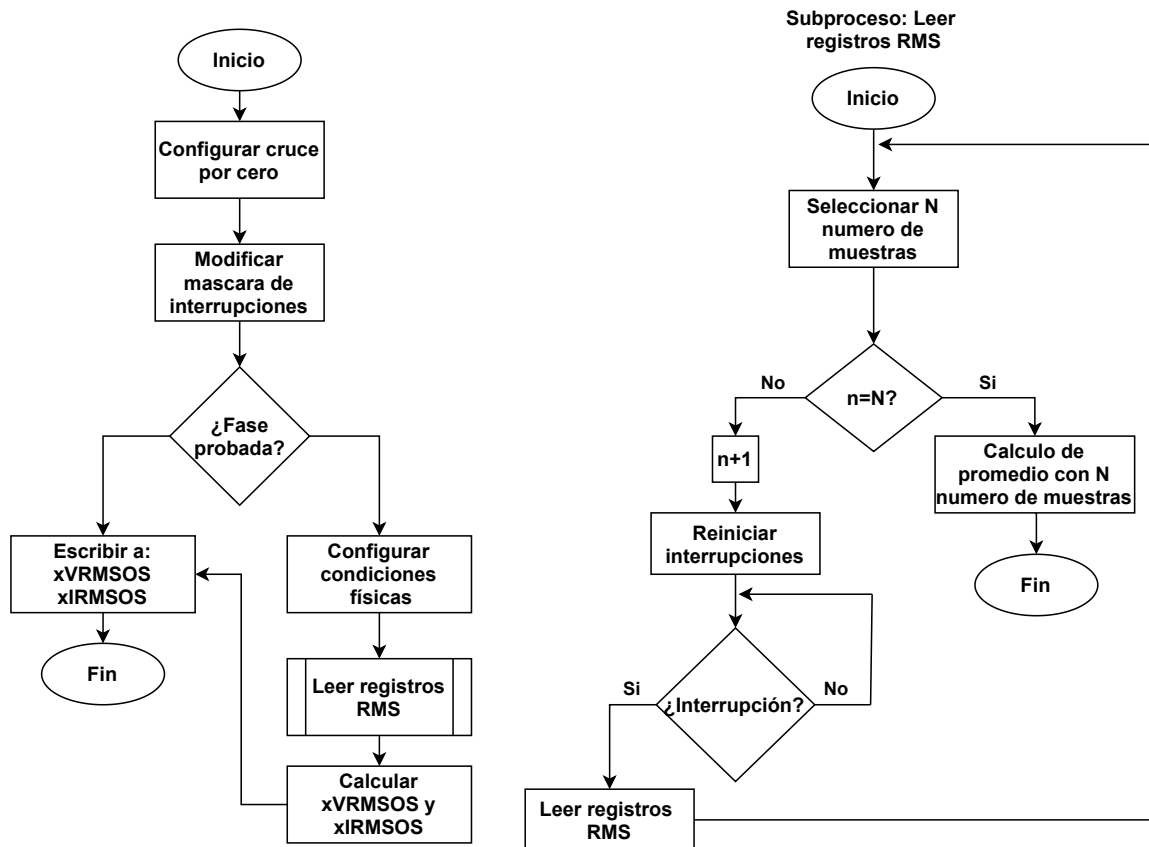


Figura 4.11: Proceso de calibración de compensación corriente y voltaje rms.

diagrama de flujo de la figura 4.11.

Paso 1: Activar la detección de cruce por cero en la fase a utilizar, esto mediante la modificación del registro LCYCMODE(0x17).

Paso 2: Modificar la máscara del pin de interrupciones para que la interrupción se active con el cruce por cero de las fases, esto cambiando el valor del registro MASK(0x18).

Paso 3: Preparar las condiciones físicas necesaria para la calibración, tanto la corriente rms de prueba como el voltaje nominal.

Paso 4: Leer los registros rms después de un cruce por cero y tomar un promedio con N número de muestras, esto es recomendable para tener una lectura más estable. Este paso se puede dividir en cuatro pasos más, del 4a al 4e.

Paso 4a: Seleccionar un N número de muestras.

Paso 4b: Reiniciar el estado del pin de interrupción, esto simplemente leyendo el registro RSTATUS(0x1A).

Paso 4c: Esperar por la interrupción del cruce por cero, una vez esta se active pasar al paso que sigue.

Paso 4d: Leer los registros de xIRMS y xVRMS.

Paso 4e: Promediar las N muestras de xIRMS y xVRMS. Los valores promediados serán utilizados en el siguiente paso.

Paso 5: Realizar cálculos para la obtención de las compensaciones con la ecuaciones 4.1 y 4.2.

$$xIRMSOS = \frac{1}{16384} \times \frac{(I_{test}^2 \times IRMS_{Imin}^2) - (I_{min}^2 \times IRMS_{Iprueba}^2)}{I_{min}^2 - I_{prueba}^2}. \quad (4.1)$$

$$xVRMSOS = \frac{1}{64} \times \frac{(V_{nom} \times VRMS_{Vmin}) - (V_{min} \times VRMS_{Vnom})}{V_{min} - V_{nom}}. \quad (4.2)$$

Paso 6: Modificar los registros xIRMSOS y xVRMSOS.

Para la calibración de compensación de la corriente se utilizó una corriente de prueba (I_{prueba}) de 10.00 A rms y una corriente mínima (I_{min}) de 0.052 A rms, esta ultima de acuerdo a la hoja de datos indica que I_{min} debe ser igual a $\frac{I_{max}}{500}$. En la ecuación 4.1, $IRMS_{Imin}$ e $IRMS_{Itest}$ corresponden a los valores de los registros rms resultantes de medir I_{min} e I_{prueba} , donde con una corriente de 0.052 A rms el registro dio un valor de 5221.49, mientras que con 10 A rms 1045378.56. $xIRMSOS$ resultó en

$$\begin{aligned} xIRMSOS &= \frac{1}{16384} \times \frac{(10^2 \times 5221.49^2) - (0.052^2 \times 1045378.56^2)}{10^2 - 0.052^2}, \\ &= 140. \end{aligned}$$

Para calcular $xVRMSOS$, V_{nom} es el voltaje nominal de la instalación eléctrica, en este caso 123 V rms, el voltaje mínimo (V_{min}) es $\frac{V_{max}}{20}$, donde para la calibración se utilizó 20 V rms. $VRMS_{Vnom}$ y $VRMS_{Vmin}$ corresponden a los valores de los registros rms resultantes de medir V_{nom} e V_{min} , donde el voltaje de 120 V rms su registro arrojó la cantidad de 565547.13, y el voltaje 20 V rms 94088.30, con esto $xVRMSOS$ terminó en

$$\begin{aligned} xVRMSOS &= \frac{1}{64} \times \frac{(120 \times 94088.30) - (20 \times 565547.13)}{20 - 120}, \\ &= -40. \end{aligned}$$

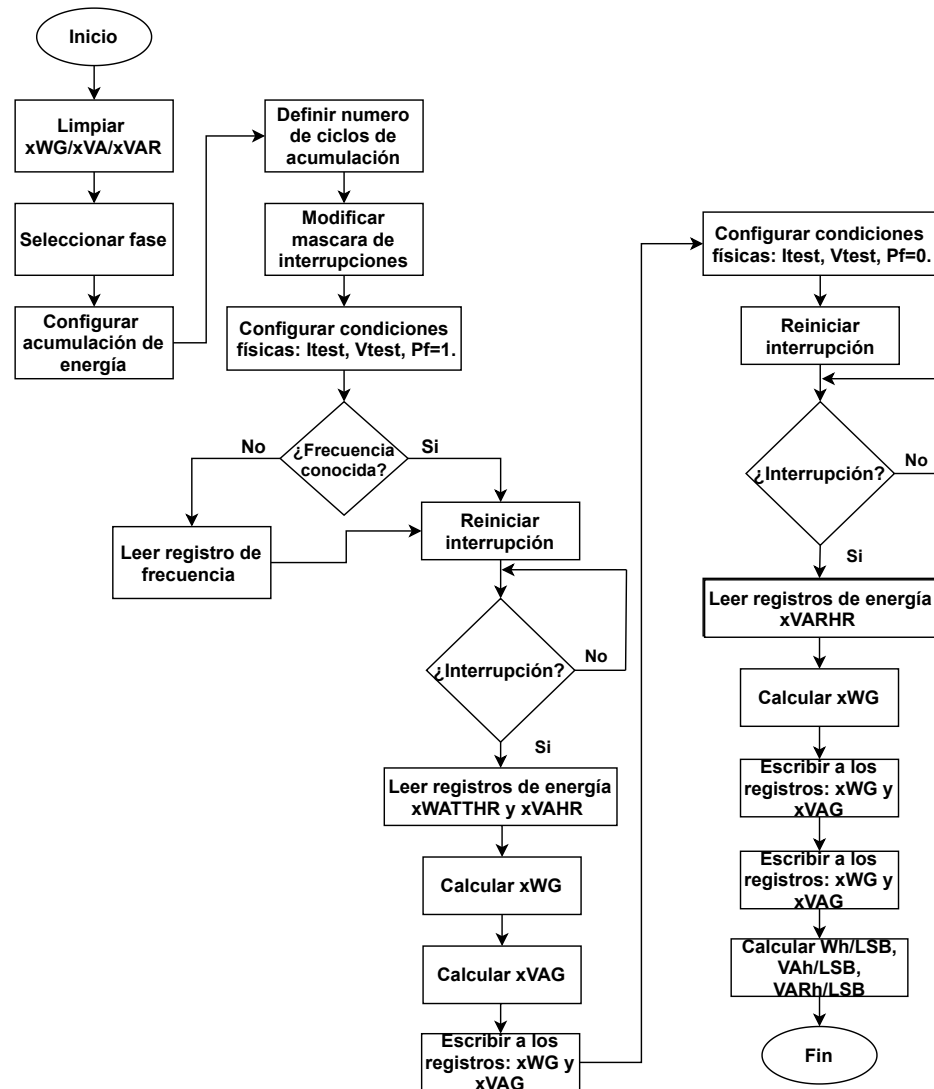


Figura 4.12: Proceso de calibración de ganancias de potencias.

4.1.10.2 Calibración de ganancias de potencias

La calibración de ganancias de potencias se utiliza principalmente para nivelar las mediciones de energía activa, reactiva, y aparente. A su vez en este apartado se determinan las constantes de relación del bit menos significativo, Wh/LSB, VARh/LSB, y VAh/LSB. Los pasos para realizar esta calibración se encuentran en el diagrama de flujo de la figura 4.12.

Paso 1: Limpiar los registros xWG, xVARG, y xVAG.

Paso 2: Seleccionar la fase A, B, o C para la medición del periodo con el registro MMODE (0x14).

Paso 3: Configurar el ADE7758 para la acumulación línea modificando el registro LCYCMODE.

Paso 4: Seleccionar el número de medios ciclos para la acumulación de línea reescribiendo el registro LINECYC (0x1C).

Paso 5: Modificar la máscara de interrupciones MASK (0x18) para que la interrupción se active al final del ciclo de acumulación de línea.

Paso 6: Preparar las condiciones físicas necesarias para la calibración. Para esta calibración se necesita establecer una corriente de prueba y un voltaje nominal, y como primero se calibraron la potencia activa y aparente se debe configurar una carga con factor de potencia unitario.

Paso 7: Leer el registro de frecuencia FREQ (0x10) si la frecuencia de la línea es desconocida.

Paso 8: Reiniciar el estado del pin de interrupción, esto simplemente leyendo el registro RSTATUS (0X1A).

Paso 9: Leer los registros de energía xWATTHR y xVAHR después de que la interrupción haya ocurrido y guardar los valores de los registros.

Paso 9a: Calcular los valores que deben ser escritos en los registros xWG

$$xWG = \left(\frac{WATTHR_{esperado}}{WATTHR_{medido}} - 1 \right) \times 2^{12}, \quad (4.3)$$

donde para determinar xWG es necesario obtener el valor esperado en el registro del consumo de energía activa, siendo esto representado por

$$WATTHR_{esperado} = \frac{4 \times 3200 \times I_{prueba} \times V_{nom} \times \cos(\theta) \times T_{acum}}{1000 \times 3600} \times \frac{APCFDEN}{1}, \quad (4.4)$$

en la cual θ corresponde al ángulo de desfase entre el voltaje y la corriente, mientras que T_{acum} es el tiempo total de acumulación de energía dentro del ADE7758 según el número de cruces por cero, tal que

$$T_{acum} = \frac{No. \text{ medios ciclos}}{2 \times frecuencia \times No. \text{ fases}}, \quad (4.5)$$

mientras que $APCFDEN$ se obtiene con la expresión

$$APCFDEN = INT \left(\frac{16000 \times \frac{V_{nom}}{V_{max}} \times \frac{I_{prueba}}{I_{max}}}{\frac{3200 \times I_{prueba} \times V_{nom}}{1000 \times 3600} \times \cos(\theta)} \right). \quad (4.6)$$

Paso 9b: Calcular los valores que deben ser escritos en los registros $xVAG$

$$xVAG = \left(\frac{VAHR_{esperado}}{VAHR_{medido}} - 1 \right) \times 2^{12}, \quad (4.7)$$

donde para determinar $xVAG$ se necesita obtener el valor esperado en el registro del consumo de energía aparente, siendo esto representado por

$$VAHR_{Expected} = \frac{4 \times 3200 \times I_{test} \times V_{nom} \times T_{acum}}{1000 \times 3600} \times \frac{APCFDEN}{1}. \quad (4.8)$$

Paso 10: Escribir los valores resultantes de las ecuaciones anteriores en los registros xWG y $xVAG$.

Paso 11: Preparar las condiciones físicas necesarias para la calibración. Para esta calibración se necesita establecer una corriente de prueba y un voltaje nominal, y como ya se calibraron la potencia activa y aparente, ahora toca la potencia reactiva por lo que se debe configurar la carga con un factor de potencia de 0.5.

Paso 12: Repetir paso 7.

Paso 13: Leer el registro $xVARHR$ después de que la interrupción haya ocurrido y guardar el valor obtenido.

Paso 14: Calcular los valores que deben ser escritos en los registros $xVARG$

$$xVARG = \left(\frac{VARHR_{esperado}}{VARHR_{medido}} - 1 \right) \times 2^{12}, \quad (4.9)$$

donde para determinar $xVARG$ se necesita obtener el valor esperado en el registro del consumo de energía reactiva, siendo esto representado por

$$VARHR_{esperado} = \frac{4 \times 3200 \times I_{prueba} \times V_{nom} \times \sin(\theta) \times T_{acum}}{1000 \times 3600} \times \frac{VARCFDEN}{1}, \quad (4.10)$$

mientras que $VARCFDEN$ se obtiene con la expresión

$$VARCFDEN = INT \left(\frac{16000 \times \frac{V_{nom}}{V_{max}} \times \frac{I_{prueba}}{I_{max}}}{\frac{3200 \times I_{prueba} \times V_{nom}}{1000 \times 3600}} \times \sin(\theta) \right). \quad (4.11)$$

Paso 15: Escribir el valor resultante de las ecuaciones en el registro xVARG.

Paso 16: Calcular las constantes Wh/LSB, VARh/LSB, y VAh/LSB con las ecuaciones 4.12, 4.13, y 4.14 respectivamente.

$$\frac{Wh}{LSB} = \frac{I_{prueba} \times V_{nom} \times \cos(\theta) \times T_{acum}}{3600 \times xWATTHR}, \quad (4.12)$$

$$\frac{VAh}{LSB} = \frac{I_{prueba} \times V_{nom} \times T_{acum}}{3600 \times xVAHR}, \quad (4.13)$$

$$\frac{VARh}{LSB} = \frac{I_{prueba} \times V_{nom} \times \sin(\theta) \times T_{acum}}{3600 \times xVARHR}. \quad (4.14)$$

Para calibrar las ganancias de potencia activa xWG y aparente $xVAG$ del ADE7758 dentro del controlador de cargas se utilizó un voltaje nominal de 123.9 V rms y una corriente de prueba de 10.00 A rms de cargas resistivas, consiguiendo un factor de potencia unitario lo que es igual a tener 0 grados de desfase (θ) entre voltaje y corriente, y por último se definieron 128 medios ciclos para el tiempo de acumulación de energía, ecuación 4.5. Una vez establecidos todos los parámetros físicos se realizaron las tomas de consumo de energía, resultando en que el valor medido de $xWATTHR$ registró 12862, mientras que $xVAHR$ 12824. Antes de calcular las ganancias se computaron los valores que se esperaban en los registros de acumulación de energía, esto con la ecuación 4.4, donde como el factor de potencia en esta prueba era unitario, el valor esperado era el mismo tanto para la energía activa como aparente. Con los datos obtenidos y utilizando las ecuaciones 4.3 y 4.7, se calculó las ganancias xWG y $xVAG$ respectivamente, lo que resultó en

$$T_{acum} = \frac{128}{2 \times 60 \times 1}$$

$$= 1.066s,$$

$$APCFDEN = INT \left(\frac{16000 \times \frac{123.9}{353.9} \times \frac{10.0}{20.0}}{\frac{3200 \times 10 \times 123.9}{1000 \times 3600}} \times \cos(0) \right)$$

$$= 2543,$$

$$WATTHR_{esperado} = \frac{4 \times 3200 \times 10.0 \times 123.9 \times \cos(0) \times 1.066}{1000 \times 3600}$$

$$\begin{aligned}
& \times \frac{2543}{1} \\
& = 11950, \\
xWG & = \left(\frac{11950}{12862} - 1 \right) \times 2^{12} \\
& = -290. \\
VAHR_{esperado} & = \frac{4 \times 3200 \times 10.0 \times 123.9 \times 1.066}{1000 \times 3600} \\
& \times \frac{2543}{1} \\
& = 11950, \\
xVAG & = \left(\frac{11950}{12824} - 1 \right) \times 2^{12} \\
& = -279.
\end{aligned}$$

En cuanto el cálculo para la ganancia de la potencia reactiva lo principal fue conseguir un factor de potencia de 0, lo cual implica que idealmente la carga tendría que ser puramente inductiva, que bajo el sistema utilizado para la variación de cargas esto fue imposible de realizar. Lo que se hizo fue trabajar con el menor factor de potencia que se pudo generar, el cual fue de 0.1190, lo que da un ángulo de desfase (θ) de 83.0617.

El voltaje nominal utilizado para esta calibración fue de 125.85 V rms , mientras que la corriente de prueba 5.06A rms de cargas inductivas, combinados con un tiempo de acumulación de 1s al leer el registro de energía reactiva $xVARHR$ arrojó 6565. Al utilizar el valor medido y el esperado en la ecuación 4.7, para el cálculo de $xVARG$ se obtuvo

$$\begin{aligned}
VARCFDEN & = INT \left(\frac{16000 \times \frac{125.85}{353.9} \times \frac{5.06}{20}}{\frac{3200 \times 5.06 \times 125.85}{1000 \times 3600} \times \sin(83.0617)} \right) \\
& = 2564, \\
VARHR_{esperado} & = \frac{4 \times 3200 \times 5.06 \times 125.85 \times \sin(83.0617) \times 1.066}{1000 \times 3600} \\
& \times \frac{2564}{1} \\
& = 6143, \\
xVARG & = \left(\frac{6143}{6565} - 1 \right) \times 2^{12} \\
& = -264.
\end{aligned}$$

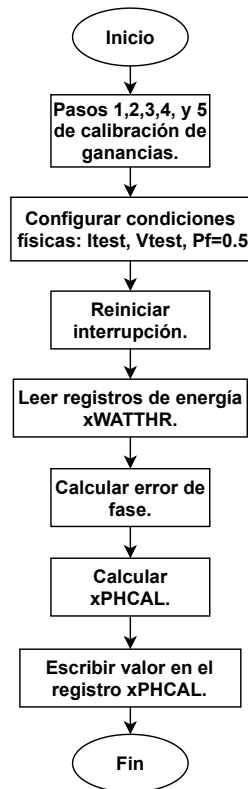


Figura 4.13: Proceso de calibración de fase.

4.1.10.3 Calibración de fase

El ADE7758 incluye un registro de calibración de fase xPHCAL (0x3F a 0x41) en cada canal de corriente, esto para compensar pequeños errores de desfase de la señal causados principalmente por los transformadores de corriente. La calibración de fase consiste en agregar un retraso de tiempo con diferentes pesos en una dirección positiva o negativa, su proceso se puede ver en la figura 4.13. Los errores más complejos de desfase deben compensarse ajustando los valores de los filtros antialiasing.

Paso 1: Repetir paso 1, 2, 3, 4, y 5 de la calibración de ganancias para seleccionar la fase, configurar el modo de acumulación de línea, definir el número de medios ciclos de acumulación, y configurar la máscara de interrupciones.

Paso 2: Configurar las condiciones físicas necesarias para la calibración. Para esta calibración se necesita establecer una corriente de prueba, un voltaje nominal, y un factor de potencia de 0.5.

Paso 3: Reiniciar el estado del pin de interrupción con la lectura del registro RSTATUS (0X1A).

Paso 4: Leer los registros de energía $xWATTHR$ después de que la interrupción haya ocurrido.

Paso 5: Calcular el error de fase en grados

$$Error_{fase(o)} = Arcsin\left(\frac{Error_{fDigital}}{\sqrt{3}}\right), \quad (4.15)$$

donde para determinar $Error_{fase(o)}$ se necesita obtener el error de fase digital $Error_{fDigital}$, siendo este representado por

$$Error_{fDigital} = \frac{xWATTHR_{pf=0.5} - \frac{xWATTHR_{pf=1}}{2}}{\frac{xWATTHR_{pf=1}}{2}}. \quad (4.16)$$

Paso 6: Calcular $xPHCAL$

$$xPHCAL = Error_{fase(o)} \times \frac{9.6\mu s}{Ph/Lsb/W} \times \frac{No. \text{ medios ciclos}}{360}, \quad (4.17)$$

donde

$$PH/Lsb/W = \begin{cases} 1.2\mu s & Error_{fDigital} < 0 \\ 2.4\mu s & Error_{fDigital} > 0 \end{cases}.$$

Paso 7: Modificar el valor del registro $xPHCAL$.

Para la calibración de fase lo primordial fue conseguir una corriente de carga con un factor de potencia de 0.5, lo que es equivalente a que la corriente y el voltaje están desfasados 60° , para esto se necesita una combinación de cargas inductivas y cargas resistivas, donde lo más cercano que se consiguió fue un factor de potencia de 0.505, lo da 59.66° de desfase.

Al conseguir el factor de potencia anterior la configuración de cargas inductivas y resistivas dio un valor de corriente de 7.21 A rms, lo que la lectura del registro $xWATTHR$ bajo estas condiciones fue de 4470. Como el valor de la corriente con un factor de potencia de 0.505, no fue igual a la corriente utilizada para la lectura del consumo de energía en la calibración de ganancias con un factor unitario, se realizó un arreglo de puras cargas resistivas para obtener una corriente similar de 7.22 A rms, lo que el valor del registro $xWATTHR$ quedó en 8641. Una vez conseguidos los valores de consumo de energía eléctrica con un factor de potencia de 0.505 y 1, se realizó lo

siguiente para calcular la corrección de fase $xPHCAL$ con la ecuación 4.17.

$$\begin{aligned}
 Error_{fDigital} &= \frac{4470 - \frac{8641}{2}}{\frac{8641}{2}} \\
 &= 0.0346024766, \\
 Error_{fase(o)} &= \text{Arcsin} \left(\frac{0.0346024766}{\sqrt{3}} \right) \\
 &= -1.1447168644^\circ, \\
 xPHCAL &= -1.1447168644^\circ \times \frac{9.6\mu s}{1.2\mu} \times \frac{128}{360} \\
 &= -22.
 \end{aligned}$$

4.1.10.4 Calibración de compensación de potencias

La calibración de compensación de potencia se empleó para obtener un rendimiento sobresaliente en un amplio rango dinámico (1000: 1), especialmente cuando los niveles de consumo energético sean muy bajos. El ADE7758 tiene registros de compensación de potencia activa y reactiva, $xWATTOS$ (0x39 a 0x3B) y $xVAROS$ (0x3C a 0x3E). Las compensaciones en la medición de VA se ven afectadas ajustando los registros de compensación de rms.

La calibración compensación de potencias debe realizarse con una corriente de prueba pequeña comparada con la utilizada en la calibración de ganancias de energía, y también se requiere un mayor número de ciclos de acumulación de línea (*No. medios ciclos Imin*) para evitar errores de cuantización. Por ejemplo, si una corriente de 40 mA rms en la acumulación de energía activa da un valor en el registro de 113 después de 2000 medios ciclos de línea, una variación de un LSB en esta lectura representa un error de 0.8 %. Esta medición no proporciona suficiente resolución para calibrar un error de desplazamiento <1 %. Sin embargo, si la energía activa se acumula durante 37,500 medios ciclos, una variación de un LSB produce un error de 0.05 %, reduciendo el error de cuantificación. En la figura 4.14 se puede observar el diagrama de flujo.

Paso 1: Repetir paso 1, 2, 3, 4, y 5 de la calibración de ganancias para seleccionar la fase, configurar el modo de acumulación de línea, definir el número de medios ciclos de acumulación y configurar la máscara de interrupciones.

Paso 2: Configurar las condiciones físicas necesarias para la calibración. Una corriente mínima, un voltaje nominal y un factor de potencia unitario.

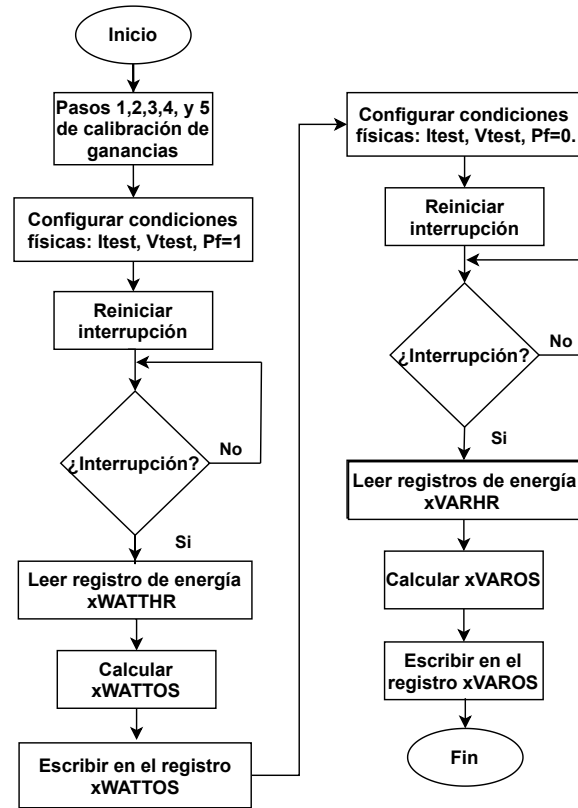


Figura 4.14: Calibración de compensación de potencias.

Paso 3: Reiniciar el estado del pin de interrupción con la lectura del registro RSTATUS (0X1A).

Paso 4: Leer el registro de energía $xWATTHR$ después de que la interrupción haya ocurrido.

Paso 5: Calcular el valor de $xWATTOS$

$$xWATTOS = \frac{OffsetW \times 4}{T_{acum} \times CLKIN} \times 2^{29}, \quad (4.18)$$

donde $CLKIN$ corresponde a la frecuencia del oscilador colocado para el ADE7758, mientras que $OffsetW$ corresponde a

$$OffsetW = \frac{xWATTHR_{Imin} \times I_{prueba}}{I_{min} - I_{prueba}} - \frac{\left(xWATTHR_{Iprueba} \times \frac{No. \text{ medios ciclos } I_{min}}{No. \text{ medios ciclos}}\right) \times I_{min}}{I_{min} - I_{prueba}}$$

Paso 6: Modificar los valores de los registros $xWATTOS$.

Paso 7: Configurar las condiciones físicas necesarias para la calibración, una corriente mínima, un voltaje nominal y un factor de potencia zero.

Paso 8: Reiniciar el estado del pin de interrupción con la lectura del registro RSTATUS(0X1A).

Paso 9: Leer el registro de energía $xVARHR$ después de que la interrupción haya ocurrido.

Paso 10: Calcular el valor de $xVAROS$

$$xVAROS = \frac{OffsetV \times 4}{T_{acum} \times CLKIN} \times 2^{29}, \quad (4.19)$$

donde $OffsetV$ corresponde a

$$OffsetV = \frac{xVARHR_{I_{min}} \times I_{prueba}}{I_{min} - I_{prueba}} - \frac{\left(xVARHR_{I_{prueba}} \times \frac{No. \text{ medios ciclos } I_{min}}{No. \text{ medios ciclos}} \right) \times I_{min}}{I_{min} - I_{prueba}}.$$

Paso 11: Modificar el registro $xVAROS$.

La calibración de compensación de energías requirió de corrientes de menor amplitud comparadas con las que se han estado utilizando en las demás calibraciones, por lo que para determinar el valor de $xWATTOS$ se usó una corriente mínima con un factor unitario de 0.0525 A rms acumulando energía durante 4096 medios ciclos, lo que equivale a 34.13s, y dio como resultado una lectura en el registro de acumulación de energía para $xWATTHR_{I_{min}}$ de 1991. Para $xWATTHR_{I_{prueba}}$, se utilizó una corriente de 7.2 A rms durante un tiempo de aglomeración de 1s, tal como se ha realizado en las calibraciones anteriores, lo que arrojó un valor de 8826 en el registro. Por lo que una vez obtenidas las lecturas de I_{prueba} y I_{min} en diferentes tiempos de acumulación con de reloj ($CLKIN$) de 10Mhz, $xWATTOS$ se calculó con la ecuación 4.18, obteniendo que

$$\begin{aligned} OffsetW &= \frac{1991 \times 7.2 - \left(8826 \times \frac{4096}{128} \right) \times 0.0525}{0.0525 - 7.2} \\ &= 63, \\ xWATTOS &= \frac{63 \times 4}{34.13 \times 10M} \times 2^{29} \\ &= 397. \end{aligned}$$

De igual manera para obtener la compensación necesaria para la energía reactiva se utilizó una corriente de menor amplitud que las utilizadas anteriormente, pero además con un factor de potencia lo más cercano a cero, en este caso se logró conseguir una corriente mínima de 0.06 A rms con un factor de potencia de 0.1260, lo que acumulando energía reactiva por 4096 medios ciclos se obtuvo un valor para $xVARHR_{Imin}$ de 1831. Similar a $xWATTHR_{Iprueba}$, se usó una corriente de 7.22 A rms pero con un factor de potencia de 0.1260, durante un periodo de acumulación de 128 medios ciclos, por lo que el registro tuvo una lectura de 7655. Una vez obtenidas las lecturas de acumulación de energía reactiva correspondientes se calculó la compensación $xVAROS$ con la ecuación 4.19, resultando en

$$\begin{aligned} OffsetV &= \frac{1831 \times 7.22 - \left(7655 \times \frac{4096}{128}\right) \times 0.06}{0.06 - 7.22} \\ &= 206, \\ xVAROS &= \frac{206 \times 4}{34.13 \times 10M} \times 2^{29} \\ &= 1396. \end{aligned}$$

4.2 Desarrollo del medidor central

El medidor central como ya se mencionó es un dispositivo el cual está diseñado para ser colocado en centro de carga convencional de alguna edificación. Este instrumento se desarrolló en base a la unidad de medición de energía y monitor de calidad energética de la familia de Analog Device ADE9000. El medidor central se diseñó para trabajar de manera multifásica, ya que los centros de carga pueden cambiar sus configuraciones según el ambiente o la región en la que se encuentren. Por lo anterior se utilizaron tres transformadores de corriente de núcleo separado SCT-013-000 como sensores de corriente y tres atenuadores resistivos como sensor de voltaje. También tiene incluida la fuente de alimentación HLK-PM01, el reloj de tiempo real RV-8003 y un módulo de tarjetas mini SD para almacenar los datos de medición. Como unidad de control y procesamiento se implementó al igual que en el controlador de cargas el ESP32. La integración de todos estos componentes se puede ver en la figura 4.15.

4.2.1 Unidad de medición de energía eléctrica ADE9000

El ADE9000 es un circuito integrado de medición de energía eléctrica y monitoreo de calidad energética de alta precisión que soporta los estándares IEC 62053-21, IEC

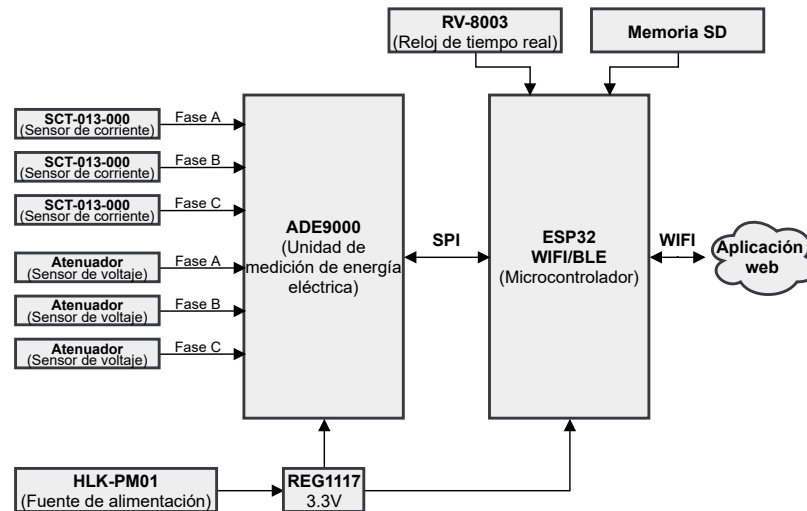


Figura 4.15: Integración de medidor central.

62053-22, IEC 62053-23, IEC 62053-24, EN50470-3, EN50470-3, OIML R46, y ANSI C12.20. Además cuenta con la posibilidad de la implementación de la norma IEC 61000-4-30 para monitores de calidad de energía de clase S. El ADE9000 simplifica la implementación de los sistemas de monitoreo de la calidad y cantidad de energía al proporcionar una estrecha integración de sistemas de adquisición y motores de cálculo. Posee siete ADCs delta-sigma de 24 bits y un motor de procesamiento de señal digital (DSP) que en conjunción con distintos algoritmos permite el cálculo de diferentes parámetros eléctricos, los cuales se pueden proporcionar a través de registros accesibles para el usuario mediante comunicación serial SPI o indicadores de eventos a través de pines de interrupción. Asimismo, con los siete canales ADC dedicados con los que se cuenta, permiten al ADE9000 que se puede utilizar en un sistema trifásico o hasta en tres sistemas monofásicos admitiendo transformadores de corriente (CT) o bobinas Rogowski para medidas de corriente. Gracias a todo lo anterior el ADE9000 ofrece una capacidad completa de monitoreo de energía al proporcionar mediciones totales y fundamentales de potencias y energías rms, activas, reactivas y aparentes. También provee otras características avanzadas como el monitoreo de bajadas y subidas de tensión, frecuencia, ángulo de fase, cruces por cero, distorsión armónica total de voltaje (VTHD), distorsión armónica total de corriente (ITHD), mediciones del factor de potencia, valores rms de $\frac{1}{2}$ ciclo y valores rms de 10/12 ciclos, estos últimos calculados de acuerdo con IEC 61000-4-30 Clase S con el fin de realizar mediciones rms instantáneas para monitoreo en tiempo real. Además es capaz de almacenar un muestreo de la forma de onda de hasta 128 puntos por ciclo de línea lo cual facilita el análisis de al menos 50 armónicos en un procesador externo [69]. Circuito integrado ADE9000 en la figura

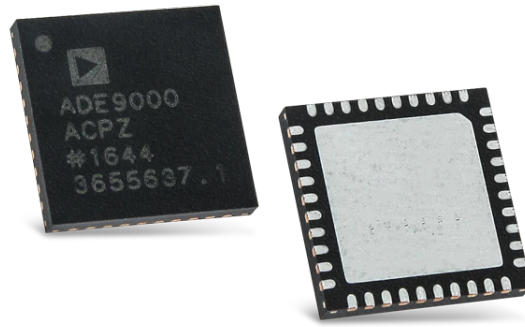


Figura 4.16: Circuito integrado ADE9000 [14].

4.16.

4.2.2 Reloj en tiempo real

El RV-8803-C7 es un módulo de reloj / calendario de tiempo real con comunicación I2c de alta precisión con un termómetro incorporado y circuitos de compensación de temperatura digital (DTCXO). El circuito de compensación de temperatura está calibrado ya de fábrica y da como resultado una precisión de tiempo de ± 3.0 partes por millon (ppm) en el rango de temperatura de -40 a $+ 85$ ° C y de ± 7.0 ppm para el rango extendido de $+ 85$ ° C a $+ 105$ ° C, y además ofrece una corrección de compensación por envejecimiento. El RV-8803-C7 tiene el paquete más pequeño y el menor consumo de corriente entre todos los módulos RTC con compensación de temperatura. Debido a su arquitectura especial, el RV-8803-C7 proporciona un consumo de corriente muy bajo de 240 nA [15]. En la figura 4.17 se puede observar el RTC RV-8803-C7.

4.2.3 Adaptador micro SD

El adaptador para la memoria micro SD solamente es para conectar los pines de la comunicación SPI entre la memoria y el microcontrolador. El adaptador utilizado es el



Figura 4.17: RTC RV-8803-C7 [15].

de la figura 4.18.

4.2.4 Transformador de corriente SCT-013-000

Como sensores de voltaje para el medidor central se utilizaron los transformadores de corriente de núcleo dividido SCT-013-000 el cual se aprecia en la figura 4.19a. Este modelo de transformador soporta corrientes de hasta 100A proporcionando una salida de 50mA lo que hace que tenga una proporción de 1:2000, y al igual que el CST-102 necesita de un arreglo de resistencias como el de la figura 4.19a para adecuar la señal de salida a la entrada del ADE9000. El ADE9000 cuenta con siete entradas analógicas, de las cuales tres son para canales de voltaje y las cuatro restantes para corriente. Estas últimas consisten en cuatro pares de voltaje diferencial con un valor máximo de +- 1V, los pines se dividen en: IAP y IAN, IBP y IBN, ICP y ICN, y INP y INN. En las entradas de la unidad de medición de energía se colocó un filtro pasa bajas con una frecuencia de corte de 7.2 KHz para disminuir alguna clase de ruido que pueda acompañar a la señal del SCT-013-000. Para el cálculo de las resistencias R_{b1} y R_{b2} , se tomó en cuenta la fórmula 2.17, resultando en el desarrollo de que se ve a continuación, mientras que el circuito de la instrumentación electrónica final entre el TC y el ADE9000 se encuentra en la figura 4.19b.

$$2R_b = \left(\frac{V_{AdcMax}}{2} \right) \left(\frac{1}{\frac{I_{TcMax}}{N.vueltas}} \right),$$

$$2R_b = \left(\frac{0.707}{2} \right) \left(\frac{1}{\frac{100}{2000}} \right),$$

$$2R_b = 7.07,$$

$$R_{b1} = 3.535\Omega \approx 3.57\Omega,$$

$$R_{b2} = 3.535\Omega \approx 3.57\Omega$$

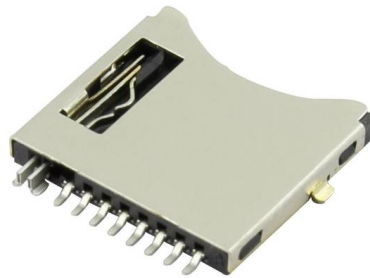


Figura 4.18: Lector de tarjetas SD [16].

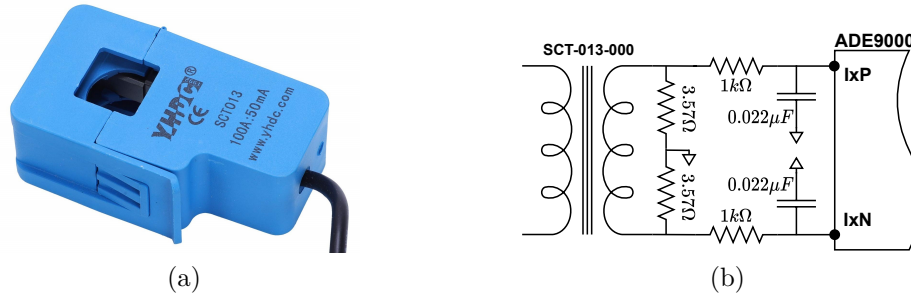


Figura 4.19: (a) Transformador de corriente SCT-013-000 [11], (b) Instrumentación electrónica del TC y ADE9000.

4.2.5 Atenuador de voltaje

Las entradas para medir el voltaje de línea del ADE9000 VAP, VAN, VBP, VBN, VCP, y VCN, también son pares diferenciales que van desde $\pm 1V$ o $0.707V_{rms}$. Al igual que en el controlador de cargas se implementó un divisor de voltaje con una relación de 1000 a 1, que de acuerdo a la ecuación 2.18 el voltaje máximo que puede soportar la entrada es

$$V_s = \frac{R_2}{R_2 + R_1} V_e,$$

$$V_e = \frac{1000k + 1k}{1k} \times \frac{1}{\sqrt{2}},$$

$$V_e = 707.81 V_{rms}.$$

A pesar de que también se utiliza un divisor de voltaje, la instrumentación electrónica para la medición de voltajes de línea es un poco distinta en el ADE9000 respecto al ADE7758, ya que en el primero las entradas de voltaje son pares diferenciales, y en el segundo no. La hoja de datos se recomienda incluir un inductor de ferrita antes del divisor de voltaje, y un filtro pasa bajas después, en este caso se colocó un inductor de 1.5 kOhms y 100 kHz y un LPF con una frecuencia de corte de 7.2kHz. El circuito completo está en la figura 4.20.

4.2.6 Elaboración del circuito electrónico del medidor central

La construcción del circuito electrónico del medidor central, al igual que la del controlador de cargas, empezó con el elaboración del diagrama esquemático y del pcb, los cuales se hicieron en el software de diseño Eagle Designer, las imágenes del resultado de esto último se pueden encontrar en los anexos de este documento. Una vez diseñada la placa electrónica, esta se manufacturó con acabados profesionales y certeros. Con la

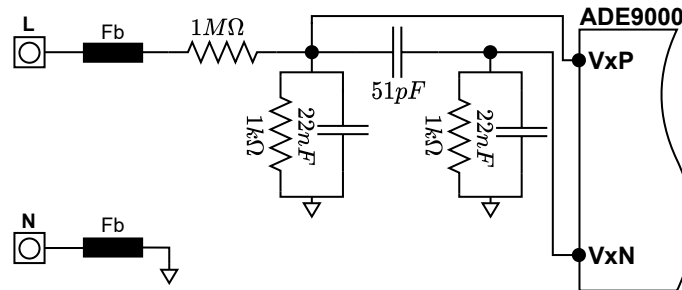


Figura 4.20: Instrumentación electrónica de entrada de voltaje de línea.

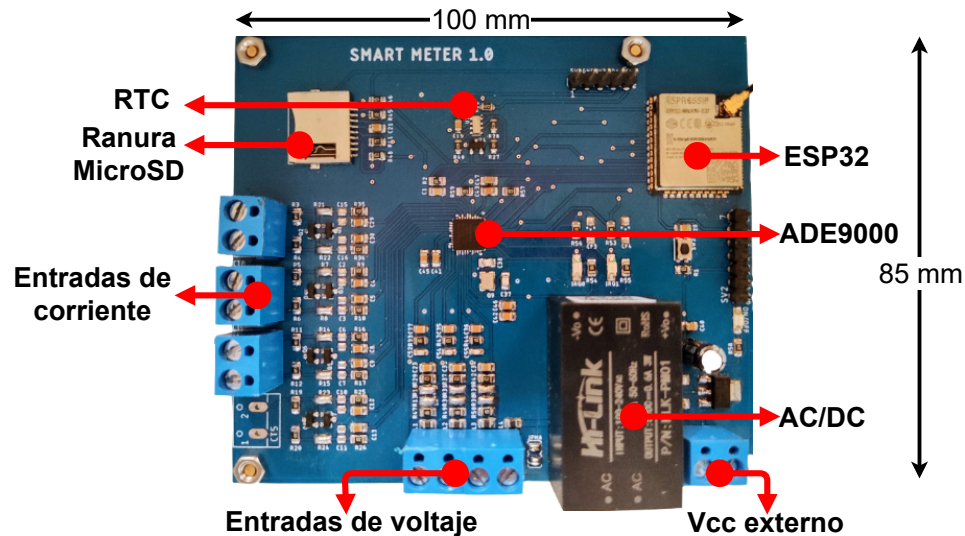
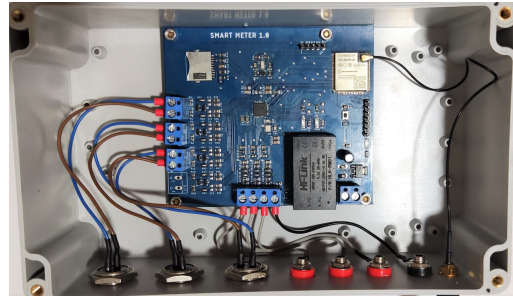


Figura 4.21: Circuito electrónico del medidor central.

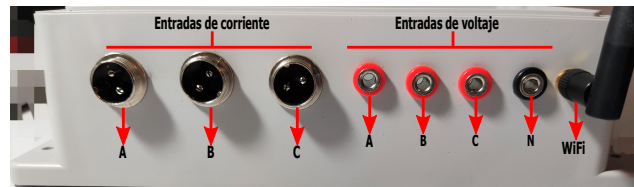
placa fabricada se soldaron todos los componentes descritos anteriormente obteniendo lo de la figura 4.8.

4.2.7 Armazón del medidor central

El medidor central tiene el objetivo de ser colocado en cualquier tipo de ambiente, principalmente dentro o cerca de los centros de carga de alguna instalación eléctrica, por lo mismo la placa electrónica de este dispositivo debe estar recubierta por materiales resistentes. Para lograr lo anterior se utilizó una caja de plástico ABS resistente al agua y al polvo, a la que se le instalaron conectores de rosca para las entradas de los transformadores corriente y banana para las de voltaje de cada fase, también sobre esta se montó una antena externa para lograr mayor alcance en la conexión wifi. Para observar cómo concluyó el medidor central ver figura 4.22.



(a)



(b)

Figura 4.22: (a) Conexión interna de la placa electrónica del medidor central, (b) antena WiFi externa y conectores de entradas de corriente y voltaje.

4.2.8 Firmware del medidor central

Al igual que el controlador de cargas, el firmware del medidor central se basa principalmente en la interacción entre el ESP32 y la unidad de medición de energía. También se encarga de hacer otras tareas como, establecer comunicación a la red, procesamiento de datos, configurar el uso del RTC, y almacenar información en la memoria micro sd. Para que el microcontrolador trabaje con el ADE9000 se elaboró una librería, la cual tiene métodos para leer y escribir a registros de 16 y 32 bits, capturar el búfer de forma de onda con la técnica “spi read burst”, y calcular variables eléctricas como, voltaje y corriente rms total, fundamental, y de obtención rápida, potencia y energía activa, reactiva, y aparente total y fundamental, frecuencia de línea, factor de potencia, ángulos entre fase, y distorsión armónica total. Este apartado sólo explica las partes más relevantes del código principal, el cual es la implementación de la librería para la aplicación del medidor central, cuyo funcionamiento se ve en la figura 3.2 del capítulo anterior. Cabe destacar que también se realizó un programa siguiendo el proceso de calibración del apartado 4.2.3, el cual se encuentra en anexos junto con la librería completa.

El ESP32 del medidor central también se programó utilizando la plataforma ARDUINO IDE, dividiendo la programación en el “setup()” y el “loop()”. En el “setup()” se programó la conexión a la red wifi y al broker, utilizando el mismo procedimiento visto con el controlador de cargas en la sección 4.1.9. La única diferencia

fue que se cambio el id con el que se identifica al dispositivo en el broker por “esp32MC”, y que solo se suscribió al tópico “webPageStatus”. El ADE9000 a diferencia del ADE7758 requiere de un procedimiento antes de iniciar a funcionar, ver figura 4.24. Primero es reiniciar el integrado, para hacerlo el pin “RESET” tiene que estar en estado bajo momentáneamente y luego pasar a estado alto, esto se desarrolló en la función “resetADE9000()”. Después se tiene que seleccionar la forma de trabajo del CI, donde se eligió el modo normal simplemente fijando el pin “PM1” en estado bajo. Para terminar con la inicialización, se configuraron una serie de registros del ADE9000, utilizando el método “SetupADE9000()”, que se encuentra en la librería previamente mencionada. La codificación de este proceso dentro del “setup()” quedó de la siguiente manera.

```
pinMode (PM_1, OUTPUT) ;
pinMode (ADE9000_RESET_PIN, OUTPUT) ;
resetADE9000 () ; //Reiniciar ADE9000
digitalWrite (PM_1, LOW) ; //Modo normal
ade9000.SetupADE9000 () ; //Inicialización de registros
```

En el “setup()” se programaron otras acciones además de las ya vistas, como habilitación de la interrupción de acumulación de energía, que se hizo tal cual como en el controlador de cargas, también la escritura a los registros de calibración según los valores obtenidos, habilitación a la tarjeta microSD, y puesta a punto del reloj de tiempo real. Esto último se trata de la asignación de la hora en el RTC, donde se tomó como referencia el tiempo de red universal, el cual se obtiene de un servidor UTC-NTP, esta es la forma de sincronización de relojes más utilizada. Para implementarlo, se utilizó la librería “time.h” y se desarrolló la función “setRtcNptTime()”, en la cual lo primero que se hizo fue inicializar el cliente con el servidor utilizando el método “configTime()”, que recibe como parámetros la compensación de la zona horaria, si tiene horario de verano, y la dirección del servidor NTP. Después se utilizó “getLocalTime()” para obtener específicamente el año, mes, día, hora, y segundos. Dichos valores serían posteriormente utilizados para definir la hora en el RTC con el método “setTime()”, invocado por el objeto “rtc” de la clase “RV8803” perteneciente a la librería “SparkFun_RV8803.h”.

```
void setRtcNptTime () {
    const char* ntpServer="pool.ntp.org"; //Dirección del servidor
    const long gmtOffset_sec=0; //Compensación zona horaria
    const int daylightOffset_sec=3600; //Horario de verano
    int sec, minute, hour, date, month, year, weekday;
    struct tm timeinfo;
    configTime (gmtOffset_sec, daylightOffset_sec, ntpServer) ;
```

```

getLocalTime(&timeinfo); //Hora desde el servidor
sec=timeinfo.tm_sec;
minute=timeinfo.tm_min;
hour=timeinfo.tm_hour;
date=timeinfo.tm_mday;
month=timeinfo.tm_mon;
year=timeinfo.tm_year+1900;
rtc.setTime(sec,minute,hour,weekday,date,month,year); //Fijar hora
rtc.set24Hour(); //Formato 24hrs
}

```

Pasando al ciclo del firmware, es decir al apartado “loop()”. Este se empezó revisando la conexión wifi y el enlace al broke, para en dado caso que alguna de las dos fallara hacer una reconexión de manera inmediata, exactamente igual que en el controlador de cargas. Después se programó la lectura por fase de la frecuencia, voltaje y corriente rms total y fundamental, potencia activa, reactiva y aparente, factor de potencia, y distorsión armónica total. Para enviar estos valores se utilizó la función “sendPhaJson()”, la cual recibe como parámetros el tópic a publicar, cada una de las variables eléctricas leídas hasta el momento, y la hora de muestreo. Cabe destacar que la transmisión se dividió por fase, donde la carga de información se mandó por los tópicos “centralPhA”, “centralPhB”, y “centralPhC”. A continuación un fragmento de código de la lectura y envíos de datos de la fase A dentro del “loop()”.

```

ade9000.ReadPeriodRegsnValues(&freqRegs);
ade9000.ReadVoltageRMSRegs(&tVrms);
ade9000.ReadCurrentRMSRegs(&tIrms);
ade9000.ReadActivePowerRegs(&watts);
ade9000.ReadApparentPowerRegs(&VA);
ade9000.ReadReactivePowerRegs(&VAR);
ade9000.ReadPfValue(&pf);
ade9000.ReadFundCurrentRMSRegs(&fIrms);
ade9000.ReadFundVoltageRMSRegs(&fVrms);
ade9000.ReadCurrentTHDRegsnValues(&CurrentTHDRegsnValues);
sendPhaJson("centralPhA",freqRegs.FrequencyValue_A,tVrms.vRmsA,
            tIrms.iRmsA,watts.wattA,VA.apA,VAR.rpA,fVrms.vFundRmsA,fIrms.
            iFundRmsA,pf.PfA,CurrentTHDRegsnValues.CurrentTHDValue_A,
            sampleTime); //envío de datos

```

También en el “loop()” se incluyó la verificación de cuando el sitio web se encuentre

en la página de análisis de armónicos. Como ya se mencionó, el medidor central sólo está suscribiendo a “webPageStatus”, en este tópico la aplicación web publica la página en la que se encuentra, enviando “a”, “b”, o “c”. Si la vista es el análisis de armónicos, envía al broker una “c”, activando el cálculo de armónicos (siempre y cuando haya carga en alguna de las fases) modificando el registro de las interrupciones a monitorear, esto con la función “coherentHarmonics()”.

```
//verificando cargas y estado de pagina web
if((isLoadA==true||isLoadB==true||isLoadC==true)&&*inputChar=='c'){
  sendingHarmonics==true;
  if(firsTimeHarmo==true){
    coherentHarmonics();} //Activando cálculo de armónicos
  firsTimeHarmo = false;}
else{
  firsTimeHarmo=true;
  sendingHarmonics=false;
  harmonicsReady = false;}
```

La interrupción que ocurre en el ESP32, es activada por dos sucesos, la culminación del tiempo de acumulación de energía y el llenado del buffer de la forma de onda, este último siempre y cuando el cálculo de armónicos esté habilitado. Dentro de la función accionada por la interrupción, al igual que en el controlador de cargas, no se puede enviar datos por MQTT por problemas de compilación. Por lo que esto último se codificó dentro del ciclo principal, monitoreando las variables “energyReady” y “harmonicsReady”, las cuales cambian de valor si uno de los sucesos mencionados ocurre. Si alguna de estas es igual a “TRUE” se transmiten los datos calculados, terminando así con las últimas instrucciones del bucle del microcontrolador. Lo siguiente es la codificación de las acciones previamente mencionadas, mostrando solamente el cómo se mandan los armónicos y la señal de corriente de una fase, ya que esto es igual para las demás.

```
if(energyReady==true){ //interrupción de acc. de energía?
  sendEnergyJson(sampleTime); //Enviando acc. de energía
  energyReady = false; }
if(harmonicsReady==true){ //interrupción de armónicos?
  if(isLoadA==true){
    sendHarmonicsJson("centralHarmA",binCohSendA); //Enviando armcs.
    sendSignalJson("centralSigA",sigA); //Enviando señal de corriente
    ....
```

```

harmonicsReady = false;
coherentHarmonics();
}

```

Por último, una de las funciones a destacar es la de el cálculo de armónicos “fftCoherentHarmonics()”. La cual se realizó aplicando la transformada rápida de Fourier (FFT) con la librería “arduinoFFT.h” a las muestras que se encuentran en el buffer del ADE9000. Para hacerlo se utilizó el método “compute()”, accesado por el objeto “FFT” de la clase “arduinoFFT”. Los parámetros que recibe son: un arreglo con los valores reales de la señal, un vector para la parte imaginaria, el número total de datos, y el sentido del cálculo. Cabe destacar que la técnica de sensado que se utilizó fue muestreo coherente, por lo que no se requirió de ninguna técnica de ventana antes del cálculo de la FFT. Lo que sí se necesitó fue obtener la magnitud de los números complejos obtenidos al utilizar “compute()”, para esto se empleó el método “ComplexToMagnitude()”, tal como se aprecia a continuación.

```

FFT.Compute(arrayCohA, imagCohA, samplesCoh, FFT_FORWARD);
FFT.ComplexToMagnitude(arrayCohA, imagCohA, samplesCoh);
FFT.Compute(arrayCohB, imagCohB, samplesCoh, FFT_FORWARD);
FFT.ComplexToMagnitude(arrayCohB, imagCohB, samplesCoh);
FFT.Compute(arrayCohC, imagCohC, samplesCoh, FFT_FORWARD);
FFT.ComplexToMagnitude(arrayCohC, imagCohC, samplesCoh);

```

El resultado anterior no ofrece directamente los armónicos directamente, para esto primero el vector obtenido del procedimiento previo se tiene que dividir a la mitad, ya que al aplicarle FFT a una señal real (sin componente imaginaria) se crea una simetría entre los valores resultantes, generando así un efecto espejo. Los elementos del vector fragmentado representan la descomposición de la señal cada 15Hz, debido a que la cantidad de muestras que se utilizan para el cálculo de armónicos son 512 con una tasa de 7680 por segundo, dando como resultado una resolución de frecuencia de intervalos de 15Hz. Pero la presentación deseada no era en el dominio de la frecuencia, sino en el número de armónico y el porcentaje que compone de la fundamenta (cuarto valor del arreglo), por lo que para esto una vez seccionado el arreglo se toma cada cuarto valor dentro del vector y se compara con la fundamental, y el resultado “binCohX[]” es lo que se envía a la aplicación web. Todo lo anterior se codificó, y lo siguiente muestra la obtención de los armónicos para la fase A, siendo exactamente igual para las demás

```

for (int i=4; i<(samplesCoh/2); i=i+4) {
    if (isLoadA==true) {

```

```
binCohA[i]=((arrayCohA[i]/arrayCohA[4])*100);  
...  
}
```

4.2.9 Calibración del medidor central

La calibración del medidor central se basa principalmente en la calibración del ADE9000 con la integración de los diferentes sensores utilizados. Puesto que el ADE9000 y el ADE7758 son dispositivos de Analog Device, comparten muchas similitudes en sus procesos de calibración, pero también tienen algunas diferencias. Por ejemplo, los dos circuitos integrados tienen calibración de compensación rms, de ganancias de potencia, de fase, y de compensación de potencias, pero además de todo eso el ADE9000 tiene una calibración de ganancias en los canales de corriente y voltaje que sirve para conseguir valores más precisos de la señal rms. Calibrar el ADE9000 se utiliza principalmente para reducir los porcentajes de error en las mediciones, que son ocasionados por los diferentes elementos usados en la elaboración del medidor. Como ya se aludió con el ADE7758, los diferentes componentes integrados en la placa electrónica pueden agregar desfases en las señales o niveles de CD no deseados, los cuales se buscan enmendar con distintas técnicas que se verán en esta sección.

El ADE9000 al igual que el ADE7758 también tiene dos formas de calibración, una de ellas es mediante un medidor de referencias, utilizando la frecuencia de los pulsos CF de salida de ambos medidores, con el fin de que bajo las mismas condiciones de carga las señales de salida se sincronicen.

El otro modo de calibración que justamente fue el que se implementó para el medidor central, es mediante la lectura de registros y acumulación de energía, esto último a diferencia del ADE7758 se puede llevar a cabo de dos maneras, una es acumular energía durante un número de cruces por cero en la señal y la otra es mediante una cantidad de muestras definidas. Ambas formas suman energía en un tiempo determinado y los números obtenidos se utilizan en una serie de fórmulas las cuales sirven para dar valor a los registros de nivelación del ADE9000, como también para calcular las constantes de relación entre el bit menos significativo y los registros de medición. Estas constantes permiten traducir los valores medidos a las unidades reales de los distintos parámetros eléctricos. En la figura 4.23 se puede observar el diagrama de flujo utilizado para la calibración del medidor central.

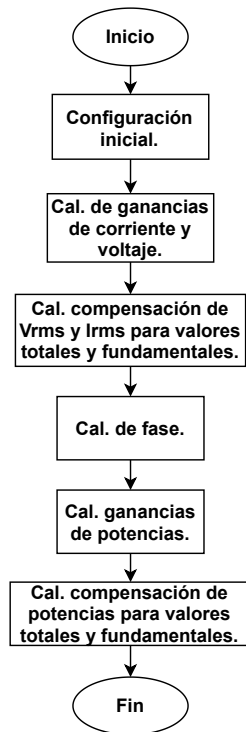


Figura 4.23: Proceso de calibración ADE9000.

4.2.9.1 Configuración inicial

Antes de empezar a realizar cualquier medición el fabricante recomienda hacer una configuración inicial al ADE9000, la cual sirve para estructurar los registros relacionados con los diferentes parámetros eléctricos con el fin de que se tomen lecturas de forma correcta y deseada por el usuario. La figura 4.24 corresponde al diagrama de flujo para la configuración inicial.

Paso 1: Parte de la secuencia de encendido del ADE9000 es reiniciar el dispositivo, causando así una interrupción la cual puede ser monitoreada en el registro STATUS1 (0x403).

Paso 2: Escoger entre los modos de alimentación de circuito integrado define el funcionamiento del mismo, para esto se cuentan con dos pines de entrada PM1 y PM2, donde si PM1=0 y PM0=1 o 0, todas las funciones y comunicación del ade9000 se encuentran disponibles, pero si PM1=1 las funciones y la comunicación se desactivan.

Paso 3: Los canales de los ADCs tienen diferentes ganancias programables, por lo que antes de realizar cualquier medición se debe definir su valor modificando el registro PGA_GAIN (0x4B9).

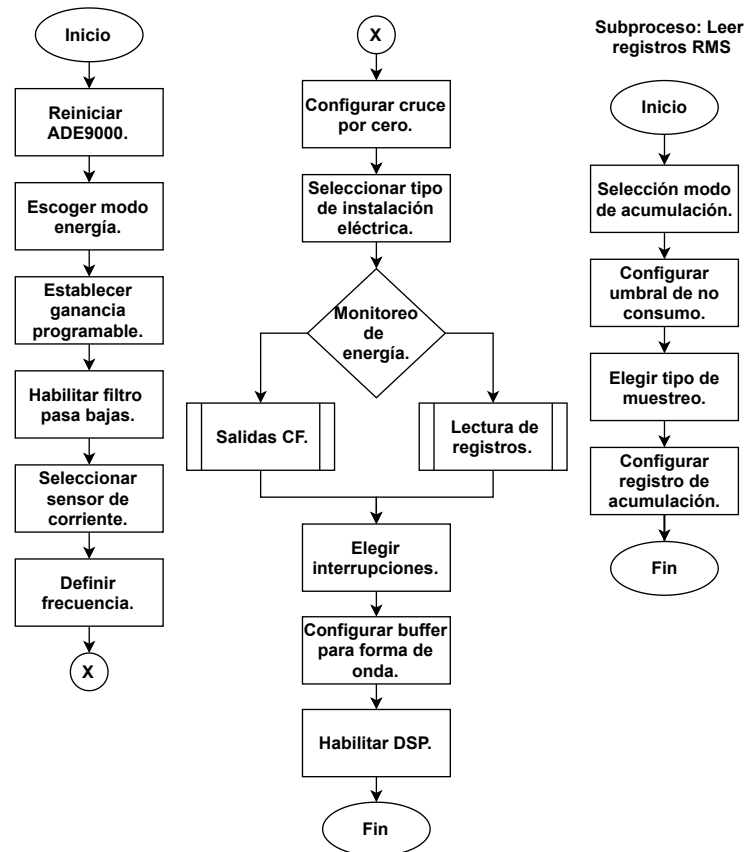


Figura 4.24: Proceso de configuración inicial ADE9000.

Paso 4: Habilitar el filtro pasa bajas para remover compensaciones ocasionadas por alguna señal de corriente directa. Con el registro CONFIG0(0x060) se enciende el filtro y con el registro CONFIG2 (0x4AF) se configura la frecuencia de corte.

Paso 5: Seleccionar el sensor de corriente, sea un transformador de corriente o bobinas rogowski, ya que esto configura funcionamientos internos del circuito integrado.

Paso 6: Pre definir la frecuencia de línea, si bien el ade9000 tiene la capacidad de medirla, la predefinición es utilizada para realizar otros cálculos de parámetros eléctricos. Registro ACCMODE (0x492).

Paso 7: Configurar la fuente de los cruces por cero, es decir si estos son detectados antes o después del filtro pasa bajas. Modificar registro CONFIG0(0x060).

Paso 8: Seleccionar la configuración de medición, puede ser configuración delta o estrella de 3 o 4, sistemas monofásicos, etc. Las configuraciones se cambian en el registro ACCMODE (0x492).

Paso 9: Elegir el tipo de monitoreo de energía, ya sea utilizando las salidas CF o con

los registros de acumulación. En esta investigación se utiliza el monitoreo de los registros de acumulación, el cual tiene el siguiente proceso:

Paso 9a: Seleccionar el modo de acumulación, puede ser modo absoluto, con signo, y acumulación positiva o negativa. Esto se modifica en el registro ACCMODE (0x492).

Paso 9b: Configurar la detección de no consumo de energía eléctrica, mediante el número de cruces por cero de las señales de corriente en un periodo de tiempo establecido, para esto se utiliza el registro EP_CFG (0x4B0).

Paso 9c: Elegir el tipo de muestreo, ya sea haga por un número de muestras, o bien por una cantidad de medios ciclos positivos. Registro EP_CFG (0x4B0).

Paso 9d: Configurar los registros de acumulación para elegir si los nuevos valores de medición sobre escriben los valores antiguos o bien si los registros se reinician cada vez que se tome una nueva lectura, esto de igual forma se hace con el registro EP_CFG (0x4B0).

Paso 10: Los pines de interrupción IRQ0 y IRQ1 son activados según los eventos seleccionados en sus máscaras, registros MASK0 (0x405) y MASK1 (0x406). Para determinar qué interrupción sucedió se lee el valor de los registros STATUS0 (0x402) y STATUS1 (0x403).

Paso 11: Configurar el almacenamiento de la forma de onda.

Paso 12: Habilitar el motor de procesamiento de señal digital con el registro EP_CFG (0x4B0).

4.2.9.2 Calibración de ganancias de corriente y de voltaje

Como ya se mencionó al inicio de la sección 4.2.9, el ADE9000 y el ADE7758 comparten muchos parámetros a calibrar, por ejemplo, los dos circuitos integrados tienen calibración de compensación rms, de ganancias de potencia, de fase, y de compensación de potencias. Pero además de todo lo anterior el ADE9000 tiene una calibración de ganancias en los canales de corriente y voltaje que sirve para conseguir nivelar los valores según el error que tengan respecto a una medición certera de referencia. En la figura 4.25 se ve el proceso recomendado por Analog Device, el cual se siguió en el medidor central.

Paso 1: Activar la detección de cruce por cero en la fase a utilizar, esto mediante la modificación del registro ZX_LP_SEL (0x49A).

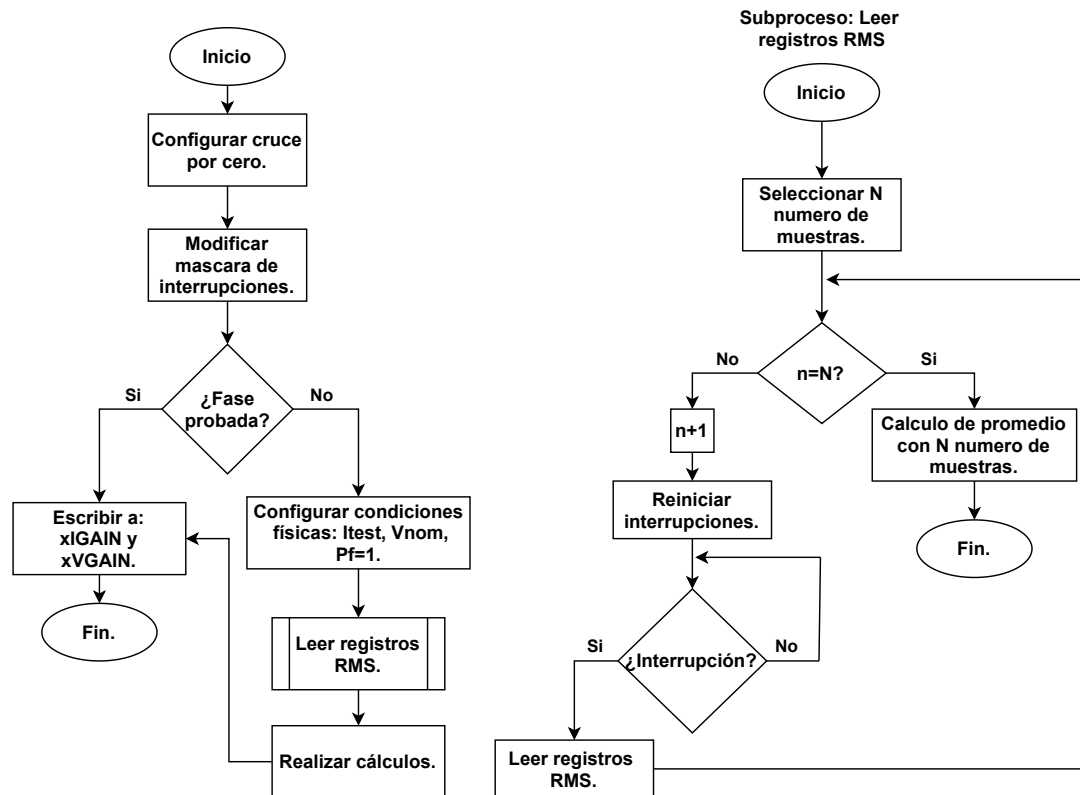


Figura 4.25: Proceso de calibración de ganancias de corriente y voltaje.

Paso 2: Modificar la máscara del pin de interrupciones para que la interrupción se active con el cruce por cero de las fases, esto cambiando el valor del registro MASK1 (0x406).

Paso 3: Preparar las condiciones físicas necesaria para la calibración, tanto la corriente rms de prueba como el voltaje nominal.

Paso 4: Leer los registros rms después de un cruce por cero y tomar un promedio con N número de muestras, esto es recomendable para tener una lectura más estable. Este paso se puede dividir en cuatro pasos más, del 4a al 4e.

Paso 4a: Seleccionar un N número de muestras.

Paso 4b: Reiniciar el estado del pin de interrupción, esto simplemente leyendo el registro STATUS1 (0x403).

Paso 4c: Esperar por la interrupción del cruce por cero, una vez esta se active pasar al paso que sigue.

Paso 4d: Leer los registros de la xIRMS y xVRMS. Paso 4e: Promediar las N muestras de xIRMS y xVRMS. Los valores promediados serán utilizados en el siguiente paso.

Paso 5: Realizar cálculos para la obtención de las ganancias $xIGAIN$ y $xVGAIN$, donde

$$xIGAIN = \left(\frac{xIRMS_{esperado}}{xIRMS_{medido}} - 1 \right) \times 2^{27}, \quad (4.20)$$

$$xVGAIN = \left(\frac{xVRMS_{esperado}}{xVRMS_{medido}} - 1 \right) \times 2^{27}, \quad (4.21)$$

$xIRMS_{esperado}$ y $xVRMS_{esperado}$ son los valores que se espera que arrojen los registros de corriente y voltaje rms respectivamente, calculandose de la forma

$$xIRMS_{esperado} = CIEC \times FTC \times I_{prueba} \times \sqrt{2}, \quad (4.22)$$

$$xVRMS_{esperado} = CVEC \times FTV \times V_{nom} \times \sqrt{2}, \quad (4.23)$$

en las cuales $CIEC$ y $CVEC$ representan el valor máximo que pueden arrojar los registros de corriente y voltaje RMS del ADE9000, 52702092 para ambos . Mientras que FTC y FTV son las funciones de transferencia de las entradas de corriente y voltaje , tal que

$$FTC = \frac{1}{No. vueltas CT} \times 2R_b, \quad (4.24)$$

$$FTV = \frac{1}{Factor de atenuación}. \quad (4.25)$$

Paso 6: Modificar los registros $xIGAIN$ y $xVGAIN$.

La calibración de ganancias de corriente se llevó a cabo en las tres fases, realizando las mediciones correspondientes una tras otra. La corriente de prueba I_{prueba} que se utilizó fue de 10 A rms lo que dio una lectura en la fase A $AIRMS_{medido}$ de 2640130, para $BIRMS_{medido}$ 2636442, mientras que para $CIRMS_{medido}$ de 2637522. Como las tres fases tienen la misma instrumentación el valor de la medición esperada es la misma para todas, por lo que usando la ecuación 4.20 y la 4.22 para determinar las ganancias se obtuvo que

$$FTC = \frac{1}{2000} \times 2(3.57)$$

$$= 0.00357,$$

$$xIRMS_{esperado} = 52702092 \times 0.00357 \times 10.0 \times \sqrt{2}$$

$$= 2660792,$$

$$AIGAIN = \left(\frac{2660792}{2640130} - 1 \right) \times 2^{27}$$

$$= 1050405,$$

$$\begin{aligned}
 BIGAIN &= \left(\frac{2660792}{2636442} - 1 \right) \times 2^{27} \\
 &= 1239625, \\
 CIGAIN &= \left(\frac{2660792}{2636442} - 1 \right) \times 2^{27} \\
 &= 1239625.
 \end{aligned}$$

Al igual que la calibración de ganancias de corriente, para las de voltaje se realizó en las tres fases realizando el proceso de sensado una tras otra. Al momento de hacer las mediciones el voltaje nominal marcó un valor de 123.15 V rms, y arrojó 9015883 para $AVRMS_{measured}$, 9118987 para $BVRMS_{measured}$, y para $CVRMS_{measured}$, 9030383. Como todas las fases tienen la misma atenuación el valor de la lectura esperada $xVRMS_{esperado}$ que se calcula con la ecuación 4.23, es el mismo para las tres. Con lo anterior y utilizando la ecuación 4.21 se resuelve

$$\begin{aligned}
 FTV &= \frac{1}{1000 + 1} \\
 &= 0.000999, \\
 xVRMS_{esperado} &= 52702092 \times 0.000999 \times 123.15 \times \sqrt{2} \\
 &= 9169439, \\
 AVGAIN &= \left(\frac{9169439}{9015883} - 1 \right) \times 2^{27} \\
 &= 2285952, \\
 BVGAIN &= \left(\frac{9169439}{9118987} - 1 \right) \times 2^{27} \\
 &= 742576, \\
 CVGAIN &= \left(\frac{9169439}{9030383} - 1 \right) \times 2^{27} \\
 &= 2066784.
 \end{aligned}$$

4.2.9.3 Calibración de compensaciones para valores rms totales y fundamentales

El ADE9000 también tiene la capacidad de calibrar la compensación tanto para los valores de corriente y voltaje rms totales como para los valores fundamentales. La principal utilidad de esta calibración se ve reflejada cuando se están tomando lecturas de valores muy pequeños o cercanos al límite inferior del rango dinámico, ya que ayuda a estabilizar dichas mediciones, los pasos que se describen a continuación se pueden

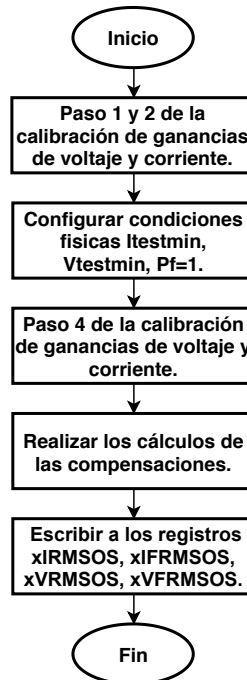


Figura 4.26: Proceso de calibración de compensaciones para valores RMS totales y fundamentales.

observar en el diagrama de flujo de la figura 4.26.

Paso 1: Si se realizaron cambios en la configuración de la calibración de ganancias de corriente y voltaje, repetir paso uno y paso dos.

Paso 2: Preparar las condiciones físicas necesaria para la calibración, corriente y voltaje rms de prueba mínimos con un factor de potencia unitario.

Paso 3: Repetir paso cuatro de la calibración de ganancias de corriente y voltaje, para la lectura de valores totales y fundamentales de corriente y voltaje rms.

Paso 4: Realizar cálculos para la obtención de las compensaciones con las fórmulas 4.26 y 4.27.

$$xIRMSOS = \frac{xIRMS_{esperado}^2 - xIRMS_{medido}^2}{2^{15}}, \quad (4.26)$$

$$xVRMSOS = \frac{xVRMS_{esperado}^2 - xVRMS_{medido}^2}{2^{15}}. \quad (4.27)$$

Paso 5: Escribir en los registros xIRMSOS, xIFRMSOS, xVRMSOS, y xVFRMSOS los valores obtenidos en el paso anterior.

La calibración de compensaciones para corrientes rms totales y fundamentales se realizó con una corriente de prueba mínima (I_{prueba}), la cual corresponde a 500 veces menos que I_{prueba} , donde en la práctica se logró conseguir una I_{min} de 0.025 A rms, que al realizar la lectura en los registros de corriente rms totales se obtuvo 6595 para $AIRMS_{medido}$, 6537 para $BIRMS_{medido}$, y 6587 en $CIRMS_{medido}$. Mientras que los registros de corriente rms fundamentales dieron, 6600 para $AIFRMS_{medido}$, 6529 en $BIFRMS_{medido}$, y para $CIFRMS_{medido}$ 6584. Para calcular las compensaciones también se determinó el valor esperado de la medición es decir $xIRMS_{medido}$, esto con la ecuación 4.22, y resultó en 6651, quedando así $xIRMSOS$ y $xIFRMSOS$ en las tres diferentes fases como lo siguiente

$$\begin{aligned}
 xIRMS_{esperado} &= 52702092 \times 0.00357 \times 0.025 \times \sqrt{2} \\
 &= 6651, \\
 AIRMSOS &= \frac{6651^2 - 6595^2}{2^{15}} \\
 &= 21, \\
 BIRMSOS &= \frac{6651^2 - 6537^2}{2^{15}} \\
 &= 45, \\
 CIRMSOS &= \frac{6651^2 - 6587^2}{2^{15}} \\
 &= 25, \\
 AIFRMSOS &= \frac{6651^2 - 6600^2}{2^{15}} \\
 &= 20, \\
 BIFRMSOS &= \frac{6651^2 - 6529^2}{2^{15}} \\
 &= 49, \\
 CIFRMSOS &= \frac{6651^2 - 6544^2}{2^{15}} \\
 &= 27.
 \end{aligned}$$

Para el cálculo de las compensaciones de voltajes rms totales y fundamentales se requiere un voltaje mínimo el cual tenía que ser aproximadamente 20 veces menor que el voltaje nominal, por lo que se usó 15.3 V rms para realizar las mediciones, donde los registros de voltaje rms total resultaron en 1130233 para $AVRMS_{medido}$, 1130284 en $BVRMS_{medido}$, y 1130411 en $CVRMS_{medido}$. A su vez también se tomó la lectura de

los voltajes rms fundamentales y los registros arrojaron 1130110 en $AFVRMS_{medido}$, 1130156 para $BFVRMS_{medido}$, y en $CFVRMS_{medido}$ dio 1130286. Calculando el valor esperado de las mediciones con la ecuación 4.23, y utilizando las lecturas de los registros, los cálculos de las compensaciones de voltaje rms según la ecuación 4.27, quedaron tal que

$$\begin{aligned}
 xVRMS_{esperado} &= 52702092 \times 0.000999 \times 15.3 \times \sqrt{2} \\
 &= 1139199, \\
 AVRMSOS &= \frac{1139199^2 - 1130233^2}{2^{15}} \\
 &= 620963, \\
 BVRMSOS &= \frac{1139199^2 - 1130284^2}{2^{15}} \\
 &= 617445, \\
 CVRMSOS &= \frac{1139199^2 - 1130411^2}{2^{15}} \\
 &= 608683, \\
 AVFRMSOS &= \frac{1139199^2 - 1130110^2}{2^{15}} \\
 &= 629447, \\
 BVFRMSOS &= \frac{1139199^2 - 1130156^2}{2^{15}} \\
 &= 626274, \\
 CVFRMSOS &= \frac{1139199^2 - 1130286^2}{2^{15}} \\
 &= 617307.
 \end{aligned}$$

4.2.9.4 Calibración de fase

La calibración de fase es primordial para el ADE9000, ya que al brindar información como el factor de potencia o la potencia reactiva, es de suma importancia que se tenga el menor grado de desfase entre la señal de corriente y voltaje, entre menos desfase exista más preciso serán los cálculos que se ejecuten dentro de la unidad de medición. Implementar la calibración de fase también ayuda a establecer una idea de la calidad de transformadores de corriente que se están utilizando ya que estos son los principales causantes de el desfase. Los pasos de calibración que están descritos a continuación y se pueden apreciar en la figura 4.27.

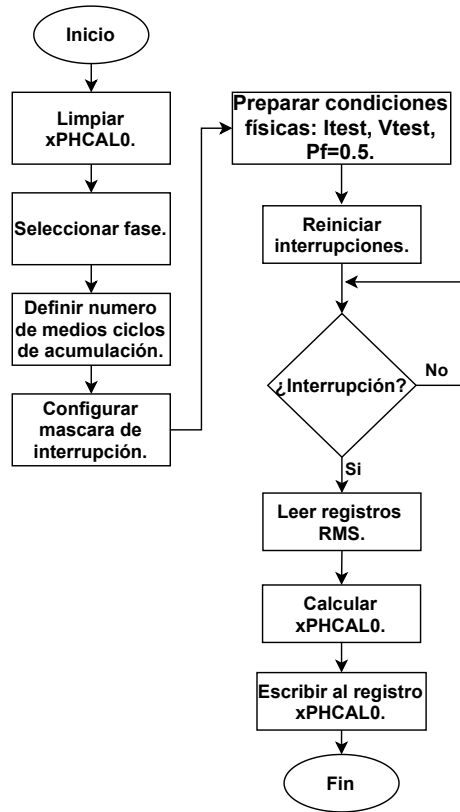


Figura 4.27: Proceso de calibración de fase.

Paso 1: Limpiar los registros xPHCAL0.

Paso 2: Seleccionar fase a calibrar.

Paso 3: Definir el número de medios ciclos para la acumulación de energía.

Paso 4: Configurar la máscara de interrupciones MASK0, para que se interrumpa una vez transcurridos los medios ciclos estipulados en el paso anterior.

Paso 5: Preparar las condiciones físicas necesarias para la calibración, en este caso es necesario una corriente de prueba y un voltaje nominal a un factor de potencia de 0.5.

Paso 6: Reiniciar interrupción.

Paso 7: Una vez ocurrida la interrupción leer registros xWATTHR_HI y xVARHR_HI.

Paso 8: Calcular xPHCAL0, donde

$$xPHACAL0 = \left(\frac{\sin(\varphi - \omega) + \sin(\omega)}{\sin(2 \times \omega - \varphi)} \right) \times 2^{27}, \quad (4.28)$$

el error de fase (φ) se obtiene

$$Error_{fase}(\varphi) = -\tan^{-1} \left(\frac{xWATTHR \times \sin(60) - xVARHR \times \cos(60)}{xWATTHR \times \cos(60) + xVARHR \times \sin(60)} \right), \quad (4.29)$$

mientras que ω

$$\omega = 2 \times \pi \times \frac{f}{8000}. \quad (4.30)$$

Paso 9: Escribir el valor obtenido en el paso anterior en el registro xPHCAL0.

Para hacer la calibración de fase se utiliza la acumulación de energía activa y reactiva, esto con un voltaje nominal y una corriente de prueba con un factor de potencia de 0.5, para conseguirlo se realizó una configuración de cargas resistivas y cargas inductivas, obteniendo así una corriente de prueba de 5.7 A rms, que en conjunto con un voltaje nominal de 124.79 V rms y después de 119 ciclos de acumulación, los registros de las diferentes fases de energía activa arrojaron un valor de 55696 para AWATTHR_HI, en BWATTHR_HI 56877, y en CWATTHR_HI 57615 mientras que los registros de energía reactiva para AVARHR_HI se obtuvo 86259, en BVARHR_HI 85560, y en CVARHR_HI se capturó 85162. Una vez teniendo todas las lecturas se utilizó la ecuación 4.28, para el cálculo de la corrección del desfase de la señal de entrada, el cual es ocasionado principalmente los transformadores de corrientes utilizados.

$$\begin{aligned} Error_{faseA}(\varphi) &= -\tan^{-1} \left(\frac{55696 \times \sin(60) - 86259 \times \cos(60)}{55696 \times \cos(60) + 86259 \times \sin(60)} \right), \\ &= -2.8496^\circ, \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Error_{faseB}(\varphi) &= -\tan^{-1} \left(\frac{56877 \times \sin(60) - 85560 \times \cos(60)}{55696 \times \cos(60) + 86259 \times \sin(60)} \right), \\ &= -3.5980^\circ, \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Error_{faseC}(\varphi) &= -\tan^{-1} \left(\frac{57615 \times \sin(60) - 85162 \times \cos(60)}{57615 \times \cos(60) + 85162 \times \sin(60)} \right), \\ &= -4.0877^\circ, \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} APHACAL0 &= \left(\frac{\sin(-2.8496^\circ - 0.0471) + \sin(0.0471)}{\sin(2 \times 0.0471 - (-2.8496^\circ))} \right) \times 2^{27}, \\ &= -46555378, \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} BPHACAL0 &= \left(\frac{\sin(-3.5980^\circ - 0.0471) + \sin(0.0471)}{\sin(2 \times 0.0471 - (-3.5980^\circ))} \right) \times 2^{27}, \\ &= -53716218, \end{aligned}$$

$$BP_{HACAL0} = \left(\frac{\sin(-4.0877^\circ - 0.0471) + \sin(0.0471)}{\sin(2 \times 0.0471 - (-4.0877^\circ))} \right) \times 2^{27},$$

$$= -57880525.$$

4.2.9.5 Calibración de ganancias de potencias

A diferencia del ADE7758 el ADE9000 ofrece solo una ganancia de potencias para cada fase, esta ganancia por fase afecta directamente tanto a la potencia activa, reactiva, y aparente. El hecho de que se solo se modifique una ganancia por fase hace más sencillo el proceso de calibración, los pasos en la figura 4.31.

Paso 1: Limpiar xPGAIN.

Paso 2: Repetir paso dos, tres, y cuatro de la calibración de fase.

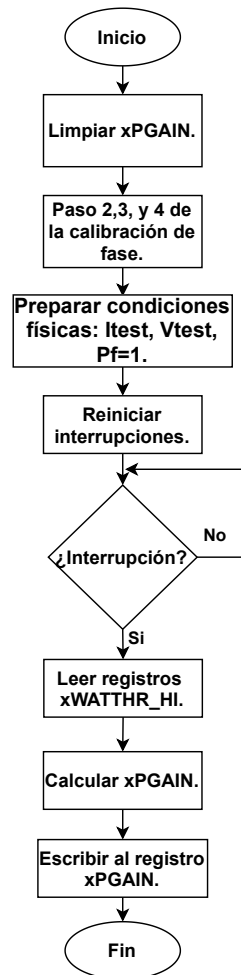


Figura 4.28: Proceso de calibración de ganancias de potencias.

Paso 3: Preparar las condiciones físicas necesarias para la calibración, un voltaje nominal y una corriente de prueba a un factor de potencia de 1.

Paso 4: Reiniciar interrupciones.

Paso 5: Una vez ocurrida la interrupción, leer registros $xWATTHR_HI$.

Paso 6: Calcular $xPGAIN$, donde

$$xPGAIN = \frac{xWATTHR_{esperado} - xWATTHR_{medido}}{xWATTHR_{medido}} \times 2^{27}, \quad (4.31)$$

para determinar $xPGAIN$ es necesario obtener el valor esperado en el registro del consumo de energía activa, siendo esto representado por

$$xWATTHR_{esperado} = 8000 \times V_{nom} \times I_{test} \times T_{acum} \times FTC \quad (4.32) \\ \times FTV \times CWEC \times 2 \times 2^{-13}.$$

tal que $CWEC$ representa el valor máximo que pueden arrojar los registros de consumo de energía activa, 20694066 específicamente.

Paso 7: Escribir el valor obtenido en el paso anterior en el registro $xPGAIN$.

De acuerdo con los pasos anteriores, las condiciones físicas para llevar a cabo la calibración de ganancias de potencias son, un voltaje nominal, que al momento de realizar la prueba el voltaje fue de 124.3 V rms, y una corriente de prueba de 5.046 A rms en este caso, todo con un factor de potencia unitario con y con esto de realizar una acumulación de energía en un tiempo de 1s. La calibración de ganancias de potencias dentro del ADE9000 se hace por fase, donde el valor del registro $xPGAIN$ afectará tanto a la energía activa, reactiva, y aparente. Entonces una vez adecuadas las condiciones físicas los registros de acumulación de energía activa resultaron en, 90501 para $AWATTHR_{medido}$, 90584 en $BWATTHR_{medido}$, y 90622 en $CWATTHR_{medido}$. Utilizando estos datos y los valores esperados de acumulación de energía calculados con la ecuación 4.32, las ganancias obtenidas con la ecuación 4.31 quedaron de la siguiente manera.

$$xWATTHR_{esperado} = 8000 \times 124.3 \times 5.046 \times 1 \times 0.00357 \\ \times 0.000999 \times 20694066 \times 2 \times 2^{-13} \\ = 90412,$$

$$\begin{aligned}
 APGAIN &= \frac{90412 - 90501}{90501} \times 2^{27} \\
 &= -131992, \\
 BPGAIN &= \frac{90412 - 90584}{90584} \times 2^{27} \\
 &= -254852, \\
 CPGAIN &= \frac{90412 - 90622}{90622} \times 2^{27} \\
 &= -311026.
 \end{aligned}$$

4.2.9.6 Calibración de compensación de potencias

Al igual que todas las compensaciones que se han realizado anteriormente, las compensaciones de potencias sirven para estabilizar los valores arrojados de las mediciones cuando estas sean de amplitudes muy pequeñas, o muy cercanos a la parte inferior del rango dinámico. Las compensaciones para las potencias están disponibles tanto para los valores totales y fundamentales de la potencia activa como para los de la reactiva, mientras que para la potencia aparente se toman directamente de la calibración de las compensaciones del voltaje y la corriente. Los pasos del procedimiento de calibración se describen a continuación, y se pueden ver en el diagrama de flujo en la figura 4.29.

Paso 1: Limpiar xWATTOS, xFWATTOS, xVAROS, xFVAROS.

Paso 2: Definir el número de medios ciclos para la acumulación de energía diez veces mayor que para las calibraciones anteriores.

Paso 3: Preparar las condiciones físicas necesarias para la calibración de compensación de potencia activa, una corriente de prueba mínima y un voltaje nominal a un factor de potencia de 1.

Paso 4: Repetir paso cuatro y cinco de la calibración de ganancia de potencias.

Paso 5: Calcular xWATTOS y xFWATTOS con la ecuación 4.33.

$$xWATTOS = \frac{xWATTTHR_{esperado} - xWATTTHR_{medido}}{T_{acum} \times 8000 \times 2^{-13}}. \quad (4.33)$$

Paso 6: Escribir los valores en el registro xWATTOS y xFWATTOS.

Paso 7: Preparar las condiciones físicas necesarias para la calibración de compensación de potencia reactiva, una corriente de prueba mínima y un voltaje nominal a un factor de potencia de 0.

Paso 8: Reiniciar interrupciones.

Paso 9: Una vez ocurrida la interrupción leer registros $xVARHR_HI$ y $xFVARHR_HI$.

Paso 10: Calcular $xVAROS$ y $xFVAROS$ con la ecuación 4.34.

$$xVAROS = \frac{xVARHR_{esperado} - xVARHR_{medido}}{T_{acum} \times 8000 \times 2^{-13}}. \quad (4.34)$$

Paso 11: Escribir los valores en el registro $xVAROS$ y $xFVAROS$.

La calibración de compensación de potencias se realizó bajo dos condiciones físicas distintas, la primera fue para la energía activa, en esta se necesita un voltaje nominal y una corriente de prueba con un factor de potencia unitario,

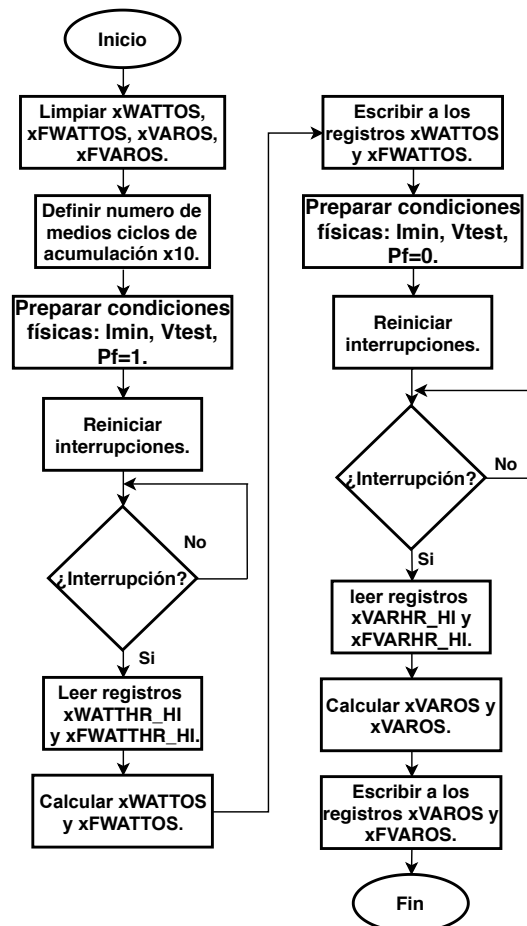


Figura 4.29: Proceso de calibración de compensación de potencias.

en este caso se utilizó $127.6V_{rms}$ y $0.0403A$ respectivamente. Al igual que en los procedimientos anteriores las lecturas se tomaron al mismo tiempo en las distintas fases, lo que dio 7353 para $AWATTHR_{medido}$, 7405 para $BWATTHR_{medido}$, y 7410 para $CWATTHR_{medido}$. Además también se tomaron las mediciones de los valores fundamentales y arrojaron 7351 para $AFWATTHR_{medido}$, 7403 para $BFWATTHR_{medido}$, y para $CWATTHR_{medido}$ 7409. Por lo que obteniendo el valor de la medición esperada con la ecuación 4.32, se calcularon las compensaciones según la ecuación 4.33, y resultó en

$$\begin{aligned}
 xWATTHR_{HI_{esperado}} &= 8000 \times 127.6 \times 0.0403 \times 10 \times 0.00357... \\
 &\dots \times 0.000999 \times 20694066 \times 2 \times 2^{-13} \\
 &= 7412, \\
 AWATTOS &= \frac{7412 - 7353}{10} \\
 &= 6, \\
 BWATTOS &= \frac{7412 - 7405}{10} \\
 &= 0, \\
 CWATTOS &= \frac{7412 - 7410}{10} \\
 &= 0, \\
 AFWATTOS &= \frac{7412 - 7351}{10} \\
 &= 6, \\
 BFWATTOS &= \frac{7412 - 7403}{10} \\
 &= 0, \\
 CFWATTOS &= \frac{7412 - 7409}{10} \\
 &= 0.
 \end{aligned}$$

Una vez calculadas las compensaciones de energía activa se siguió con las de la reactiva, donde en estas se necesita un voltaje nominal y una corriente mínima pero con un factor de potencia cero, que aun utilizando puras cargas inductivas no se pudo conseguir, lo que si se logro fue un factor de potencia de 0.1260, con un voltaje y una corriente de $127.2V_{rms}$ y $0.0215A$ respectivamente. Con las condiciones físicas establecidas, los registros de energía reactiva de las tres fases arrojaron 3921 en

$AVARHR_{medido}$, 3950 para $BVARHR_{medido}$, y en $CVARHR_{medido}$ 3955. También se tomaron las mediciones de la energía reactiva fundamental en las tres fases, 3919 en $AFVARHR_{medido}$, 3948 en $BFVARHR_{medido}$, y 3950 en $CVARHR_{medido}$. Por lo que calculando el valor de la medición esperada con la ecuación 4.32, se computaron las compensaciones según la ecuación 4.34, y se obtuvo el siguiente desarrollo matemático.

$$\begin{aligned}
 xVARHR_HI_{esperado} &= 8000 \times 127.2 \times 0.0215 \times 10 \times 0.00357... \\
 &\quad \dots \times 0.000999 \times 20694066 \times 2 \times 2^{-13} \\
 &= 3912, \\
 AVAROS &= \frac{3912 - 3921}{10} \\
 &= 0, \\
 BVAROS &= \frac{3912 - 3950}{10} \\
 &= -3, \\
 CVAROS &= \frac{3912 - 3955}{10} \\
 &= -3, \\
 AFVAROS &= \frac{3912 - 3919}{10} \\
 &= 0, \\
 BFVAROS &= \frac{3912 - 3948}{10} \\
 &= -3, \\
 CFVAROS &= \frac{3912 - 3950}{10} \\
 &= -3.
 \end{aligned}$$

4.2.9.7 Cálculo de constantes de conversión

Al leer los registros que almacenan los datos obtenidos en las mediciones se tienen que interpretar a las unidades reales de los parámetros físicos, para esto se tiene que obtener la relación entre el bit menos significativo y los registros de medición, la hoja de datos del ADE9000 dispone de una serie de ecuaciones para las conversiones a corriente rms ecuación 4.35, voltaje rms ecuación 4.36, potencias ecuación 4.37, y energías ecuación 4.38. El resultado de las ecuaciones se multiplica por el valor de la lectura del registro y con eso se obtienen los parámetros eléctricos en unidades reales. Las constantes que

se obtuvieron segun la instrumentación electronica del medidor son:

$$\begin{aligned}\frac{\mu Arms}{LSB} &= \frac{I_{prueba} \times 10^6}{\frac{FTC \times I_{prueba}}{0.707} \times CIEC} \\ &= \frac{10 \times 10^6}{\frac{0.00357 \times 10}{0.707} \times 52702092} \\ &= 3.757711\end{aligned}\quad (4.35)$$

$$\begin{aligned}\frac{\mu Vrms}{LSB} &= \frac{V_{nom} \times 10^6}{\frac{FTV \times V_{nom}}{0.707} \times CVEC} \\ &= \frac{120 \times 10^6}{\frac{0.000999 \times 120}{0.707} \times 52702092} \\ &= 13.428442\end{aligned}\quad (4.36)$$

$$\begin{aligned}\frac{mWATT/mVAR/mVA}{LSB} &= \frac{I_{prueba} \times V_{nom} \times 10^3}{\frac{FTC \times I_{prueba}}{0.707} \times \frac{FTV \times V_{nom}}{0.707} \times CWEC} \\ &= \frac{10 \times 120 \times 10^3}{\frac{0.00357 \times 10}{0.707} \times \frac{0.000999 \times 120}{0.707} \times 20694066} \\ &= 6.772654\end{aligned}\quad (4.37)$$

$$\begin{aligned}\frac{\mu WATT/\mu VA/\mu VAR/Hr}{LSB} &= \frac{I_{prueba} \times V_{nom} \times 10^3}{\frac{FTC \times I_{prueba}}{0.707} \times \frac{FTV \times V_{nom}}{0.707} \times CWEC \times 2^{-13} \times 3600} \\ &= \frac{10 \times 120 \times 10^3}{\frac{0.00357 \times 10}{0.707} \times \frac{0.000999 \times 120}{0.707} \times 20694066 \times 2^{-13} \times 3600} \\ &= 1.926685\end{aligned}\quad (4.38)$$

4.3 Desarrollo de aplicación web

Parte de los requerimientos del sistema es que todos los datos generados tanto por el medidor central como por el controlador de cargas puedan ser monitoreados a través de una aplicación web, y también que esta pueda enviar instrucciones para acceder a los recursos en los dispositivos y así también realizar acciones como la habilitación de cálculo de armónicos, o bien el encendido y apagado de cargas eléctricas. La aplicación fue creada utilizando HTML5, CSS, JavaScript, y Bootstrap para la interfaz gráfica de usuario, mientras que para el software corriendo en el servidor se utilizó NodeJs junto con el framework Express. Por último para completar el conjunto de paquetes de software se utilizó mongoDB Atlas como base de datos en la nube, la cual permite almacenar la información recolectada por los instrumentos.

4.3.1 Software en servidor (Backend)

Para la configuración del servidor se utilizó NodeJS, donde según el sitio oficial NodeJS facilita la creación de servidores web y herramientas de red utilizando JavaScript y una colección de "módulos" que manejan varias funcionalidades básicas. Se proporcionan módulos para E / S del sistema de archivos, redes (DNS, HTTP, TCP, TLS / SSL o UDP), datos binarios (búferes), funciones de criptografía, flujos de datos y otras funciones básicas [94]. Los módulos que se utilizados en el servidor son, express para la entrada y salida de archivos HTTP, path para el manejo de archivos y directorios, mqtt para establecer comunicación con el broker al cual mandan la información los dispositivos, moment para la utilización de fechas, y mongoose que permite la gestión de mongoDB. A continuación se muestra el código de la incorporación de estos módulos.

```
const express=require('express');
const app=express();
const path=require('path');
const mqtt=require('mqtt');
const moment=require('moment');
const mongoose=require('mongoose');
```

Como ya se mencionó, para implementar el servidor HTTP se utilizó el framework Express, con el cual se creó una API REST aprovechando alguno de los métodos para el manejo de solicitudes HTTP, principalmente las encargadas de mostrar la interfaz. La aplicación web consta de tres ventanas para interactuar con el usuario, cada una de estas, está representada por URLs distintas, por lo que para acceder a ellas se necesitan hacer peticiones de tipo GET al servidor solicitando los archivos de la interfaz. La primera interfaz se muestra cuando se hace una petición al URL ".../", y el servidor responde renderizando el archivo "dashboard.ejs". Todos los archivos con los que se responde a las peticiones para desplegar las vistas de usuario son de formato EJS, es decir plantillas simples que permiten generar marcado HTML con JavaScript puro [95]. La segunda interfaz se exhibe solicitando a la URL ".../rawData" el documento "rawData.ejs", y por último la URL ".../harmonics" regresa el renderizado de "harmonics.ejs". Las peticiones se encuentran en el siguiente código.

```
app.get('/', (req, res) => {
  res.render('dashboard.ejs') });
app.get('/rawData', (req, res) => {
  res.render('rawData.ejs') });
app.get('/harmonics', (req, res) => {
  res.render('harmonics.ejs') });
```

En el servidor se implementó comunicación MQTT con la que se conecta a un broker público de la compañía EMQX y se suscribirse a los tópicos a los que el medidor central y el controlador de cargas publican. Para recibir mensajes desde el broker, primero se tiene que establecer conexión con el, para esto se utilizó el método “connect” que recibe como parámetros el URL del broker y algunas configuraciones de vinculación. Una vez hecho esto, el servidor se debe suscribir a los tópicos de los que interesa obtener información, para esto se usó el método “suscribe” con los nombres de los tópicos como parámetros, “centralEnergy”, “sumPower”, “loadControlAEnergy”, y “loadControlBEnergy”. Ya suscrito, lo que se hace es verificar que cada vez que se reciba un nuevo mensaje se revisar el tópico del cual proviene y guarda la información obtenida en la base de datos. La codificación de lo que resultó como conexión al broker y la suscripción a los tópicos se encuentra a continuación.

```
var client=mqtt.connect('wss://broker.emqx.io:8084/mqtt',{
  clean:true,//Retener sesión
  connectTimeout:4000});//Timeout
client.on('connect',function(){
  let topics=['sumPower','centralEnergyA','loadControlAEnergy','
    loadControlBEnergy']
  for (let i = 0; i < topics.length; i++) {
    client.subscribe(topics[i]);    }
});
```

Como se indicó anteriormente, el servidor se encarga de recibir los datos mandados por los dispositivos y guardarlos en la base de datos mongoDB Atlas, la cual es gestionada con el módulo Mongoose. Para utilizar la base de datos dentro del servidor primero se tiene que establecer conexión con el servicio, esto uso el método de mongoose “connect”, el cual posee como parámetros la URL de la base de datos y algunas configuración de conexión. MongoDB trabaja con colecciones que almacenan archivos los cuales están en formato BSON, para que el servidor pueda guardar información en dichas colecciones, primero se debe definir la estructura de los documentos creando esquemas de los diferentes BSON a guardar, donde se detallan los nombres y tipos de datos de cada elemento. Para lo anterior se utilizó “mongoose.Schema”. Se tiene que indicar que un esquema corresponde a una colección en específico, para esto se empleó el método “model”, el cual recibe como parámetros el nombre de la colección y el esquema de los archivos a guardar. Al ejecutar este método se crea un modelo el cual es utilizado cada vez que se haga un nuevo documento para guardar en la colección. Lo siguiente

es la implementación completa de cómo quedó la configuración de la base de datos y cómo se guardan nuevos elementos recibidos desde el broker.

```
//Estableciendo conexión con la base de datos
mongoose.connect(dbUrl, {useNewUrlParser:true,useUnifiedTopology:
  true,autoIndex:false});
//Creando esquema para la colección "energy"
let energySchema = new mongoose.Schema({
  sumEnergy: Number,
  date: Date});
//Creando modelo para la colección "energy" con el esquema "
  energySchema"
let energy = mongoose.model('energy',energySchema);
client.on('message',function(topic,message,packet){
//Verificar que se recibió en el tópico de acumulación de energia
  MC
  if(topic==='centralEnergy'){
    let energyA=JSON.parse(message)
//Creando nuevo documento
    let newDataEnergyA=new energy(energyA);
//Guardando nuevo documento
    newDataEnergyA.save();}
}
```

Por último, el despliegue del servidor se llevó a cabo a través de la plataforma como servicio (PaaS) Heroku, de acuerdo con su página principal Heroku corre las aplicaciones del cliente en contenedores virtuales que se ejecutan en un entorno de tiempo real, heroku llama a estos contenedores, Dynos. Estos Dynos pueden ejecutar código escrito en NodeJs, Ruby, PHP, Go, Scala, Python, Java o Clojure [96]. Lo primero que se tiene que hacer en la plataforma de Heroku es crear una cuenta y configurar una nueva aplicación. Una vez hecho esto se crea un espacio para almacenar el repositorio de la aplicación programada y también una URL de acceso, en este caso fue <https://smart-power-meters-grid.herokuapp.com/>. Antes de subir los archivos a los contenedores se incluyó al programa hecho en NodeJS el módulo GIT, el cual es un software para rastrear cambios en cualquier conjunto de archivos, esto mediante la creación de copias del repositorio de trabajo. Con esta herramienta ya en el sistema y utilizando la consola de comandos de Heroku (CLI) lo primero que se realizó fue iniciar sesión con el comando “heroku login”, luego se clonó el repositorio de la aplicación de Heroku utilizando “heroku git:clone”, y por último se agregaron todos los archivos

de la aplicación al repositorio clonado con “git add.”, “git commit”, y “git push”. A continuación se muestra la programación dentro de la ventana de comandos.

```
$ heroku login
$ heroku git:clone -a smart-power-meters-grid
$ cd smart-power-meters-grid
$ git add .
$ git commit -am "make_it_better"
$ git push heroku master
```

4.3.2 Interfaz de usuario (front end)

La interfaz de usuario cuenta con tres diferentes ventanas de visualización. Cada una de las ventanas ejecuta un código con diferentes tareas programadas, principalmente la conexión al broker de EMQ mediante WebSockets para realizar un monitoreo en tiempo real de algunos datos generados por los dispositivos. La ventana principal se encuentra en la figura 4.30, donde en A se grafica la potencia utilizada a lo largo del día, al entrar a esta interfaz se realiza una petición tipo GET a “.../powerPerDay” solicitando a la colección “sumPower” en la base de datos, todas las muestras de potencia a partir de las 00:00 horas, después de eso, se realiza la misma cada 5 segundo actualizando la gráfica a partir del último dato graficado. Encima de la gráfica se encuentra B, el cual muestra la potencia instantánea, este valor es actualizado cada vez que el medidor

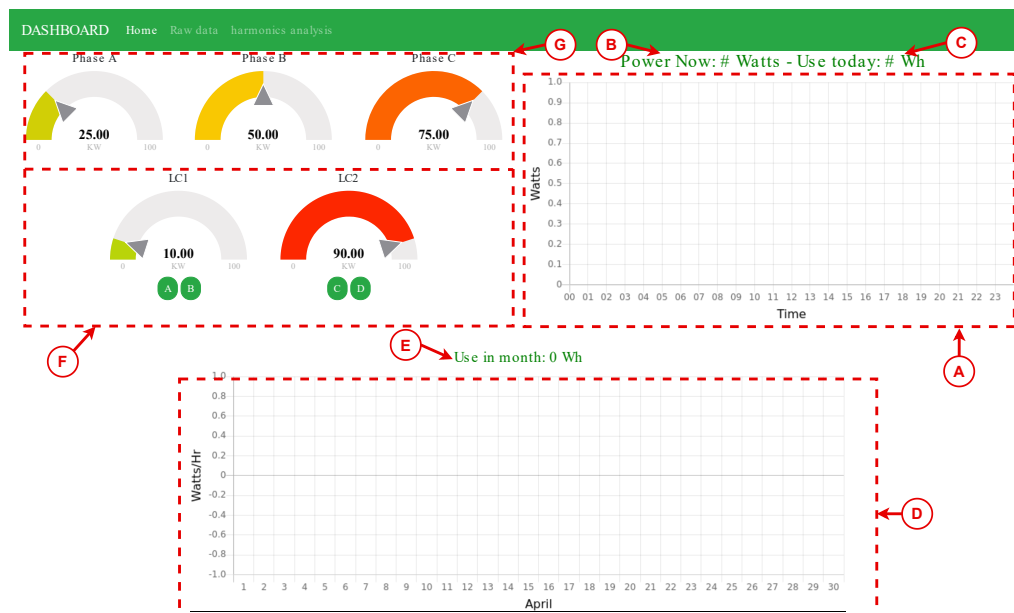


Figura 4.30: Ventana principal de la aplicación web

central pública en el tópico al cual esta vista está suscrita. C presenta la energía eléctrica consumida en el día, el medidor central acumula energía cada segundo y este dato es guardado en la colección “energy”, entonces cuando se ingresa por primera vez a la vista se hace una solicitud tipo GET a “.../energyInDay”, la cual responde con todos los datos a partir las 00:00 horas, los cuales son sumados y presentados como los wattshora consumidos en el día, este dato es actualizado cada 4 segundos integrando la suma de los nuevos valores a la suma anterior. La gráfica D despliega la energía eléctrica usada durante los días del mes en curso. Al entrar a la interfaz se produce una petición GET a “.../energyPerDay”, que responde con el gasto energético diario almacenado en la colección “monthEnergy”, estos datos también son sumados y el resultado colocado en E. En esta vista también se monitorea y gestiona el controlador de cargas, esto en el cuadro F, donde se tiene posibilidad de representar dos dispositivos de este tipo y, además, se cuenta con gráficas de tipo barra radial, las cuales muestran la potencia al instante de los controladores de cargas, variando su color de verde a rojo según sea el valor. Estos gráficos se alimentan directamente de la suscripción de la página a los tópicos los cuales publican los instrumentos, por lo que se actualizan cada vez que llega ingresa un nuevo dato. Debajo de estas gráficas se encuentran botones, los cuales controlan y monitorean el encendido/apagado de cada contacto dentro de los tomacorrientes. Cada vez que se accede a esta visita, la página pública a los tópicos de estatus a los cuales están suscritos los controladores de cargas, y estos responden con los estados de los contactos, si estos están abiertos, los botones se ponen de color rojo, pero si están cerrados de color verde. Si alguno de los botones es presionado se publica al broker y el dispositivo suscrito recibe la instrucción y conmuta el contacto vinculado al botón oprimido.

La segunda interfaz recibe el nombre de “Raw data”, y se encarga de realizar un monitoreo instantáneo de todos los datos generados por los dispositivos. Basándose en la figura 4.31, corresponde a toda la información producida por el medidor central, recordando que este último es capaz de trabajar en instalaciones trifásicas, por lo que para cada fase hay una tabla para el despliegue total de las mediciones y cálculos. El apartado B es para los controladores de carga, la aplicación web está adecuada para tener hasta dos dispositivos de estos, por lo que cada tabla corresponde a los datos en crudo de cada uno de ellos. Para que esta vista tenga comunicación directa con lo enviado por los instrumentos, está conectada al broker de EMQ por Websockets y suscrita a los tópicos, “centralPhA”, “centralPhB”, y “centralPhC”, para cada fase del medidor central y “loadControlDataA” y “loadControlDataB”, para los controladores de cargas.

Por último, la interfaz encargada de presentar el análisis de armónicos se puede ver en la figura 4.32. Al ingresar a esta interfaz se envía una instrucción al medidor central mediante el tópico “webPageStatus” para indicar que inicie el algoritmo de obtención de armónicos en el dispositivo. Las gráficas de barras en A, corresponden a los 64 armónicos calculados de las tres fases. La forma de representación que se utilizó fue en porcentaje del armónico, donde la primer barra corresponde a la fundamental, y de ahí en adelante a los armónicos que la conforman, también encima de cada gráfica se muestra la distorsión armónica total que sufre cada fase. La comunicación de los porcentajes de cada armónico se da a través de los tópicos, “centralHarmA”, “centralHarmB”, y “centralHarmC”. El medidor central es el encargado del cálculo de armónicos, para lo cual genera un búfer muestreando durante cuatro ciclos la señal de la carga, generando así 512 puntos, las formas de onda obtenidas por este proceso se grafican en B. El instrumento transfiere todos estos datos por los tópicos, “centralSigA”, “centralSigB”, y “centralSigC”.

DASHBOARD Home Raw data harmonics analysis					
Phase A		Phase B		Phase C	
Parameters	Value	Parameters	Value	Parameters	Value
Freq	Freq	Freq	Freq	Freq	Freq
Vrms	Vrms	Vrms	Vrms	Vrms	Vrms
Irms	Irms	Irms	Irms	Irms	Irms
Watts	Watts	Watts	Watts	Watts	Watts
VA	VA	VA	VA	VA	VA
VAR	VAR	VAR	VAR	VAR	VAR
Vrms F	Vrms F	Vrms F	Vrms F	Vrms F	Vrms F
Irms F	Irms F	Irms F	Irms F	Irms F	Irms F
Pf	Pf	Pf	Pf	Pf	Pf
%THD	%THD	%THD	%THD	%THD	%THD

Smart plug		Smart plug	
Parameters	Value	Parameters	Value
Vrms	Vrms	Vrms	Vrms
Irms	Irms	Irms	Irms
Watts	Watts	Watts	Watts
VA	VA	VA	VA
VAR	VAR	VAR	VAR
Pf	Pf	Pf	Pf
Watts/day	Watts/day	Watts/day	Watts/day

Figura 4.31: Ventana “Raw data” de la aplicación web.

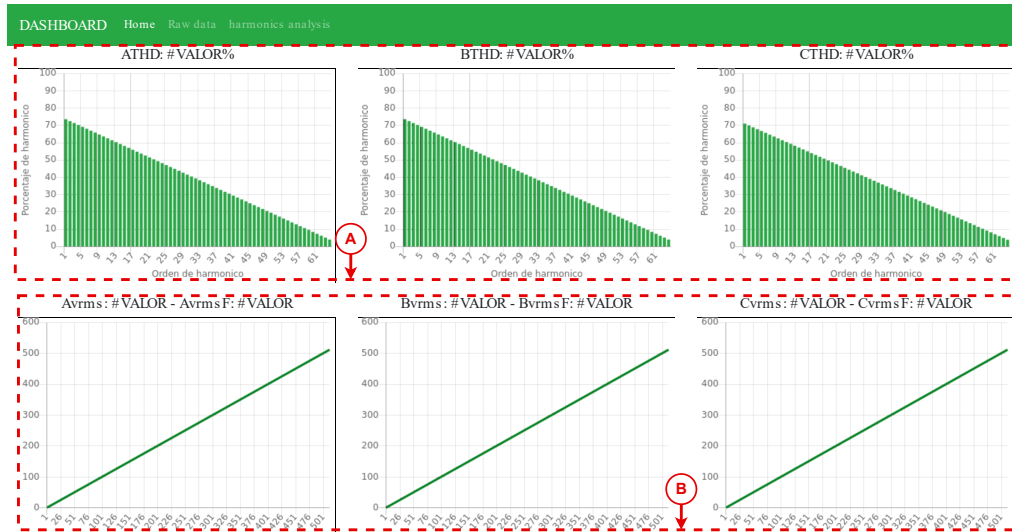


Figura 4.32: Ventana análisis de armónicos de la aplicación web.

Capítulo 5

Etudio experimental y resultados

En este capítulo se aborda la puesta a prueba del medidor central y el controlador de cargas, tanto el estudio de medición como algunos ejemplos de aplicación en ambientes controlados se encuentran en este apartado. Lo primero que se realizó fue la validación de los equipos, es decir, se examinó la exactitud en las mediciones y cálculos de los diferentes parámetros eléctricos bajo diferentes condiciones físicas, comparando los resultados con otro instrumento comercial certificado. Para la muestra de la utilización del sistema de medición y control de energía eléctrica basado en el internet de las cosas, este se instaló en un inmueble tradicional con el fin de ejemplificar su uso y las posibles aplicaciones que se pueden aplicar.

A continuación se muestra a detalle cada uno de los experimentos realizados, donde cabe resaltar que los ensayos para el controlador de cargas se llevaron a cabo en dos de estos equipos, pero los resultados que se muestran a continuación son de solo uno de ellos para evitar redundancia y tener una mejor de practicidad en la lectura.

5.1 Validación de mediciones del controlador de cargas

Para realizar las pruebas de medición tanto de este dispositivo como las del medidor central, se utilizó un sistema de entrenamiento electrico modular con cargas conmutables para variar los escenarios físicos de los experimentos y obtener así diferentes condiciones eléctricas, mientras que como instrumento de medición de referencia se usó el analizador de redes HIOKI PW3360-20. En la figura 5.1 se muestra la configuración que se armó con todos los equipos para esta validación y a continuación se presentan sus características principales.

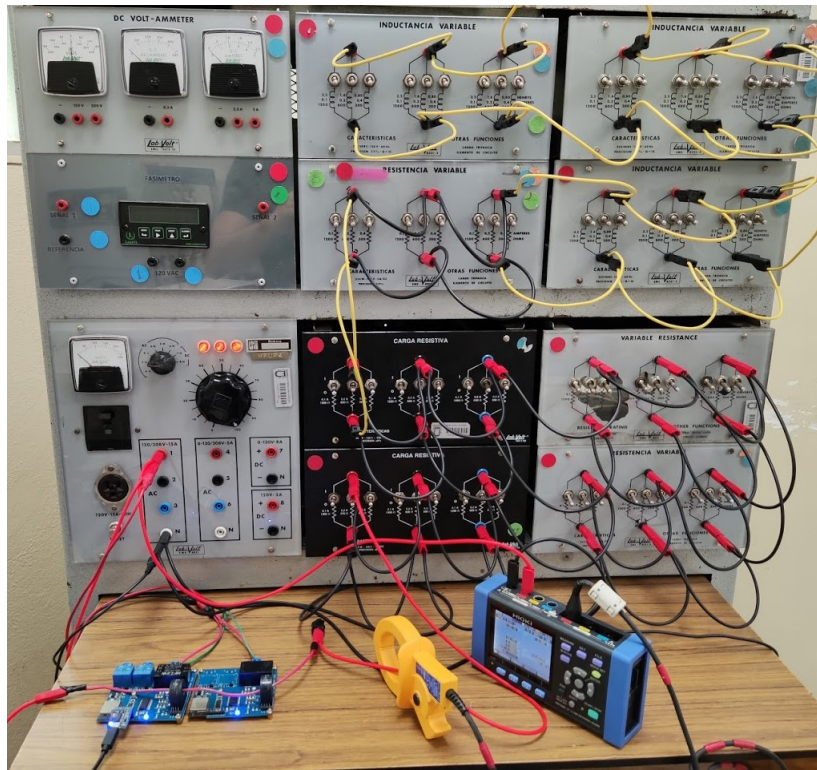


Figura 5.1: Implementación en laboratorio del controlador de cargas.

5.1.1 Sistema de entrenamiento en circuitos de corriente CD y CA

Este equipo es de la compañía Festo y está diseñado principalmente para facilitar el estudio de circuitos en corriente directa y corriente alterna utilizando equipos modulares como una fuente que proporciona alimentación en CD y CA, tanto fija como variable, monofásica y trifásica que cuenta con conectores tipo banana de seguridad codificados por colores que brindan acceso a todas las fuentes de energía en la fuente de alimentación. Todas estas fuentes de energía se pueden usar simultáneamente, siempre que la corriente total consumida no exceda la clasificación de corriente máxima. A su vez, tiene voltímetro analógico incorporado con interruptor selector que indica el voltaje proporcionado por cualquiera de las fuentes de energía, las entradas y salidas de la fuente de alimentación están protegidas por disyuntores independientes.

También cuenta con módulos de cargas que pueden ser nueve resistencias de potencia de alambre enrolladas, nueve inductores de potencia con núcleo de hierro, o bien nueve capacitores de potencia, cada tipo de dispositivos puestos en tres bancos idénticos. Cada banco consta de tres de los nueve elementos conectados en paralelo que se pueden encender o apagar con interruptores de palanca para obtener diferentes valores. Esto

permite que la resistencia, inductancia, o capacitancia total (equivalente) de cada banco aumente o disminuya por pasos. Seis conectores tipo banana de seguridad en el panel frontal del módulo brindan acceso a cada banco de resistencias [97]. En la figura 5.1 se puede observar cada uno de los bancos usados en la experimentación.

5.1.2 HIOKI PW3360-20

El medidor HIOKI PW3360-20 es un instrumento de medición de potencia multicanal que utiliza entradas de sensores de pinza para medir de forma precisa y segura la potencia en líneas monofásicas o trifásicas. También cuenta con registradores de energía trifásicos de cuatro cables que monitorean la demanda de energía y otros parámetros de energía para ayudar en las auditorías de energía y validar las medidas de ahorro de energía. Dentro de los principales parámetros eléctricos de medición se encuentran voltaje rms, corriente rms, voltaje rms fundamental, corriente rms fundamental, ángulo de fase de onda fundamental de voltaje, ángulo de fase de onda fundamental de corriente, frecuencia por fase, pico de forma de onda de voltaje (valor absoluto), pico de forma de onda de corriente (valor absoluto), potencia activa, potencia reactiva (con visualización de retraso / adelanto), potencia aparente, factor de potencia (con visualización de retraso / adelanto) o factor de potencia de desplazamiento (con indicación de retraso / adelanto), energía activa (consumo, regeneración), energía reactiva (retraso, adelanto), visualización del costo de energía, cantidad de demanda de energía activa (consumo, regeneración), cantidad de demanda de potencia reactiva (retraso, adelanto), valor de demanda de energía activa (consumo, regeneración), valor de demanda de potencia reactiva (retraso, adelanto), demanda de factor de potencia, entrada de pulsos, nivel de voltaje armónico, nivel de corriente armónica, nivel de potencia armónica, porcentaje de contenido, ángulo de fase, distorsión armónica total (THD-F o THD-R), y armónicos hasta el orden cuarenta.

Las entradas de voltaje del HIOKI PW3360-20 muestran un error en las lecturas de 0.3 %, y de 0.5 % en la detección de frecuencia de la señal de entrada para la obtención de la corriente utiliza transformadores de corriente 9661, los cuales pueden soportar hasta 500 A y tienen una exactitud de 0.3 % con un desfase de 0.5 grados en la señal, causando errores en medición de la potencia activa ($fp = 1$) de 0.3 %, 0.3 % para la potencia reactiva y una variación de +-1 dígito en la potencia aparente. El cálculo de factor de potencia cuenta con una exactitud de +-1 último dígito al igual que para el cálculo de la energía consumida [98]. En la figura 5.2 se encuentra el HIOKI PW3360-20 utilizado en las pruebas.



Figura 5.2: HIOKI PW3360-20

5.1.3 Validación de parámetros eléctricos bajo un factor de potencia unitario

Para determinar los errores de medición del controlador de cargas, este se sometió a dos pruebas principales. La primera de ellas consistió en hacer fluir diferentes valores de corriente utilizando los módulos de la fuente de alimentación fija y el de las cargas puramente resistivas con el fin de conseguir un factor de potencia unitario. Bajo estas condiciones se obtuvieron lecturas de distintos valores de corriente, potencia activa, aparente, factor de potencia, y frecuencia de fase.

5.1.3.1 Validación de corriente RMS

Para determinar la exactitud de la lectura de corriente rms se empezó por aplicar un valor de aproximadamente 10 A rms, el cual se fue disminuyendo en intervalos de alrededor de 500 mA rms hasta llegar a 0 mA rms, consiguiendo así, un conjunto de lecturas que se pueden ver comparadas con las arrojadas por el HIOKI PW3360-20 en la tabla 5.1. En la tercer columna se encuentra el error relativo porcentual de cada medición, que claramente expone cómo este dato aumenta según al ritmo en el que disminuye la corriente alcanzando su pico máximo de 0.7752 % a los 0.516 mA rms. Tomando en cuenta todas las diferencias entre lo entregado por los dos equipos se obtuvo un error absoluto medio porcentual (MAPE del inglés Mean Absolute Percentage Error) de 0.1340 %.

Para señalar la variación que existe entre los valores obtenidos por el controlador de cargas y el medidor de referencia se realizó un análisis de regresión lineal calculando el coeficiente de determinación R^2 , el cual resultó en 0.99999795 tal como se muestra en la figura 5.3, la cual ayuda a hacer notar la tendencia de exactitud de las mediciones.

Tabla 5.1: Muestras de corriente rms (amperes) del controlador de cargas

Hioki	L.C.	% E.R
10.031	10.036	0.0498
9.559	9.566	0.0732
9.023	9.03	0.0776
8.489	8.494	0.0589
8.06	8.058	0.0248
7.531	7.535	0.0531
7.049	7.053	0.0567
6.532	6.529	0.0459
6.022	6.026	0.0664
5.571	5.568	0.0539
4.999	4.998	0.0200
4.516	4.512	0.0886
4.028	4.025	0.0745
3.516	3.513	0.0853
3.092	3.088	0.1294
2.582	2.58	0.0775
2.056	2.052	0.1946
1.553	1.55	0.1932
1.038	1.033	0.4817
0.516	0.512	0.7752
% MAPE		0.1340

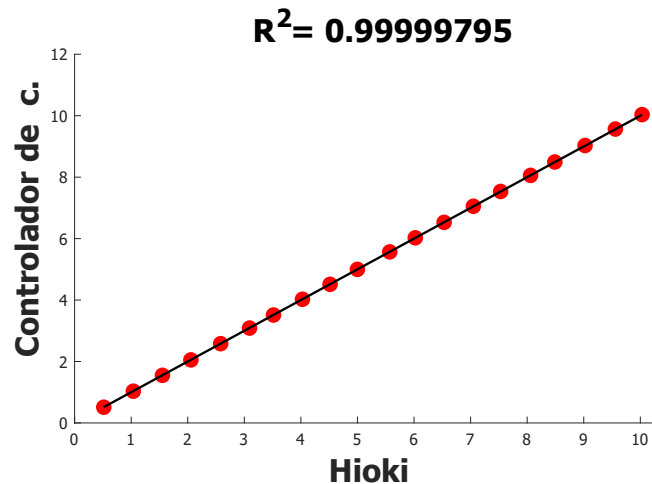


Figura 5.3: Analisis de regresión lineal de la medición de corriente entre el controlador de cargas y el analizador de redes Hioki

5.1.3.2 Validación de voltaje RMS nominal

A la par que se hicieron los cambios de corrientes conmutando cargas resistivas, también se tomaron las mediciones del voltaje que arrojaba la fuente de alimentación en ese instante, que a lo largo del ensayo este dato osciló entre prácticamente los 123 V rms y 128 V rms. En la tabla 5.2 se puede observar la comparación entre los datos del controlador de cargas y el medidor de referencia, donde el MAPE de todos los datos fue de 0.0195 %.

5.1.3.3 Validación de potencia activa y aparente

Al realizarse las pruebas bajo cargas puramente resistivas la potencia reactiva fue prácticamente inexistente por lo que no se tomó en cuenta para presentarse en este apartado, por la misma razón los cálculos de la potencia activa y aparente dentro del controlador de cargas y el HIOKI PW3360-20 dieron exactamente igual. Este ensayo se realizó a la par que el de la medición de las variaciones de corriente que se mostró anteriormente, por lo que cada uno de los datos obtenidos de potencia corresponden a los valores de corriente de la tabla 5.1 en interacción con el voltaje de la fuente de alimentación de la tabla 5.2, resultando en la tabla 5.3.

Al igual que como sucedió en las lecturas de corriente los porcentajes de error relativo aumentaron conforme la potencia activa y aparente disminuyó, resultando en un MAPE de 0.1639 %.

Tabla 5.2: Muestras de voltaje rms (volts) del controlador de cargas.

Hioki	L.C.	% E.R
125.27	125.227	0.0343
125.2	125.22	0.0160
125.54	125.537	0.0024
125.45	125.46	0.0080
125.7	125.689	0.0088
125.358	125.36	0.0016
125.45	125.492	0.0335
125.76	125.697	0.0501
125.88	125.876	0.0032
126.18	126.115	0.0515
126.31	126.347	0.0293
126.48	126.465	0.0119
126.66	126.697	0.0292
126.8	126.846	0.0363
126.13	126.161	0.0246
126.26	126.279	0.0150
126.28	126.265	0.0119
126.5	126.561	0.0482
126.73	126.761	0.0245
128.07	128.055	0.0117
% MAPE		0.0223

De igual manera que con las mediciones de corriente, se calculó el coeficiente de determinación R^2 entre el controlador de cargas y el HIOKI PW3360-20, resultando en 0.99999460. Este valor nos indica que las muestras recolectadas por ambos dispositivos siguen una tendencia prácticamente igual, tal como se puede ver en la figura 5.4.

Tabla 5.3: Muestras de potencia activa (kWatts) y aparente (kVA) del controlador de cargas.

Hioki	L.C.	% E.R
1.2566	1.2569	0.0273
1.1968	1.1960	0.0666
1.1328	1.1323	0.0442
1.065	1.0646	0.0363
1.0131	1.0108	0.2318
0.9436	0.9449	0.1426
0.8843	0.8837	0.0707
0.8215	0.8207	0.0919
0.7586	0.7576	0.1326
0.703	0.7026	0.0531
0.6314	0.6307	0.1047
0.5712	0.5707	0.0903
4.028	4.0250	0.0745
0.4458	0.4448	0.2189
0.39	0.3891	0.2351
0.326	0.3253	0.2245
0.2596	0.2591	0.1810
0.1965	0.1961	0.2087
0.1316	0.1311	0.4119
0.066	0.0656	0.6303
% MAPE		0.1639

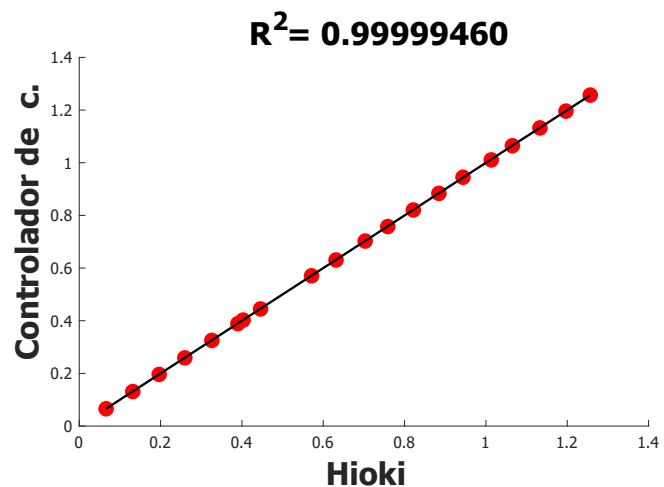


Figura 5.4: Analisis de regresión lineal de la medición de potencia activa y aparente entre el controlador de cargas y el analizador de redes Hioki.

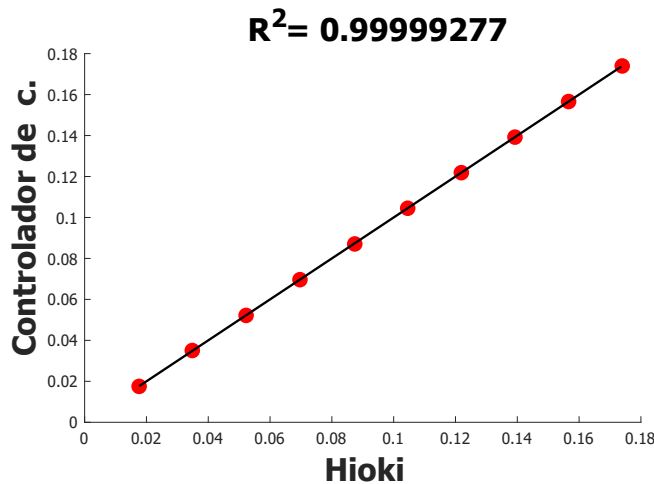


Figura 5.5: Analisis de regresión lineal de la medición de energía activa entre el controlador de cargas y el analizador de redes Hioki.

Tabla 5.5:
Muestras de consumo de energía activa (kWatts/Hr) del controlador de cargas.

Hioki	L.C.	% E.R.
0.01763	0.01753	0.5672
0.03483	0.03504	0.6029
0.05225	0.05218	0.1340
0.06968	0.06963	0.0718
0.08741	0.08707	0.3890
0.10454	0.1045	0.0383
0.1219	0.12187	0.0246
0.13925	0.13923	0.0144
0.15661	0.1566	0.0064
0.17396	0.17397	0.0057
% MAPE		0.1854

de tiempo de un minuto, estas cifras se utilizaron para calcular el coeficiente de determinación, el cual fue de 0.99999277. El valor de R^2 nos indica la calidad de las mediciones del controlador de cargas para replicar los resultados del medidor de referencia, ver figura 5.5.

5.1.4 Validación de parámetros eléctricos bajo distintos factores de potencia

Como ya se mencionó anteriormente, para determinar los errores de medición en el controlador de cargas se realizaron principalmente dos experimentos, la primera de ellas es la que se abordó en la sección 5.1.3, donde todos los ensayos se hicieron bajo una condición física de un factor de potencia unitario. Con el fin de encontrar si las mediciones se veían afectadas con la alteración de este parámetro se realizaron las mismas pruebas que las ejecutadas previamente, solo que en lugar de que la base de la medición fuera variar de forma escalonada la corriente y sobre eso tomar las diferentes lecturas, ahora se fundamentó sobre los cambios en el factor de potencia para a partir de ahí capturar los demás datos como corriente rms, potencia activa, potencia reactiva, potencia aparente, y energía activa y reactiva consumida.

5.1.4.1 Validación de factor de potencia

Para variar el factor de potencia lo que se realizó fue combinar cargas resistivas y cargas inductivas utilizando los módulos descritos al inicio del capítulo, y estas alimentarlas con el voltaje de la fuente de alimentación usada previamente. Se empezó a tomar lecturas con un factor de potencia de aproximadamente 0.95 y después se fue disminuyendo en escalones de 0.5 hasta llegar al valor mínimo que se pudo conseguir, que fue de 0.1667, tabla 5.6. Si se compara la información obtenida por el HIOKI PW3360-20 con el controlador de cargas, se puede observar claramente una tendencia de aumento en el porcentaje de error relativo a según como baja el factor de potencia, cuando este bajo de 0.5 ocurrieron los fallos más altos. Al finalizar se obtuvo un MAPE de 0.7976 %.

Uno de los parámetros eléctricos más importantes a conocer su calidad de medición era el factor de potencia en diferentes rangos. Al realizar el análisis de regresión lineal se obtuvo una R^2 de 0.99974430, por lo que se puede ver en la figura 5.6 como las lecturas del controlador de cargas y el HIOKI PW3360-20 están posicionadas prácticamente sobre la línea de referencia.

5.1.4.2 Validación de corriente RMS

A la par que se bajaban los niveles de factor de potencia se recolectaron los demás parámetros eléctricos, entre estos la corriente rms generada con los distintos arreglos de cargas que se armaron. Se puede observar en la tabla 5.7 que los niveles oscilaron

Tabla 5.6: Muestras de factor de potencia del controlador de cargas.

Hioki	L.C.	% E.R.
0.9512	0.95	0.1262
0.9074	0.906	0.1543
0.8508	0.848	0.3291
0.8047	0.802	0.3355
0.7522	0.746	0.8242
0.7024	0.697	0.7688
0.6578	0.652	0.8817
0.6028	0.598	0.7963
0.5526	0.548	0.8324
0.5037	0.5	0.7346
0.4499	0.446	0.8669
0.4076	0.404	0.8832
0.3511	0.346	1.4526
0.2963	0.294	0.7762
0.2486	0.245	1.4481
0.2055	0.204	0.7299
0.1667	0.164	1.6197
% MAPE		0.7976

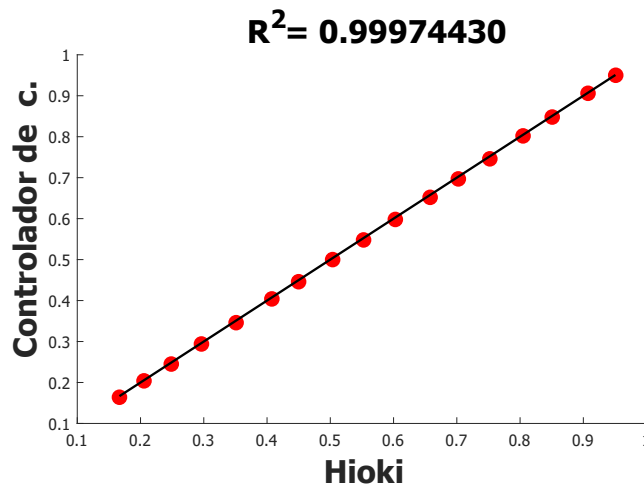


Figura 5.6: Analisis de regresión lineal de la medición de factor de potencia entre el controlador de cargas y el analizador de redes Hioki.

Tabla 5.7: Muestras de corriente rms (amperes) bajo un factor de potencia no unitario del controlador de cargas.

Hioki	L.C.	% E.R
8.485	8.496	0.1296
7.877	7.876	0.0127
7.095	7.101	0.0846
6.462	6.466	0.0619
5.843	5.847	0.0685
6.144	6.15	0.0977
6.737	6.742	0.0742
6.992	6.999	0.1001
7.188	7.198	0.1391
5.303	5.304	0.0189
5.369	5.369	0.0000
5.255	5.257	0.0381
5.547	5.552	0.0901
5.858	5.86	0.0341
4.336	4.334	0.0461
4.301	4.303	0.0465
5.767	5.769	0.0347
% MAPE		0.0633

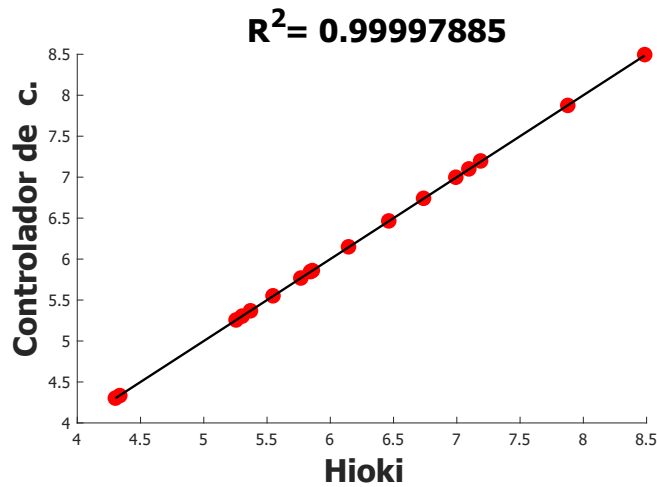


Figura 5.7: Analisis de regresión lineal de la medición de corriente con un factor de potencia no unitario entre el controlador de cargas y el analizador de redes Hioki.

entre los 8.5 A rms y los 5.7 A rms aproximadamente, comparando lo arrojado entre ambos dispositivos se obtuvo un porcentaje de error relativo medio de 0.0633%. A simple vista pudiera parecer que el error es menor en esta prueba que el conseguido en la anterior con un factor de potencia unitario, pero si se toma en cuenta que el rango de amperes en ese ensayo fue más amplio que en este, eso podría explicar la diferencia. Entonces para comparar adecuadamente ambos experimentos se determinó el MAPE de la prueba equivalente previa en un rango similar entre los 8.5 A rms y 5.5 A rms, resultando en una cifra de 0.0514%, es decir que la disparidad del error promedio entre las mediciones de corriente con un $fp = 1$ y las que no, es de apenas 0.0119%.

En cuanto al cálculo del coeficiente de determinación en las mediciones de corriente bajo distintos factores de potencia, este resultó en 0.99997885, lo cual indica que los datos arrojados por el controlador de cargas siguen muy de cerca a los obtenidos en el medidor de referencia. Lo anterior se puede apreciar en la figura 5.7.

5.1.4.3 Validación de potencia activa, aparente y reactiva

Los valores de potencia activa que se obtuvieron en el HIOKI PW3360-20 y en el controlador de cargas según las corrientes de la tabla 5.7 en conjunto con el voltaje de la fuente, se encuentran en la tabla 5.8, cada valor corresponde a uno de los cambios de factor de potencia. El error relativo más grande entre las lecturas de los dispositivos fue de 0.8684% con un fp alrededor de 0.24, mientras que tomando en cuenta todos

Tabla 5.8: Muestras de potencia activa (kWatts), aparente (kVA), y reactiva (kVAR) bajo un factor de potencia no unitario del controlador de cargas.

Potencia Activa			Potencia Aparente			Potencia Reactiva		
Hioki	L.C.	% E.R.	Hioki	L.C.	% E.R.	Hioki	L.C.	% E.R.
0.9927	0.9911	0.1646	1.0437	1.0456	0.1811	0.3222	0.3232	0.3007
0.8808	0.8762	0.5274	0.9704	0.9709	0.0553	0.4079	0.4079	0.0039
0.7593	0.7562	0.4141	0.8924	0.8917	0.0729	0.4689	0.4698	0.1864
0.6539	0.6504	0.5314	0.8126	0.8131	0.0633	0.4825	0.4811	0.2949
0.5542	0.5516	0.4780	0.7368	0.7367	0.0148	0.4855	0.4881	0.5355
0.545	0.5448	0.0360	0.776	0.7773	0.1649	0.5523	0.5558	0.6350
0.5589	0.5552	0.6620	0.8496	0.8502	0.0664	0.6399	0.6422	0.3544
0.5311	0.5311	0.0019	0.8811	0.8827	0.1793	0.703	0.7061	0.4471
0.5017	0.4991	0.5129	0.9079	0.9087	0.0848	0.7567	0.7584	0.2216
0.3369	0.3349	0.5966	0.669	0.6690	0.0007	0.5779	0.5768	0.1962
0.3049	0.3036	0.4293	0.6777	0.6784	0.1042	0.6052	0.6049	0.0565
0.2704	0.2680	0.8957	0.6633	0.6638	0.0764	0.6057	0.6046	0.1753
0.2453	0.2433	0.8092	0.6988	0.6989	0.0096	0.6543	0.6546	0.0410
0.2181	0.2190	0.4049	0.7362	0.7389	0.3672	0.7031	0.7065	0.4796
0.136	0.1348	0.8684	0.5471	0.5470	0.0154	0.5299	0.5298	0.0191
0.1117	0.1118	0.1021	0.5437	0.5437	0.0004	0.5321	0.5321	0.0008
0.1204	0.1199	0.4252	0.7262	0.7267	0.0739	0.7151	0.7166	0.2053
% MAPE		0.4623				0.2443		

los datos se produjo un MAPE de 0.4623 %. Si lo anterior se compara con las cifras de potencia activa dentro del mismo rango de corriente que se obtuvieron en el ensayo equivalente con un factor de potencia unitario, estas últimas entregaron un MAPE de 0.1084 %, resultando al final en una diferencia de errores relativos promedio de 0.3539 %.

Al estar variando el factor de potencia cobra más sentido determinar la exactitud con la que realiza las lecturas de potencia aparente, ya que en esta ocasión los valores no serán los mismos que los de la potencia activa. En la tabla 5.8 está la comparación entre el dispositivo de referencia y el controlador de cargas, donde se puede observar que el porcentaje de error relativo más grande que se obtuvo fue de solo 0.3672 %, mientras que considerando todos los datos, el porcentaje de error relativo medio resultó en 0.0900 %.

En esta experimentación al utilizarse cargas resistivas combinadas con inductivas ahora si se consumió potencia reactiva. Como ya se mencionó, este ensayo se llevó a cabo escalonando el factor de potencia en atraso empezando por 0.95 hasta 0.16, lo cual se vio repercutido en la potencia reactiva, ya que ésta aumentó conforme se agregaron más cargas inductivas y se redujeron las resistivas, tabla 5.8. En este parámetro eléctrico, equiparando lo del HIOKI PW3360-20 con lo del controlador de cargas el error más notable fue de 0.6350 %, en tanto que el MAPE fue de 0.2443 %.

Se realizó el análisis de regresión lineal para obtener el coeficiente de determinación, tanto para la potencia activa como para la aparente y la reactiva, resultando en 0.99992047, 0.99994137 y 0.99974305 respectivamente. Valores los cuales hacen notar que las mediciones de potencia hechas por el controlador de cargas siguen la misma tendencia que el HIOKI PW3360-20, figura 5.8a, 5.8b, y 5.8c.

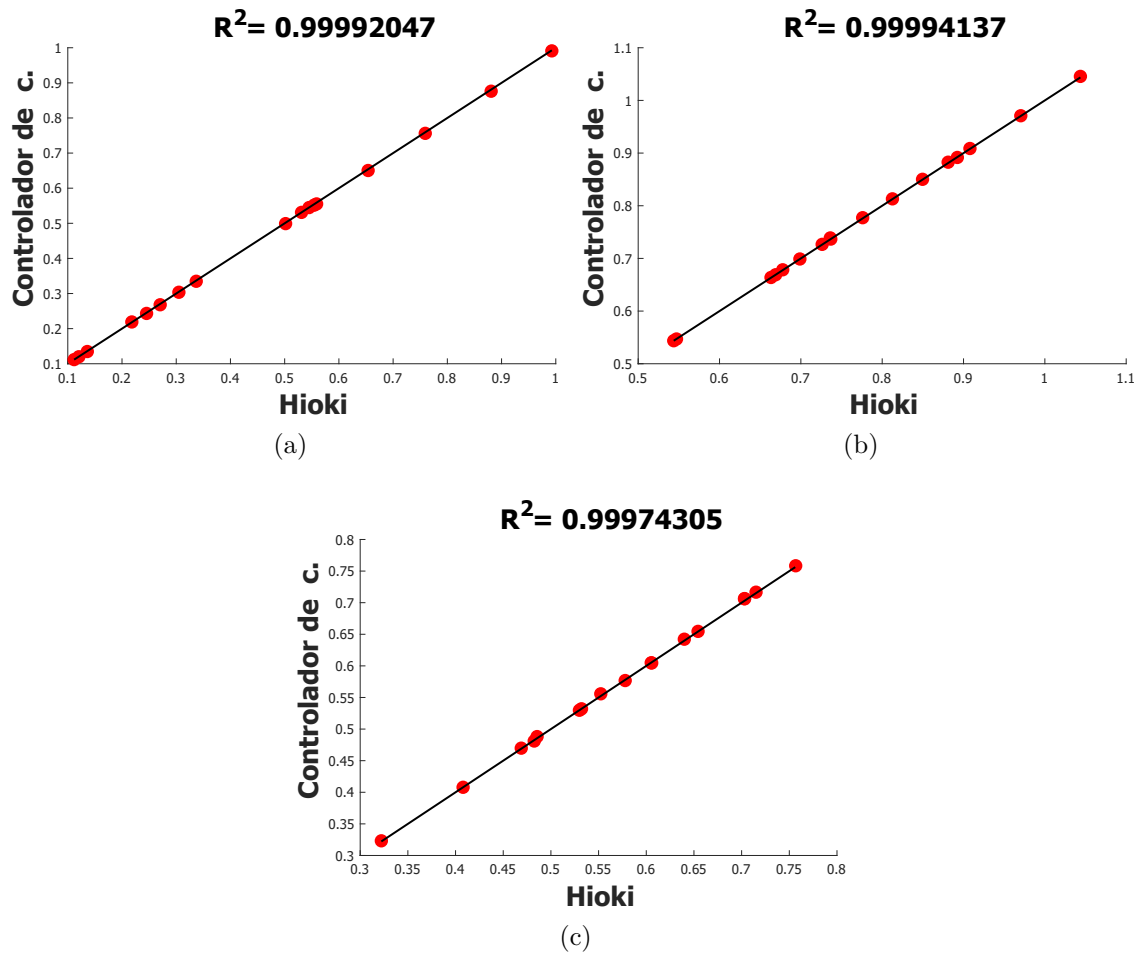


Figura 5.8: Analisis de regresión lineal de potencia activa (a), aparente (b) y reactiva (c) con un factor de potencia no unitario entre el controlador de cargas y el analizador de redes Hioki.

5.1.4.4 Validación consumo de energía activa y reactiva

Para definir si existía alguna diferencia en la exactitud del registro de energía activa en un factor de potencia distinto a uno con lo resultando en el ensayo equivalente anterior y también determinar que tan bien se hacía esta tarea para la energía reactiva, se repitió el experimento de medir el gasto energético durante diez minutos en intervalos de uno, esto bajo las condiciones físicas de un voltaje de 126.15 V rms, una corriente de 6.1 A rms, y un factor de potencia de 0.5. Los resultados se pueden apreciar en la tabla 5.9.

Analizando primero la energía activa, esta tuvo su porcentaje de error relativo más grande entre el controlador de cargas y el HIOKI PW3360-20 a los cuatro minutos de empezada la prueba, pero una vez transcurridos los diez minutos el error fue de 0.5084% y en total un MAPE de 0.4242%, mientras que en la misma prueba bajo cargas puramente resistivas fue de 0.0057% y 0.1854% respectivamente. Los datos

Tabla 5.9: Muestras de consumo de energía activa (kWatts/Hr) y reactiva (kVAR/Hr) bajo un factor de potencia de 0.5, una corriente de 6.1 A rms, y un voltaje de 126.15 V rms del controlador de cargas.

Minuto	Energía activa			Energía reactiva		
	Hioki	L.C.	% E.R.	Hioki	L.C.	% E.R.
1	0.00667	0.00667	0.0000	0.01152	0.01154	0.1736
2	0.01336	0.01332	0.2994	0.02306	0.02305	0.0434
3	0.02005	0.01997	0.3990	0.03459	0.03457	0.0578
4	0.02687	0.02664	0.8560	0.04633	0.04629	0.0863
5	0.03346	0.03331	0.4483	0.05769	0.05762	0.1213
6	0.04015	0.03996	0.4732	0.06921	0.06913	0.1156
7	0.04683	0.04671	0.2562	0.08073	0.08082	0.1115
8	0.0535	0.05324	0.4860	0.09224	0.09212	0.1301
9	0.06018	0.05987	0.5151	0.10375	0.10362	0.1253
10	0.06686	0.06652	0.5085	0.11528	0.11513	0.1301
% MAPE			0.4242	0.1095		

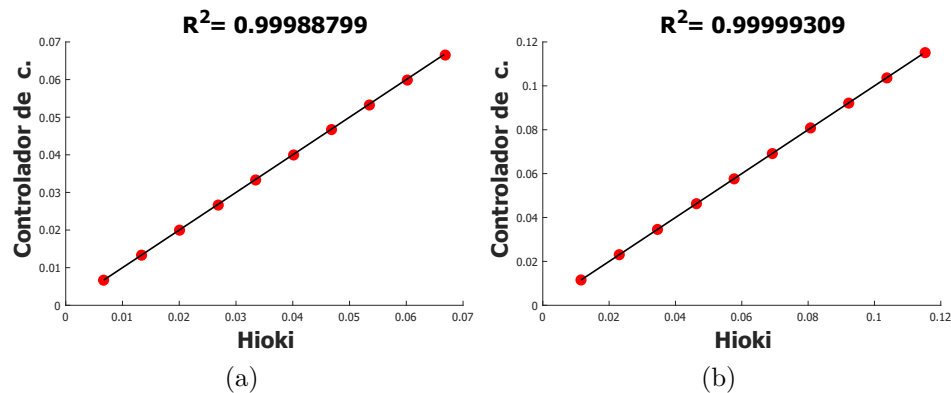


Figura 5.9: Analisis de regresión lineal de energía activa (a) y reactiva (b) con un factor de potencia no unitario entre el controlador de cargas y el analizador de redes Hioki.

anteriores indican que efectivamente el hecho de que el factor de potencia no fuera unitario influyó en disminuyera la exactitud de la lectura. Por último, examinando el registro de la energía reactiva el error más significativo fue al inicio de la prueba con un valor de 0.1736 %, pero al terminar con el experimento fue de 0.1301 % y considerando cada minuto se llegó a un MAPE de 0.1095 %.

Para esta prueba también se determinó R^2 tanto para el consumo de energía activa como para el de reactiva, el cual dio 0.99988799 y 0.99999309, indicando así la exactitud con la que el controlador de cargas replica las mediciones del medidor de referencia. Las gráfica con el análisis de regresión lineal se encuentran en la figura 5.9.

5.1.5 Validación de variación de voltaje

Para especificar el error en las mediciones de voltaje se usó el módulo de alimentación en C.A. descrita anteriormente, pero ahora utilizando la fuente variable. Lo que se hizo

fue suministrar al HIOKI PW3360-20 y al controlador de cargas primero con el menor nivel posible, que fue alrededor de 15.4 V rms para después irse aumentando hasta llegar a los 125.1 V rms, en la tabla 5.10 se encuentra el cotejo de lo que arrojaron ambos dispositivos.

Se puede observar como el porcentaje de error relativo al inicio del experimento fue mayor, por lo que se infiere que a niveles bajos de voltaje la exactitud de las mediciones disminuye, ya que una vez llegado a los 100 V rms el error disminuyó considerablemente, estando por debajo del 0.1 %. Al final se tomaron en cuenta todos los datos y el MAPE fue de 0.3774 %.

Al realizar el análisis de regresión lineal entre ambos dispositivos de medición se obtuvo un coeficiente de determinación de 0.99996019 y la gráfica de la figura 5.10, donde se alcanza a apreciar como las muestras caen todas sobre la línea de referencia, indicando así la tendencia de las mediciones.

5.2 Validación de medidor central

Con el fin de definir la exactitud en las mediciones de los distintos parámetros eléctricos del medidor central como corriente y voltaje rms, potencia activa, reactiva, y aparente, factor de potencia, frecuencia, armónicos y distorsión armónica total, se realizaron una serie de experimentos utilizando también el módulo de fuente de alimentación, el de

Tabla 5.10: Muestras de variación de voltaje rms (volts) del controlador de cargas.

Hioki	L.C.	% E.R
15.44	15.4	0.2591
20.16	20.026	0.6647
25.44	25.19	0.9827
29.95	29.707	0.8114
35.12	34.86	0.7403
40	39.638	0.9050
45	44.672	0.7289
49.94	49.605	0.6708
55.15	54.82	0.5984
60.13	59.812	0.5289
65.11	64.833	0.4254
70.02	69.834	0.2656
75.14	74.946	0.2582
80.05	79.906	0.1799
85.42	85.271	0.1744
90.01	89.874	0.1511
95.24	95.105	0.1417
100.14	100.14	0.0000
105.41	105.349	0.0579
110.38	110.329	0.0462
115.42	115.461	0.0355
120.23	120.241	0.0091
125.18	125.123	0.0455
% MAPE		0.3774

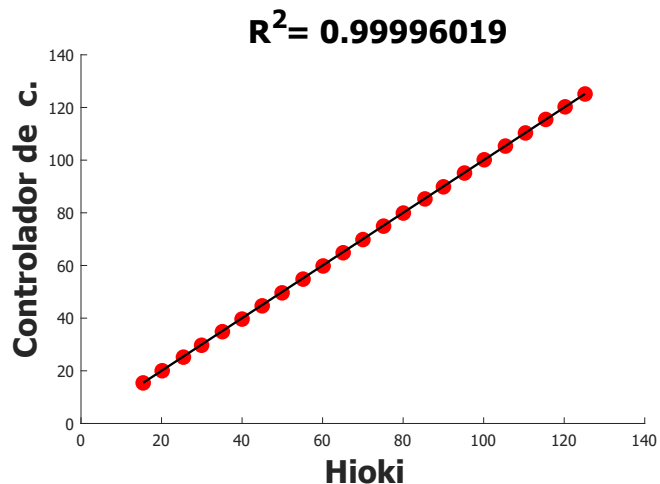


Figura 5.10: Analisis de regresión lineal de la medición de voltaje rms entre el controlador de cargas y el analizador de redes Hioki.

cargas conmutables, y el HIOKI PW3360-20 como instrumento de referencia. Para el medidor central se probaron las tres fases como independientes para así establecer por separado el error de cada una de ellas, en la figura 5.11 se puede encontrar la configuración utilizada para estas experimentaciones. Enseguida se encuentra la descripción de cada uno de los ensayos y sus resultados.

5.2.1 Validación de parámetros eléctricos bajo un factor de potencia unitario

Al igual que en el controlador de cargas la primer prueba que se realizó fue calcular los errores de medición de la corriente rms, potencia activa y aparente, y energía activa bajo un factor de potencia unitario utilizando la fuente de alimentación fija y cargas resistivas. Esta prueba consistió en configurar las resistencias para obtener una corriente de aproximadamente 10 A rms y esta disminuirla en pasos alrededor de 500 mA rms. En cada cambio se tomó lectura en el dispositivo de referencia y en el medidor central de los datos de interés.

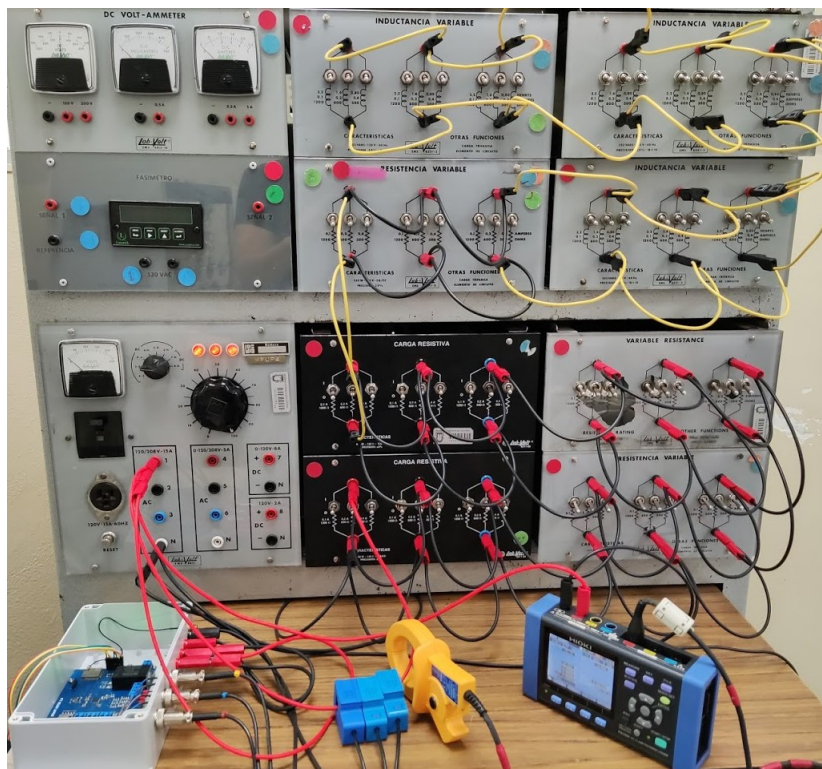


Figura 5.11: Implementación en laboratorio del medidor central.

5.2.1.1 Validación de corriente RMS

En la tabla 5.11 se encuentran todas las cifras de corriente dadas por cada una de las fases del medidor central, de estos datos se puede resaltar que tanto la fase A como la B tienen un comportamiento muy similar, ya que el porcentaje de error relativo aumentó conforme la corriente disminuyó, llegando al valor más alto de 0.5621 % y 0.4043 % respectivamente. En la fase C su mayor error fue de 0.5898 % pero su tendencia fue inversa, ya que este valor descendió según como la corriente bajó, esto se podría deber a los rangos de linealidad de cada transformador de corriente o bien a factores dentro de la calibración. Al final la fase A tuvo un MAPE de 0.3508 %, 0.1336 % para la fase B, y la fase C 0.4507 %.

De la misma manera que con el controlador de cargas, para precisar la calidad de la medición respecto al HIOKI PW3360-20 se obtuvo el coeficiente de determinación R^2 tomando en cuenta todas las mediciones de cada una de las fases, resultando en 0.99996068, 0.99999373, y 0.99986873 para las fases A, B, y C respectivamente. Los valores anteriores indican que la fase B fue la que arrojó valores más similares a los del medidor de referencia, aunque como se puede apreciar en la figura 5.12, las lecturas de cada fase siguen la misma tendencia que las del analizador de redes.

5.2.1.2 Validación de voltaje RMS nominal

Mientras se realizó la variación de corrientes conmutando cargas resistivas también se tomaron las mediciones del voltaje que arrojaba la fuente de alimentación en ese momento, en la tabla 5.12 se puede observar la comparación de esta información respecto

Tabla 5.11: Muestras de corriente RMS (amperes) del medidor central.

Hioki	Fase A	Fase B	Fase C	%E.R.	%E.R.	%E.R.
10.037	10.0532	10.0642	10.0962	0.1614	0.2710	0.5898
9.547	9.5156	9.5478	9.6004	0.3289	0.0084	0.5593
9.025	9.002	9.0307	9.0803	0.2548	0.0632	0.6127
8.508	8.4824	8.5101	8.5569	0.3009	0.0247	0.5748
8.029	8.0052	8.0301	8.0745	0.2964	0.0137	0.5667
7.56	7.537	7.5607	7.6025	0.3042	0.0093	0.5622
7.092	7.0681	7.0901	7.1291	0.3370	0.0268	0.5231
6.522	6.5027	6.5225	6.5583	0.2959	0.0077	0.5566
6.052	6.0298	6.0476	6.0809	0.3668	0.0727	0.4775
5.558	5.5403	5.5551	5.5864	0.3185	0.0522	0.5110
5.075	5.0585	5.0706	5.0997	0.3251	0.0867	0.4867
4.558	4.544	4.5545	4.5806	0.3072	0.0768	0.4958
4.055	4.0383	4.0472	4.0703	0.4118	0.1924	0.3773
3.548	3.5351	3.5424	3.5626	0.3636	0.1578	0.4115
3.051	3.0399	3.0457	3.0631	0.3638	0.1737	0.3966
2.541	2.5316	2.5354	2.5503	0.3699	0.2204	0.3660
2.025	2.0169	2.0213	2.0321	0.4000	0.1827	0.3506
1.521	1.514	1.5168	1.525	0.4602	0.2761	0.2630
1.014	1.0083	1.0099	1.0154	0.5621	0.4043	0.1381
0.512	0.5095	0.5102	0.513	0.4883	0.3516	0.1953
% MAPE				0.3508	0.1336	0.4507

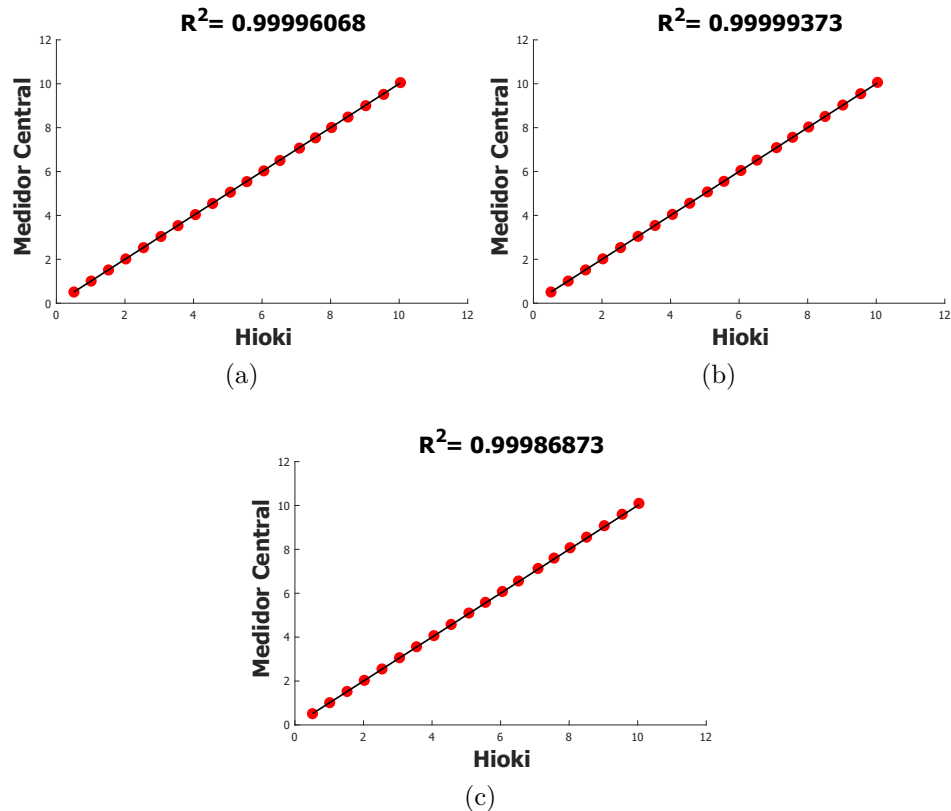


Figura 5.12: Analisis de regresión lineal de corriente rms de la fase A (a), B (b) y C (c) con un factor de potencia unitario entre el medidor central y el analizador de redes Hioki.

a la del medidor de referencia. A lo largo del ensayo el voltaje de la fuente osciló entre los 123 V rms y 126 V rms aproximadamente, y toda la información arrojada por el medidor central terminó con un MAPE de 0.0201 % para la fase A, 0.0229 % en la B, y 0.0201 % para la C.

5.2.1.3 Validación de potencia activa y aparente

Al estar utilizando un factor de potencia unitario era de esperarse que la potencia activa y aparente resultaran igual, lo cual fue justamente lo que pasó. En la tabla 5.13 se pueden ver las cifras de las lecturas tomadas, las cuales corresponden a cada una de las corrientes de la tabla 5.11 con el voltaje de la fuente de alimentación. A diferencia de la prueba anterior los porcentajes de error relativo no siguen una tendencia específica, si se coteja lo dado por el HIOKI PW3360-20 y cada una de las fases del medidor central, se consigue que el error más grande fue de 0.5884 %, 0.4491 %, y 0.4811 % para la fase A, B, y C respectivamente, de igual forma para estas mismas fases considerando todos los datos el MAPE resultó en 0.3786 %, 0.2159 %, y 0.2845 %.

Tabla 5.12: Muestras de voltaje RMS (volts) del medidor central.

Hioki	Fase A	Fase B	Fase C	%E.R.	%E.R.	%E.R.
123.47	123.5	123.51	123.5	0.0243	0.0324	0.0243
123.27	123.21	123.22	123.21	0.0487	0.0406	0.0487
123.92	123.98	123.98	123.98	0.0484	0.0484	0.0484
123.88	123.86	123.87	123.86	0.0161	0.0081	0.0161
124.2	124.21	124.21	124.21	0.0081	0.0081	0.0081
124.16	124.15	124.17	124.15	0.0081	0.0081	0.0081
124.28	124.25	124.26	124.25	0.0241	0.0161	0.0241
124.33	124.34	124.35	124.34	0.0080	0.0161	0.0080
124.4	124.32	124.33	124.32	0.0643	0.0563	0.0643
124.63	124.64	124.65	124.64	0.0080	0.0160	0.0080
125.01	125.01	125.02	125.01	0.0000	0.0080	0.0000
124.72	124.74	124.75	124.74	0.0160	0.0241	0.0160
124.89	124.81	124.82	124.81	0.0641	0.0560	0.0641
125.16	125.16	125.17	125.16	0.0000	0.0080	0.0000
125.38	125.37	125.39	125.37	0.0080	0.0080	0.0080
125.74	125.75	125.77	125.75	0.0080	0.0239	0.0080
125.88	125.88	125.89	125.88	0.0000	0.0079	0.0000
125.94	125.95	125.96	125.95	0.0079	0.0159	0.0079
126.02	126.07	126.08	126.07	0.0397	0.0476	0.0397
126.37	126.37	126.38	126.37	0.0000	0.0079	0.0000
% MAPE				0.0201	0.0229	0.0201

Al calcular el coeficiente de determinación para la potencia activa y aparente entre las lecturas de las tres fases (A, B, y C) del medidor central y el de referencia se obtuvo, 0.99994351, 0.99998558, y 0.99993891 respectivamente, indicando así la exactitud de la obtención de este parámetro eléctrico. También en las figuras 5.13a, 5.13b, y 5.13c se puede observar la gráfica del análisis de regresión lineal de cada fase.

5.2.1.4 Validación de factor de potencia unitario

Al igual que en el controlador de cargas se tomaron el mismo número de lecturas de factor de potencia que de los parámetros eléctricos anteriores pertenecientes a la

Tabla 5.13: Muestras de potencia activa (kWatts) y aparente (kVA) del medidor central.

Hioki	Fase A	Fase B	Fase C	%E.R.	%E.R.	%E.R.
1.2392	1.24111	1.24143	1.24471	0.1541	0.1800	0.4446
1.1768	1.17172	1.17473	1.18055	0.4317	0.1759	0.3187
1.1183	1.1155	1.11814	1.12368	0.2504	0.0143	0.4811
1.054	1.05082	1.05341	1.05861	0.3017	0.0560	0.4374
0.9971	0.99416	0.99642	1.00139	0.2949	0.0682	0.4302
0.9386	0.93504	0.93724	0.94185	0.3793	0.1449	0.3463
0.8813	0.8773	0.87933	0.88366	0.4539	0.2235	0.2678
0.8109	0.80779	0.80962	0.81359	0.3835	0.1578	0.3317
0.7529	0.74847	0.75009	0.75378	0.5884	0.3732	0.1169
0.6927	0.69055	0.69186	0.69534	0.3104	0.1213	0.3811
0.6344	0.63202	0.63307	0.63632	0.3752	0.2096	0.3026
0.5685	0.56651	0.56737	0.57029	0.3500	0.1988	0.3149
0.5065	0.50412	0.50485	0.50742	0.4699	0.3258	0.1816
0.4441	0.44228	0.44285	0.44512	0.4098	0.2815	0.2297
0.3825	0.38095	0.3814	0.38334	0.4052	0.2876	0.2196
0.3195	0.31841	0.31865	0.32033	0.3412	0.2660	0.2598
0.2549	0.25398	0.25435	0.25555	0.3609	0.2158	0.2550
0.1915	0.19042	0.19064	0.19154	0.5640	0.4491	0.0209
0.1277	0.12722	0.12733	0.12793	0.3759	0.2897	0.1801
0.0647	0.06446	0.06452	0.06481	0.3709	0.2782	0.1700
% MAPE				0.3786	0.2159	0.2845

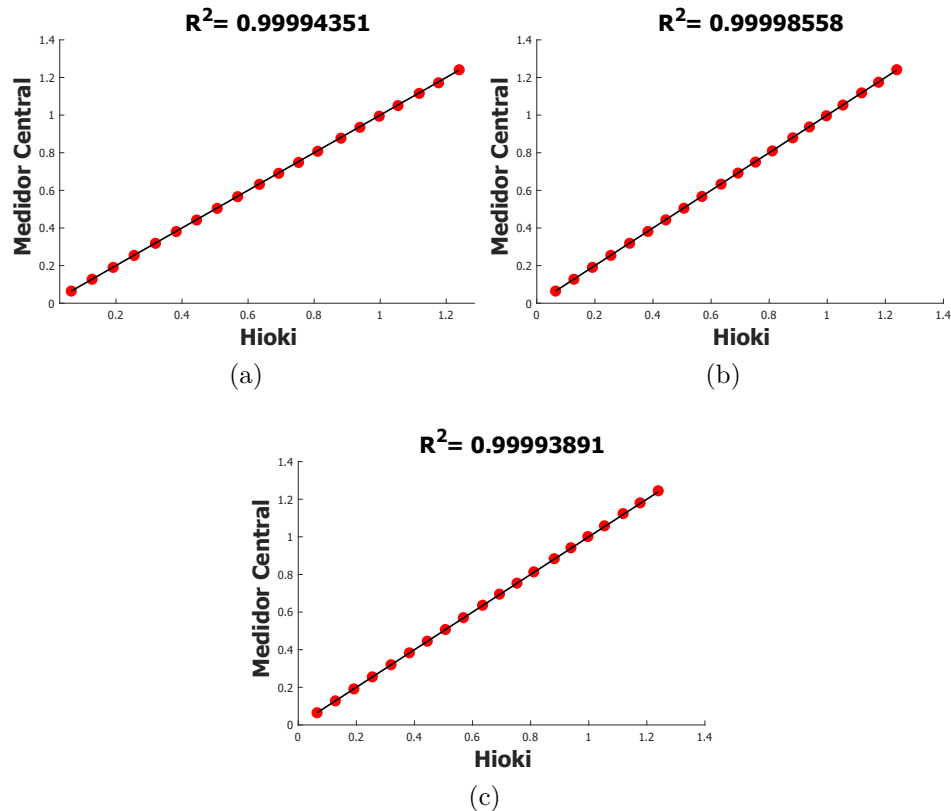


Figura 5.13: Analisis de regresión lineal de potencia activa y aparente de la fase A (a), B (b) y C (c) con un factor de potencia unitario entre el medidor central y el analizador de redes Hioki.

sección 5.2.1, esto con el fin de corroborar que cada una de las mediciones que se hicieron efectivamente fueran bajo un factor de potencia unitario, el resultado final fue el esperado tanto por parte del HIOKI PW3360-20 como por el controlador de cargas ya que ambos pudieron detectar que la carga era 100 % resistiva, surgiendo un MAPE de 0 % para la fase A, B, y C. Datos en la tabla 5.14.

5.2.1.5 Validación de consumo de energía activa

Se realizó el mismo ensayo que se ha estado mostrando para definir la exactitud al momento de registrar el consumo de energía, la prueba fue dejar las tres fases del medidor central y el HIOKI PW3360-20 recolectando datos durante diez minutos, seccionados en intervalos de uno bajo las condiciones físicas de 124.5 V rms, 5.06 A rms, y obviamente el factor de potencia unitario. Lo más rescatable de la tabla 5.15 es señalar que transcurrido todo el tiempo, el error entre los valores de energía activa fueron de 0.2158 % para la fase A, 0.0173 % para la B, y 0.5179 % en C. Si se toman en cuenta todos los intervalos de un minuto se obtiene unos MAPEs de 0.2639 %, 0.1852 %, y 0.5179 % para las fases A, B, y C respectivamente.

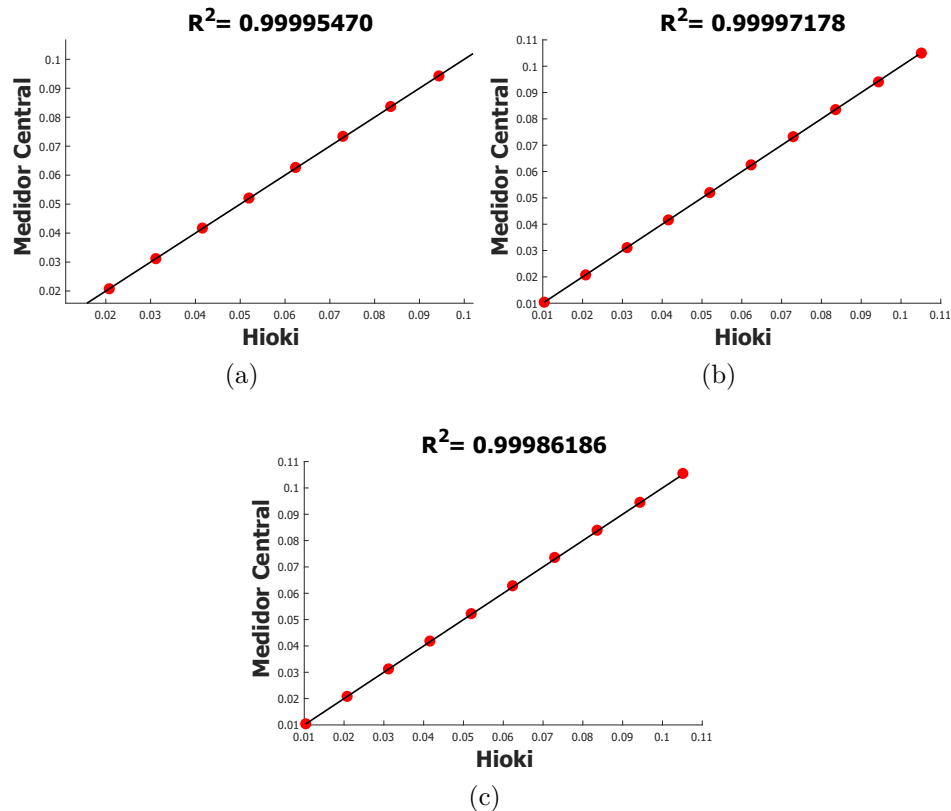


Figura 5.14: Analisis de regresión lineal de energía activa de la fase A (a), B (b) y C (c) con un factor de potencia unitario entre el medidor central y el analizador de redes Hioki.

los cambios en el factor de potencia, para a partir de ahí capturar los demás datos como corriente rms, potencia activa, potencia reactiva, potencia aparente, y energía activa y reactiva consumida.

5.2.2.1 Validación de factor de potencia

Para cuantificar la exactitud con la que el medidor central captura este parámetro eléctrico lo que se hizo fue conmutar entre cargas resistivas e inductivas, al empezar el ensayo se utilizó un factor de potencia de aproximadamente 0.95 que se fue disminuyendo en intervalos de prácticamente 0.5 hasta llegar al nivel más bajo conseguido. Las lecturas obtenidas comparadas con el medidor de referencia se encuentran en la tabla 5.16.

Al analizar los datos resultantes se puede percibir que en la fase A el porcentaje de error relativo está por debajo del 0.1 % en las primeras tomas y este no se supera hasta llegar a factor de potencia de 0.65. Tomando en cuenta todas las cifras se consiguió un MAPE de 0.1202 %. En la fase B sucedió algo muy similar, los errores no crecieron por

Tabla 5.16: Muestras de factor de potencia del medidor central.

Hioki	Fase A	Fase B	Fase C	%E.R.	%E.R.	%E.R.
0.9538	0.9534	0.9535	0.954	0.0419	0.0315	0.0210
0.9093	0.9089	0.9091	0.9098	0.0440	0.0220	0.0550
0.854	0.8535	0.8539	0.8548	0.0585	0.0117	0.0937
0.802	0.8014	0.8025	0.8039	0.0748	0.0623	0.2369
0.7537	0.7533	0.7544	0.7557	0.0531	0.0929	0.2654
0.7053	0.7047	0.7058	0.7072	0.0851	0.0709	0.2694
0.6536	0.6528	0.6537	0.6552	0.1224	0.0153	0.2448
0.6064	0.6054	0.6065	0.6081	0.1649	0.0165	0.2803
0.5508	0.5507	0.5528	0.5544	0.0182	0.3631	0.6536
0.5	0.5006	0.5037	0.5034	0.1200	0.7400	0.6800
0.4541	0.4544	0.4572	0.458	0.0661	0.6827	0.8588
0.4056	0.4069	0.4096	0.4115	0.3205	0.9862	1.4546
0.3591	0.3585	0.3607	0.3625	0.1671	0.4456	0.9468
0.3065	0.3065	0.3085	0.3104	0.0000	0.6525	1.2724
0.2469	0.2462	0.2482	0.2501	0.2835	0.5265	1.2961
0.2022	0.2017	0.2037	0.2055	0.2473	0.7418	1.6320
0.1708	0.1705	0.1725	0.1743	0.1756	0.9953	2.0492
% MAPE				0.1202	0.3798	0.7241

encima de 0.1 % hasta llegar a un fp de 0.55 después de eso el error fue en aumento, pero nunca llegó a superar el 1 %, por lo que el MAPE terminó en 0.3798 %. Por último la fase C fue la peor de todas ya que inclusive se alcanzó el error más grande de todas las mediciones 2.0492 % para un factor de potencia de alrededor de 0.17, aun así el MAPE de esta fase culminó en 0.7241 %.

Una de las variables eléctricas más importantes dentro de los parámetros de calidad de energía es el factor de potencia, por lo que aparte de calcular el MAPE para cada fase A, B, y C, también se obtuvo el coeficiente de determinación, resultando en 0.99999365, 0.99994285, y 0.99984955 respectivamente. Los valores anteriores y las gráficas 5.15a, 5.15b, y 5.15c permiten inferir la exactitud de las lecturas tomadas por el medidor central respecto al de referencia.

5.2.2.2 Validación de corriente RMS

Conforme se fue variando el factor de potencia (tabla 5.16) se hicieron también las mediciones de corriente según a como se generaba con la conmutación de las cargas. De acuerdo con el HIOKI PW3360-20 el nivel más alto que se consiguió fue de 9.061 A rms y el más bajo de 4.248 A rms, esto se puede ver en la tabla 5.17. Si se toma en cuenta el mismo rango de valores de corriente de la fase A en la tabla 5.11 su MAPE da 0.3199 %, mientras que en la misma fase pero en este ensayo resulta en 0.1193 %, en la fase B 0.0569 % y 0.0617 %, y en la fase C 0.5222 % y 0.3740 respectivamente. Si se examinan estos datos se encontrará que no existe una diferencia significativa o una tendencia la cual haga concluir que las lecturas de la corriente se ven afectadas por el cambio en el factor de potencia.

Un parámetro que se obtuvo para definir la exactitud en las mediciones de corriente

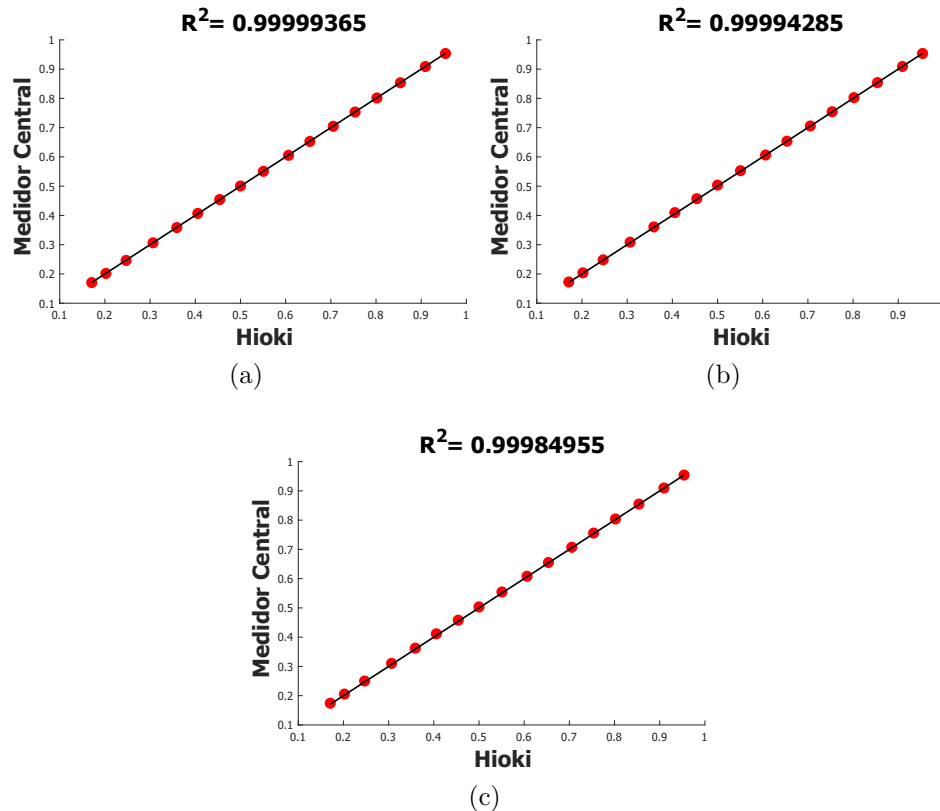


Figura 5.15: Analisis de regresión lineal para el factor de potencia de las fase A (a), B (b) y C (c) entre el medidor central y el analizador de redes Hioki.

rms bajo distintos factores de potencia fue el coeficiente de determinación, esto aplicando el análisis de regresión lineal a las lecturas realizadas por el dispositivo construido y a las del HIOKI PW3360-20 surgiendo así las gráficas de la figura 5.16, y resultando un R^2 de 0.99991430, 0.99997817, y 0.99952069 para las fases A, B, y C respectivamente.

5.2.2.3 Validación de potencia activa, aparente y reactiva

Todas las lecturas de potencia se tomaron de manera simultánea a las demás del ensayo, por lo que cada valor de potencia activa corresponde a la cifras de corrientes correspondientes de la tabla 5.17. Al cotejar lo arrojado por el controlador de cargas y el medidor de referencia surgió la tabla 5.18, donde se encuentra que el error más grande para la fase A, B, y C es de 0.4846 %, 0.9306 %, y 2.5054 % respectivamente, mientras que usando toda la información el porcentaje de error relativo medio resulta en 0.1892 %, 0.3319 %, y 0.9153 % para cada fase. Es interesante resaltar que la última fase tiene el mayor MAPE de las tres y que justamente es esta la que de igual forma

Tabla 5.17: Muestras de corriente rms (amperes) del medidor central.

Hioki	Fase A	Fase B	Fase C	%E.R.	%E.R.	%E.R.
9.061	9.0338	9.0654	9.116	0.3002	0.0486	0.6070
8.257	8.2332	8.2614	8.2843	0.2882	0.0533	0.3306
7.584	7.5642	7.5895	7.6105	0.2611	0.0725	0.3494
7.513	7.5153	7.5188	7.5243	0.0306	0.0772	0.1504
7.569	7.5771	7.5795	7.5886	0.1070	0.1387	0.2590
7.797	7.8039	7.8051	7.8216	0.0885	0.1039	0.3155
8.066	8.0746	8.0751	8.0975	0.1066	0.1128	0.3905
7.659	7.6719	7.672	7.6935	0.1684	0.1697	0.4505
5.708	5.7116	5.7099	5.7264	0.0631	0.0333	0.3224
4.248	4.2506	4.248	4.2604	0.0612	0.0000	0.2919
5.007	5.0098	5.0055	5.0225	0.0559	0.0300	0.3096
5.194	5.2031	5.196	5.2175	0.1752	0.0385	0.4524
6.043	6.0496	6.0434	6.0682	0.1092	0.0066	0.4170
6.371	6.3746	6.3711	6.3986	0.0565	0.0016	0.4332
6.578	6.5862	6.5831	6.6114	0.1247	0.0775	0.5078
6.513	6.512	6.5091	6.5369	0.0154	0.0599	0.3670
6.501	6.5021	6.4994	6.5273	0.0169	0.0246	0.4046
% MAPE				0.1193	0.0617	0.3740

tiene el mayor error en la medición de factor de potencia, parámetro el cual influye en el cálculo de potencia activa.

En esta experimentación al no contar con un factor de potencia unitario la potencia aparente y la activa no resultaron igual, tal como se puede comprobar en la tabla 5.19,

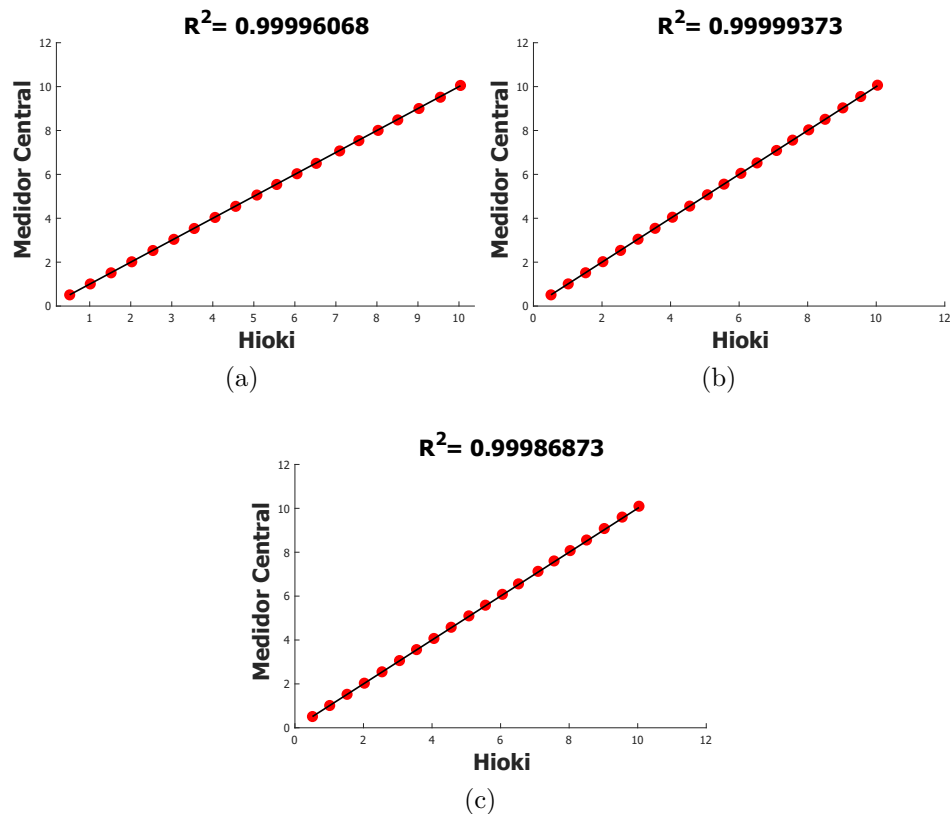


Figura 5.16: Analisis de regresión lineal para la corriente rms de las fase A (a), B (b) y C (c) con un factor de potencia no unitario entre el medidor central y el analizador de redes Hioki.

Tabla 5.18: Muestras de potencia activa (kWatts) bajo un factor de potencia no unitario del medidor central.

Hioki	Fase A	Fase B	Fase C	%E.R.	%E.R.	%E.R.
1.0631	1.05796	1.06087	1.06684	0.4835	0.2098	0.3518
0.9303	0.9263	0.929	0.9318	0.4300	0.1397	0.1612
0.8036	0.8011	0.8035	0.8061	0.3111	0.0124	0.3111
0.7524	0.7502	0.7508	0.7523	0.2924	0.2127	0.0133
0.7106	0.7078	0.7085	0.7102	0.3940	0.2955	0.0563
0.6867	0.6871	0.6877	0.6902	0.0582	0.1456	0.5097
0.6565	0.6561	0.6565	0.6596	0.0609	0.0000	0.4722
0.5767	0.577	0.5776	0.5804	0.0520	0.1561	0.6416
0.3947	0.3944	0.3954	0.3975	0.0760	0.1773	0.7094
0.2675	0.2677	0.2689	0.2705	0.0748	0.5234	1.1215
0.2859	0.2861	0.2873	0.2893	0.0700	0.4897	1.1892
0.2648	0.2653	0.2664	0.2686	0.1888	0.6042	1.4350
0.2719	0.272	0.2732	0.2755	0.0368	0.4781	1.3240
0.2449	0.2444	0.2457	0.2481	0.2042	0.3267	1.3067
0.2037	0.2037	0.205	0.2074	0.0000	0.6382	1.8164
0.1651	0.1643	0.1656	0.1678	0.4846	0.3028	1.6354
0.1397	0.1397	0.141	0.1432	0.0000	0.9306	2.5054
% MAPE				0.1892	0.3319	0.9153

Tabla 5.19: Muestras de potencia aparente (kVA) bajo un factor de potencia no unitario del medidor central.

Hioki	Fase A	Fase B	Fase C	%E.R.	%E.R.	%E.R.
1.1146	1.11042	1.11337	1.11905	0.3750	0.1104	0.3992
1.0231	1.0196	1.0223	1.0245	0.3421	0.0782	0.1368
0.9409	0.9383	0.9407	0.9428	0.2763	0.0213	0.2019
0.938	0.9374	0.937	0.9373	0.0640	0.1066	0.0746
0.9427	0.9432	0.9427	0.9434	0.0530	0.0000	0.0743
0.9735	0.9742	0.9735	0.9751	0.0719	0.0000	0.1644
1.0045	1.0055	1.0047	1.007	0.0996	0.0199	0.2489
0.9511	0.9529	0.9521	0.9543	0.1893	0.1051	0.3365
0.7166	0.7171	0.7163	0.718	0.0698	0.0419	0.1954
0.5351	0.5353	0.5345	0.5358	0.0374	0.1121	0.1308
0.6295	0.6297	0.6286	0.6304	0.0318	0.1430	0.1430
0.6513	0.6528	0.6514	0.6537	0.2303	0.0154	0.3685
0.7573	0.7579	0.7564	0.7592	0.0792	0.1188	0.2509
0.799	0.799	0.7979	0.8009	0.0000	0.1377	0.2378
0.8253	0.8262	0.8251	0.8282	0.1091	0.0242	0.3514
0.8165	0.8157	0.8147	0.8177	0.0980	0.2205	0.1470
0.8176	0.8174	0.8164	0.8195	0.0245	0.1468	0.2324
% MAPE				0.1265	0.0825	0.2173

en la que se aprecia que el porcentaje de error relativo mayor de la fase A es de 0.3750 %, 0.2205 % para la fase B, y de 0.3992 % en C. En cuanto el MAPE, este fue de 0.1265 %, 0.0825 %, y 0.2173 % correspondientes a la fase A, B, y C, donde se puede resaltar que el si se compara el MAPE de la fase C en la potencia activa (0.9153%) con el de la potencia aparente hay una diferencia considerable que se debe principalmente a que en esta última el factor de potencia no influye en su cálculo.

Como en esta prueba se usaron cargas resistivas combinadas con inductivas en esta ocasión si se consumió potencia reactiva. Como ya se mencionó anteriormente este ensayo se llevó a cabo escalonando el factor de potencia empezando por aproximadamente 0.95 hasta prácticamente 0.17, lo cual se vio repercutido en la potencia reactiva, ya que ésta se incrementó conforme se incluyeron más cargas

inductivas y se redujeron las resistivas, tabla 5.20. Este parámetro eléctrico comparando lo del HIOKI PW3360-20 con lo del medidor central, el error más notable fue de 0.2098 % para la fase A, 0.4519 % en B, y 0.6604 % en la C, en tanto que el MAPE fue de 0.1042 %, 0.2121 %, y 0.1782 % para cada respectiva fase.

A si como anteriormente se calculó el error de medición en cada una de las potencias, también se realizó un análisis de regresión lineal tal como se muestra en las figuras 5.17, 5.19, y 5.18 para la potencia activa, reactiva, y aparente respectivamente, esto utilizando las lecturas del medidor central y el de referencia. De igual forma se computo el coeficiente de determinación resultando en 0.99995431, 0.99997944, y 0.99988594 para las fases A, B, y C en los Watts, 0.99988229 para la fase A, 0.99996884 para la B y 0.99980890 en la C para los VAs, y para los VARs 0.99996774, 0.99986934, y 0.99988500 respectivamente.

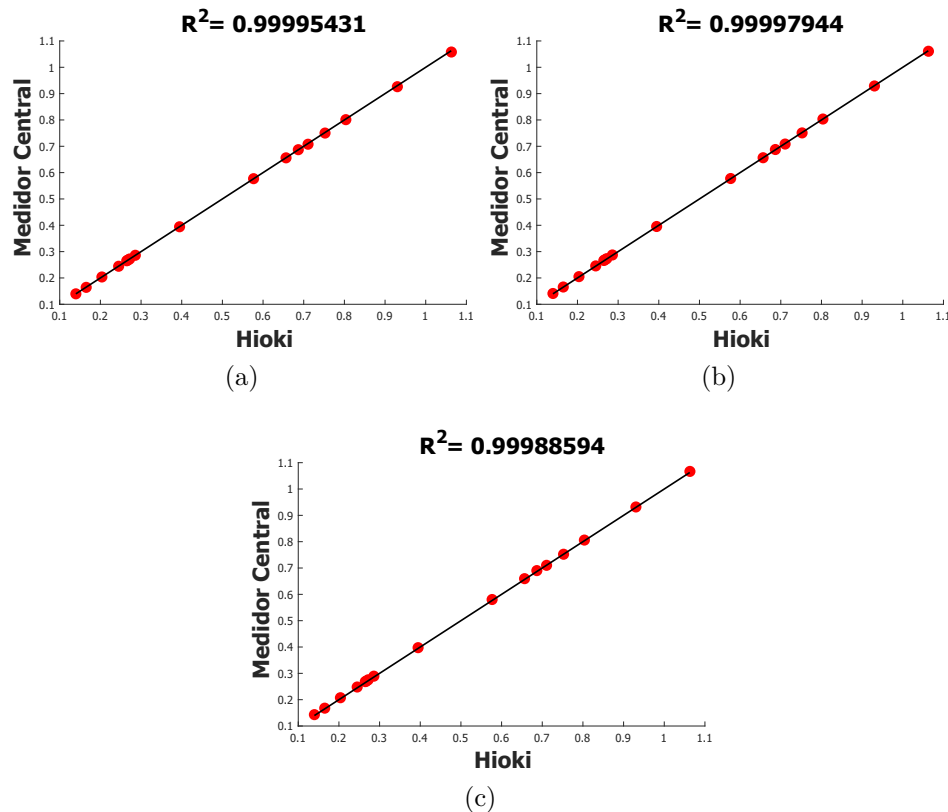


Figura 5.17: Analisis de regresión lineal para la potencia activa de las fase A (a), B (b) y C (c) con un factor de potencia no unitario entre el medidor central y el analizador de redes Hioki.

Tabla 5.20: Muestras de potencia reactiva (kVAR) bajo un factor de potencia no unitario del medidor central.

Hioki	Fase A	Fase B	Fase C	%E.R.	%E.R.	%E.R.
0.3349	0.33484	0.33548	0.33543	0.0179	0.1732	0.1583
0.4257	0.4251	0.4257	0.425	0.1409	0.0000	0.1644
0.4895	0.4886	0.4893	0.4889	0.1839	0.0409	0.1226
0.5603	0.5597	0.5581	0.5566	0.1071	0.3926	0.6604
0.6196	0.6183	0.6168	0.6159	0.2098	0.4519	0.5972
0.6901	0.6907	0.6892	0.6889	0.0869	0.1304	0.1739
0.7602	0.7612	0.7598	0.7602	0.1315	0.0526	0.0000
0.7563	0.7574	0.756	0.7565	0.1454	0.0397	0.0264
0.5981	0.5984	0.5967	0.5974	0.0502	0.2341	0.1170
0.4634	0.4632	0.4616	0.4622	0.0432	0.3884	0.2590
0.5608	0.5607	0.5589	0.5599	0.0178	0.3388	0.1605
0.5951	0.5961	0.594	0.5956	0.1680	0.1848	0.0840
0.7068	0.707	0.7051	0.7071	0.0283	0.2405	0.0424
0.7605	0.76	0.7584	0.7608	0.0657	0.2761	0.0394
0.7997	0.8006	0.7992	0.8018	0.1125	0.0625	0.2626
0.7997	0.7981	0.7967	0.7994	0.2001	0.3751	0.0375
0.8056	0.8051	0.8038	0.8066	0.0621	0.2234	0.1241
% MAPE				0.1265	0.0825	0.1042

5.2.2.4 Validación de consumo de energía activa y reactiva

Para definir si existía alguna diferencia en la exactitud del registro de energía activa en un factor de potencia distinto a uno respecto con lo resultando en el ensayo equivalente anterior, y también determinar el error de acumulación de energía reactiva, se repitió el experimento de medir el gasto energético durante diez minutos en intervalos de uno, esto bajo las condiciones físicas de un voltaje de 124.41 V rms, una corriente de 5.113 A rms, y un factor de potencia de 0.5.

En la recolección de la energía activa se obtuvieron los datos de la tabla 5.21, donde se aprecia que el máximo error de la fase A es en el primer minuto de recolección alcanzando el 1.1194 %, mientras que pasados los minutos del experimento fue de 0.1518 %. Para la fase B al igual que en la fase A el error más grande fue al inicio de la prueba con un error de 0.9328 %, culminando en 0.4555 %. Algo distinto ocurrió en la fase C, donde si se recuerda el porcentaje de error medio porcentual de la medición de potencia activa fue el peor de todas, por lo que era de esperarse que fuera la misma tendencia en la lectura de energía, originándose la máxima diferencia al minuto tres y acabando con un error de 1.1642 %. Tomando en cuenta las cifras de cada minuto el MAPE resultó en 0.3373 %, 0.5878 %, y 1.1685 % para cada fase A, B, y C. Si se comparan estos valores con los obtenidos en el experimento de energía activa con un factor de potencia unitario, se puede ver claramente que la fase a la cual más le afecta el cambio de este último parámetro es a la C, ya que el MAPE aumenta 114.75 % pasando de 0.5441 % a 1.1685 %.

En cuanto a la energía reactiva la lectura de la tabla 5.22 con mayor diferencia respecto al HIOKI PW3360-20 en la fase A fue tres minutos después de haber empezado

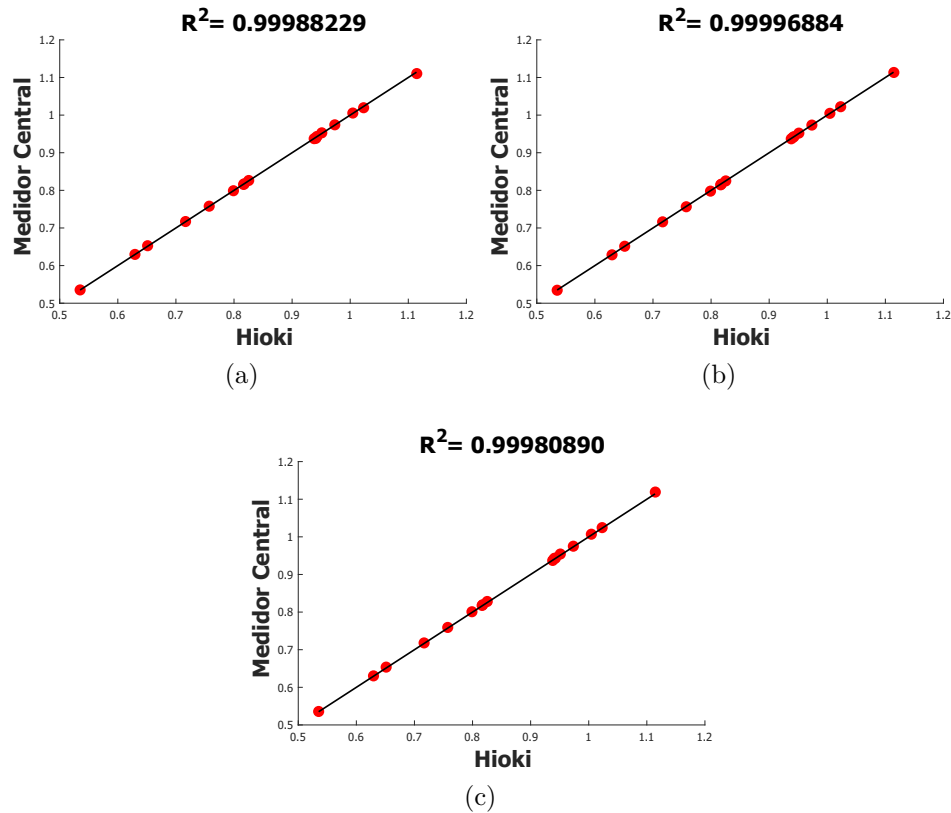


Figura 5.18: Analisis de regresión lineal para la potencia aparente de las fase A (a), B (b) y C (c) con un factor de potencia no unitario entre el medidor central y el analizador de redes Hioki.

la prueba con un error relativo porcentual de 0.5457 %, mientras que una vez finalizada fue de 0.1087 %. En la fase B a los ocho minutos se registró el error más grande siendo este de 0.3262 % y de 0.2570 % transcurridos los diez minutos. Una vez más entre todas las fases la C tuvo el peor fallo de todos, de 0.6548 % a los tres minutos, pero terminando con 0.1977 %. En total el MAPE de la fase A es de 0.2290 %, 0.1973 % para la B, y 0.3191 % en la fase C.

De igual forma se llevó a cabo el cálculo del coeficiente determinación para dar un valor a la exactitud de la medición, esto utilizando los valores arrojados por el HIOKI PW3360-20 y las tres fases del medidor central. Con los análisis de regresión lineal que se ven en las figuras 5.20 y 5.21 se obtuvo una R^2 de 0.99997460 para la fase A, 0.99988045 en la B, y 0.99929571 en C, estos valores correspondientes a las lecturas de consumo de energía activa, mientras que para la reactiva se consiguió 0.99998464, 0.99997476, y 0.99996891 para las fases A, B, y C respectivamente.

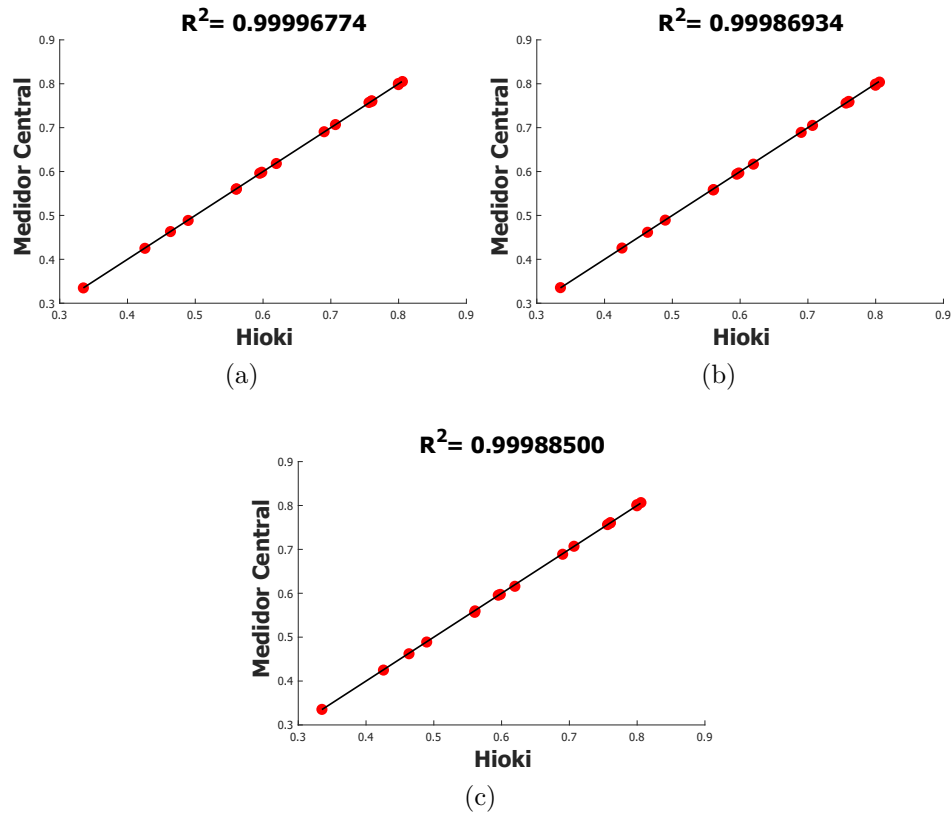


Figura 5.19: Analisis de regresión lineal para la potencia reactiva de las fase A (a), B (b) y C (c) con un factor de potencia no unitario entre el medidor central y el analizador de redes Hioki.

5.2.3 Validación de variación de voltaje

Al igual que en el controlador de cargas se hizo una prueba con el fin de especificar el error en las mediciones de voltaje, para esto se usó el módulo de la fuente de alimentación en la sección variable. Lo que se realizó fue suministrar al HIOKI PW3360-20 y a cada una de las fases de entrada de voltaje del medidor central con el menor nivel posible, que fue alrededor de 15.3 V rms para después irse aumentando hasta llegar a los 125.28 V rms, en la tabla 5.23 se encuentra el cotejo de lo que arrojaron ambos dispositivos.

Se puede señalar como el porcentaje de error relativo al inicio del experimento fue mayor en cada una de las fases, por lo que se infiere que a niveles bajos de voltaje la exactitud de las mediciones disminuye, tal que una vez llegado a los 50 V rms el error se reduce considerablemente estando por debajo del 0.1 %. Al final se tomaron en cuenta todos los valores y el MAPE fue de 0.0848 %, 0.1004 %, y 0.0820 % para las fases A, B, y C respectivamente.

Para terminar de especificar la exactitud de la medición de voltaje en las distintas fases, se calculó el coeficiente de determinación utilizando las lecturas del medidor de

Tabla 5.21: Muestras de consumo de energía activa (kWatt/Hr) bajo un factor de potencia no unitario del medidor central.

Hioki	Fase A	Fase B	Fase C	%E.R.	%E.R.	%E.R.
0.00536	0.0053	0.00531	0.00535	1.1194	0.9328	0.1866
0.01076	0.01077	0.01081	0.01088	0.0929	0.4647	1.1152
0.01614	0.01624	0.01629	0.01641	0.6196	0.9294	1.6729
0.02153	0.02162	0.02168	0.02184	0.4180	0.6967	1.4399
0.02692	0.02699	0.02707	0.02727	0.2600	0.5572	1.3001
0.03231	0.03237	0.03246	0.0327	0.1857	0.4643	1.2071
0.03771	0.03776	0.03787	0.03815	0.1326	0.4243	1.1668
0.04311	0.04315	0.04327	0.04359	0.0928	0.3711	1.1134
0.04849	0.04861	0.04875	0.0491	0.2475	0.5362	1.2580
0.05388	0.05399	0.05415	0.05454	0.2042	0.5011	1.2249
% MAPE				0.3373	0.5878	1.1685

Tabla 5.22: Muestras de consumo de energía reactiva (kVAR/Hr) bajo un factor de potencia no unitario del medidor central.

Hioki	Fase A	Fase B	Fase C	%E.R.	%E.R.	%E.R.
0.00912	0.00916	0.00913	0.00917	0.4386	0.1096	0.5482
0.0183	0.01832	0.01825	0.01834	0.1093	0.2732	0.2186
0.02749	0.02764	0.02754	0.02767	0.5457	0.1819	0.6548
0.03669	0.03682	0.03668	0.03685	0.3543	0.0273	0.4361
0.04589	0.04599	0.04582	0.04603	0.2179	0.1525	0.3051
0.0551	0.05518	0.05497	0.05522	0.1452	0.2359	0.2178
0.06433	0.06439	0.06415	0.06444	0.0933	0.2798	0.1710
0.07357	0.0736	0.07333	0.07366	0.0408	0.3262	0.1223
0.08278	0.08294	0.08264	0.08301	0.1933	0.1691	0.2778
0.09198	0.09212	0.09178	0.0922	0.1522	0.2174	0.2392
% MAPE				0.2290	0.1973	0.3191

referencia y las del medidor central, obteniendo así una R^2 de 0.99999817, 0.99999720, y 0.99999720 para las fases A, B, y C respectivamente. Análisis de regresión lineal de cada fase en la figura 5.22.

5.2.4 Validación de frecuencia nominal

El medidor central al estar desarrollado principalmente para ser colocado en los centros de carga de las edificaciones y brindar parámetros de calidad de energía como la frecuencia de la señal, se llevó a cabo un experimento en el que se realizaron veinte tomas de la frecuencia nominal en cada una de las fases de entrada de voltaje de este dispositivo, y se contrastaron con las dadas por el medidor de referencia. La tabla 5.24 muestra cómo las mediciones de las frecuencias fueron las mismas para cada fase del medidor central, teniendo el error más grande de 0.0633% y resultando con toda la información un MAPE de 0.0105% en cada fase.

5.2.5 Armónicos

El procesamiento de armónicos que ejecuta el medidor central se realiza en la señal de la corriente, por lo que para definir el error en los cálculos se sometió a este dispositivo

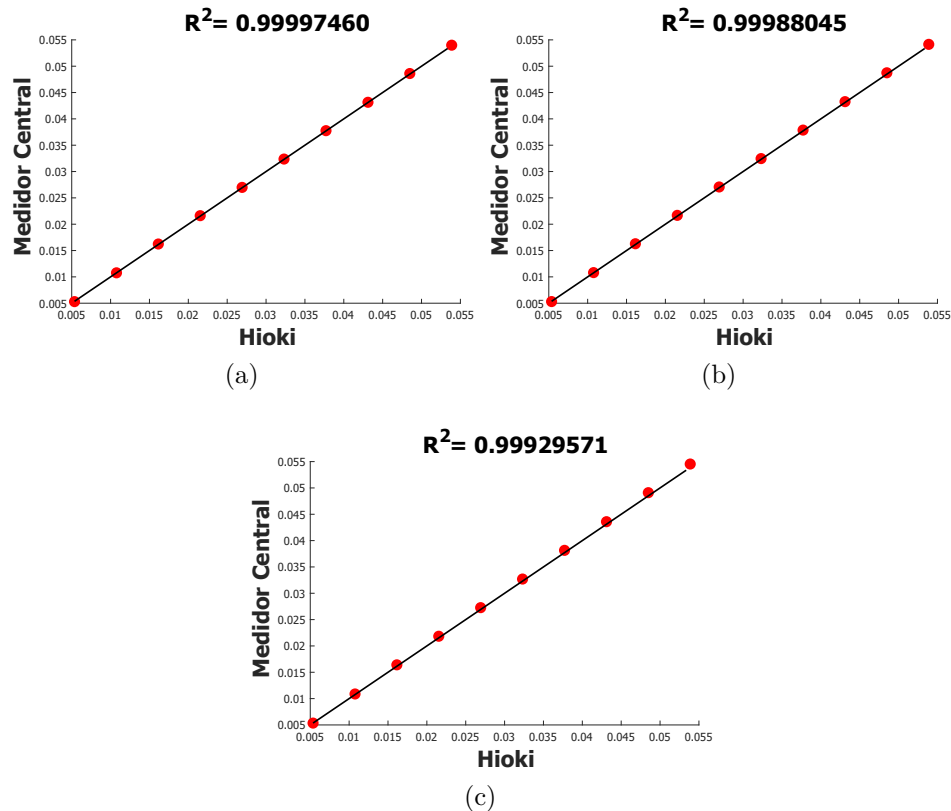


Figura 5.20: Analisis de regresión lineal para la energía activa de las fase A (a), B (b) y C (c) con un factor de potencia no unitario entre el medidor central y el analizador de redes Hioki.

y al medidor de referencia a distintas cargas que provocan una distorsión armónica. El HIOKI PW3360-20 entrega hasta el armónico de orden 40, mientras que el medidor central hasta el 64, para comparar los resultados arrojados por cada dispositivo de medición lo que se hizo fue realizar gráficas de barras, representando el orden del armónico en el eje X y la amplitud de este en amperes en el eje Y, siendo esta la forma tradicional de representar los armónicos. A continuación se presentan los resultados de cada uno de los artefactos utilizados.

5.2.5.1 Armónicos en foco flourecente

Una de las aparatos utilizados para aplicar el procedimiento de armónicos fue un foco incandescente que, bajo un voltaje de 125.80 V rms y una corriente de 0.3621 A rms se generaron los armónicos de la figura 5.23. Se puede destacar que la señal al estar distorsionada la corriente fundamental (primer conjunto de barras) 0.245 A rms en el HIOKI PW3360-20 y 0.2435 A rms, 0.2433 A rms, y 0.2437 A rms en la fase A, B, y C del medidor central, ya no fue la misma que la rms total. También se puede resaltar

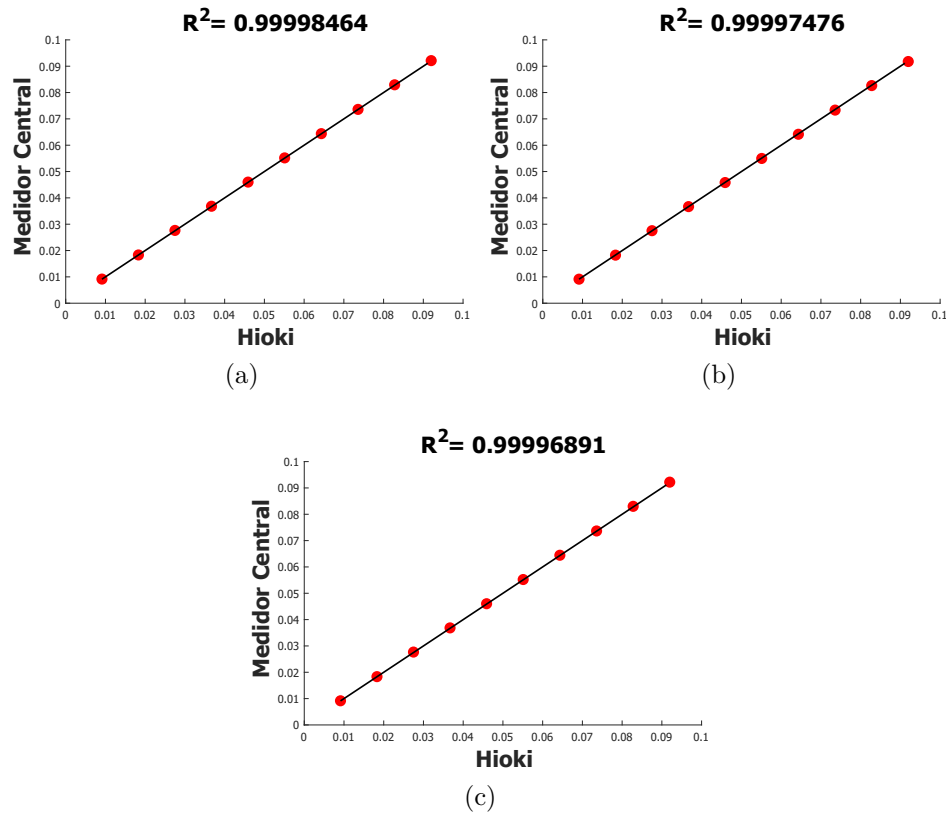


Figura 5.21: Analisis de regresión lineal para la energía reactiva de las fase A (a), B (b) y C (c) con un factor de potencia no unitario entre el medidor central y el analizador de redes Hioki.

que los armónicos que más influyen son el 3, 5, 7, 9, y 11.

Si se toman en cuenta las cuarenta lecturas del medidor de referencia y se acotan al mismo número las del medidor central se obtiene un error porcentual absoluto medio de 9.0272% para la fase A, 15.9348% en la B, y 18.8055% en C. De inicio la diferencias pudieran parecer muy altas respecto a lo que se ha estado consiguiendo en los demás parámetros eléctricos, esto se debe principalmente a la naturaleza de los datos, ya que se vuelve más significativo un error si la cifra de referencia es, por ejemplo, 0.011 A rms y la comparada 0.010 A rms. Mientras que si se hace un análisis de regresión lineal para especificar la exactitud del cálculo de los armónicos se obtiene un coeficiente de determinación de 0.999759, 0.999681, y 0.999749 para las fases A, B, y C respectivamente.

Otro dato que también es importante al momento de hacer un analisis de armonicos es la distorsión armónica total de la señal (THD por las siglas en inglés de Total Harmonic Distortion), la comparación de los THDs producidos por el foco incandescente están en la tabla 5.25, donde se logran unos porcentajes de error relativo de 0.2599%,

Tabla 5.23: Muestras de variación de voltaje rms (volts) del medidor central.

Hioki	Fase A	Fase B	Fase C	%E.R.	%E.R.	%E.R.
15.31	15.28	15.33	15.28	0.1960	0.1306	0.1960
20.05	20.1	20	20.1	0.2494	0.2494	0.2494
25.31	25.33	25.3	25.32	0.0790	0.0395	0.0395
30.01	30.07	30.1	30.07	0.1999	0.2999	0.1999
35.1	35.18	35.2	35.18	0.2279	0.2849	0.2279
40.1	40.15	40.19	40.14	0.1247	0.2244	0.0998
45.11	45.15	45.18	45.15	0.0887	0.1552	0.0887
50.01	50.09	50.1	50.09	0.1600	0.1800	0.1600
55	55.02	55.05	55.02	0.0364	0.0909	0.0364
60.05	60.1	60.11	60.1	0.0833	0.0999	0.0833
65.12	65.15	65.18	65.15	0.0461	0.0921	0.0461
70.08	70.1	70.12	70.1	0.0285	0.0571	0.0285
75.1	75.16	75.17	75.16	0.0799	0.0932	0.0799
80	80.05	80.07	80.05	0.0625	0.0875	0.0625
85.35	85.31	85.37	85.31	0.0469	0.0234	0.0469
90.07	90.11	90.12	90.11	0.0444	0.0555	0.0444
95.16	95.18	95.18	95.18	0.0210	0.0210	0.0210
100.14	100.17	100.18	100.17	0.0300	0.0399	0.0300
105.27	105.25	105.27	105.25	0.0190	0.0000	0.0190
110.85	110.8	110.83	110.8	0.0451	0.0180	0.0451
115.62	115.61	115.65	115.61	0.0086	0.0259	0.0086
120.32	120.35	120.36	120.35	0.0249	0.0332	0.0249
125.28	125.22	125.27	125.22	0.0479	0.0080	0.0479
% MAPE				0.0848	0.1004	0.0820

0.3093 %, y 0.3572 % para las fases A, B, y C respectivamente.

5.2.5.2 Armónicos cargador de celular

El cargador del celular es otro de los dispositivos más comunes que se pueden encontrar al por mayor en cualquier edificación, este bajo un voltaje 125.17 V rms y conectado a un dispositivo con una corriente total de 0.225 A rms género los armónicos que se ven en la figura 5.24. En esta ocasión la corriente fundamental en el medidor de referencia dio 0.125 A rms, mientras que en el medidor central 0.1242 A rms, 0.124 A rms, y 0.1242 A rms para cada fase A, B, y C. Por otra parte, los armónicos que más valor tienen dentro de la distorsión son el 3, 5, 7, 9, 11, 13, 15, y 19. Al igual que en la prueba con el foco incandescente, se tomaron las primeras cuarenta muestras dadas por el medidor central y se compararon con las del HIOKI PW3360-20 resultando en un MAPE de 3.6545 % para la fase A, 6.3985 % en la B, y 3.1883 % en C. Mientras que si se obtiene el coeficiente de determinación resulta en 999510 para la fase A, 0.999716 para la B, y 0.999742 en C.

En cuanto la distorsión armónica total que generó el cargador de celular, esta se puede apreciar en la tabla 5.25, en la que dio un valor de 149.66 % en el medidor de referencia y 149.704 %, 149.8335 %, 149.8802 % en las fases A, B, y C del instrumento desarrollado para este proyecto, lo cual derivó en un error relativo porcentual de 0.0294 %, 0.1159 %, 0.1471 % respectivamente.

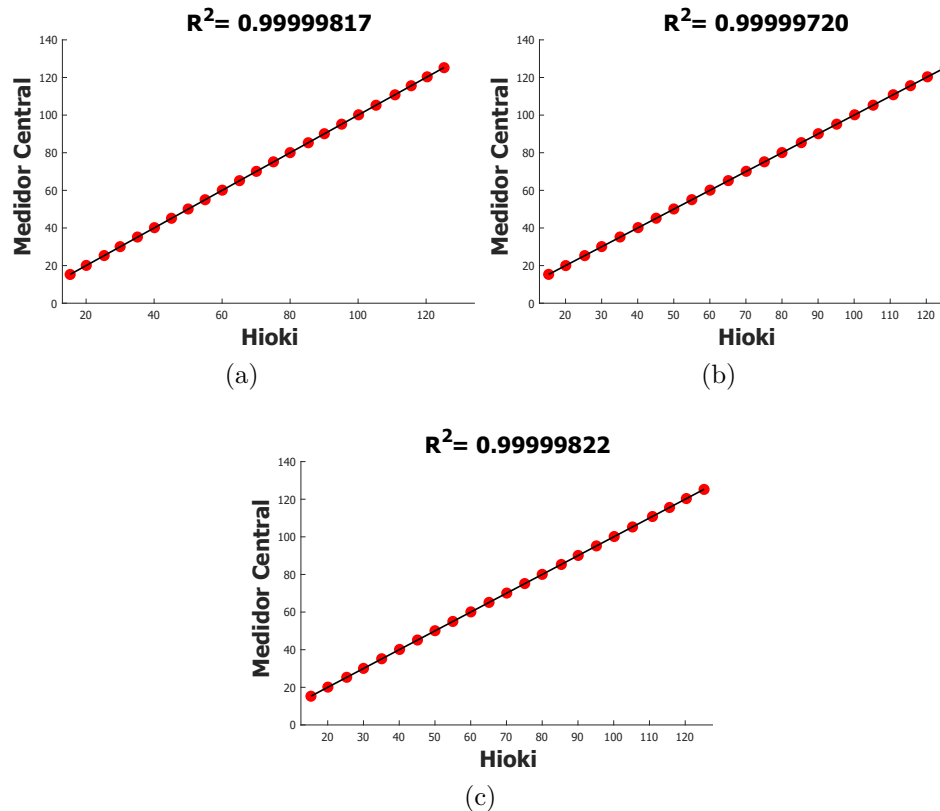


Figura 5.22: Analisis de regresión lineal para el voltaje de las fase A (a), B (b) y C (c) con un factor de potencia no unitario entre el medidor central y el analizador de redes Hioki.

5.2.5.3 Armónicos cargador de laptop

El cargador de un una laptop conectado a la misma, funcionando a un voltaje de 125.12 V rms y con corriente total de 0.612 A rms produjo los armónicos que se ven en la gráfica de la figura 5.25. De inicio lo que indica la gráfica es que el valor de la corriente fundamental y el de la rms total son muy cercanos entre sí, la primera de estas 0.596 A rms según el HIOKI PW3360-20 y 0.5912 A rms, 0.591 A rms, 0.5922 A rms en cada fase del medidor central A, B, y C, lo cual refleja que en esta ocasión no hay una gran distorsión armónica, esto se puede constatar con que el único conjunto de barras que resalta en la gráfica es el del armónico de orden tres.

Recordando que el medidor central ofrece hasta 64 armónicos mientras que el HIOKI PW3360-20 solo 40, para hacer un cotejo de todas las mediciones se igualaron ambas cantidades reduciendo las del primer dispositivo. La comparación resultó en un MAPE de 34.2889 % para la fase A, 30.2611 % en la B, y 30.5347 % en C. Si se hace un análisis de regresión lineal para especificar la exactitud en el cálculo de los armónicos se obtiene una R^2 de 0.999812, 0.999826, y 0.999854 para las fases A, B, y C respectivamente.

Tabla 5.24: Muestras de frecuencia de fase (Hz) del medidor central.

Hioki	Fase A	Fase B	Fase C	%E.R.	%E.R.	%E.R.
59.995	59.99	59.99	59.99	0.0083	0.0083	0.0083
60.016	60.02	60.02	60.02	0.0067	0.0067	0.0067
60.003	60.01	60.01	60.01	0.0117	0.0117	0.0117
59.995	60	60	60	0.0083	0.0083	0.0083
60.017	60.02	60.02	60.02	0.0050	0.0050	0.0050
59.998	60	60	60	0.0033	0.0033	0.0033
59.999	59.99	59.99	59.99	0.0150	0.0150	0.0150
60.004	60	60	60	0.0067	0.0067	0.0067
59.979	59.98	59.98	59.98	0.0017	0.0017	0.0017
60.007	60.01	60.01	60.01	0.0050	0.0050	0.0050
60.018	60.02	60.02	60.02	0.0033	0.0033	0.0033
60.001	59.988	59.988	59.988	0.0217	0.0217	0.0217
60.03	60.014	60.014	60.014	0.0267	0.0267	0.0267
60.01	60.005	60.005	60.005	0.0083	0.0083	0.0083
60.007	60.009	60.009	60.009	0.0033	0.0033	0.0033
60.007	60.008	60.008	60.008	0.0017	0.0017	0.0017
59.996	59.995	59.995	59.995	0.0017	0.0017	0.0017
60.01	59.972	59.972	59.972	0.0633	0.0633	0.0633
59.994	59.992	59.992	59.992	0.0033	0.0033	0.0033
60.021	60.024	60.024	60.024	0.0050	0.0050	0.0050
% MAPE				0.0105	0.0105	0.0105

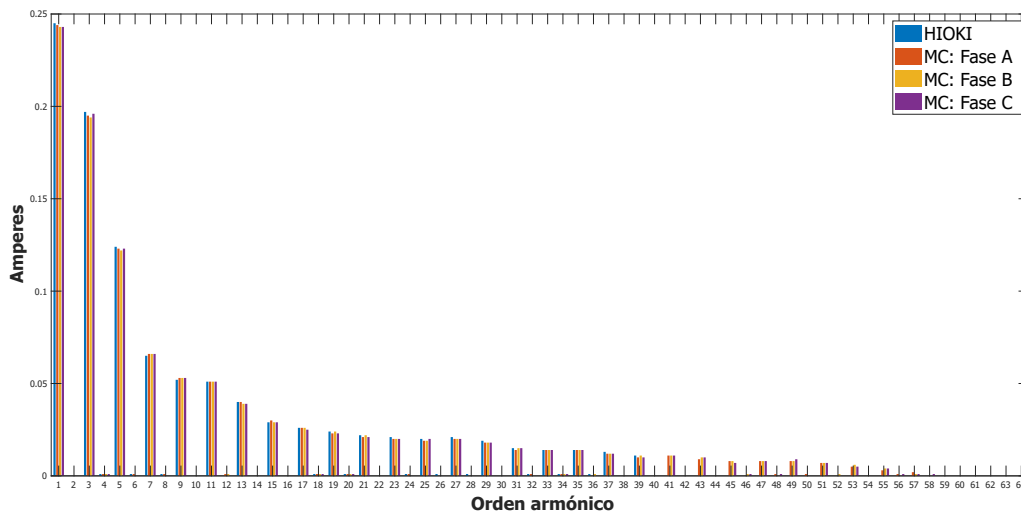


Figura 5.23: Armónicos resultantes de un foco incandescente.

Como ya se mencionó el cargador de laptop no generó una distorsión armónica muy significativa, si se ve en la tabla 5.25 el THD del medidor de referencia es de apenas 23.06 %, muy similar a lo obtenido por el medidor central 23.2372 %, 23.2593 %, y 23.2621 % para cada fase A, B, y C, las cuales dan unos errores relativos respecto al HIOKI PW3360-20 de 0.7684 %, 0.8643 %, y 0.8764 % respectivamente.

5.2.5.4 Armónicos fuente de alimentación HIOKI PW3360-20

A lo ultimo que se le aplicó el procedimiento del cálculo de armónicos fue a la carga producida por la fuente de alimentación del medidor de referencia, que con un voltaje 125.26 V rms y una corriente total de apenas 0.060 A rms se consiguió la

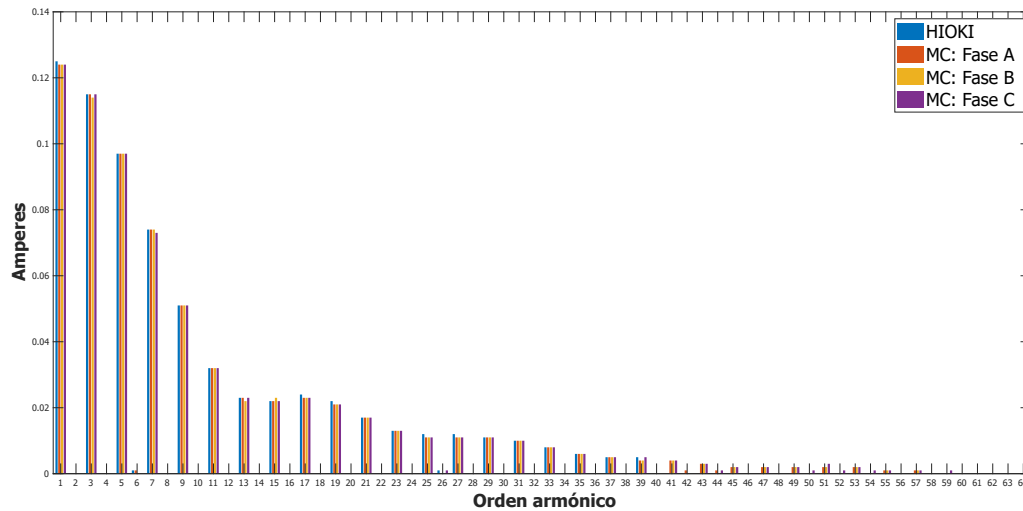


Figura 5.24: Armónicos resultantes de un cargador de celular.

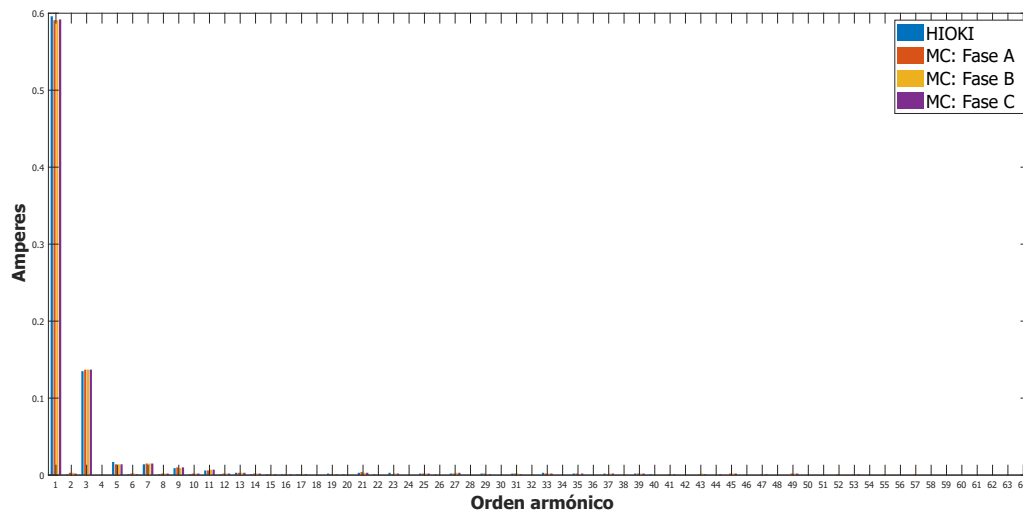


Figura 5.25: Armónicos resultantes de un cargador de laptop.

gráfica de la figura 5.26, donde se observa que efectivamente hay varios componentes armónicos. Al equiparar los cuarenta datos dados del HIOKI PW3360-20 con el mismo número de muestras del medidor central, el MAPE resultó en 3.0148 % para la fase A, 9.1485 % en la B, y 7.2804 % en C. Con un análisis de regresión lineal se obtuvo un coeficiente de determinación de 0.994013, 0.987293, y 0.991784 para las fases A, B, y C respectivamente.

En la figura 5.26 se hace notar que los valores de la corriente fundamental son de 0.02 A rms en el medidor de referencia, 0.02 A rms, 0.0199 A rms, y 0.02 A rms para las fases del medidor central A, B, y C respectivamente, si estos valores se comparan con la corriente total 0.060 A rms se puede inferir que la diferencia se debe principalmente a todas las componentes armónicas que hay en la señal, las cuales resultan en un THD

de 283.42% según el HIOKI PW3360-20 y 283.5285%, 282.8415%, y 283.2493% de acuerdo con cada fase del dispositivo elaborado para esta tesis, en la tabla 5.25 se encuentran los datos anteriores junto con los porcentajes de errores relativos.

5.3 Implementación del sistema en una casa convencional

El medidor central y el controlador de cargas en conjunto con la interfaz de usuario se pusieron a prueba en una situación de aplicación real, básicamente lo que se hizo fue instalar el medidor central en el centro de carga de una casa sensando las dos fases que esta posee, mientras que al controlador de cargas se le conectaron dos dispositivos utilizados comúnmente en un hogar. En la figura 5.27 se puede observar estas conexiones que representan la configuración del experimento. Con la estructura anterior se realizaron dos ensayos para comprobar el correcto funcionamiento de todos los componentes trabajando en conjunto. El primero de ellos fue conmutar el encendido y apagado de las cargas de forma manual utilizando los botones de la interfaz de usuario,

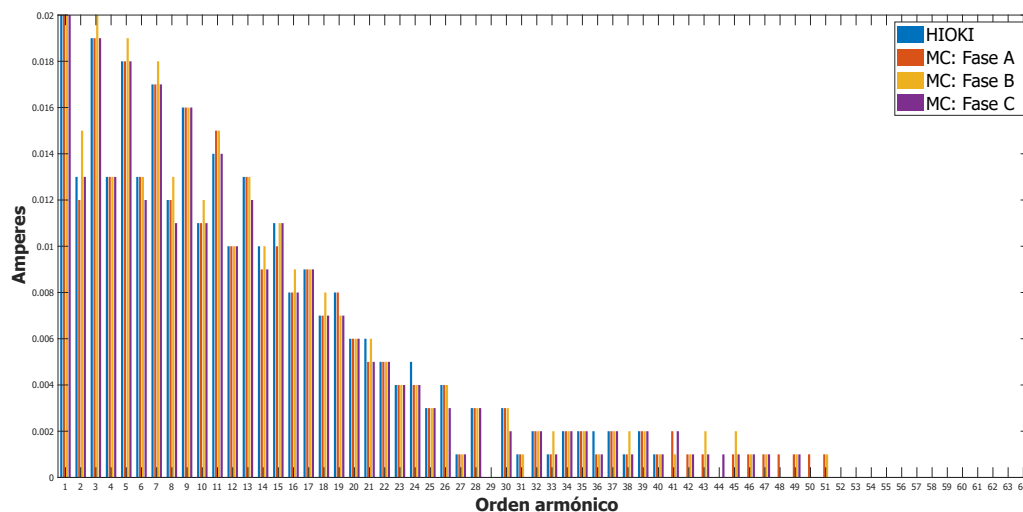


Figura 5.26: Armónicos resultantes de la fuente de alimentación del HIOKI PW3360-20 .

Tabla 5.25: Muestras de porcentajes de distorsión armónica total (%THD) resultantes de las pruebas a las diferentes cargas.

Carga	Hioki	Fase A	Fase B	Fase C	%E.R.	%E.R.	%E.R.
Foco	108.13	108.411	108.4645	108.5162	0.2599	0.3093	0.3572
Cargador celular	149.66	149.704	149.8335	149.8802	0.0294	0.1159	0.1471
Cargador laptop	23.06	23.2372	23.2593	23.2621	0.7684	0.8643	0.8764
Fuente HIOKI	283.42	283.5285	282.8415	283.2493	0.0383	0.2041	0.0602
%MAPE					0.2740	0.3734	0.3602

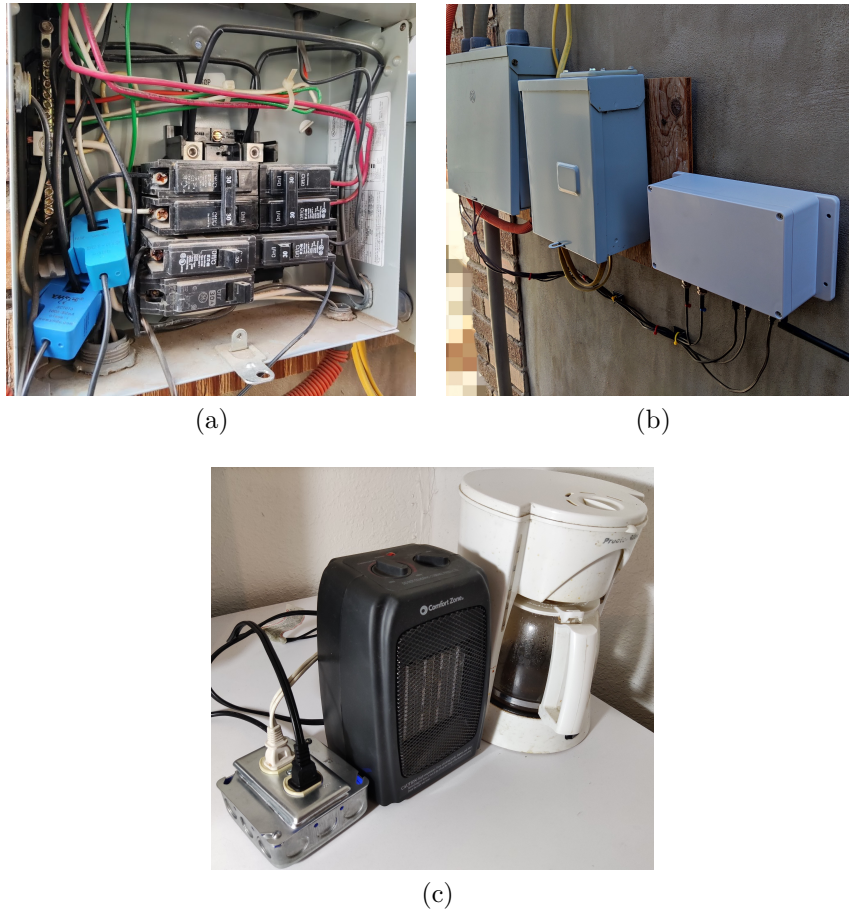


Figura 5.27: (a) Conexión en centro de carga, (b) montaje del medidor central, (c) dispositivos conectados al controlador de cargas.

y el segundo fue realizar la misma acción pero de manera automática, es decir, se dejó al sistema operar las cargas bajo ciertas reglas de consumo.

5.3.1 Aplicación manual

Como se aprecia en la figura 5.27c los dispositivos utilizados como cargas fueron un calefactor eléctrico y una cafetera, ambos con un potencia promedio de 720 W y 540 W respectivamente. En la aplicación manual se manejaron tres estados a monitorear, el primero de ellos es con los dos artefactos apagados, el segundo con el calefactor encendido, y el tercero con cada aparato funcionando.

Los datos más relevantes de este experimento fueron las lecturas de la potencia activa recolectadas por el medidor central y el controlador de cargas con las que se formó la gráfica de la figura 5.28, línea azul y naranja respectivamente. Se puede observar como cuando el calefactor y la cafetera están apagados, es decir el botón “A” y “B” de la

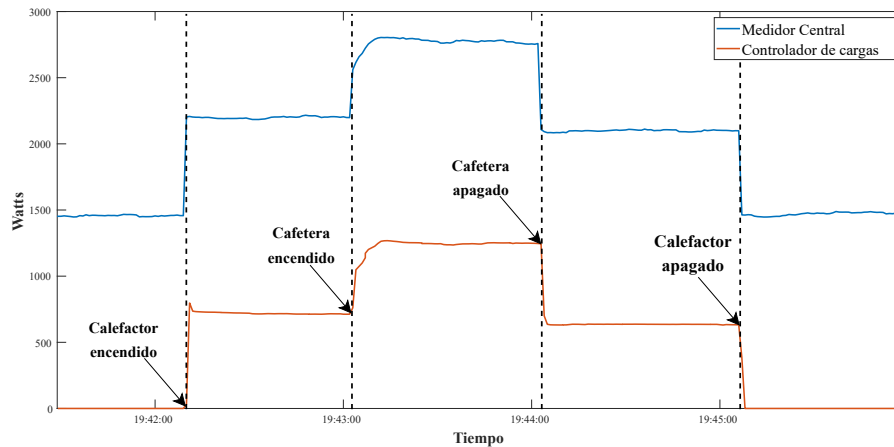


Figura 5.28: Gráfica resultante del control manual de cargas.

interfaz no han sido presionados, la potencia activa en el controlador de cargas es 0 W, mientras que en la casa en general es poco menos de 1500 W.

El comportamiento de los botones a lo largo del ensayo se encuentra en la figura 5.29. En el momento que se oprime el botón “A” a las 19:42:10, se activa el calefactor y la potencia activa en el controlador de cargas aumenta hasta estabilizarse en 715 W, a la vez que en el medidor central pasa de 1462 W a 2184 W, es decir, un incremento de 727 W. Casi un minuto después a las 19:43:02, se oprimió el botón “B” encendiendo la cafetera consumiendo 530 W según el controlador de cargas, ya que la medición cambió de 715 W a 1245 W, mientras que en la medición de la residencia completa fue de 2184 W a 2776 W. A las 19:43:02 se conmutó nuevamente el botón “B”, apagando el dispositivo correspondiente y disminuyendo a 636.9 W la línea naranja de la figura 5.28 y a 2092 W la azul. Por último se le dio un click al botón “A” a las 19:45:06 regresando el experimento a como este empezó.

5.3.2 Aplicación automática

Utilizando nuevamente la configuración del experimento anterior, se llevó a cabo una prueba simulando que la vivienda era parte de una microrred en la cual se tenía un límite de consumo por casa de 5100W, en el momento que la demanda fuera mayor que el máximo permitido se esperarían treinta segundos y se apagaría el dispositivo conectado en el enchufe “B”, si el consumo continuaba por encima de lo establecido se haría lo mismo con el artefacto en “A”.

Para monitorear el correcto funcionamiento de lo planteado para este ensayo se tomó lectura de la potencia activa en el medidor central y en el controlador de cargas, obteniendo así la gráfica de la figura 5.30. Al iniciar se puede apreciar que la potencia

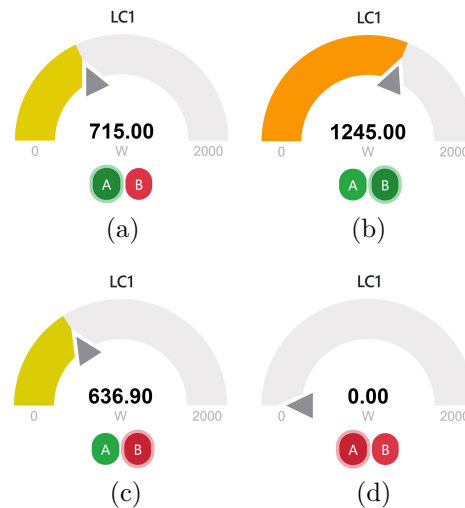


Figura 5.29: (a) Encendido de boton “A”, (b) encendido de boton “B”, (c) apagado boton “B”, (d) apagado boton “A”.

activa total en el inmueble fue de 3590 W de acuerdo con el medidor central, mientras que como los dispositivos conectados en el controlador de cargas aún no estaban activados, este empezó en 0 W. A las 00:41:07 se enciende el calefactor que está colocado en el enchufe “A” y a las 00:42:03 la cafetera puesta en el contacto “B”, ambos dispositivos trabajando consumieron 1170 W. Para este punto ya se registraba 4826 W en la casa, valor aún por debajo del fijado, pero a las 00:43:04 se detectó un incremento en el consumo de energía que superó el valor máximo permitido y se estabilizó en 5935 W. Treinta segundos después de percibido el cruce del margen superior de potencia activa, se abrió el enchufe “B” apagando la cafetera y disminuyendo el gasto hasta 5345 W. Como esta última cifra también superaba el límite establecido, transcurrieron otros treinta segundos y se desactivo el calefactor del enchufe “A”, descendiendo el uso energético hasta 4808 W.

5.4 Validación de latencia en aplicación web

Para verificar que el tiempo transcurrido entre que se envían los datos desde los dispositivos de medición a la aplicación web sea menor a 500 ms, se usó la hora del navegador web y se comparó con la de hora de muestreo, la cual se toma en el medidor central mediante un reloj de tiempo real que utiliza el formato de “Tiempo Coordinado Universal” (UTC por las siglas en inglés de Universal Time Coordinated), resultando en lo que se aprecia en la figura 5.31.

En la imagen 5.31 se puede ver claramente como la fecha y la hora del medidor

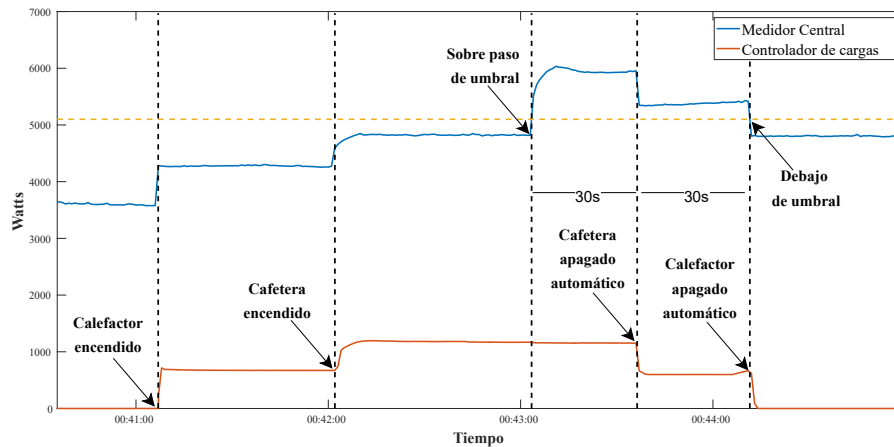


Figura 5.30: Gráfica resultante del control automático de cargas.

central y el navegador web son distintas, esto se debe a que para la hora de muestreo se utilizó el formato UTC, mientras que la consola donde se imprimen los datos la hora local, por lo tanto lo importante a monitorear fueron los minutos, segundos, y milisegundos. En la primera muestra el mensaje tardó 157 ms en salir del medidor central y mostrarse en la aplicación web, mientras que las restantes 266 ms, 150 ms, 154 ms, y 149 ms. Vale la pena resaltar que todas las pruebas con una latencia menor a los 500 ms planteados como objetivo del proyecto.

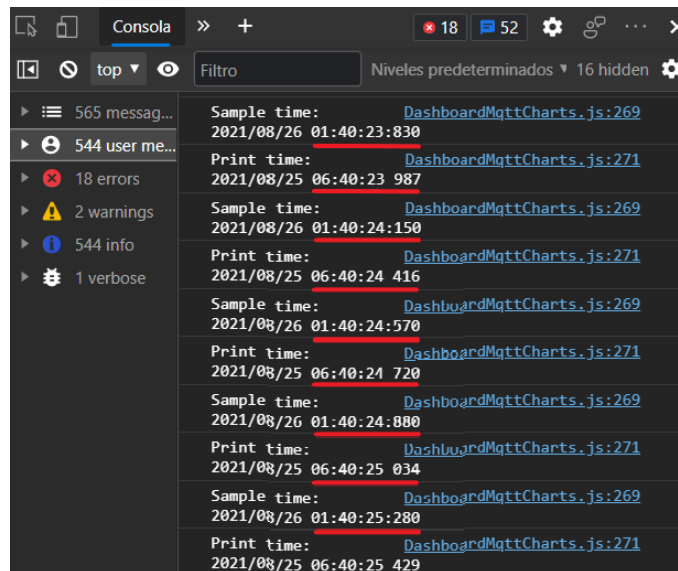


Figura 5.31: Muestras de tiempo de muestreo y hora de llegada a la aplicación web.

Capítulo 6

Conclusiones y trabajos futuros

6.1 Conclusiones

En este proyecto se llevaron a cabo distintas actividades para concretar los diferentes objetivos específicos, esto con el fin cumplir con un propósito general de desarrollar e implementar un sistema de medición y control de energía eléctrica utilizando una arquitectura del internet de las cosas, para promover el ahorro y el uso eficiente de la energía a nivel residencial y comercial, donde además se tomó especial importancia en la exactitud de la medición y la obtención de parámetros de calidad de energía.

Se cumplió con lo anterior gracias en gran medida a la implementación de circuitos integrados de la familia de Analog Device, ya que una vez diseñado y construido el elemento base del sistema integral de medición y control de energía eléctrica, el medidor central trifásico, se consiguieron lecturas de variables como voltaje y corriente rms, potencia activa, reactiva y aparente, factor de potencia, y frecuencia, con errores promedio menores al 1%, incluso en muchos de ellos menores al 0.5%. Esto según datos comparados con el analizador de redes HIOKI PW3360-20 que se pueden ver en la sección 5.2.

Lo anterior demuestra que, si se sigue una metodología de trabajo específica, se hace un estudio riguroso de circuitos integrados, sensores, filtros, y técnicas de muestreo se pueden construir dispositivos con prestaciones muy cercanas a las de un instrumento comercial, incluso con la capacidad de ofrecer aún más funcionalidades.

Monitorear en tiempo real el consumo de la energía eléctrica puede no ser suficiente para su ahorro y uso eficiente, sino que también es de suma importancia facilitar el control del mismo. Para lograr esto se desarrolló un dispositivo controlador de cargas monofásico, el cual se instaló dentro de un registro eléctrico que monta un tomacorriente convencional, para que se le pudiese conectar cualquier tipo de equipo electrónico que se

encuentre en una edificación, permitiendo así la posibilidad de conmutar su encendido y apagado. Este instrumento también se diseñó con una arquitectura basada en el internet de las cosas, por lo que se aprovechó esto para implementar un apartado de medición de energía, con el propósito de brindar al usuario final de información que se pudiera utilizar en la decisión de activar o desactivar lo que esté conectado en los conectores. De igual manera gracias a la correcta selección de hardware se consiguieron registros de voltaje y corriente rms, potencia activa, reactiva y aparente, y del factor de potencia, con errores promedio menores al 1 %, incluso en la gran mayoría con aún menos del 0.5 %, de acuerdo con las pruebas mostradas en la sección 5.2.

Como consecuencia del correcto diseño electrónico elaborado, se logró que el controlador de cargas fuera un elemento fácilmente replicable, ya que se construyó otro dispositivo de esta clase y resultó con el mismo funcionamiento conseguido previamente.

Habiendo fabricado ya los dos elementos principales del sistema integral de medición y control de energía eléctrica, se agregaron algunas otras funciones a estos, especialmente al medidor central, al cual se le añadió un algoritmo capaz de calcular hasta 64 armónicos de la señal de corriente de carga, con el fin de que este parámetro se sumará a los de calidad de energía que ya se tenían como frecuencia de fase y factor de potencia.

Se realizaron análisis de regresión lineal con los datos producidos por el medidor central trifásico y del HIOKI PW3360-20 en tres pruebas distintas, los cuales se pueden ver en el apartado 5.2.5, resultando en un coeficiente de determinación en el primer ensayo de 0.999759, 0.999681, y 0.999749 en la fase A, B, y C respectivamente, mientras que para el segundo de 0.999510, 0.999716, y 0.999742, y en el último de 0.999812, 0.999826, y 0.999854. Valores que ayudaron a inferir que los resultados de los cálculos del algoritmo implementado en el dispositivo creado para el proyecto sigue la misma tendencia que el analizador de redes comerciales. Además, si se toma en cuenta el parámetro de distorsión armónica total, se obtuvieron errores porcentuales promedio menores al 1 % cumpliendo así con parte del segundo objetivo específico.

De igual manera se realizaron pruebas para los demás parámetros de calidad, por ejemplo, el factor de potencia, para el cual se varió desde un valor de 1 a 0.15 aproximadamente y se compararon resultados con el medidor de referencia. Se consiguieron unos errores de medición promedio de 0.1202 % para la fase A, 0.3798 % en B, y 0.7241 % en la C. Al analizar cada lectura, se observó que cuando el factor de potencia se acerca más a cero incrementa el error, esto podría deberse a problemas de linealidad de los sensores de corriente ya que al ser elementos inductivos tienden a desfazar la señal unos cuantos grados. También se dotó al medidor central con la capacidad de medir la frecuencia de fase, esto detectando los cruces por cero en

las entradas de voltaje, técnica que mostró ser bastante efectiva ya que las lecturas comparadas con el analizador de redes arrojaron un error porcentual medio de 0.0063 %, 0.0064 %, y 0.0066 % para las fases A, B, y C, respectivamente.

Para terminar con el tema de la calidad de energía, se dotó al medidor central con la capacidad de medir la frecuencia de fase, esto detectando los cruce por cero en las entradas de voltaje, técnica que mostró ser bastante efectiva ya que las lecturas comparadas con el analizador de redes arrojaron un error porcentual medio de 0.0063 %, 0.0064 %, y 0.0066 % para las fases A, B, y C, respectivamente.

Existen muchas tecnologías que se pueden aplicar para realizar dispositivos cuya tarea principal sea la adquisición de datos, pero el haber utilizado componentes que cuentan con la posibilidad de acreditar certificaciones en medición de parámetros eléctricos de calidad y consumo, fue la decisión más acertada, ya que estos permiten una gran flexibilidad en su implementación, aunque también poseen un cierto nivel de complejidad en su programación, lo cual es entendible ya que al final los resultados son de una gran exactitud.

Ahora bien, el sistema en general se diseñó para trabajar bajo una arquitectura del internet de las cosas, que fue posible en gran medida gracias a la utilización del microcontrolador ESP32, el cual permitió la conexión a internet de los dispositivos recolectores a través de WIFI. Para poner a prueba las capacidades de los artefactos se desarrolló una página web con el propósito de realizar el monitoreo y control de los distintos parámetros eléctricos. Desde un inicio del proyecto se planteó que la sitio web debía tener una latencia entre las lecturas tomadas y la recepción de estas en el navegador que permitiera la visualización de información de manera fluida. Para lo anterior se evitó utilizar la transferencia HTTP ya que es más lento que algunos otros protocolos, y se usó MQTT y MQTT sobre WebSockets logrando así que los datos tardaran en llegar menos de 500 ms, esto nos permite deducir y confirmar que este sistema de mensajes es una herramienta fundamental para los sistemas IOT que busquen un monitoreo ágil. También esta tecnología ayudó a cumplir el último objetivo específico estipulado.

A su vez, la interfaz gráfica no fue elaborada simplemente para gestionar el sistema de medición, sino que también cumple un papel importante en promover el ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica, ya que permite al usuario visualizar de forma intuitiva mediante gráficos e indicadores información que puede ser relevante en la toma de decisiones, especialmente en las que van dirigidas a la administración de los patrones de consumo. Además, permite interactuar con los controladores de cargas, facilitando así el encendido de dispositivos importantes, o bien el apagado de aquellos que pudiesen

representar un gasto innecesario.

Por último, la implementación del sistema en un ambiente residencial sirvió para determinar el nivel de maduración tecnológica del medidor central y el controlador de cargas, que de acuerdo con la metodología "Technology Readiness Level" de la NASA, existen nueve niveles por los cuales un prototipo pasa hasta convertirse en un producto comercializable [99]. Los dispositivos de este proyecto, cumplen con los primeros seis, que son; investigación aplicada, validación conceptual, prueba experimental de concepto, tecnología validada en un ambiente de laboratorio, tecnología validada en un ambiente relevante, y demostración de prototipo en ambientes en condiciones relevantes a las reales operativas.

6.2 Trabajos futuros

A pesar de todas las actividades realizadas quedaron algunas tareas pendientes que podrían desarrollarse en un trabajo futuro, por ejemplo, si se habla desde el hardware de los equipos, la placa electrónica del controlador de cargas podría optimizarse, esto para encapsularla en jaulas eléctrica de tamaño estándar (4" x 2") comúnmente instaladas de cualquier edificación y así facilitar y tradicionalizar su aplicación.

Como mejora posterior para el medidor central quedaría adecuar un conjunto de transformadores de corriente de mayor calidad, es decir que su comportamiento cumpla con una mejor linealidad y generen un menor grado de desfase en las señales. Además se podrían hacer futuras implementaciones de algunos otros parámetros de calidad de energía, como detección de caídas y subidas de tensión o corte de suministro, aprovechando que el diseño electrónico de este dispositivo ya está preparado, sólo es cuestión de que se codificaran las instrucciones necesarias.

De igual forma, se podrían ajustar las condiciones necesarias para que el medidor central cumpla con normas IEC, ya que según la hoja de datos del circuito integrado encargado de codificar las variables eléctricas, el ADE9000, permite aplicar la IEC 61000-4-30 para instrumentos de clase S.

Abordando el enfoque del internet de las cosas la plataforma web tiene también áreas de oportunidad, ya sea hacerla más robusta o agregarle nuevas funcionalidades, por ejemplo, la inclusión de nuevos usuarios, añadir personalización en las áreas de monitoreo, o bien la posibilidad de agregar en la interfaz de usuario una sección para añadir tantos dispositivos controladores de carga como sean necesarios.

Otro aspecto que se puede tomar en cuenta para definir qué es lo que sigue en este proyecto, es el nivel de maduración tecnológica alcanzado, el cual fue el seis, por lo que

se podría continuar con los últimos tres pasos que van enfocados al despliegue de un artículo mercantil, es decir, demostración del prototipo en un espacio pre comercial, sistema final completo y evaluado a través de pruebas y demostraciones, y operación de sistemas donde la tecnología se encuentra en su forma final y operable en un sin número de condiciones operativas.

Lo que no queda ninguna duda es que a pesar de haber realizado el máximo trabajo posible en el tiempo estipulado, aun queda un sin fin de posibilidades que se pueden hacer con el sistema creado en este proyecto.

Bibliografía

- [1] KSK Weranga, Sisil Kumarawadu, and DP Chandima. *Smart metering design and applications*. Springer, 2014.
- [2] Austin Harney. Smart Metering Technology Promotes Energy Efficiency for a Greener World. Technical report, 2009.
- [3] Floureon. Power meter energy monitor us ts836a. <http://www.floureon.com/product-g142.html>, 2014. Accessed: 2019-04-03.
- [4] Sense. This is sense. <https://sense.com/>, 2019. Accessed: 2019-04-04.
- [5] Ekm-omnimeter v.3, universal smart meter, single phase or 3-phase, ekm metering inc. <https://www.ekmmetering.com/products/ekm-omnimeter-i-v3>, 2019. Accessed: 2019-10-23.
- [6] M. Carratu, M. Ferro, A. Pietrosanto, and V. Paciello. Smart power meter for the iot. In *2018 IEEE 16th International Conference on Industrial Informatics (INDIN)*, pages 514–519, July 2018.
- [7] W. Hlaing, S. Thepphaeng, V. Nontaboot, N. Tangsunantham, T. Sangsuwan, and C. Pira. Implementation of wifi-based single phase smart meter for internet of things (iot). In *2017 International Electrical Engineering Congress (iEECON)*, pages 1–4, March 2017.
- [8] Trystan Lea and Glyn Hudson. Openenergymonitor open source monitoring for understanding energy. <https://openenergymonitor.org/>, 2018. Accessed: 2019-04-04.
- [9] Systems Espressif. ESP32 Series Datasheet. Technical report, Shanghai, 2020.
- [10] Analog Devices. Poly Phase Multifunction Energy Metering IC with Per Phase Information. Technical report, 2011.

-
- [11] Magnetics Triad. CST-1020. Technical report, Perris, California, 2019.
- [12] Songle Relay. SRA series subminiature high power relay. Technical report, Zhenjian.
- [13] Hi-Link. Ultra-compact power module HLK-PM01.
- [14] Mouser Electronics. ADE9000 AFEs - ADI | Mouser, 2018.
- [15] Micro crystal switzerland. RV-8803-C7 Real-Time Clock Module with I²C-Bus. Technical report, Grenchen, 2018.
- [16] Digikey. DM3D-SF Hirose Electric Co Ltd | Connectors, Interconnects | DigiKey.
- [17] F. Abate, M. Carratu, C. Liguori, and V. Paciello. A low cost smart power meter for iot. *Measurement*, 136:59–66., March 2019.
- [18] M. Aboelmaged, Y. Abdelghani, and M. A. A. E. Ghany. Wireless iot based metering system for energy efficient smart cities. In *2017 29th International Conference on Microelectronics (ICM)*, pages 1–4, Dec 2017.
- [19] Patel Umang and Modi Mitul. A review on smart meter system. *International Journal of Innovative Research in Electrical, Electronics, Instrumentation and Control Engineering*, vol. 3. issue 12(12):70–73, December 2015.
- [20] Edison Electric Institute. Smart meter systems: a metering industry perspective. *An Edison Electric Institute-Association of Edison Illuminating Companies-Utilities Telecom Council White Paper, A Joint Project of the EEI and AEIC Meter Committees*, Edison Electric Institute, 2011.
- [21] Rob van Gerwen, Saskia Jaarsma, and Rob Wilhite. Smart metering. *Leonardo-energy.org*, pages 1–9, 2006.
- [22] F. D. Garcia, F. P. Marafão, W. A. d. Souza, and L. C. P. d. Silva. Power metering: History and future trends. In *2017 Ninth Annual IEEE Green Technologies Conference (GreenTech)*, pages 26–33, March 2017.
- [23] Janaka Ekanayake, Kithsiri Liyanage, Jianzhong Wu, Akihiko Yokoyama, and Nick Jenkins. *Smart Grid: Technology and Applications*. a John Wiley & Sons, 2012.
- [24] Danielly B. Avancini, Joel J.P.C. Rodrigues, Simion G.B. Martins, Ricardo A.L. Rabêlo, Jalal Al-Muhtadi, and Petar Solic. Energy meters evolution in smart grids: A review. *Journal of Cleaner Production*, 217:702–715, 2019.

- [25] Natasha Wan and Kevin Manning. Exceeding 60-Year Life Expectancy from an Electronic Energy Meter. In *Metering Asia Pacific Conference*, page 9, 2001.
- [26] A. Kumar, S. Thakur, and P. Bhattacharjee. Real time monitoring of amr enabled energy meter for ami in smart city - an iot application. In *2018 IEEE International Symposium on Smart Electronic Systems (iSES) (Formerly iNiS)*, pages 219–222, Dec 2018.
- [27] Tom D Tamarkin. Automatic meter reading. *Public Power*, 50(5):934–937, 1992.
- [28] P. Bansal and A. Singh. Smart metering in smart grid framework: A review. In *2016 Fourth International Conference on Parallel, Distributed and Grid Computing (PDGC)*, pages 174–176, Dec 2016.
- [29] José Martín, Gómez López, Roberto Castán Luna, Julio César, Montero Cervantes, Javier Meneses Ruiz, and Joaquín García Hernández. Aplicación de tecnologías de medición avanzada (AMI) como instrumento para reducción de pérdidas. techreport, Instituto de investigaciones electricas, December 2015.
- [30] F. Abate, M. Carratu, C. Liguori, M. Ferro, and V. Paciello. Smart meter for the iot. In *2018 IEEE International Instrumentation and Measurement Technology Conference (I2MTC)*, pages 1–6, May 2018.
- [31] L Zhou, F Xu, and Y Ma. Impact of smart metering on energy efficiency. In *2010 International Conference on Machine Learning and Cybernetics*, volume 6, pages 3213–3218, 2010.
- [32] Masuma Ahmed. Smart meters quarterly report to end march 2018 great britain. resreport nine, Department for business, energy & industrial strategy, March 2018.
- [33] Smart meter rollout delayed for four years - BBC News.
- [34] TEPCO power grid. Smart meter project. <https://www7.tepco.co.jp/pg/development/domestic/smartmeter-e.html>, 2016. Accessed: 2019-04-03.
- [35] A. R. Al-Ali, T. Landolsi, M. H. Hassan, M. Ezzeddine, M. Abdelsalam, and M. Baseet. An iot-based smart utility meter. In *2018 2nd International Conference on Smart Grid and Smart Cities (ICSGSC)*, pages 80–83, Aug 2018.

- [36] Grupo Banco Mundial. Acceso a la electricidad. <https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.ACCS.ZS>, 2016. Accessed: 2019-04-10.
- [37] T. Karthick, S. Charles Raja, J. Jeslin Drusila Nesamalar, and K. Chandrasekaran. Design of IoT based smart compact energy meter for monitoring and controlling the usage of energy and power quality issues with demand side management for a commercial building. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 26:100454, jun 2021.
- [38] Shishir Muralidhara, Niharika Hegde, and Rekha PM. An internet of things-based smart energy meter for monitoring device-level consumption of energy. *Computers and Electrical Engineering*, 87:106772, oct 2020.
- [39] Prakash Pawar and Panduranga Vittal K. Design and development of advanced smart energy management system integrated with IoT framework in smart grid environment. *Journal of Energy Storage*, 25, oct 2019.
- [40] Energy Production and Consumption - Our World in Data. <https://ourworldindata.org/energy-production-consumption>. Accessed: 2021-02-15.
- [41] Fossil Fuels - Our World in Data. <https://ourworldindata.org/fossil-fuels>. Accessed: 2021-02-15.
- [42] Qie Sun, Hailong Li, Zhanyu Ma, Chao Wang, Javier Campillo, Qi Zhang, Fredrik Wallin, and Jun Guo. A Comprehensive Review of Smart Energy Meters in Intelligent Energy Networks. *IEEE Internet of Things Journal*, 3(4):464–479, 2016.
- [43] Wilson L Rodrigues Junior, Fabbio A S Borges, Artur F Da, S Veloso, Ricardo De A L Rabêlo, and Joel J P C Rodrigues. Low voltage smart meter for monitoring of power quality disturbances applied in smart grid. 2019.
- [44] Damminda Alahakoon and Xinghuo Yu. Smart Electricity Meter Data Intelligence for Future Energy Systems: A Survey. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 12(1):425–436, 2016.
- [45] Rosario Morello, Claudio De Capua, Gaetano Fulco, and Subhas Chandra Mukhopadhyay. A smart power meter to monitor energy flow in smart grids: The role of advanced sensing and iot in the electric grid of the future. *IEEE Sensors Journal*, 17(23):7828–7837, 2017.

-
- [46] Elisa Spanò, Luca Niccolini, Stefano Di Pascoli, and Giuseppe Iannaccone. Last-meter smart grid embedded in an internet-of-things platform. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 6(1):468–476, 2015.
- [47] John S. Donnal and Steven B. Leeb. Noncontact power meter. *IEEE Sensors Journal*, 15(2):1161–1169, 2015.
- [48] Fadi Al-Turjman and Mohammad Abujubbeh. IoT-enabled smart grid via SM: An overview. *Future Generation Computer Systems*, 96:579–590, jul 2019.
- [49] Top Trends in the Gartner Hype Cycle for Emerging Technologies, 2017 - Smarter With Gartner. <https://www.gartner.com/smarterwithgartner/top-trends-in-the-gartner-hype-cycle-for-emerging-technologies-2017/>. Accessed: 2020-05-27.
- [50] Gartner Top 10 Strategic Technology Trends for 2020 - Smarter With Gartner. <https://www.gartner.com/smarterwithgartner/gartner-top-10-strategic-technology-trends-for-2020/>. Accessed: 2020-05-27.
- [51] N. S. Srivatchan and P. Rangarajan. A novel low-cost smart energy meter based on IoT for developing countries' micro grids. *Concurrency Computation*, 32(4):1–10, 2020.
- [52] Danielly B. Avancini, Joel J.P.C. Rodrigues, Ricardo A.L. Rabêlo, Ashok Kumar Das, Sergey Kozlov, and Petar Solic. A new IoT-based smart energy meter for smart grids. *International Journal of Energy Research*, 45(1):189–202, 2021.
- [53] Arshdeep Bahga and Vijay Madisetti. *Internet of Things: A hands-on approach*. Vpt, 1ra edition, 2014.
- [54] Charles K. Alexander and Matthew N.O. Sadiku. *Fundamentos de Circuitos eléctricos*. McGraw-Hill Interamericana, 3ra edition, 2007.
- [55] John G Webster. *The Measurement, Instrumentation, and Sensors: Handbook*. Springer Science & Business Media, 2da edition, 1999.
- [56] William H. Hayt, Jack E. Kemmerly, and Steven M. Durbin. *Análisis de circuitos en ingeniería*. McGraw-Hill Interamericana, 7ma edition, 2008.
- [57] Maurizio Di Paolo Emilio. *Data acquisition systems: From fundamentals to applied design*. Springer, 2013.

- [58] John Park, A S D John Park, and Steve Mackay. *Practical data acquisition for instrumentation and control systems*. Newnes, 1ra edition, 2003.
- [59] National Instruments. Application Note 007 Data Acquisition (DAQ) Fundamentals. Technical report, 2002.
- [60] ScienceDirect. Nyquist Theorem - an overview | ScienceDirect Topics.
- [61] Anak Agung Gde Agung and Rini Handayani. Blockchain for smart grid. *Journal of King Saud University - Computer and Information Sciences*, jan 2020.
- [62] Juan C. Olivares-Rojas, Enrique Reyes-Archundia, José A. Gutiérrez-Gnecchi, Johan W. González-Murueta, and Jaime Cerda-Jacobo. A multi-tier architecture for data analytics in smart metering systems. *Simulation Modelling Practice and Theory*, page 102024, nov 2019.
- [63] Wei He, Yueran Lu, Chiwen Qu, and Jiancai Peng. A non-invasive electric current sensor employing a modified shear-mode cymbal transducer. *Sensors and Actuators A*, 241:120–123, 2016.
- [64] Allegro MicroSystems. Fully Integrated, Hall Effect-Based Linear Current Sensor with 2.1 kVRMS Voltage Isolation and a Low-Resistance Current Conductor ACS712. Technical report, 2007.
- [65] Silvio Ziegler, Robert C. Woodward, Herbert Ho Ching Iu, and Lawrence J. Borle. Current sensing techniques: A review. *IEEE Sensors Journal*, 9(4):354–376, 2009.
- [66] K S K Weranga, Sisil Kumarawadu, and D P Chandima. *Smart metering design and applications*. Springer Singapore, 2014.
- [67] Analog Devices. EVAL-ADE9000EBZ User Guide. Technical report, 2017.
- [68] Zhihan Xu, Matt Proctor, Ilia Voloh, and Mike Lara. Evaluation of CT Saturation Impact for Various 87L Applications. 2015.
- [69] Analog Devices. High Performance, Multiphase Energy, and Power Quality Monitoring IC: ADE9000. Technical report, 2017.
- [70] Microchip. MCP7940M Timekeeping Features. Technical report, 2017.
- [71] Bashar Alohal, Kashif Kifayat, Qi Shi, and William Hurst. Group Authentication Scheme for Neighbourhood Area Networks (NANs) in Smart Grids. *Journal of Sensor and Actuator Networks*, 5(2):9, may 2016.

-
- [72] Walt Kester. MT-022 TUTORIAL ADC Architectures III: Sigma-Delta ADC Basics. Technical report, 2008.
- [73] Ecuaciones Significativas. *Electrónica : teoría de circuitos y dispositivos electrónicos*. Pearson Educación de México, 10ma edition, 2009.
- [74] Ovidiu Vermesan, Peter Friess, and Peter Friess. *Internet of Things: Global technological and societal trends*. River Publishers Aalborg, Denmark, 1ra edition, 2011.
- [75] R van Kranenburg and S Dodson. *The Internet of Things: A Critique of Ambient Technology and the All-seeing Network of RFID*. Network notebooks. Institute of Network Cultures, 2008.
- [76] Ibrahim Mashal, Osama Alsaryrah, Tein-Yaw Chung, Cheng-Zen Yang, Wen-Hsing Kuo, and Dharma P Agrawal. Choices for interaction with things on Internet and underlying issues. *Ad Hoc Networks*, 28:68–90, 2015.
- [77] Mahesh Kalmeshwar and Assoc. Professor Dr. Nandini Prasad K S. Internet Of Things: Architecture, Issues and Applications. *International Journal of Engineering Research and Applications*, 07(06):85–88, 2017.
- [78] Fatima Hussain. *Internet of Things Building Blocks and Business Models*. Springer International Publishing, 1ra edition, 2017.
- [79] P. P. Ray. A survey on Internet of Things architectures. *Journal of King Saud University - Computer and Information Sciences*, 30(3):291–319, 2018.
- [80] Dina Gamal Darwish and Elroda Square. Improved Layered Architecture for Internet of Things. *International Journal of Computing Academic Research*, 4(4):214–223, 2015.
- [81] Chiara Buratti, Andrea Conti, Davide Dardari, and Roberto Verdone. An Overview on Wireless Sensor Networks Technology and Evolution. *Sensors*, 9(9):6869–6896, aug 2009.
- [82] Yang Shuang-Hua. *Wireless sensor networks: Principles, Design and Applications*. Springer-Verlag London, 1ra edition, 2014.
- [83] Simone Cirani, Gianluigi Ferrari, Marco Picone, and Luca Veltri. *Internet of Things: Architectures, Protocols and Standards*. John Wiley & Sons, 1ra edition, 2019.

-
- [84] S. C. Mukhopadhyay and N. K. Suryadevara. *Internet of things: Challenges and opportunities*, volume 9. Springer International Publishing, 1ra edition, 2014.
- [85] S. Deering and R. Hinden. Internet Protocol, Version 6 (IPv6) Specification. Technical report, IETF, 1998.
- [86] P Thubert and R Cragie. IPv6 over Low-Power Wireless Personal Area Network (6LoWPAN) Paging Dispatch. Technical report, IETF, 2016.
- [87] R Fielding, J Gettys, J C Mogul, H Frystyk, L Masinter, P Leach, and T Berners-Lee. Hypertext Transfer Protocol – HTTP/1.1. Technical report, IETF, 1999.
- [88] Z Shelby, K Hartke, and C Borman. The Constrained Application Protocol (CoAP). Technical report, IETF, 2014.
- [89] I Fette and A Melnikov. The WebSocket Protocol. Technical report, IETF, 2011.
- [90] Richard Coppen, Andrew Banks, Ed Briggs, and Ken Borgendale. MQTT Version 5.0 OASIS Standard. Technical report, OASIS, 2019.
- [91] P. Saint-Andre. Extensible Messaging and Presence Protocol (XMPP): Core The. Technical report, IETF, 2011.
- [92] Dieter Uckelmann, Mark Harrison, and Florian Michahells, editors. *Architecting the internet of Things*, volume 3. Springer-Verlag Berlin, 1ra edition, 2011.
- [93] Gurudatt Kulkarni, Ramesh Sutar, and Jayant Gambhir. CLOUD COMPUTING-INFRASTRUCTURE AS SERVICE- AMAZON EC2. *International Journal of Engineering Research and Applications (IJERA)*, 2:117—125, 2012.
- [94] Foundation OpenJs. About | Node.js. <https://nodejs.org/en/about/>. Accessed: 2020-01-10.
- [95] Matthew Eernisse. EJS – Embedded JavaScript templates. <https://ejs.co/>. Accessed: 2021-01-10.
- [96] Salesforce. About Heroku | Heroku.
- [97] LabVolt. Labvolt series by festo didactic - power supply (8821-20). <https://labvolt.festo.com/solutions/>. Accessed: 2021-06-11.

-
- [98] Clamp on power logger PW3360 - Hioki. <https://www.hioki.com/global/products/pqa/power-loggers/>. Accessed: 2021-06-11.
- [99] Technology Readiness Level | NASA. <https://www.nasa.gov/directorates/heo/scan/engineering/technology/>. Accessed: 2021-08-17.

Apéndice A

Anexos

A.1 Repositorio firmware controlador de cargas

https://drive.google.com/drive/folders/1RSf6VFHKkdtY2AlJqOv_HiF9CzZFoTrQ?

A.2 Repositorio firmware medidor central

<https://drive.google.com/drive/folders/1yqQwWQkYXKAhvUtLBj7WM5pueBjsN1iq?>

A.3 Repositorio de la interfaz gráfica

<https://drive.google.com/drive/folders/11G53Qchk2Z1Dnu3t-3DNG0tVgAQykCYE?>

A.4 Esquemático del controlador de cargas

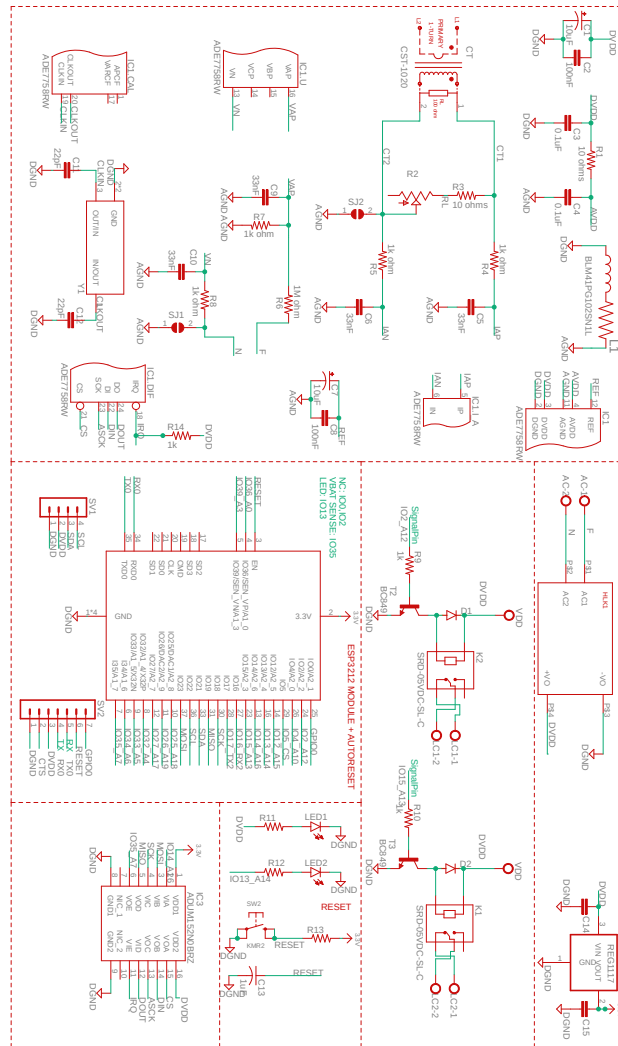


Figura A.1: Diagrama esquemático para la elaboración del circuito controlador de cargas.

A.5 PCB del controlador de cargas

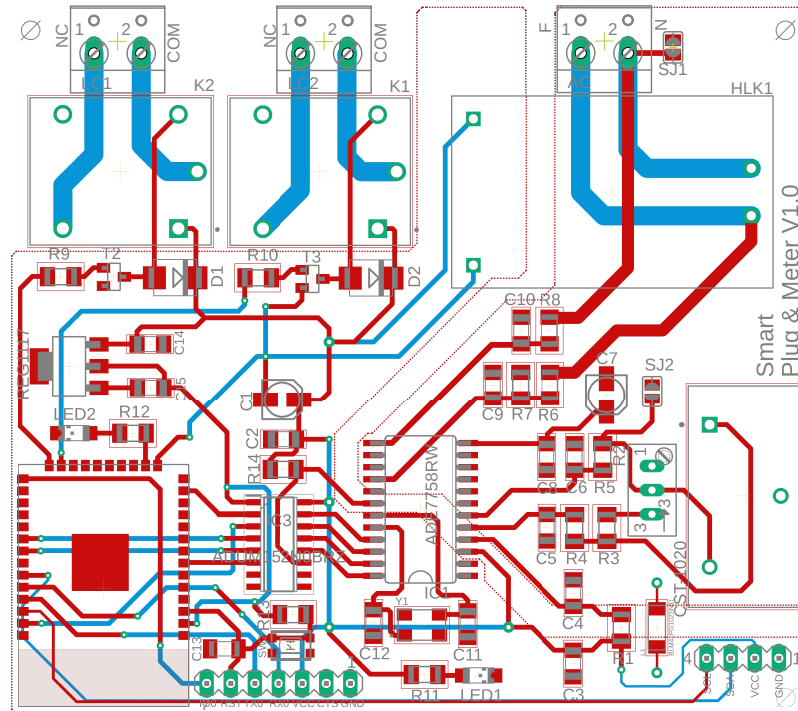


Figura A.2: Diseño del circuito impreso correspondiente al controlador de cargas.

A.6 Esquemático del medidor central

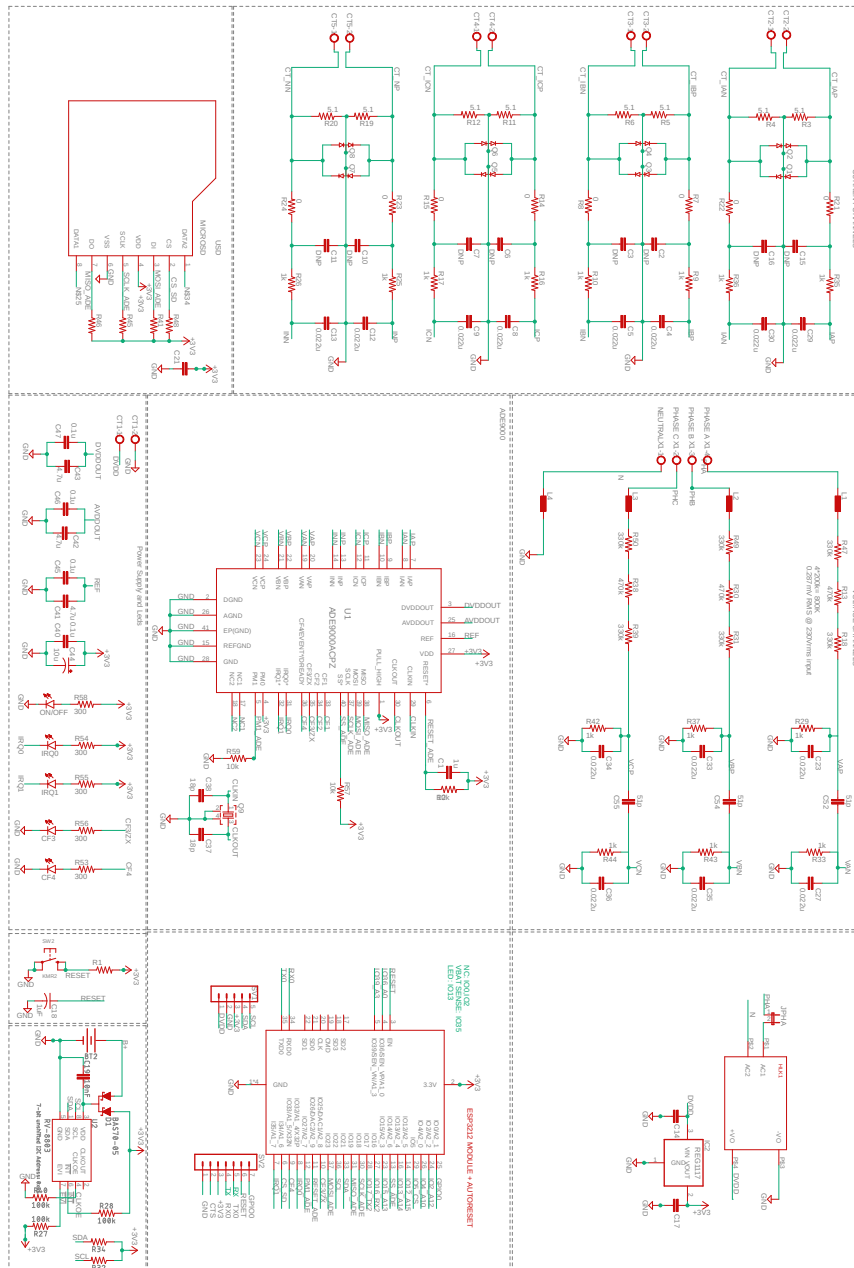


Figura A.3: Diagrama esquemático para la elaboración del medidor central.

A.7 PCB del medidor central

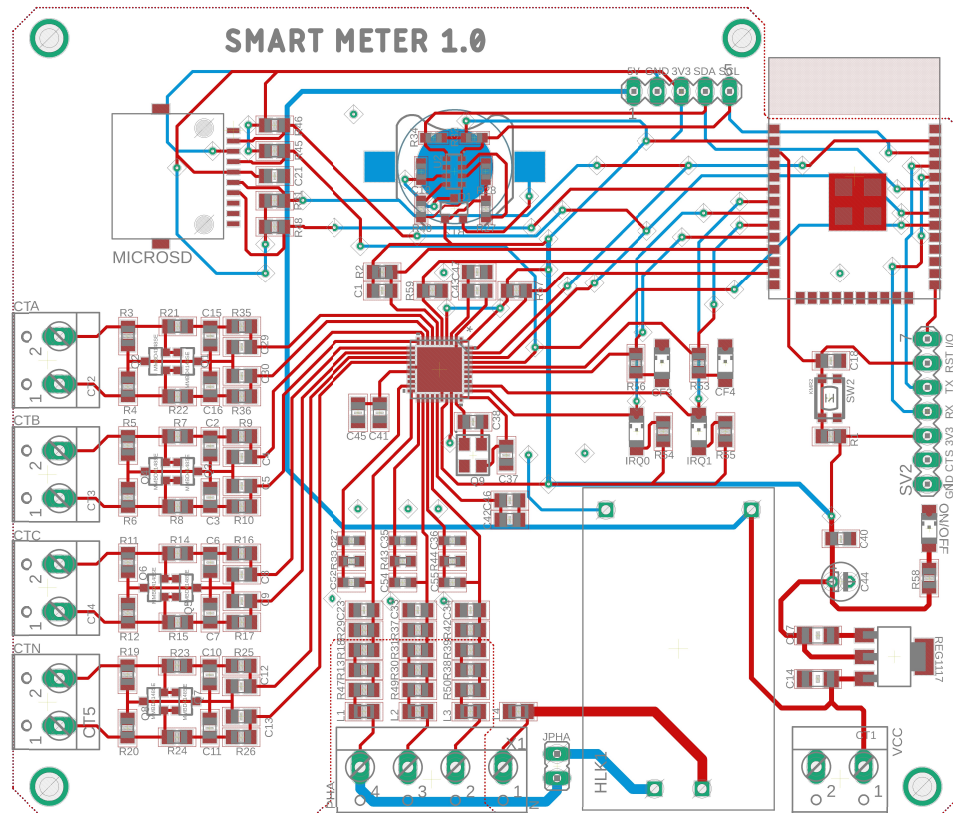


Figura A.4: Diseño del circuito impreso correspondiente al medidor central.