



REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA

UNIVERSIDAD DE CARABOBO

FACULTAD DE INGENIERÍA



Diseño e Implementación de un Sistema Digital de Medición de
Temperatura en Transformadores de Distribución.

Autores: Pedro Cabrera

Adrián Gutiérrez

Tutor: María G. Mago

Valencia, Diciembre 2013

Agradecimientos

*Primeramente a mis padres **Witemundo y Eleonora**, por su apoyo siempre incondicional; pilares fundamental de mi formación y mi ejemplo a seguir.*

*Al **Ing. Raúl Cabrera** todo su apoyo brindado para la realización del presente trabajo, sin el cual no hubiese sido posible.*

*A la empresa **TRANCE. C.A.** por permitimos sus instalaciones para la realización de las pruebas y ensayos necesarios.*

*A la **profesora María Gabriela Mago**, por su dedicación, paciencia y sobretodo sus enseñanzas y conocimientos que nos permitieron desarrollar y darle forma a este trabajo.*

Adrián Gutiérrez

Agradecimientos

*A mis padres **Pedro Gil** y **Mildred**, mis hermanos **Manuel** y **Rafael**, amigos y demás familiares, gracias por su apoyo.*

*Al **ing. Raúl Cabrera**, gracias a su apoyo fue posible este proyecto, excelente ingeniero, padre y maestro para mí.*

*A **Roraima Ramírez**, por toda su ayuda y comprensión, maravillosa persona y amiga.*

*A la **Ing. María Mago**, por sus enseñanzas, exigencia en la culminación y desarrollo de esta investigación. Gracias por sus consejos y asesoramiento.*

*Dedico todo mi trabajo y esfuerzo a **DIOS**, señor soy instrumento de tu voluntad...*

Pedro Cabrera

INDICE GENERAL

Índice General.....	i
Índice de Figuras.....	v
Índice de Cuadros.....	vii
Índice de Gráficos.....	viii
Anexos.....	ix
Introducción.....	x

1. Capítulo I: El problema

1.1. Planteamiento del problema.....	1
1.2. Formulación del problema.....	3
1.3. Objetivo general.....	3
1.4. Objetivos específicos.....	3
1.5. Justificación.....	4
1.6. Alcance y delimitaciones.....	5

2. Capítulo II: Marco Teórico

2.1. Antecedentes.....	8
2.2. Bases teóricas.....	10
2.2.1. El transformador eléctrico.....	10

2.2.2.	El transformador de distribución.....	10
2.2.2.1.	Partes de un transformador de distribución.....	11
2.2.3.	Fallas frecuentes en los transformadores de distribución.....	14
2.2.4.	Calentamiento de los transformadores.....	16
2.2.5	Ciclo de vida del transformador.....	17
2.2.5.1.	Temperaturas en régimen permanente.....	19
2.2.5.2.	Modelo de distribución de temperatura.....	20
2.2.6.	Medición de temperatura.....	21
2.2.6.1.	Limites observables de elevación de temperatura.....	22
2.2.6.2.	Medición de temperatura en el aceite.....	22
2.2.6.3.	Medición de temperatura en los devanados.....	23
2.2.6.4.	Medición de temperatura del tanque y núcleo ferromagnético.....	24
2.2.7.	Diseño del sistema de medición.....	24
2.2.7.1.	Microcontrolador (PIC).....	25
2.2.7.2.	Entorno Gráfico en LabVIEW.....	26
2.2.7.3.	Gráficos en AutoCAD.....	29
2.3.	Definición de términos básicos.....	30

3. **Capítulo III: Marco metodológico.**

3.1.	Tipo y diseño de investigación.....	32
3.2.	Técnicas de recolección de datos.....	32
3.2.1.	Técnicas documentales.....	33
3.2.2.	Entrevistas.....	33
3.2.3.	Técnicas en el área de ensayos térmicos.....	33
3.3.	Técnicas de análisis de datos.....	34
3.4.	Diseño de las fases metodológicas.....	34
3.5.	Unidad de estudio y análisis.....	35
3.6.	Materiales y recursos necesarios.....	36

4. **Capítulo IV: Resultados.**

4.1.	Puntos de medición de temperatura.....	37
4.2.	Diagrama circuital del sistema de medición de temperatura.....	39
4.3.	Comunicación Inalámbrica.....	42
4.4.	Gráficos del transformador realizados en AutoCAD.....	43
4.5.	Programación del microcontrolador.....	45
4.6.	Diagrama de flujo del código realizado en Lenguaje C.....	46
4.7.	Programación para realizar la interfaz gráfica en LabVIEW	48
4.8.	Diagrama de flujo del código realizado en LabVIEW.....	48
4.9.	Interfaz gráfica en LabVIEW.....	49
4.10.	Ensayo de aumento de temperatura.....	52

4.10.1. Ensayo de aumento de temperatura en el transformador de 5 KVA.....	53
4.10.2. Gráficas Aumento de temperatura en el transformador de 5 KVA.....	55
4.10.3. Ensayo de aumento de temperatura en el transformador de 25 KVA.....	57
4.10.4. Gráficas Aumento de temperatura en el transformador de 25 KVA.....	59
4.11. Funcionamiento del dispositivo de medición.....	60
4.12. Funcionamiento de la interfaz gráfica.....	61
5. Capítulo V: Análisis de Resultados.	
5.1. Conclusiones.....	62
5.2. Recomendaciones.....	64
6. Bibliografía.....	65

ÍNDICE DE FIGURAS

1.	Figura 2.1: Partes del transformador de distribución monofásico.....	11
2.	Figura 2.2: Circulación de aceite en dentro del transformador de distribución monofásico.....	17
3.	Figura 2.3: Diagrama de flujo de calor de los transformadores de distribución monofásicos.....	20
4.	Figura 2.4: Diagrama de patas PIC 16F689.....	26
5.	Figura 4.1: Recubrimiento de los sensores de temperatura.....	38
6.	Figura 4.2: Recubrimiento con papel aislante de los sensores.....	38
7.	Figura 4.3: Ubicación de sensores en el transformador de distribución monofásico.....	39
8.	Figura 4.4: Símbolo RTD.....	40
9.	Figura 4.5: Curva característica de resistencia de un sensor RTD PT1000....	40
10.	Figura 4.7: Conexión del PIC 16F689.....	42
11.	Figura 4.8: Núcleo ferromagnético.....	43
12.	Figura 4.9: Núcleo ferromagnético y el devanado de baja tensión.....	44
13.	Figura 4.10: Núcleo ferromagnético y el devanado de alta tensión.....	44
14.	Figura 4.11: Transformador completo.....	45
15.	Figura 4.12: Transformador completo.....	45
16.	Figura 4.13: Diagrama de flujo del código desarrollado en lenguaje C.....	47
17.	Figura 4.14: Diagrama de flujo del código desarrollado en LabVIEW.....	48

18.	Figura 4.15: Vista de usuario del programa en LabVIEW.....	49
19.	Figura 4.16: Partes constitutivas de la interfaz (vista superior).....	50
20.	Figura 4.17: Partes constitutivas de la interfaz (vista inferior).....	50
21.	Figura 4.18: Detalle de las lecturas de los sensores.....	51
22.	Figura 4.19: Vista del gráfico de temperatura.....	51
23.	Figura 4.20: Funcionamiento del dispositivo de medición.....	60
24.	Figura 4.21: Funcionamiento de la interfaz gráfica.....	61

ÍNDICE DE CUADROS

1.	Cuadro 3.1: Muestra de Expertos.....	36
2.	Cuadro 3.2: Cronograma de actividades.....	37
3.	Cuadro 4.1: Mediciones de temperatura en el transformador de 5KVA.....	53
4.	Cuadro 4.2 Temperatura en el transformador de 5KVA aplicando el factor de corrección por potencia.....	54
5.	Cuadro 4.3 Temperatura en el transformador de 5KVA.....	55
6.	Cuadro 4.4: Mediciones de temperatura en el transformador de 25KVA.....	58
7.	Cuadro 4.5: Temperatura en el transformador de 25 KVA.....	59

Índice de Gráficos

1. Gráfico 4.1: Aumento de temperatura en el núcleo del transformador de 5 KVA.....	55
2. Gráfico 4.2: Aumento de temperatura en el devanado de baja tensión del transformador de 5 KVA.....	56
3. Gráfico 4.3: Aumento de temperatura en el aceite dieléctrico del transformador de 5 KVA..	56
4. Gráfico 4.4: Aumento de temperatura en el núcleo del transformador de 25 KVA.....	59
5. Gráfico 4.5: Aumento de temperatura en el devanado de baja tensión del transformador de 25 KVA.....	59
6. Gráfico 4.6: Aumento de temperatura en el aceite dieléctrico del transformador de 25 KVA.....	60

ANEXOS

Anexo N°1

Programación del PIC en Lenguaje C.

Anexo N°2

Programación de la interfaz gráfica en LabVIEW.

Anexo N°3

Memoria Construcción de transformadores e instalación de los sensores.

Anexo N°4

Norma COVENIN venezolana 536 de ensayo de aumento de temperatura.

Introducción

Hoy en día la energía eléctrica es un servicio indispensable para realizar todas las tareas más cotidianas, tanto a nivel residencial como industrial. Ahora bien, dentro de los sistemas de potencia a gran escala, las redes de distribución son las encargadas de llevar dicha energía a los usuarios finales, bajo ciertas condiciones de confiabilidad y calidad de energía. Para tal fin existen distintas partes constitutivas fundamentales como lo es el transformador eléctrico; equipo que se encarga de reducir el voltaje a un nivel manejable para los usuarios.

El transformador está constituido principalmente por un tanque de acero, un núcleo ferromagnético y los devanados de alta y baja tensión. Siendo un equipo tan importante, se debe considerar su funcionamiento y las variables que pueden llegar a afectarlo, como lo son sobretensiones, sobrecargas pero por sobre todo su temperatura de operación. Esto debido a que la temperatura a la que está sometido afecta directamente la vida útil del transformador, pudiendo incluso llegar a dañar completamente sus partes fundamentales. Es por ello, que el presente trabajo busca diseñar e implementar un sistema digital de medición de temperatura para transformadores de distribución monofásicos, de tal modo que permita conocer en tiempo real la temperatura de las partes constitutivas más importantes del transformador.

El presente trabajo se estructuró de la siguiente manera:

Inicialmente, en el Capítulo I se comienza por la Formulación del Problema, para luego definir los Objetivos de la investigación. A continuación se presenta la justificación y luego se definen el alcance y las delimitaciones de la investigación.

Seguidamente, en el Capítulo II se presenta el Marco Teórico de la investigación, primeramente los Antecedentes que describe las publicaciones anteriores que fueron utilizados para sustentar la presente investigación; luego en las Bases Teóricas, está toda la teoría que fue requerida para el presente trabajo.

A continuación, en el Capítulo III está el Marco Metodológico se presenta el tipo y diseño de investigación, seguido por las técnicas de recolección de datos y las técnicas documentales. Posteriormente se encuentran las fases de la investigación que define los pasos a seguir para cumplir con los objetivos planteados inicialmente. Por último se presenta el cronograma de actividades donde se muestra cronológicamente como se desarrolló este trabajo.

Posteriormente, en el Capítulo IV se muestran los resultados del presente trabajo, Cómo se construyó el dispositivo y como se formuló la interfaz gráfica, seguido de los ensayos térmicos a los transformadores de 5 y 25 KVA y sus respectivas gráficas, finalmente se muestran unas fotografías del funcionamiento del dispositivo de medición y de la interfaz gráfica.

En el Capítulo V, se presentan las Conclusiones que dejó la presente investigación y las una serie de Recomendaciones que podrían darle continuidad.

Finalmente en los Anexos, se presentan los códigos desarrollados para programar el PIC utilizando lenguaje C y el código para programar la Interfaz Gráfica de LabVIEW. Por último una serie de imágenes que muestran la construcción de los transformadores y la instalación de los sensores térmicos.

Capítulo I

El problema.

1.1. Planteamiento del problema

En Venezuela y el mundo, para disminuir las pérdidas en la transmisión y distribución de energía eléctrica, se elevan las tensiones en las grandes centrales generadoras, disminuyendo así las corrientes que circulan en las largas líneas de transmisión. Posteriormente a medida que se acercan dichas las líneas a los centros de consumo se disminuyen nuevamente las tensiones a niveles manejables por los usuarios residenciales e industriales.

Ahora bien, para que este proceso ocurra se necesita principalmente al transformador eléctrico. El cual es un equipo que mediante el principio de inducción de Faraday permite variar los niveles de tensión y corriente conservando idealmente la misma potencia de entrada.

En la realidad, el transformador presenta pérdidas de energía, que se manifiestan con un incremento paulatino y progresivo de su temperatura, ocasionando una disminución de su vida útil, daños a sus componentes internos y hasta la destrucción total del equipo.

Por esta razón lo cual el control de la temperatura durante su operación se convierte en uno de los factores que más afectan la eficiencia del transformador; y por consiguiente, es una variable crítica en su funcionamiento, dado que un incremento progresivo ocasiona el deterioro del aceite dieléctrico que sirve de refrigerante, además de producir calentamiento en los devanados por efecto Joule, así como también, en el núcleo debido a corrientes parásitas de Foucault. Por esta razón, las mediciones de temperatura en tiempo real permitirán verificar el funcionamiento del equipo bajo diferentes condiciones de operación, dando alertas a los operadores del sistema. Hay que considerar estas mediciones, en las distintas partes, por ejemplo: carcasa, aceite dieléctrico, núcleo, bobinas de alta y baja

tensión, dado que representan las partes constitutivas más importantes. También debe verificarse la temperatura ambiente, debido a los efectos en las partes internas del equipo [1].

En este mismo orden de ideas, la medición de la temperatura permitirá evaluar cambios en las propiedades del material aislante que ocasionen un sobrecalentamiento en el transformador, incrementando las posibilidades de que se produzca un arco eléctrico entre las bobinas de baja y alta tensión. Lo anterior se debe a la descomposición química del aceite dieléctrico que da origen a componentes ácidos que deterioran el equipo e incrementan los valores de rigidez dieléctrica [2].

En otro orden de ideas, debido a la amplitud de las redes de distribución eléctrica, uno de los tipos de transformador más utilizado, es el transformador de distribución monofásico de poste, debido a su bajo costo y fácil manejo. Estando su uso extendido a lo largo de todas las compañías de distribución de energía, así como también a los grandes consumidores que poseen subestaciones propias.

En Venezuela, no existe el monitoreo de temperatura en tiempo real en los transformadores de distribución monofásicos de poste, lo cual permitiría detectar posibles fallas que afecten a los mismos, y en consecuencia, mejorar los valores normalizados de calidad y eficiencia energética para los usuarios residenciales o industriales, tal y como lo establece la GO N° 38.006.

Por lo indicado anteriormente, se plantea la fabricación de dos (02) transformadores monofásicos de poste para el Laboratorio de Máquinas Eléctricas de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Carabobo, que incluyan en su diseño un sistema digital para el monitoreo de su temperatura en tiempo real, impulsando de esta manera el desarrollo tecnológico en las empresas del sector eléctrico, tanto a nivel nacional como internacional.

Por otra parte, el sistema eléctrico nacional debe garantizar continuidad en el suministro de energía eléctrica, realizando inversiones para optimizar la distribución de energía, por lo tanto, la creación de un sistema digital de temperatura, permitirá el monitoreo de las variables de funcionamiento del transformador de distribución, verificando si éstas se

encuentran dentro de los valores nominales establecidos, previniendo la ocurrencia de fallas, que a largo plazo, mejorará el rendimiento de estos equipos, prolongando su vida útil [3].

1.2. Formulación del Problema.

El diseño de un sistema de medición de temperaturas en distintos elementos del núcleo del transformador de distribución permitirá la verificación de valores nominales establecidos por los fabricantes utilizando un dispositivo inalámbrico que transmitirá la información a una interfaz gráfica, y en caso de existir alguna irregularidad, se tomen acciones en la prevención de fallas, lo cual optimizará las condiciones de operación del sistema eléctrico.

1.3. Objetivo General.

Diseñar un sistema de medición de temperaturas en transformadores monofásicos de 25 KVA y 5 KVA respectivamente, utilizando un sistema digital para el procesamiento de datos que permita observarlos y evaluarlos a través de una interfaz gráfica en el Laboratorio de Máquinas Eléctricas de la Universidad de Carabobo.

1.4. Objetivos Específicos.

1. Identificar las variables térmicas asociadas al transformador de distribución monofásico.
2. Diseñar un sistema de medición de temperatura para cada uno de los elementos de interés del transformador monofásico.
3. Diseñar una Interfaz gráfica que permita observar cada una de las variables de medición.
4. Instalar los sensores de temperatura en los transformadores de distribución monofásicos de poste de 25 KVA y 5 KVA.

1.5. Justificación

La creación de un sistema digital de medición de temperatura para los transformadores de distribución monofásicos de poste, permitirá observar su comportamiento en tiempo real, estudiar las variables térmicas que ayuden en la implementación de planes de mantenimiento predictivo controlando el funcionamiento del equipo de manera más óptima, alertando a los operadores del sistema cuando comienza a disminuir su rendimiento, previniendo la ocurrencia de fallas.

Ajustándose a este enfoque, el sistema eléctrico nacional garantizará en un alto porcentaje, la continuidad en el suministro de energía eléctrica, evitando el reemplazo de transformadores en forma imprevista, así como también interrupciones prolongadas y variaciones de tensión en las redes de distribución, ya que una disminución tanto en pérdidas técnicas como en equipos, significa un ahorro significativo para las empresas del sector eléctrico. Es en esta constante búsqueda de mejoras, donde surge la necesidad, de implementar un sistema de mantenimiento predictivo para los transformadores de distribución monofásicos de poste, garantizando la calidad en operación de manera más eficiente y efectiva. Como un aporte relevante, la presente investigación plantea de forma innovadora, la utilización de equipos tecnológicos que garanticen un sistema de medición confiable, seguro y de fácil operación, que pueda ser usado por las compañías responsables de la distribución eléctrica, garantizando un funcionamiento inmejorable para estos equipos.

La importancia y justificación del sistema de medición es planteada a continuación:

1. La investigación representará un aporte académico en pro de los avances tecnológicos para el desarrollo científico apoyando las políticas de mantenimiento predictivo/preventivo en las empresas del sector eléctrico, tanto nacional como internacionalmente.
2. Está enfocada dentro de las líneas de investigación del Departamento de Potencia de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Carabobo, dentro del área de mantenimiento preventivo/predictivo de equipos y sistemas, así como también en los

algoritmos de cálculo, modelación y simulación de sistemas eléctricos y tecnología didáctica en formatos electrónicos.

3. La investigación facilitará y sustentará nuevos trabajos dirigidos hacia el estudio de sistemas de detección de fallas en transformadores monofásicos en Venezuela y otras regiones del continente.
4. Estrechará lazos de cooperación entre la Universidad de Carabobo, y otros sectores eléctricos que intervienen en la distribución de energía eléctrica.

El desarrollo de este trabajo tendrá influencia en el desarrollo de otras investigaciones que mejoren las variables térmicas que intervienen en la eficiencia de un transformador de distribución monofásico de poste cuyo aporte significativo favorecerá a los consumidores finales de electricidad, es decir, mejoras en los indicadores de calidad de vida para todos los usuarios.

1.6. Alcance y delimitaciones.

- **De espacio (Geográfico):** Los sensores de temperatura serán instalados en los transformadores de distribución monofásico de 25 KVA y 5 KVA respectivamente, en la empresa Transformadores del Centro, ubicada en la Zona Industrial de Loma Linda, Guacara, Estado Carabobo. Los equipos serán ubicados en las instalaciones del laboratorio de máquinas eléctricas de la Universidad de Carabobo.
- **De tiempo:** El estudio, diseño e implementación de este trabajo de investigación se llevará a cabo desde el mes de Enero del año 2013 hasta el mes de Junio del año 2013.

- **De contenido:** La presente investigación está basada en el diseño e implementación de un sistema de medición de temperatura en transformadores monofásicos de 25 KVA y 5 KVA respectivamente, que por medio de una interfaz gráfica podrá monitorear cada una de las variables de interés; estando dicho sistema de medición enfocado a la línea de investigación de algoritmos de cálculo y tecnología didáctica en formatos electrónicos.

La medición de las distintas variables de temperatura serán herramientas fundamentales para el diagnóstico de fallas y confiabilidad de estos equipos, y posteriormente, ejecutar acciones focalizadas a la línea de investigación de mantenimiento predictivo/preventivo que apoyen estas políticas en las empresas del sector eléctrico.

Capítulo II

Marco Teórico.

Los transformadores eléctricos fueron empleados para resolver las necesidades de transmisión de energía eléctrica desde la central de generación hasta los consumidores o usuarios finales, permitiendo la expansión de las líneas de transmisión y mayor alcance en la distribución de la energía eléctrica. Sin estos equipos eléctricos, la transmisión de la electricidad no sería como la conocemos actualmente, sería difícil transportar grandes bloques de energía de manera eficiente, ya que, para evitar grandes pérdidas de energía se necesita elevar la tensión en los centros de generación y luego reducirlo, a través del transformador eléctrico y así suministrar energía a los centros de carga o consumo.

En este apartado se señalarán los estudios previos referentes al presente trabajo de investigación y se describirá el principio general del transformador eléctrico, origen de sus fallas, aspectos térmicos y aspectos relacionados específicamente, a los transformadores de distribución monofásicos. Abordando finalmente, los aspectos teóricos del sistema de medición de temperatura planteado.

2.1. Antecedentes.

Las investigaciones citadas a continuación han sido guías para el inicio de las bases teóricas del presente trabajo.

Mago, M (2011), realizó un trabajo de investigación titulado “*Análisis de fallas en transformadores de distribución utilizando métodos no convencionales*” en el Área de Estudios de Postgrado de la Universidad de Carabobo que muestra el diagnóstico de fallas en transformadores de distribución, basado en una metodología que utiliza ensayos no destructivos y pruebas de tensión mecánicas. Tal diagnóstico, contempla procedimientos utilizados para evaluar el tiempo de vida útil que tienen estos equipos, comparando la calidad de los materiales con que son fabricados, utilizando métodos no convencionales a restos de equipos fallados, de tal manera que, aumente la experticia de calificación de fallas probables. Esta investigación realiza un aporte conceptual sobre las causas comunes de fallas en los transformadores de distribución [3].

En otro orden de ideas los autores Sacchi, J y Rifaldi, A (1995), investigadores de la Universidad de la Plata, Argentina elaboraron un libro titulado “*Cálculo y diseño de máquinas eléctricas*” donde recopilan todas sus investigaciones sobre los transformadores, motores y generadores en distintos volúmenes, siendo el capítulo 9 del volumen 5 titulado “*Calentamiento y solicitaciones que afectan el aislamiento de los transformadores*”, el cual es de interés en la presente investigación, porque explican detalladamente los aspectos térmicos asociados a los transformadores, su modelo, fallas y como todas éstas afectan la vida útil de la máquina eléctrica. Este trabajo revela cómo se genera la temperatura dentro del transformador, su distribución geográfica, como fluye a través del tanque que lo contiene, la generación de puntos calientes y la acción de los agentes refrigerantes. Lo anterior deriva en un modelo térmico del transformador de distribución, que es una de las premisas de esta propuesta de investigación. Además, expone los problemas que pueden suscitarse por el sobrecalentamiento del transformador y la influencia de la temperatura, y consecuentes daños a los elementos aislantes de estos equipos [4].

Otra investigación relacionada fue la realizada por Quintero, J (2003) titulada *“Estudio de sobrecarga en transformadores de potencia sumergidos en aceite basado en el análisis de la expectativa de vida del aislamiento en función del tiempo y la temperatura”* de la Universidad de los Andes en Venezuela, cuya investigación está basada principalmente, en la incertidumbre al momento de requerir de un transformador una carga nominal mayor, generando daños progresivos como por ejemplo, reducción acelerada de la vida útil del equipo, hasta daños permanentes. Fue realizado un estudio del deterioro del aislamiento del transformador en función del tiempo, temperatura, contenido de humedad y oxígeno, lo cual permitió, conocer detalladamente cómo afecta la sobrecarga al transformador, sus causas y consecuencias térmicas, y a su vez; como éstas aceleran la descomposición del aceite dieléctrico disminuyendo la vida útil de la máquina [5].

Siguiendo el mismo orden de ideas, se consultó una norma publicada por la IEEE Standard C57.12.90-1999 correspondiente a *“Standard test code for liquid-immersed distribution, power, and regulating transformers”* el cual es un estándar donde se especifican las definiciones y los métodos para la realización de distintos ensayos en los transformadores de distribución inmersos en aceite, transformadores de potencia y de regulación, entre otros, que incluye procedimientos para las mediciones de resistencia, ensayo de polaridad y relación de fase, ensayo de pérdidas en vacío, medición de corriente de excitación, impedancia y pérdidas con carga, pruebas dieléctricas, pruebas de temperatura, ensayo de cortocircuito, medición de niveles de sonido audibles y el cálculo y certificación de los datos obtenidos. Esta norma identifica de forma específica, los puntos donde debe realizarse la medición de la temperatura en el transformador de distribución para un óptimo muestreo de las variables térmicas, concretamente de la temperatura ambiente, aceite dieléctrico, devanados y puntos calientes, además de varias recomendaciones en cuanto a los tipos de instrumentos que se pudieran emplear para estas mediciones [1].

2.2. Bases teóricas.

2.2.1. El transformador eléctrico.

Según la publicación de Pedro Avelino Pérez pp: 03 a 05 “*El transformador es un equipo eléctrico que por inducción electromagnética transfiere energía eléctrica de uno o más circuitos, a uno o más circuitos a la misma frecuencia, usualmente aumentando o disminuyendo los valores de tensión y corriente eléctrica*”. Según su potencia de operación son clasificados transformadores de potencia para potencias mayores de 500 KVA, y en transformadores de distribución, para aquellas potencias entre 5 y 500 KVA, los cuales serán objeto estudio en la presente investigación [6].

2.2.2. El transformador de distribución.

Los transformadores de distribución son equipos utilizados en los sistemas de distribución de energía eléctrica, reduciendo la tensión hasta los niveles requeridos para el consumo de usuarios residenciales o industriales, estos pueden ser: trifásicos y monofásicos. [2]

En Venezuela, la norma CADAFE 375-98 establece, que los transformadores de distribución monofásicos en servicio continuo, tienen una capacidad desde de 10 KVA, 15 KVA, 50 KVA, 75 KVA, 100 KVA y 167 KVA. En Colombia los transformadores de distribución monofásicos normalizados según la NTC 818 tienen una capacidad que va desde 5 KVA, 10 KVA, 15 KVA, 25 KVA, 37,5 KVA, 50 KVA, 75 KVA, 100 KVA hasta 167,5 KVA, también hay transformadores de 3 KVA ubicados en regiones agrícolas, avalados por las distintas empresas eléctricas[7,8].

2.2.2.1. Partes de un transformador de distribución.

En Venezuela, según la norma COVENIN 536-94, existen dos clases de transformadores de distribución, transformadores tipo seco, que son refrigerados por aire y transformadores sumergidos en líquido aislante, cuyo núcleo y devanados se encuentran sumergidos en líquido aislante. El objetivo de estudio de este proyecto es el transformador de distribución monofásico sumergido en aceite aislante, el mismo está conformado por cuatro secciones las cuales se definen a continuación:

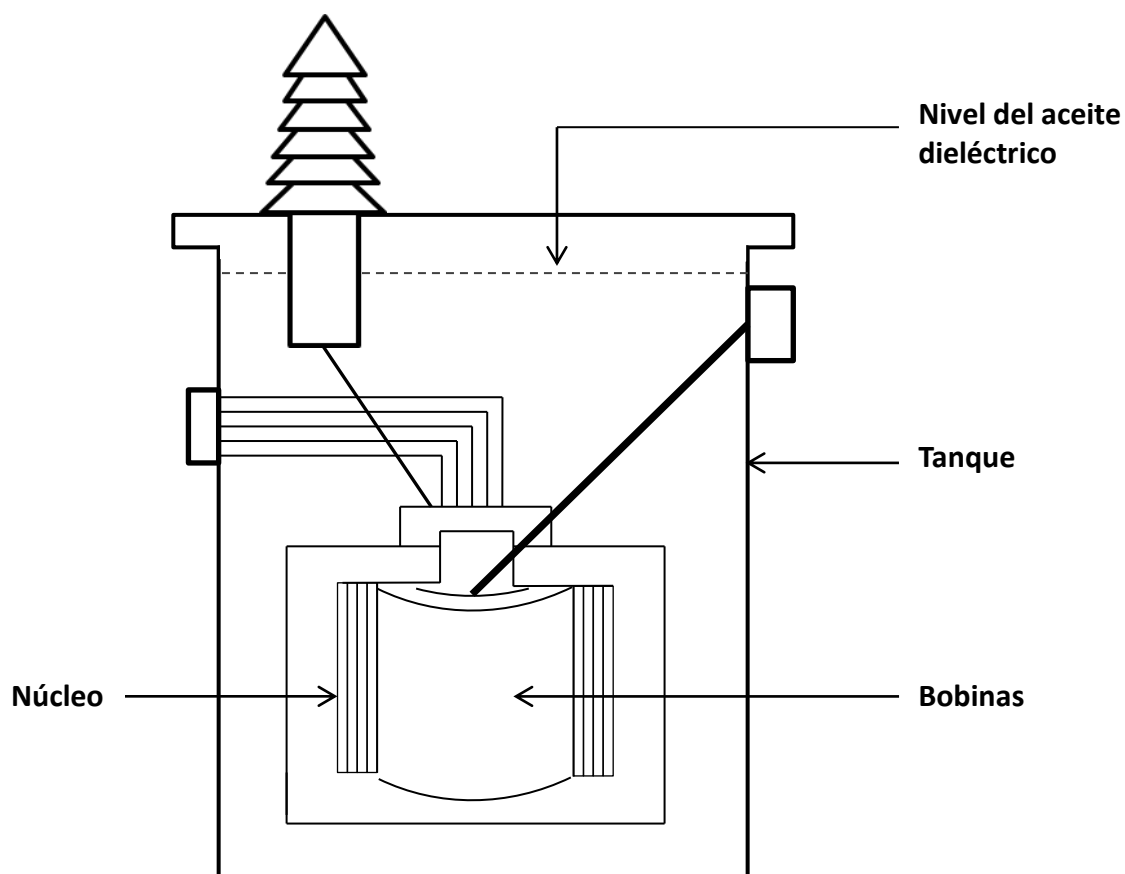


Figura 2.1: Partes del transformador de distribución monofásico.
Autores: Cabrera Pedro, Gutiérrez Adrian

- **Núcleo.** Es el elemento del transformador que permite la circulación del flujo magnético que concatenará los devanados, por esta razón es conocido también, como el circuito magnético del transformador. Típicamente, se fabrica de acero al silicio seccionado en chapas metálicas aisladas entre ellas con aislantes inorgánicos en un proceso conocido como “carlite”, el cual consiste en la aplicación de una capa especial aislante aplicada en el proceso final de planchado y recocido. Las pérdidas totales en el núcleo están definidas como las pérdidas por histéresis, producidas por la energía convertida en calor por la oposición del material al cambio de estado magnético, más las pérdidas por corrientes de Foucault, presentes en forma de calor debido a efecto Joule [9].

- **Devanados.** Estos conforman el circuito eléctrico del transformador de distribución formado por conductores típicamente de cobre altamente conductivo o aluminio, siendo recubiertos por materiales aislantes. Existen al menos un par de devanados en estos transformadores, en donde por uno de ellos se energiza con el nivel de voltaje de la red, al circuito magnético, y en el otro devanado; se induce tensión, cuyo nivel corresponderá con la relación de transformación propia del equipo. Generalmente en Venezuela, los transformadores de distribución monofásicos son fabricados con dos devanados secundarios con capacidad de 120 V cada uno, permitiendo su conexión en serie para una tensión total de 240 V [10]. Cuando el transformador entrega potencia al consumidor existen pérdidas asociadas a los devanados por la circulación de corriente las cuales se traducen en calor por efecto Joule.

- **Sistema de aislamiento.** El sistema de aislamiento consiste en un conjunto de materiales con propiedades aislantes con la finalidad de no permitir la conducción eléctrica entre puntos claves del transformador, que pueden causar el mal funcionamiento o fallas como cortocircuitos, para evitar esto, se aíslan las capas de un mismo devanado, también se aíslan los devanados contra otros devanados, conexión a tierra, el núcleo y las partes de acero que conforman la estructura [11].

Según la norma COVENIN 3254-96, el sistema de aislamiento debe cumplir con cuatro importantes funciones:

- Soportar las tensiones relativamente altas, sucedidas en servicio normal (esfuerzo dieléctrico). Incluyendo ondas de impulso y transitorios.
- Prevenir excesivas acumulaciones de calor (transmisión de calor).
- Mantener las características deseadas para un período de vida aceptable, dando un adecuado mantenimiento.

Según la norma COVENIN 532, Los materiales que conforman este sistema de aislamiento son:

- Cartón prensado (pressboard).
- Papel kraft normal o tratado (insuldur).
- Papel manila y corrugado.
- Cartón prensado de alta densidad.
- Collares de cartón prensado laminados.
- Esmaltes y barnices.
- Recubrimientos orgánicos e inorgánicos para la laminación del núcleo.
- Porcelanas (boquillas).
- Recubrimientos de polvo epóxico.
- Madera de maple o machiche para armados.
- Fibra vulcanizada.
- Algodón (hilos, cintas).
- Plásticos y cementos.
- Aceite dieléctrico.

La norma COVENIN 532, también indica los requisitos mínimos que deben cumplir los materiales de aislamiento. A lo largo del período de vida del transformador, es necesario la fortaleza de las propiedades de los materiales; tales propiedades como la resistencia a la corrosión, resistencia a altas temperaturas y absorción del aceite para aumentar el nivel de aislamiento en el caso del papel, el cartón, la madera y el algodón, ya que un debilitamiento

de estas propiedades modificaría su rigidez dieléctrica y produciría un deterioro continuo de los materiales que finalmente ocasionarán alguna falla eléctrica o mecánica.

- **Tanque y accesorios.** los transformadores de distribución monofásicos sumergidos en aceite, son construidos con un tanque de almacenamiento sellado herméticamente para contener el aceite que funciona como aislante y refrigerante, además de proteger tanto los devanados interiores así como también el núcleo y demás componentes internos, del ambiente externo.

Esta carcasa también debe permitir el flujo del calor interno hacia el exterior, mediante radiación para el óptimo funcionamiento del equipo.

También existen otros accesorios presentes en los transformadores de distribución como las boquillas de porcelana A.T, y B.T. los taps o cambiadores de derivaciones, terminales de cobre A.T, y B.T. y válvula de muestreo de aceite.[8]

2.2.3. Fallas frecuentes en los transformadores de distribución.

Desde la perspectiva general existen tres tipos de fallas típicas en los transformadores y se pueden clasificar de la siguiente forma:

Arco eléctrico. Es una combustión súbita generalizada producida por descargas eléctricas, que producen liberaciones de energía en forma de calor y ondas de presión; generalmente producidas entre los devanados y el núcleo o entre los devanados y el tanque del transformador. Este fenómeno es principalmente ocasionado por la falla de las protecciones del transformador, impurezas en la superficie del aislamiento de los devanados o la corrosión de éstos en los puntos de conexiones; debilitando el contacto entre conductores y aumentando la resistencia entre éstos. Por su parte, la presencia de humedad dentro del tanque almacenador del transformador y la modificación y pérdida de las propiedades

químicas aislantes del aceite dieléctrico son factores que facilitan la aparición de los arcos eléctricos. [12]

Debido al intenso calor que producido por el arco eléctrico, se pueden llegar a fundir o incluso evaporar distintos materiales internos del transformador, como por ejemplo conductores de los devanados o el aislamiento que existe entre las espiras de los devanados; creando cortocircuitos y ocasionando hasta un deterioro permanente en el equipo. Por lo cual sería necesario su reemplazo para la reconexión del servicio eléctrico. [12]

Descargas parciales. Este fenómeno es producido dentro de la cavidad debido a la existencia de un campo eléctrico suficientemente grande en su interior, generando una descarga eléctrica tanto en los medios aislantes líquidos como en los sólidos, ionizando el gas que se encuentra en su interior, es por ello que el campo eléctrico luego de la descarga es casi nulo. La frecuente aparición de las descargas parciales deteriora continuamente el material aislante, disminuyendo su vida útil al originar rupturas dieléctricas consecuentes. En este orden de ideas, en los transformadores de distribución está directamente asociado a la sobretensión, ya sea por orígenes atmosféricos o por sobrecargas [12].

Térmicas. Su principal causa es la sobrecarga, ya que cuando por el transformador circulan corrientes superiores a la nominal se originan aumentos de temperatura en los arrollados, aislamientos, aceite, elementos de fijación y conexiones de salida; superando los niveles de referencia establecidos por los fabricantes. Esto provoca una descomposición química progresiva del aceite dieléctrico en el transformador y una variación de la humedad del gas del aislamiento. Por su parte también se incrementan los valores de inducción magnética en los componentes metálicos debido al flujo disperso, generando calentamiento de dichas partes por efecto del aumento de las pérdidas por histéresis. [6]

Lo señalado anteriormente cobra gran importancia en la presente investigación, ya que este tipo de fallas son las que se buscan prevenir al implementar el sistema de medición de temperatura. [6]

2.2.4. Calentamiento de los transformadores.

El transformador es un dispositivo térmicamente heterogéneo, debido a que está compuesto por materiales varios, por ejemplo: el núcleo del equipo se fabrica de chapas de acero al silicio, las bobinas de alta y baja tensión son de cobre ambas o se combinan entre cobre y aluminio, se utiliza papel aislante *presspan* tipo B, aceite dieléctrico para refrigerarlo interiormente, etc; es decir, que el proceso es complejo y diverso, por lo tanto, las zonas descritas anteriormente presentan calentamientos diferentes, siendo necesario verificar rangos de temperatura interna en distintos puntos del equipo.

Las zonas donde se produce calor serán aquellas donde existirán las pérdidas magnéticas y las pérdidas por efecto Joule, es decir, núcleo ferromagnético y devanados respectivamente, y alrededor de éstas, se generará el mayor calor interno del transformador, las mismas son denominadas puntos calientes; que también pueden producirse en los devanados debido a irregularidades en los conductores, flujos dispersos o mala distribución del aceite refrigerante. [1]

En este orden de ideas; estas partes donde se producen las pérdidas, alcanzarán una temperatura más alta respecto al ambiente y al aceite. Este calor debe ser disipado mediante agentes refrigerantes, en el caso de los transformadores de distribución en estudio será el aceite dieléctrico, el cual en contacto con la superficie de los cuerpos a mayor temperatura, se calienta por conducción, disminuyendo su densidad y tendiendo a moverse hacia arriba a lo largo de la superficie refrigerada, dejando lugar a otras partículas de fluido, estableciéndose de este modo una corriente ascendente que fluirá a través del tanque del transformador de la manera como se observa en la figura 2.1, refrigerando los componentes internos del transformador por convección natural y transfiriendo el calor al ambiente.

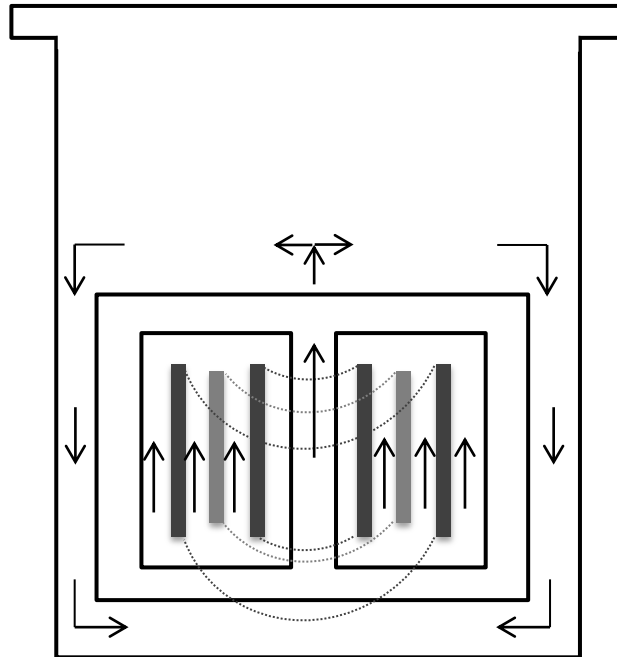


Figura 2.2: Circulación de aceite en dentro del transformador de distribución monofásico.
Autores: Cabrera Pedro, Gutiérrez Adrian

2.2.5. Ciclo de vida del transformador

El ciclo de vida del transformador se considera como su vida útil, en funcionamiento continuo en condiciones nominales, sin embargo pueden ocurrir situaciones o eventos no esperados como lo son las sobretensiones, cortocircuitos y sobrecargas de emergencia, las cuales son algunas de las causas de las fallas descritas anteriormente. Dichas situaciones anormales de operación pueden afectar la vida útil del transformador, dependiendo de ciertas condiciones indicadas a continuación: [4]

- La magnitud y la duración del evento.
- El diseño del transformador.
- Las temperaturas de las distintas partes del transformador.
- El contenido de humedad en el aceite.
- El contenido de oxígeno y otros gases en el aislamiento y en el aceite.
- La cantidad, tamaño y tipo de impurezas existentes.

EL funcionamiento prolongado del transformador fuera de las condiciones nominales o bajo uno de los eventos mencionados previamente, puede traer como consecuencia lo siguiente:

- Aumento en la temperatura de los arrollamientos, elementos de fijación, conexiones de salida y del aceite.
- Aumento en los valores de inducción en las partes metálicas fuera del núcleo debido al flujo disperso, provocando pérdidas adicionales y el calentamiento de dichas partes.
- Variación de la temperatura, cambios en el contenido de humedad y gases del aislamiento y aceite.
- Aisladores, Conmutadores, conexiones de salida y eventualmente transformadores de corriente, sometidos a esfuerzos más altos que superan los márgenes de diseño y de utilización.

Cuando se incrementa la temperatura por encima de los valores nominales, se ve afectado el aislamiento de los devanados reduciendo la vida útil del transformador. El papel diamantado utilizado para el aislamiento de los devanados de un transformador en condiciones iniciales, el número de monómeros en cada cadena o el grado de polimerización es del orden de 1200, pero debido a los procesos de envejecimiento de la celulosa causados por el incremento de temperatura, oxígeno y agua, trae como consecuencia; la ruptura de las cadenas reduciendo la longitud de los polímeros deteriorando las características mecánicas del papel.

De esta forma, se podría mediante un monitoreo térmico continuo en tiempo real, podemos evitar sacar de servicio al transformador para evaluar el estado del aislamiento mediante extracción de micro muestras de papel de los arrollamientos dentro del tanque; ya que con la medición de las variables térmicas se puede evaluar indirectamente el estado del papel aislante, estando aún el equipo en funcionamiento.

2.2.5.1 Temperaturas en régimen permanente.

En este orden de ideas, se procede a esquematizar en forma general las mayores elevaciones de temperatura en régimen permanente en el interior de los transformadores de distribución. Se puede observar en la Figura 2.1, un corte transversal de un transformador, permitiéndonos ubicar dónde se produce el calor y de cómo se transfiere dentro la máquina; además, como se mencionó anteriormente, el transformador es un cuerpo heterogéneo con una distribución no uniforme de temperaturas.

En la distribución de temperatura para el aceite, encontramos una temperatura máxima en la zona próxima a la parte superior de la cuba y una temperatura mínima en la parte inferior, la temperatura del aceite aumenta de abajo hacia arriba de manera gradual y esto ocurre así, debido al movimiento del aceite dentro del tanque y al intercambio de calor que se produce en éste. En este mismo contexto, los devanados que se encuentran sumergidos en el aceite presentan también un punto de máxima temperatura, que se denomina punto o zona caliente [4].

El calor fluye desde los arrollamientos hacia el exterior; además debido a la forma y dimensiones podemos considerar que la transmisión de calor se hace en sentido radial. Se pueden establecer las siguientes temperaturas de interés en los transformadores de distribución:

- Temperatura máxima de la bobina (zona o punto caliente).
- Temperatura media de la bobina.
- Temperatura media de la superficie de la bobina.
- Temperatura media de la superficie de la bobina.
- Temperatura media del aceite dentro del tanque.
- Temperatura media de la superficie de los órganos de refrigeración.
- Temperatura ambiente.

Al realizar la medición de la temperatura de un arrollamiento de acuerdo con los métodos propuestos por las normas de la IEEE, se determina un valor medio de la temperatura

respecto del ambiente, ya que es intuitivo que cualquier cuerpo dentro del transformador no tendrá la misma temperatura en todos sus puntos como consecuencia de las variaciones de la temperatura respecto a la altura y la ubicación dentro de la máquina [1].

2.2.5.2 Modelo de distribución de temperatura.

Analizaremos como fluye el calor desde las fuentes hacia el ambiente, para esto se puede modelar al transformador de distribución definiendo una red térmica análoga a un circuito eléctrico que modela las pérdidas térmicas en la máquina. Siendo la siguiente ley, análoga a la ley de Ohm válida [2]:

$$V = R \cdot I$$

Donde I representa el flujo de calor en régimen permanente. R la resistencia térmica del material, y V representa la diferencia de temperaturas presente en cada interfaz, por ejemplo, la diferencia de temperatura entre las bobinas y el aceite dieléctrico. En la figura 2.2 se observan las fuentes de calor, las cuales son las siguientes:

- Las pérdidas en los conductores.
- Las pérdidas en el hierro.
- Las pérdidas adicionales.

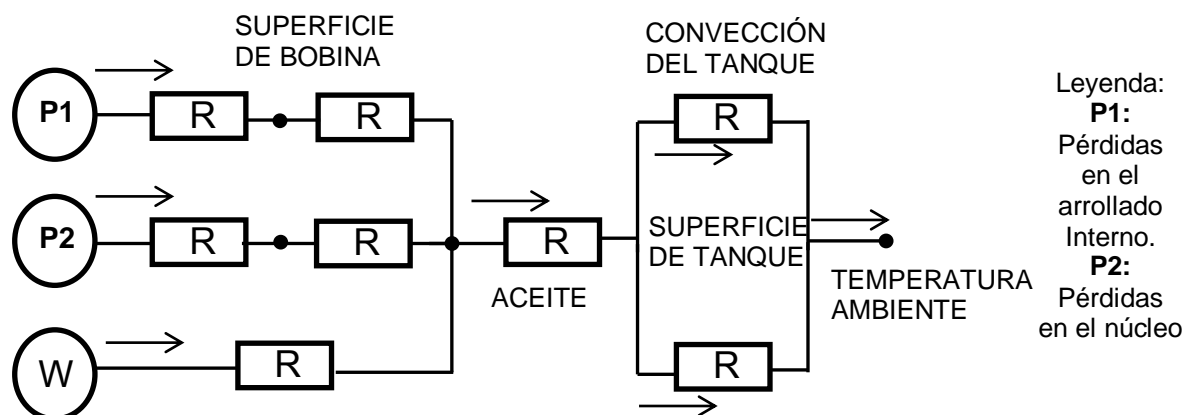


Figura 2.3: Diagrama de flujo de calor de los transformadores de distribución monofásicos.

Autores: Cabrera Pedro, Gutiérrez Adrian.

Considerando las resistencias térmicas del sistema:

- Entre distintos conductores y la superficie de la bobina.
- Entre la superficie de la bobina y el aceite.
- Entre el núcleo y el aceite.
- Entre el aceite y la superficie externa del transformador.
- Radiación del cuerpo que representa el tanque.
- Convección del tanque.

Se observa que, el calor generado en cada uno de los devanados y el núcleo, fluye desde la interfaz entre ellos hacia el aceite, incrementando la temperatura de éste. Luego dicho calor es transferido hacia el tanque, donde es transmitido por radiación y convección al ambiente.

En el fenómeno de la radiación, se debe considerar que a mayor superficie de interfaz, mayor es la temperatura radiada, debido a la disminución de la resistencia térmica. Para los transformadores de distribución de baja potencia, su calor generado no necesita órganos refrigerantes adicionales, y basta con la superficie expuesta del tanque contenedor.

En los fenómenos de convección, éstos son característicos del fluido (densidad, viscosidad, conductividad térmica interna, calor específico. Todos estos parámetros varían en mayor o en menor medida con la temperatura del fluido), la forma y la disposición de la superficie refrigerada y la variación de temperatura a lo largo de la superficie y del mismo fluido.[4]

2.2.6. Medición de temperatura.

En esta sección analizaremos los valores de temperatura máximos y el procedimiento de toma y análisis de las muestras térmicas establecidos en las publicaciones y estándares de la IEEE C57.12.00-2000 y C57.12.90-1990 respectivamente, basados en los ensayos de elevación de temperatura de los transformadores de distribución. Es recomendado usar sensores RTD (PT100), debido a que son más precisas y su respuesta al cambio de temperatura es más rápido que cualquier termocupla.

2.2.6.1. Límites observables de elevación de temperatura.

En los devanados. La elevación de temperatura promedio de los devanados del transformador no deben exceder los 65°C por encima de la temperatura ambiente a potencia nominal, mientras que la elevación de temperatura máxima en los puntos calientes, tendrá un límite de 80°C por encima de la temperatura ambiente a potencia nominal.

En otras partes metálicas. Las partes metálicas en contacto con los aisladores de los conductores no deben aumentar su temperatura por encima del aumento de temperatura en los puntos calientes de los devanados; mientras que las otras partes metálicas que no se encuentren en contacto con los conductores, no deben presentar variaciones de temperatura significativas, aun estando operando el transformador a máxima carga.

En el aceite. La elevación de temperatura en el líquido aislante contenido en el tanque del transformador no debe exceder más de 65°C de la temperatura ambiente cuando este es medido en su parte superior.

2.2.6.2. Medición de temperatura en el aceite.

Para la medición de la temperatura en el aceite aislante, se deben considerar los aspectos siguientes: [1]

- La elevación de temperatura es la diferencia entre la temperatura del aceite y la del ambiente. El aumento máximo de temperatura del aceite sobre el ambiente se considerará que se alcanza cuando el aumento de temperatura no varía más de 2,5% o 1°C; la que sea mayor, en un período de tres horas consecutivas.
- La temperatura en la superficie del aceite debe ser medido por una termocupla o un termómetro adecuado que se encuentre inmerso aproximadamente 50mm de la superficie del aceite.
- La temperatura promedio del aceite debe ser tomada como la del tope del aceite menos la mitad de la diferencia de la temperatura del líquido en el tope y en el fondo del tanque.

2.2.6.3. Medición de temperatura en los devanados.

La elevación de temperatura promedio de los devanados debe ser el promedio de la temperatura de los devanados menos la temperatura ambiente. Según la norma COVENIN venezolana 536, para determinar el aumento de temperatura en los devanados, se toma lectura de la resistencia en caliente en cada devanado y se registra el tiempo entre la desconexión y la medición, y se calcula la temperatura de la siguiente forma [13]:

$$T_w = \frac{R}{R_o} (T_k - T_o) - T_k$$

Dónde:

T_w : Es la temperatura en °C media del devanado.

T_o : Temperatura en °C a la cual fue medida la bobina antes del experimento.

R_o : Resistencia en frío de la bobina antes del experimento en Ω .

R : Resistencia en caliente de la bobina al instante de la desconexión en Ω .

T_k : 234,5°C para el cobre o 225°C para el aluminio.

Para determinar el incremento de temperatura en los devanados, hay que interrumpir la energización del transformador, para poder dar continuidad al experimento se decidió integrar la bobina de baja tensión como punto de interés; en el caso de la bobina de alta tensión, no puede ser posible la medición cuando el transformador está energizado, existe un alto riesgo de corto circuito a pesar de que los sensores RTD PT100 se encuentran protegido por un material cerámico que no permite la continuidad eléctrica entre la punta de del sensor y los terminales de medición. Se realizará la medición solamente en el devanado de baja tensión, ya que resulta muy peligroso colocar un sensor en el devanado de alta tensión.[14]

2.2.6.4. Medición de temperatura del tanque y Núcleo ferromagnético.

Para la medición de la elevación de temperatura de otras partes metálicas que no sean los devanados, esta debe ser medida a través de un termómetro adecuado o preferiblemente una termocupla que debe estar soldada a la superficie del tanque, cuando esto no sea práctico, entonces la termocupla se soldará a una lámina de metal delgada de aproximadamente 625mm^2 la cual debe estar firmemente colocada en la superficie. En este caso particular, soldar termocuplas a la superficie del tanque no resulta práctico, por esta razón se agregó al dispositivo de medición, el integrado LM35 para medir la temperatura. Es más conveniente y preciso.

Otro punto de medición de interés es el núcleo ferromagnético, ya que debido al efecto de histéresis y las corrientes circulantes en las laminaciones, se presenta un incremento de temperatura en el mismo; de esta manera se registra la mayor cantidad de información necesaria para determinar el comportamiento térmico del transformador de distribución sumergido en aceite.

2.2.7. Diseño del sistema de medición.

El sistema de medición está conformado por las siguientes partes:

- Sensores de Temperatura (PT100).
- Circuitería electrónica para amplificación.
- Microcontrolador (PIC).
- Entorno gráfico en LABVIEW.
- Procesamiento digital de las señales.
- Gráficos en realizados en AUTOCAD.

2.2.7.1. Microcontrolador (PIC).

Los PIC (controlador de interfaz periférico) son una familia de microcontroladores tipo RISC (tipo de microprocesador con las siguientes características fundamentales: Instrucciones de tamaño fijo, presentadas en un reducido número de formatos y además sólo las instrucciones de carga y almacenamiento acceden a la memoria de datos); fabricados por la compañía Microchip Technology Inc.; siendo derivados del PIC1650. La función de los PIC radica en realizar un conjunto de tareas, previamente programadas como un grupo de instrucciones [15].

En el sistema de medición que está siendo diseñado, la función que realizará el PIC, será la de recopilar la lectura de los sensores conectados al transformador (en tiempo real), realizar la conversión analógico/digital de dicha señal, y por último enviar dicha información a la computadora para su procesamiento.[15].

El microcontrolador seleccionado fue el PIC 16F689 principalmente debido a su bajo costo y que posee suficientes entradas/salidas para el dispositivo diseñado. Adicionalmente posee las siguientes características principales:[16].

1. Memoria Flash 8 Kb para programa.
2. Memoria EEPROM para datos 256 Bytes.
3. Memoria RAM 384 Bytes para cálculos internos.
4. Oscilador interno de hasta 8 MHz.
5. Consumo muy bajo de corriente (menor a 350 uAmp).
6. Manejo de protocolo RS232 con USART Interno.
7. Manejo de protocolo RS232 con USART Interno.
8. Patillas I/O 17 pines de los cuales dispone de hasta.
9. 12 canales del conversor ADC de hasta 10 bits de resolución.
10. De todos los canales se usaron 6 pines para el conversor ADC.
11. 6 pines para el control del LCD.
12. 1 Pin para el botón de Temperatura externa.
13. 1 Pin para salida de datos del USART (TX RS232).

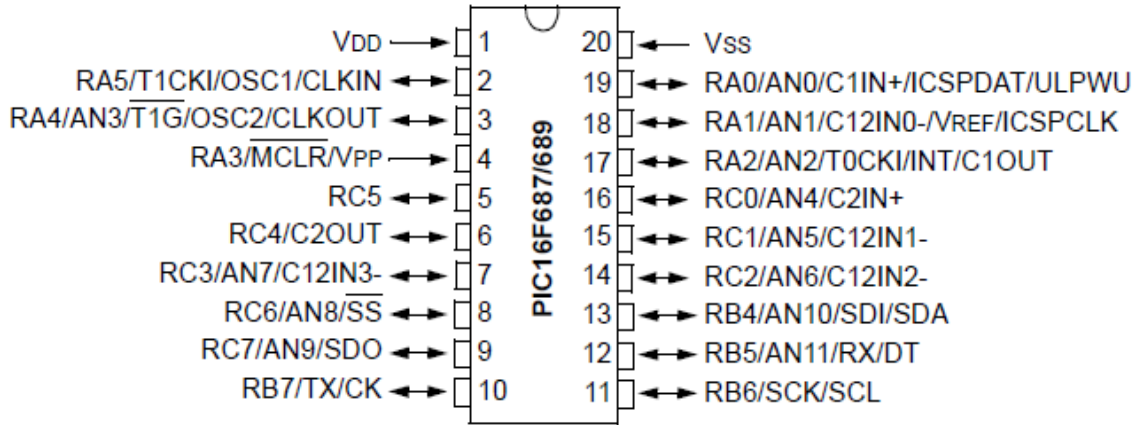


Figura 2.4: Diagrama de patas PIC 16F689 [16].

Fuente: Microchip Data Sheet.

2.2.7.2. Entorno Gráfico en LabVIEW.

LabVIEW (acrónimo de Laboratory Virtual Instrumentation Engineering Workbench) es una plataforma y entorno de desarrollo para diseñar sistemas, con un lenguaje de programación visual gráfico. Recomendado para sistemas hardware y software de pruebas, control y diseño, simulado o real y embebido, pues acelera la productividad. El lenguaje que usa se llama lenguaje G, donde la G simboliza que es lenguaje Gráfico. [17]

Este programa fue creado por National Instruments (1976) para funcionar sobre máquinas MAC, salió al mercado por primera vez en 1986. Ahora está disponible para las plataformas Windows, UNIX, MAC y GNU/Linux. La última versión es la 2012, con la increíble demostración de poderse usar simultáneamente para el diseño del firmware de un instrumento RF de última generación, a la programación de alto nivel del mismo instrumento, todo ello con código abierto. [17]

Los programas desarrollados con LabVIEW se llaman Instrumentos Virtuales, o VIs, y su origen provenía del control de instrumentos, aunque hoy en día se ha expandido ampliamente no sólo al control de todo tipo de electrónica (Instrumentación electrónica) sino también a su programación embebida, comunicaciones, matemáticas, etc. Un lema tradicional de LabVIEW es: "La potencia está en el Software", que con la aparición de los sistemas multinúcleo se ha hecho aún más potente. Entre sus objetivos están el reducir el

tiempo de desarrollo de aplicaciones de todo tipo (no sólo en ámbitos de Pruebas, Control y Diseño) y el permitir la entrada a la informática a profesionales de cualquier otro campo. LabVIEW consigue combinarse con todo tipo de software y hardware, tanto del propio fabricante -tarjetas de adquisición de datos, PAC, Visión, instrumentos y otro Hardware- como de otros fabricantes.[17]

Principales Características

Su principal característica es la facilidad de uso, válido para programadores profesionales como para personas con pocos conocimientos en programación pueden hacer programas relativamente complejos, imposibles para ellos de hacer con lenguajes tradicionales. Los programas en LabVIEW son llamados instrumentos virtuales (VIs). [17]

Presenta facilidades para el manejo de Interfaces de comunicación:

- Puerto serie.
- Puerto paralelo.
- GPIB.
- PXI.
- VXI.
- TCP/IP, UDP, DataSocket.
- Irda.
- Bluetooth.
- USB.
- OPC.

Capacidad de interactuar con otros lenguajes y aplicaciones:

- DLL: librerías de funciones
- .NET
- ActiveX
- Multisim
- Matlab/Simulink
- AutoCAD, SolidWorks, etc

Herramientas gráficas y textuales para el procesamiento digital de señales.

- Visualización y manejo de gráficas con datos dinámicos.
- Adquisición y tratamiento de imágenes.
- Control de movimiento (combinado incluso con todo lo anterior).
- Tiempo Real estrictamente hablando.
- Programación de FPGAs para control o validación.
- Sincronización entre dispositivos.

Programa en LabVIEW

Como se ha mencionado, es una herramienta gráfica de programación, esto significa que los programas no se escriben, sino que se dibujan, facilitando su comprensión. Al tener ya pre-diseñados una gran cantidad de bloques, se le facilita al usuario la creación del proyecto, con lo cual en vez de estar una gran cantidad de tiempo en programar un dispositivo/bloque, se le permite invertir mucho menos tiempo y dedicarse un poco más en la interfaz gráfica y la interacción con el usuario final. [17]

Cada VI consta de dos partes diferenciadas:

Panel Frontal: El Panel Frontal es la interfaz con el usuario, la utilizamos para interactuar con el usuario cuando el programa se está ejecutando. Los usuarios podrán observar los datos del programa actualizados en tiempo real (como van fluyendo los datos, un ejemplo sería una calculadora, donde tu le pones las entradas, y te pone el resultado en la salida). En esta interfaz se definen los controles (los usamos como entradas, pueden ser botones, marcadores etc..) e indicadores (los usamos como salidas, pueden ser gráficas). [17]

Diagrama de Bloques: es el programa propiamente dicho, donde se define su funcionalidad, aquí se colocan íconos que realizan una determinada función que se interconectan para obtener los resultados buscados por el diseñador. [17]

2.2.7.3. Gráficos en AutoCAD.

Autodesk AutoCAD es un software de diseño asistido por computadora para dibujo en dos y tres dimensiones. Actualmente es desarrollado y comercializado por la empresa Autodesk. El nombre AutoCAD surge como creación de la compañía Autodesk, en que Auto hace referencia a la empresa creadora del software y CAD a Diseño Asistido por Computadora (por sus siglas en inglés) teniendo su primera aparición en 1982. AutoCAD es un software reconocido a nivel internacional por sus amplias capacidades de edición, que hacen posible el dibujo digital de planos de edificios o la recreación de imágenes en 3D, es uno de los programas más usados por arquitectos, Ingenieros y diseñadores industriales.[18].

2.3. Definición de términos básicos.

Autodesk AutoCAD: es un software de diseño asistido por computadora para dibujo en dos y tres dimensiones desarrollado por la compañía Autodesk.

Corriente: partículas eléctricas libres que se mueven en cierto sentido dentro del conductor de los devanados. Su unidad de medida es el Amperios (A).

Devanado: es un conjunto de espiras que constituyen el circuito eléctrico asociado con cada una de las tensiones nominales del transformador.

Efecto Joule: fenómeno por el cual si en un conductor circula una corriente eléctrica, parte de la energía cinética de los electrones se transforma en calor debido a los choques que sufren con los átomos del material conductor por el que circulan, elevando la temperatura del mismo.

Eficiencia: relación entre la potencia útil de salida y la potencia de entrada.

Elevación de temperatura: es considerada como la diferencia de temperatura existente entre el medio ambiente y un elemento del transformador. Se puede medir en grados Celsius ($^{\circ}\text{C}$).

Histéresis: es la propiedad de un material ferromagnético de oponerse a una variación de su estado magnético, estas ocasionan pérdidas de energía convertidas en calor.

LabVIEW: es una plataforma y entorno de desarrollo para diseñar sistemas, con un lenguaje de programación visual gráfico. Desarrollado por la compañía National Instruments.

LM35: es un sensor de temperatura que envía una señal DC filtrada con el valor definido de la temperatura adquirida con una precisión de $10\text{mV}/^{\circ}\text{C}$.

Potencia: es la energía para un cierto flujo de corriente demandado por una carga. Se mide en vatios (W).

Puente de Wheatstone: es un arreglo de resistencias para medir resistencias que se utiliza para medir resistencias desconocidas mediante el equilibrio de los brazos del puente.

Puntos Calientes: abstracción física para indicar las zonas donde existe mayor concentración de calor en el transformador de distribución.

Resistencia térmica: es la oposición a la transmisión de calor intrínseca de cada material.

Resistividad: Es la propiedad de cada material de oponerse al paso de una corriente eléctrica.

Rigidez Dieléctrica o Tensión de Ruptura: es el máximo gradiente de potencial que el material puede resistir el paso de la corriente eléctrica.

RTD: (del inglés: Resistance Temperature Detector) es un detector de temperatura resistivo, es decir, un sensor de temperatura basado en la variación de la resistencia de un conductor, en función de la temperatura.

Sensor: dispositivo capaz de detectar magnitudes físicas o químicas, llamadas variables de instrumentación, y transformarlas en variables eléctricas.

Temperatura: grado de calor que emana de un objeto. Se puede medir en grados Celsius ($^{\circ}\text{C}$).

Tensión: es la fuerza que origina el flujo de corriente. Se mide en voltios (V).

Capítulo III

Marco Metodológico.

En esta sección del trabajo de investigación se indica a qué tipo pertenece la investigación, describe el conjunto de pasos ordenados para llevarla a cabo y que permitieron la obtención y clasificación de la información, además de la forma de organizarla para obtener la solución al problema planteado.

3.1. Tipo y diseño de investigación.

El presente trabajo consiste en un estudio **exploratorio**, según Hernández Sampieri, R (1991) *“nos sirven para aumentar el grado de familiaridad con fenómenos relativamente desconocidos”*. Los estudios exploratorios *“en pocas ocasiones constituyen un fin en sí mismos, por lo general determinan tendencias, identifican relaciones potenciales entre variables y establecen el tono de investigaciones posteriores más rigurosas”* (Dankhe, 1986). La presente investigación se clasifica en **Cuasi experimental**, según Hernández Sampieri, R (1991) define que *“cuyo propósito es recolectar datos a través del tiempo en puntos o períodos especificados, para hacer inferencias respecto al cambio, sus determinantes y consecuencias”* que correspondientes a en la presente investigación a la medición de la temperatura de los transformadores de distribución monofásicos. [16]

3.2. Técnicas de recolección de datos.

En función de los objetivos definidos en el presente estudio, se emplearon una serie de técnicas para la recolección de la información, orientadas de manera esencial a alcanzar los fines propuestos. Las técnicas utilizadas para recopilar la información fueron las siguientes:

3.2.1. Técnicas Documentales.

A partir de la observación documental, como punto de partida para la presente investigación, se realizó un análisis de fuentes documentales mediante lectura general de textos relacionados con el tema y otros aspectos técnicos, que son fundamentales en el desarrollo de planteamientos esenciales y aspectos lógicos de su contenido, a propósito de extraer algunos datos bibliográficos útiles para el estudio. Estas técnicas también aplican a la búsqueda de información por Internet de artículos referentes al tema de investigación, definiciones y bibliografías sobre trabajos similares.

3.2.2. Entrevistas.

A los ingenieros y técnicos especialistas en fabricación y reparación de los transformadores de distribución, a fin de conseguir las normas técnicas que son aplicadas, además de observar su proceso de fabricación. Aunado a esto, asesoría técnica en la selección de sensores térmicos apropiados para el sistema de medición que se quiere desarrollar. En la tabla 3.1 se indica la muestra de expertos que fueron consultados.

3.2.3. Técnicas en el área de ensayos térmicos.

Como se ha indicado, además de las técnicas documentales, también se utilizaron una serie de técnicas muy específicas para la medición de distintos parámetros relacionados a los transformadores de distribución y el procedimiento de medición y análisis de las muestras térmicas establecidos en las publicaciones y estándares de la IEEE C57.12.00-2000 y C57.12.90-1999 respectivamente, basados en los ensayos de elevación de temperatura de estos equipos.

3.3. Técnicas de análisis de datos.

Tal como lo refiere Selltiz, Jahode y Otros (1976), “el propósito del análisis es resumir las observaciones llevadas a cabo de tal forma que proporcionará respuestas a las interrogantes de investigación”. La información recabada es analizada de acuerdo a las exigencias de cada fase metodológica, la misma se organiza para dar respuesta a los objetivos planteados en el estudio, conectándose con las bases teóricas que sustentan la misma, así como con los conocimientos que se disponen con relación al problema estudiado. Igualmente, los datos serán analizados a través de procedimientos experimentales.

3.4. Diseño de las fases metodológicas.

Fase I. Identificar las variables térmicas asociadas al transformador de distribución monofásico y conocer sus principios de funcionamiento: partes y formas constructivas, leyes físicas y otros. Para complementar esta fase se realiza la investigación bibliográfica que permite identificar las partes constitutivas del transformador de distribución y también una visita guiada a la empresa Transformadores del Centro C.A. con la finalidad de observar su proceso de fabricación.

Fase II Diseñar un sistema de medición de temperatura para cada uno de los elementos de interés del transformador monofásico.

Fase II.1. Identificar la ubicación de los puntos de medición de temperatura cumpliendo con las normas de la IEEE.

Fase II.2. Elaborar el diagrama circuital del sistema de medición de temperatura.

Fase II.3. Realizar la programación del microcontrolador PIC.

Fase III Diseñar una interfaz gráfica que permita observar cada una de las variables de la medición.

Fase III.1. Seleccionar el lenguaje de programación adecuado.

Fase III.2. Elaborar el algoritmo que permita procesar las variables térmicas y calcular las elevaciones de temperatura.

Fase III.3. Realizar la programación de la interfaz gráfica en el lenguaje seleccionado.

3.5 Unidad de estudio y análisis.

- **Unidad de análisis:** Como el objeto de análisis consiste en desarrollar un sistema de medición de temperatura en los transformadores de distribución, se establece como unidad de análisis dos (02) transformadores monofásicos de 25 KVA y 5 KVA respectivamente, ubicados en el Laboratorio de Máquinas Eléctricas de la Facultad de ingeniería, de la Universidad de Carabobo, así como también, las variables térmicas asociadas a estos.
- **Población.** La población está conformada por un transformador de 25 KVA y un transformador de 5 KVA, ambos donados por la empresa TRANSFORMADORES DEL CENTRO C.A. La población total corresponde a dos (02) transformadores.
- **Muestra:** la muestra seleccionada para este estudio es no probabilística, según HernándezSampieri, R (1991) se les llama Muestras Dirigidas. En el presente estudio se utiliza la Muestra de expertos, ya que la misma indica “*la opinión de expertos en un tema*”. En el cuadro 3.1. se muestra la cantidad de la misma, a los fines del cumplimiento de la presente investigación.

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
Gerente general de la empresa Transformadores del Centro C.A.	01
Supervisor de Control de Calidad	01
Supervisor de Mantenimiento	01
Bobinador	01
Gerente General de la empresa RossoElectrónica, C.A.	01
Total	05

Cuadro 3.1. Muestra de Expertos.

Fuente: Cabrera Pedro y Gutiérrez Adrian (2013).

3.6. Materiales y recursos necesarios.

- Un transformador monofásico de 25 kVA.
- Un transformador monofásico de 5 kVA.
- Amplificadores Operacionales LM324.
- Par Transmisor y Receptor 315.
- Sensor térmico LM35.
- Pantalla LCD
- Placas de silicio.
- Resistencias y Capacitores.
- 8 sensores RDT PT100
- Microcontrolador PIC 16F869.

Capítulo IV

Diseño del dispositivo de medición

El objetivo fundamental de esta propuesta de investigación es el diseño e implementación de dispositivos digitales para sensar la temperatura en tiempo real a transformadores monofásicos de 5 y 25 KVA respectivamente, los cuales fueron fabricados en la empresa TRANCE C.A. bajo los criterios de la norma COVENIN venezolana 536. Antes de realizar la fabricación de estos sensores, es necesario indicar los criterios técnicos y otros relacionados con los puntos de medición de temperatura para la ubicación de los mismos en dichos equipos, siendo estos los siguientes:

4.1. Puntos de medición de temperatura

Los puntos de medición de temperatura, deberán ser aquellos que permitan evaluar el comportamiento térmico del equipo, brindando la mayor información y precisión al momento de tomar las muestras de temperatura en tiempo real, también se debe tomar en cuenta la seguridad, cualquier cuerpo extraño dentro del transformador aumenta el riesgo de falla en el mismo, por esta razón cada sensor es recubierto con papel dieléctrico para eliminar el riesgo de un corto circuito interno, cada capa de papel dieléctrico aísla aproximadamente 3KV cuando se encuentra sumergido en aceite, partiendo de esto se fabricaron cilindros delgados de 6 capas de papel suficiente para soportar 18KV. A continuación en las figuras 4.1 y 4.2 se muestra el procedimiento antes indicado:



Figura 4.1: Recubrimiento de los sensores de temperatura.
Autores: Cabrera Pedro, Gutiérrez Adrian.



Figura 4.2: Recubrimiento con papel aislante de los sensores.
Autores: Cabrera Pedro, Gutiérrez Adrian.

Se instalaron (04) sensores RTD en los transformadores de 5 y 25 kVA respectivamente, cuya ubicación se muestra en la figura 4.3, de acuerdo a la siguiente leyenda indicativa:

1. **Núcleo:** en la parte superior y central del Núcleo, identificado en la pantalla LDC como PT1.

2. **Bobina de Baja tensión:** entre la primera salida de baja tensión y la bobina, entrando en contacto directo con el aluminio, identificado en la pantalla LDC como PT2.
3. **Parte superior del líquido aislante:** sumergido a 5 cm de la superficie del aceite, identificado en la pantalla LDC como PT3.
4. **Parte inferior del líquido aislante:** sumergida en el fondo del tanque, identificado en la pantalla LDC como PT4.

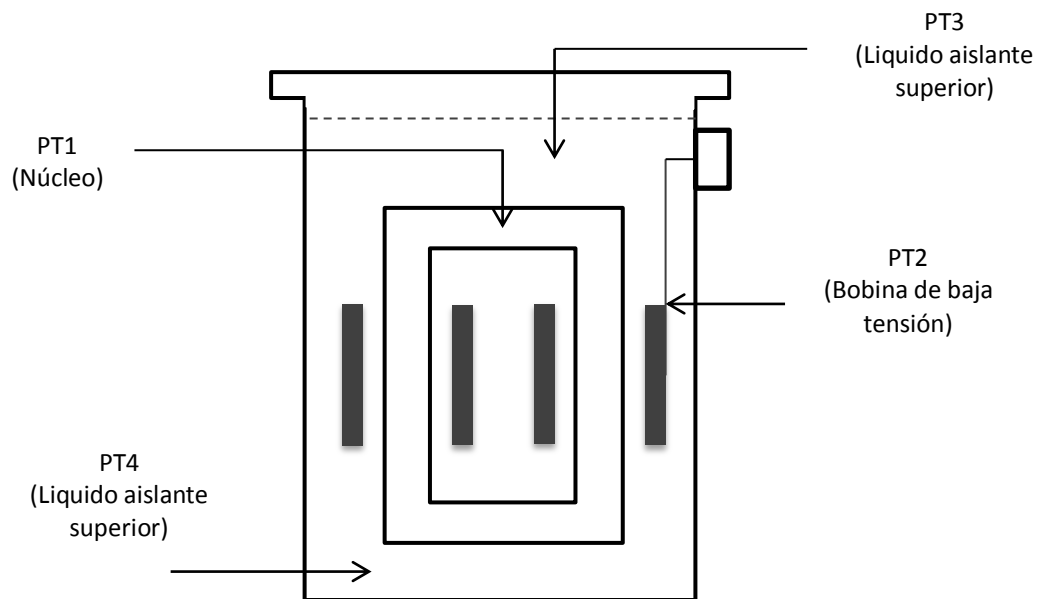


Figura 4.3: Ubicación de sensores en el transformador de distribución monofásico.
Autores: Cabrera Pedro, Gutiérrez Adrian

La temperatura ambiente se verifica a través del circuito integrado modelo LM35, que mide la temperatura enviando una señal DC filtrada con el valor definido de la misma, adquirida con una precisión de $10\text{mV}/^{\circ}\text{C} \pm 10\%$.

4.2. Diagrama circuital del sistema de medición de temperatura.

El sensor RTD PT100 en términos circuitales es una resistencia que varía con la temperatura, su símbolo se muestra en la figura 4.4, donde se indica la variación lineal con un coeficiente positivo como se muestra luego, en la figura 4.5.

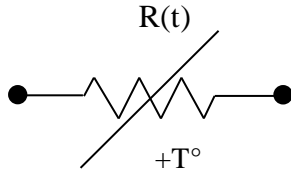


Figura 4.4: Símbolo RTD.
Autores: Cabrera Pedro, Gutiérrez Adrian.

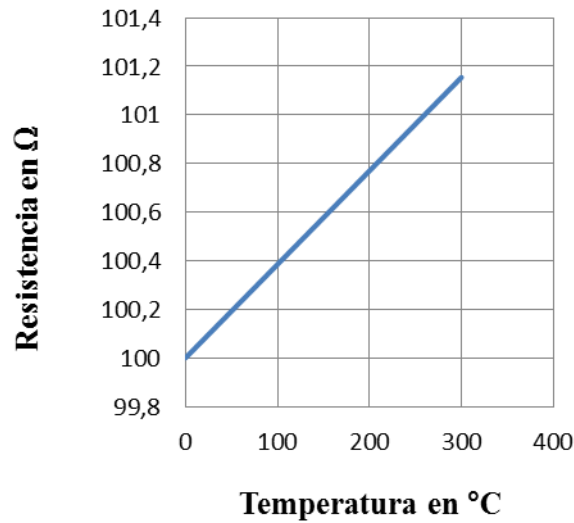


Figura 4.5: Curva característica de resistencia de un sensor RTD PT100
Autores: Cabrera Pedro, Gutiérrez Adrian.

Para medir la temperatura, se debe calcular la resistencia $R(t)$ en terminales del sensor y determinando el valor de la misma mediante la curva característica de resistencia de un sensor RTD. El microcontrolador solo utiliza bajos niveles de tensión analógicos como datos de entrada, entre 0V y 5V, por lo tanto, se debe conectar el sensor RTD de manera que, se pueda apreciar la caída de tensión con el menor error posible, utilizando un puente de Wheatston; aumentando luego esta señal mediante amplificadores operacionales.

La señal de entrada analógica debe ser convertida en digital, y por último, se programar el microcontrolador para obtener el valor de la temperatura a través de una curva lineal. En la figura 4.6 se muestra el diagrama circuital del amplificador desarrollado para cada sensor:

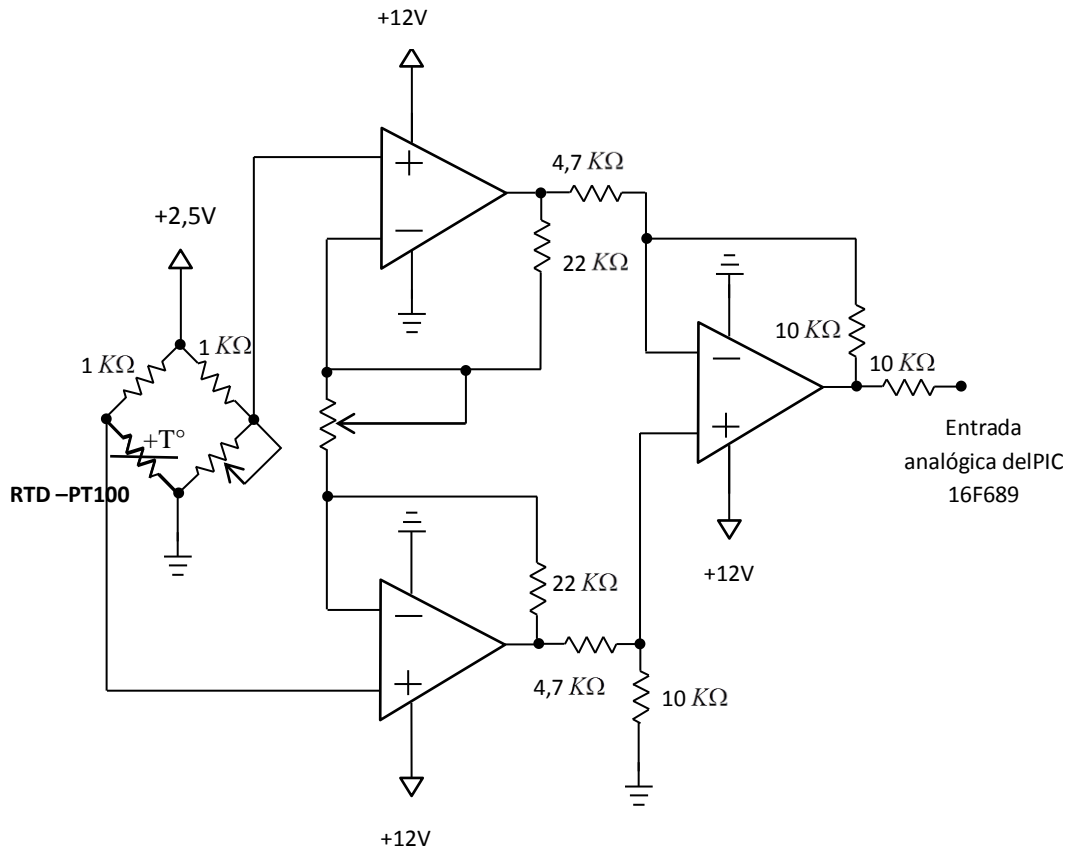


Figura 4.6: Diagrama De circuito de cada sensor.
Autores: Cabrera Pedro, Gutiérrez Adrian.

Se utiliza un puente de Wheatstone para determinar el valor de la resistencia en los terminales de los sensores, debido a que la variación en la resistencia es muy pequeña, alrededor de 70 mΩ. Estos cambios en el valor de la resistencia del sensor romperán el equilibrio del puente de Wheatstone. La diferencia de potencial en la salida del puente será lineal con exactitud del 0.1% para un rango de salidas desde 0 a + 5mV, por esta razón se debe amplificar la tensión de salida para la apreciación del microcontrolador. Para amplificar la señal se utiliza una configuración standard de amplificadores de instrumentación. La etapa de entrada es una configuración de dos amplificadores

operacionales que brindan ganancia diferencial y precisión elevada, de esta manera, la diferencia es apreciada por el microcontrolador.

El amplificador seleccionado fue el LM324. En la Figura 4.7. se muestra como está conectado el microcontrolador, indicando sus puertos de entrada y de salida.

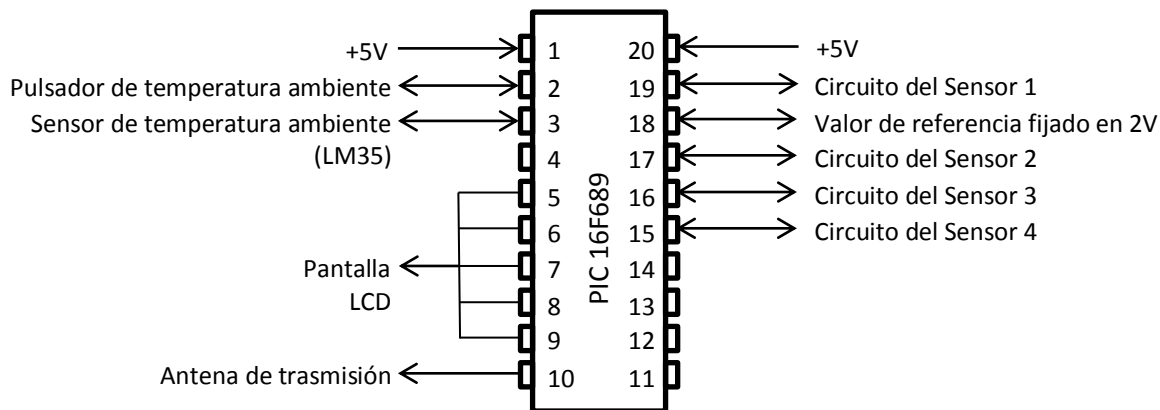


Figura 4.7: Conexión del PIC 16F689
Autores: Cabrera Pedro, Gutiérrez Adrian.

4.3. Comunicación inalámbrica

En la comunicación inalámbrica se usó un módulo de Transmisión-Recepción de un solo sentido, con protocolo de comunicación ASK sin control de ruido que lo hace ideal para desarrollos de inicio donde se desea establecer una comunicación entre dos puntos en un solo sentido (un primer equipo transmite y un segundo equipo recibe).

El modelo de transmisor es TL-315 que funciona hasta 4800 bps. En espacio abierto ofrece una cobertura de alrededor de 200 m, además es económico y de sencillo desarrollo.

El modelo del Receptor es RL-315 funciona hasta 4800 bps y permite una recepción desde el transmisor de alrededor de 200 m en espacio abierto con línea de vista.

La antena empleada es un alambre de 15 cm aproximadamente. No hay una exigencia en cuanto al tamaño de la misma, ya que los módulos tienen buena

capacidad de transmisión y recepción con solo un cable conectado a ellos, debido a su baja potencia de emisión, las señales de retorno al equipo son mínimas y no le producen pérdidas ni daños al transmisor.

Dado que los módulos empleados para la transmisión inalámbrica son módulos económicos, de muy sencilla aplicación, no necesitan un filtrado de ruido intermedio, por estar contruidos sin acceso a su configuración interna no se usa un filtrado de señal intermedio. Lo que hace es que se filtra las palabras recibidas y se compara con un patrón para tomarse el valor medido.

4.4. Gráficos del transformador realizados en AutoCAD.

Como complemento a la interfaz gráfica desarrollada, se realizaron imágenes ilustrativas de la construcción física del transformador. Por motivos didácticos, en las imágenes solo se colocaron las partes constitutivas más importantes del transformador; siendo estas los devanados de alta y baja tensión y el núcleo ferromagnético. Se obviaron detalles del proceso de fabricación real como por ejemplo los aislamientos realizados con papel diamantado, cantidad real de espiras de las bobinas, entre otros. De esta forma, que se aprecia fácilmente la construcción del transformador y se ilustran los lugares donde se instalaron los sensores. A continuación se presentan los resultados obtenidos en las figuras 4.8 hasta la 4.12:

✚ Representación del Núcleo ferromagnético.

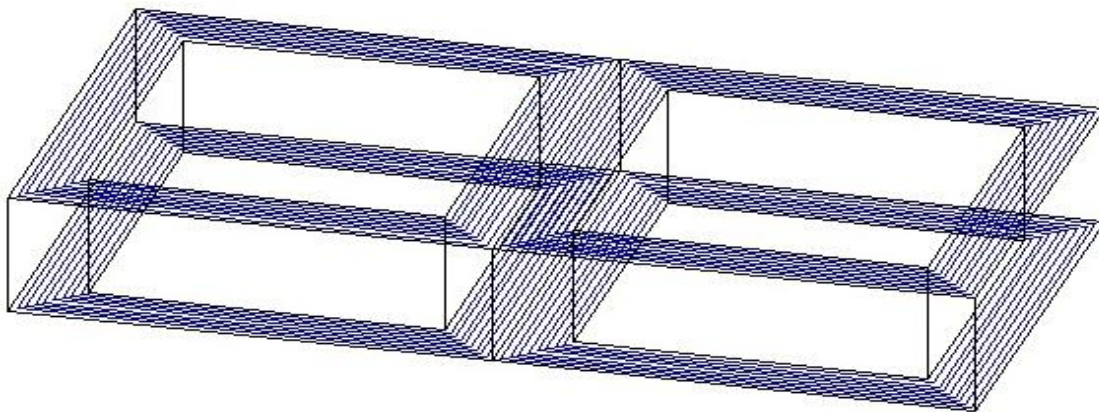


Figura 4.8: Núcleo ferromagnético.
Autores: Cabrera Pedro, Gutiérrez Adrian.



Representación del Núcleo ferromagnético y el devanado de baja tensión.

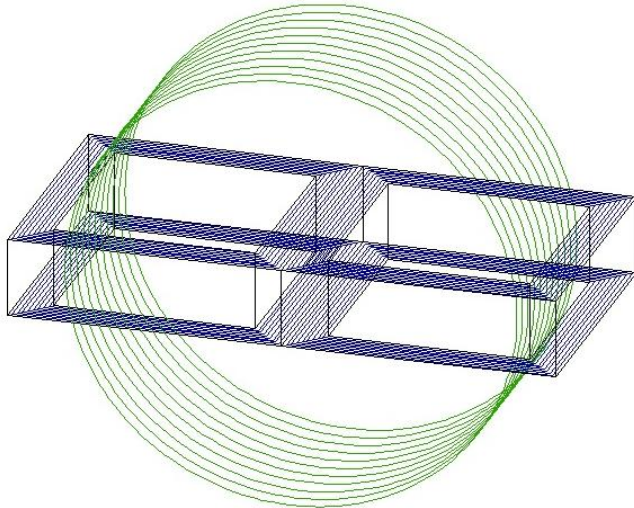


Figura 4.9: Núcleo ferromagnético y el devanado de baja tensión.
Autores: Cabrera Pedro, Gutiérrez Adrian.



Representación del Núcleo ferromagnético y el devanado de alta tensión.

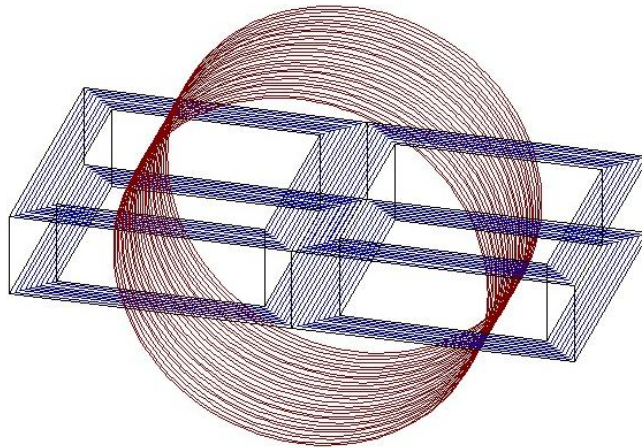


Figura 4.10: Núcleo ferromagnético y el devanado de alta tensión.
Autores: Cabrera Pedro, Gutiérrez Adrian.

✚ Representación completa del transformador, mostrando el núcleo y los devanados de alta y baja tensión.

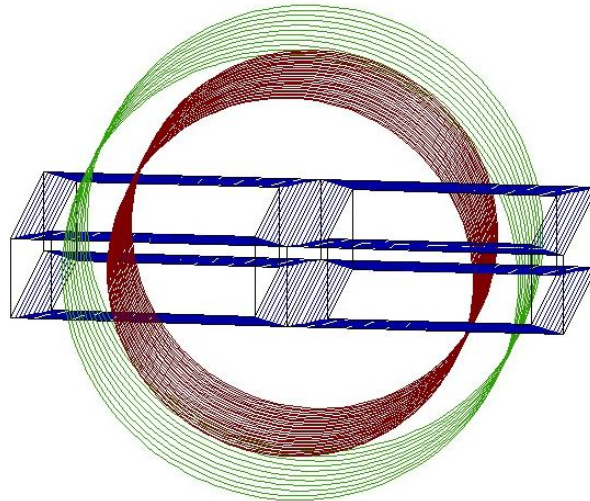


Figura 4.11: Transformador completo.
Autores: Cabrera Pedro, Gutiérrez Adrian.

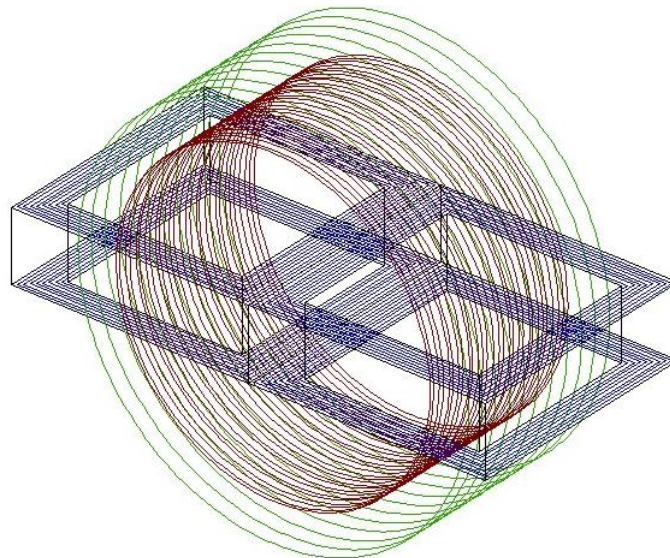


Figura 4.12: Transformador completo.
Autores: Cabrera Pedro, Gutiérrez Adrian.

4.5. Programación del microcontrolador.

Para programar el PIC se trabaja en Lenguaje C, por ser el mismo bastante práctico para esta aplicación. El código se estructuró de manera que se declaren las variables utilizadas en el programa. Posteriormente, en la pantalla LCD aparece un mensaje de bienvenida. Como paso siguiente, se hace la lectura de los datos recogidos por los sensores instalados dentro de los transformadores, para ser procesados y realizar la conversión analógica–digital. Por último se envían los datos de temperatura al puerto serial para ser transmitidos inalámbricamente. En el anexo N° 1, se muestra el código desarrollado.

4.6. Diagrama de flujo del código desarrollado en lenguaje C.

En la Figura 4.13 indicada a continuación, se presenta un diagrama de flujo realizado como apoyo ilustrativo, para realizar del programa:

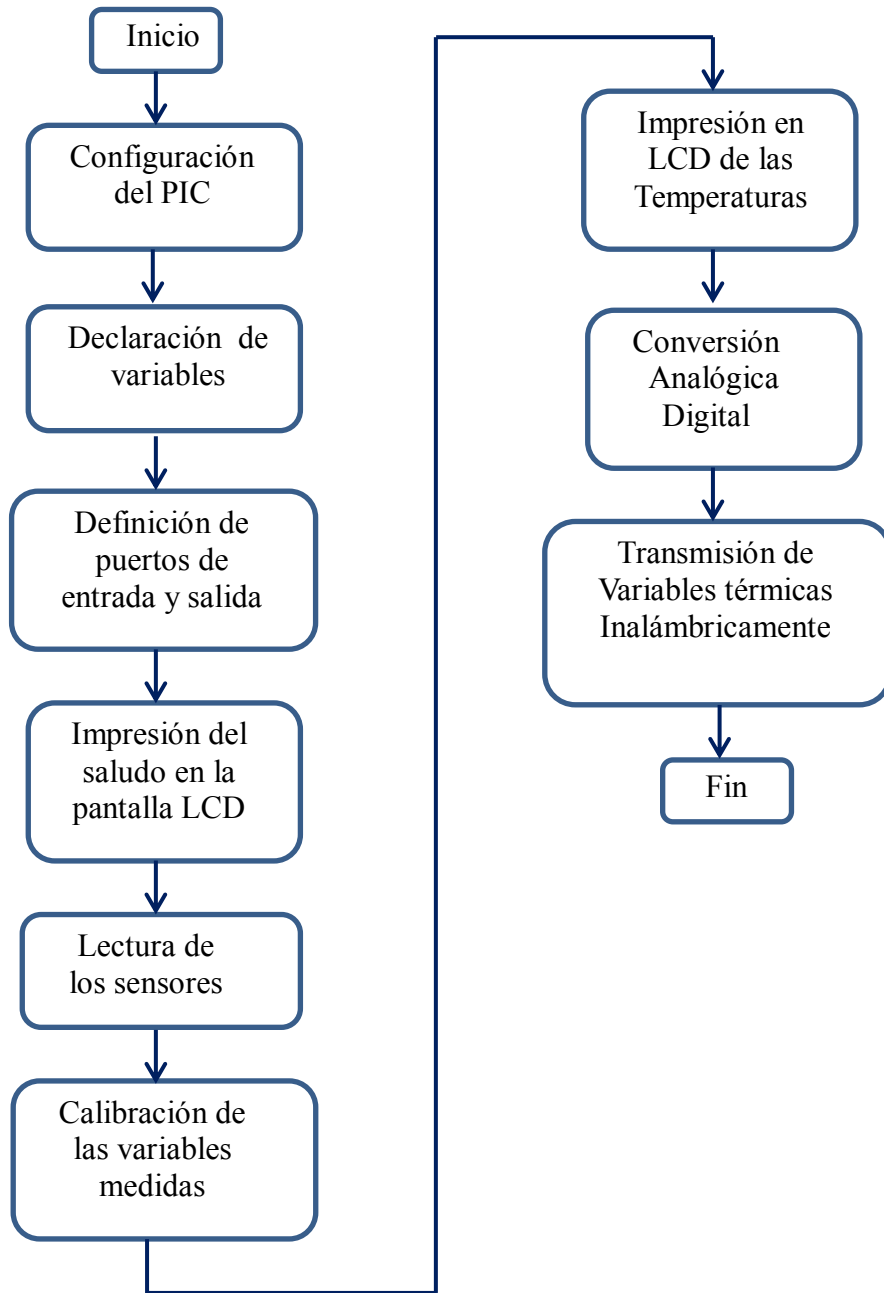


Figura 4.13: Diagrama de flujo del código desarrollado en lenguaje C.
Autores: Cabrera Pedro, Gutiérrez Adrian.

4.7. Programación para realizar la interfaz gráfica en LabVIEW.

La interfaz gráfica se realizó en el programa LabVIEW, ya que el mismo permite realizar la parte visual y programación necesaria para procesar los datos, enviados desde el microprocesador. Además, LabVIEW trabaja un lenguaje de programación gráfico, que permite desarrollar el código de manera más sencilla que un lenguaje estructurado convencional.

4.8. Diagrama de flujo del código desarrollado en LabVIEW.

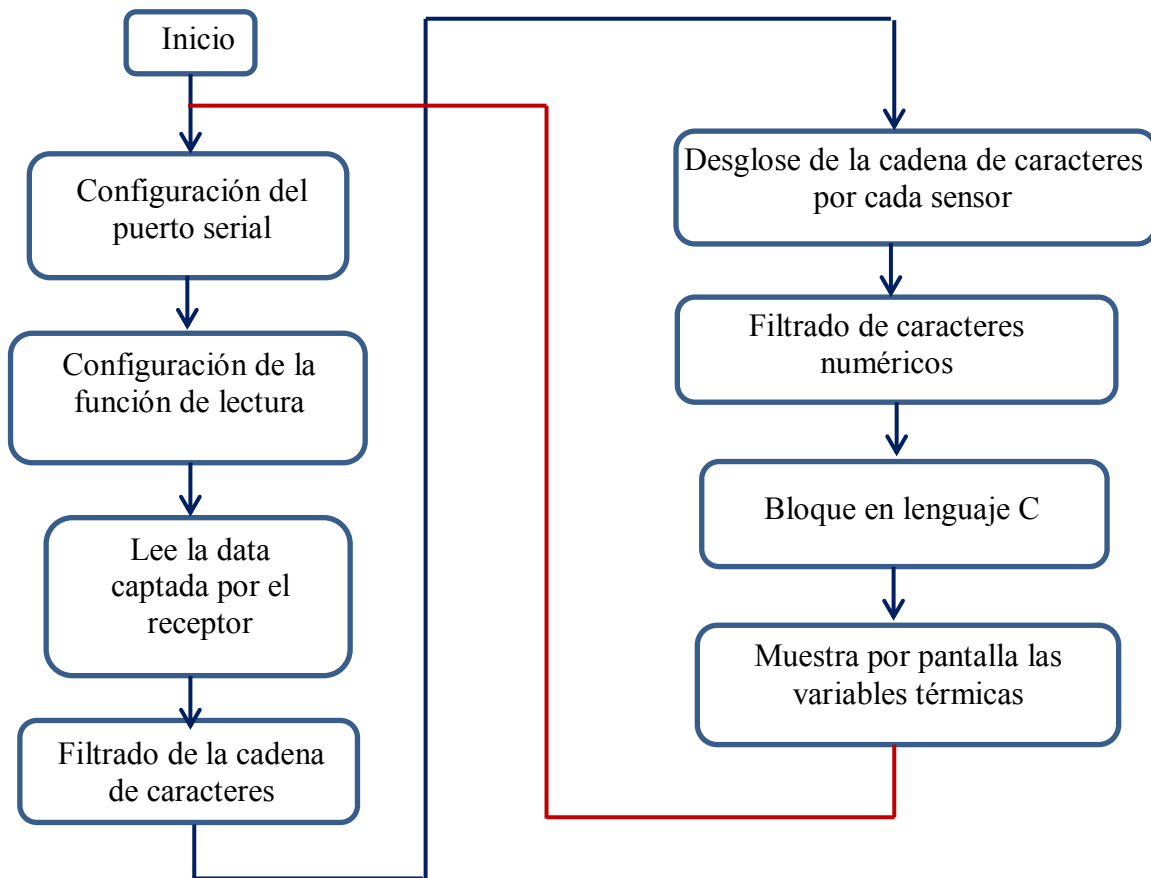


Figura 4.14: Diagrama de flujo del código desarrollado en LabVIEW.
Autores: Cabrera Pedro, Gutiérrez Adrian.

4.9. Interfaz Gráfica en LabVIEW

En la Figura 4.15 indicada a continuación, se presenta una captura de la vista para el usuario, del programa desarrollado en LabVIEW. Dicha interfaz, está constituida básicamente por la muestra en pantalla de las temperaturas tomadas por los sensores instalados en el transformador; presentando dicha información de distintas formas, según así lo requiera el usuario.

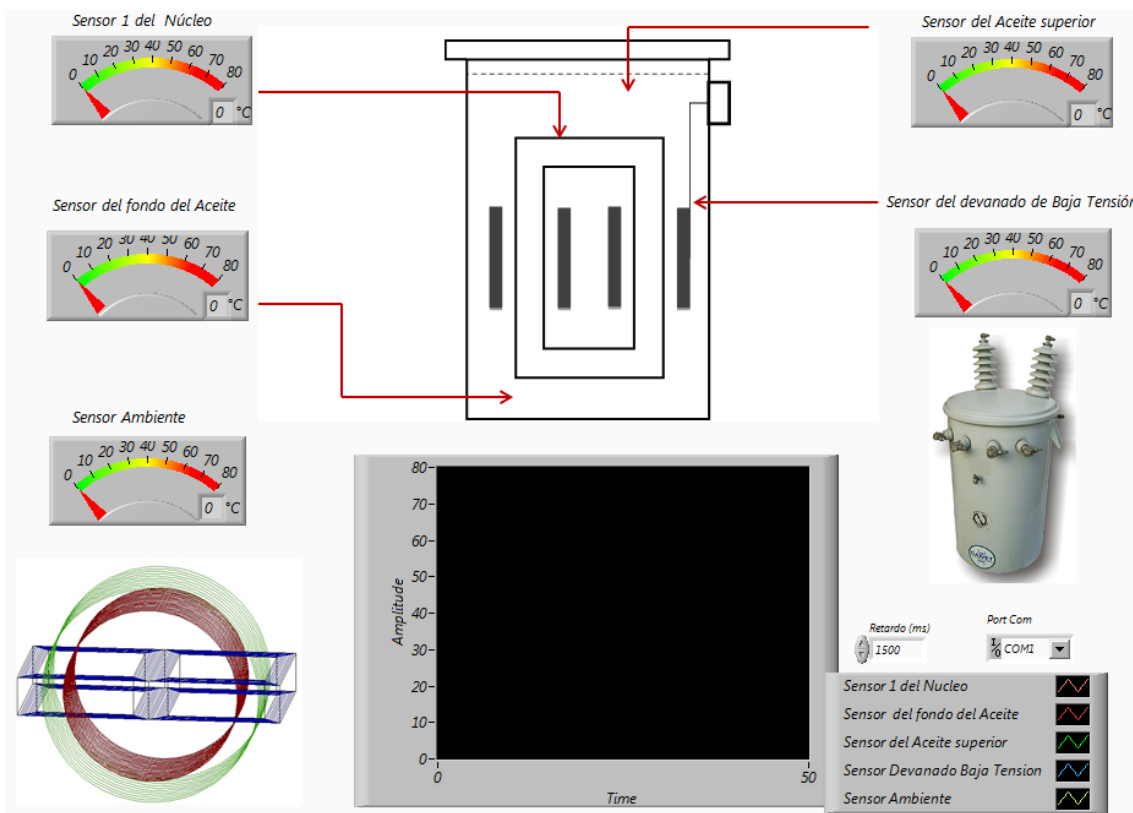


Figura 4.15: Vista de usuario del programa en LabVIEW.

Autores: Cabrera Pedro, Gutiérrez Adrian.

Ahora bien, se procede en las Figuras 4.15 y 4.16, a explicar cada una de las partes que constituyen la interfaz desarrollada.

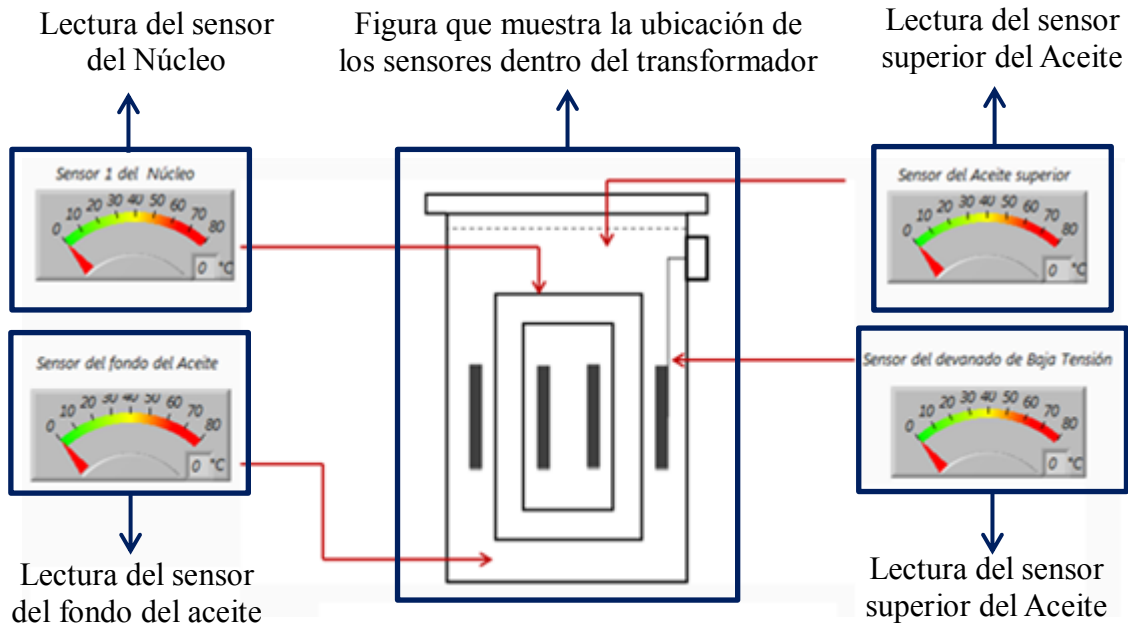


Figura 4.16: Partes constitutivas de la interfaz (vista superior).
Autores: Cabrera Pedro, Gutiérrez Adrian.

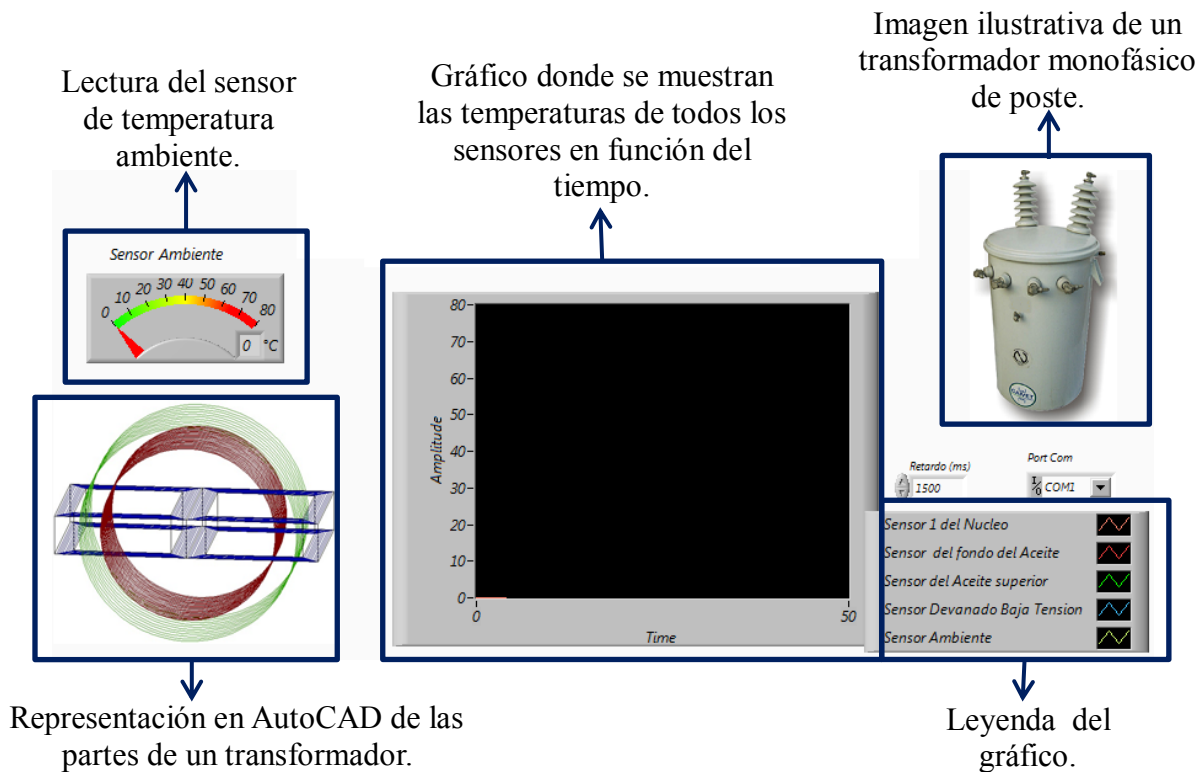
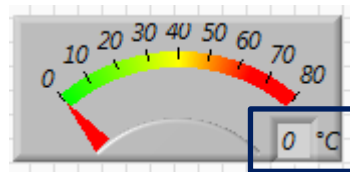


Figura 4.17: Partes constitutivas de la interfaz (vista inferior).
Autores: Cabrera Pedro, Gutiérrez Adrian.



Temperatura exacta.

Figura 4.18: Detalle de las lecturas de los sensores.
Autores: Cabrera Pedro, Gutiérrez Adrian.

En la figura 4.17 se puede apreciar una barra de colores que ilustra cualitativamente contra una referencia, la temperatura tomada por el sensor específico; permitiendo al operario saber si existe un sobrecalentamiento en dicha parte del transformador. A su vez, en la esquina inferior derecha, se muestra el valor exacto de la temperatura en tiempo real.

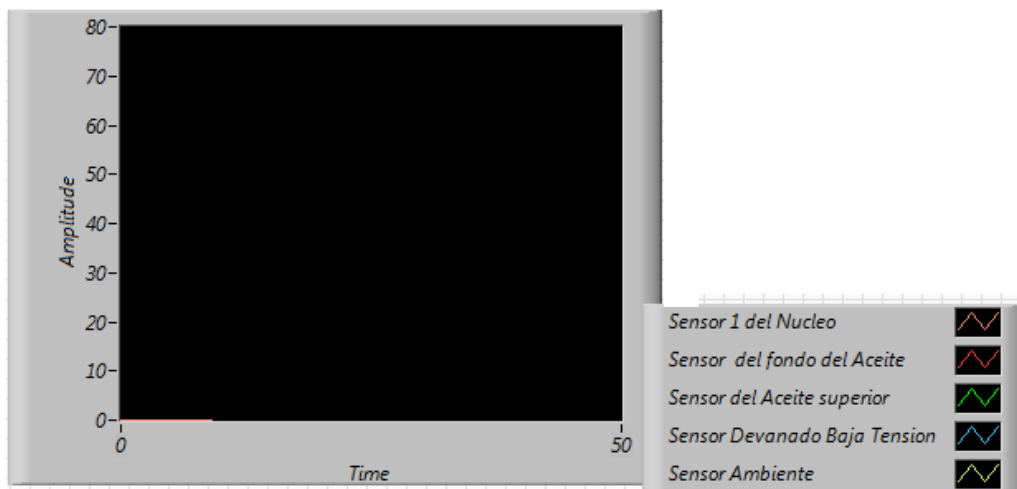


Figura 4.19: Vista del gráfico de temperatura.
Autores: Cabrera Pedro, Gutiérrez Adrian.

En la Figura 4.18 se puede apreciar la vista del gráfico, el cual muestra la temperatura recolectada por todos los sensores en función del tiempo, permitiendo al operario conocer el comportamiento de dicha variable en el lapso de tiempo requerido. Dicho gráfico viene ya integrado con su respectiva leyenda, para proporcionar una fácil comprensión de los datos allí mostrados.

4.10. Ensayo de aumento de temperatura

Tanto el transformador de 5KVA como el de 25KVA, se les realizaron el ensayo de aumento de temperatura como lo indica la norma COVENIN 536, de esta manera se comprueba que el sistema de medición funciona correctamente y se puede observar el comportamiento térmico del transformador monofásico sumergido en aceite. Otra finalidad muy importante de esta prueba es enseñar a los alumnos del laboratorio de Ingeniería Eléctrica a realizar ensayos térmicos como lo establece la norma COVENIN 536 (ver anexos).

Las condiciones del ensayo fueron las siguientes:

1. Se coloca la posición del conmutador donde resulten las pérdidas totales más altas, es decir en la posición uno (01), cuya relación de transformación es 14400/120-240V.
2. Se considera que el transformador alcanza la estabilidad térmica cuando el aumento de temperatura no varía más de 2,5% o 1°C; la que sea mayor, en un período de tres horas consecutivas.
3. Se reduce el tiempo del ensayo con el método de cortocircuito, donde se cortocircuita uno de los devanados y se hace circular la corriente necesaria hasta producir las pérdidas totales en el transformador, estas pérdidas se deben mantener durante todo el ensayo. En caso de que no se alcancen las pérdidas totales, se puede ensayar el transformador con unas pérdidas no menores al 80% de las totales y aplicar el siguiente factor de corrección:

$$T_o = \left[\frac{P_T}{P_E} \right]^X$$

Dónde:

P_T : Son las pérdidas totales del transformador

P_E : Son las pérdidas del ensayo

X=0,8 (Para transformadores con enfriamiento natural por aire)

4.10.1. Ensayo de aumento de temperatura en el transformador de 5KVA.

Las pérdidas totales obtenidas en este transformador son de 146 W y la corriente para mantener esta potencia constante es de 0.432 A.

Tiempo (min)	PT1 (°C)	PT2 (°C)	PT3 (°C)	PT4 (°C)	Ambiente (°C)	Potencia (W)
0	27	35	28	28	30	146
20	27	36	32	29	30	146
40	30	40	36	33	31	146
60	32	43	39	36	31	146
80	34	45	42	39	31	128
100	35	47	44	41	31	128
120	36	49	46	43	31	128
140	38	51	48	45	31	128
160	39	52	51	47	32	128
180	40	52	53	48	32	128
200	40	54	53	49	32	128

Cuadro 4.1: Mediciones de temperatura en el transformador de 5KVA

Autores: Cabrera Pedro, Gutiérrez Adrian

En el cuadro 4.2 se puede apreciar que después de 80min la potencia baja de 146W a 128W, esto es debido a la oposición al paso de la corriente que tienen los conductores de los

devanados, ya que los metales aumentan su resistencia al aumentar la temperatura, por esta razón la corriente del ensayo de 0.432 A disminuye a 0.36 A y a su vez disminuye las pérdidas de potencia. La potencia que se mantiene durante el ensayo después de 80 min es menor a las pérdidas totales, específicamente en 87,7% del valor de las pérdidas totales, en este caso se debe el factor de corrección por potencia:

$$T_o = \left[\frac{146W}{128W} \right]^{0.8}$$

$$T_o = 1,1$$

Tiempo (min)	PT1 (°C)	PT2 (°C)	PT3 (°C)	PT4 (°C)	Ambiente (°C)	Potencia (W)
80	37	50	46	43	31	128
100	39	52	48	45	31	128
120	40	54	51	47	31	128
140	42	56	53	50	31	128
160	43	57	56	52	32	128
180	44	57	58	53	32	128
200	44	59	58	54	32	128

Cuadro 4.2: Temperatura en el transformador de 5KVA aplicando el factor de corrección por potencia

Autores: Cabrera Pedro, Gutiérrez Adrian

La temperatura promedio del aceite debe ser tomada como la del tope del aceite (PT3) menos la mitad de la diferencia de la temperatura del líquido en el tope y en el fondo del tanque (PT4):

$$T_{ACEITE} = PT3 - \left(\frac{PT3 - PT4}{2} \right)$$

Tiempo (min)	Núcleo (°C)	B. Baja (°C)	Aceite (°C)
0	27	35	28
20	27	36	31
40	30	40	35
60	32	43	38
80	37	50	45
100	39	52	47
120	40	54	49
140	42	56	51
160	43	57	54
180	44	57	56
200	44	59	56

Cuadro 4.3: Temperatura en el transformador de 5KVA

Autores: Cabrera Pedro, Gutiérrez Adrian

4.10.2 Gráficas Aumento de temperatura en el transformador de 5 KVA.

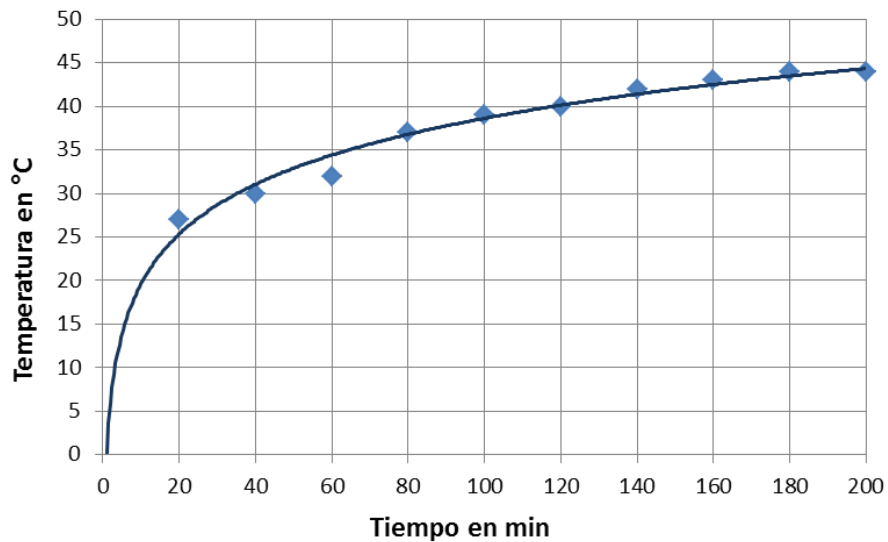


Gráfico 4.1: Aumento de temperatura en el núcleo del transformador de 5KVA

Autores: Cabrera Pedro, Gutiérrez Adrian

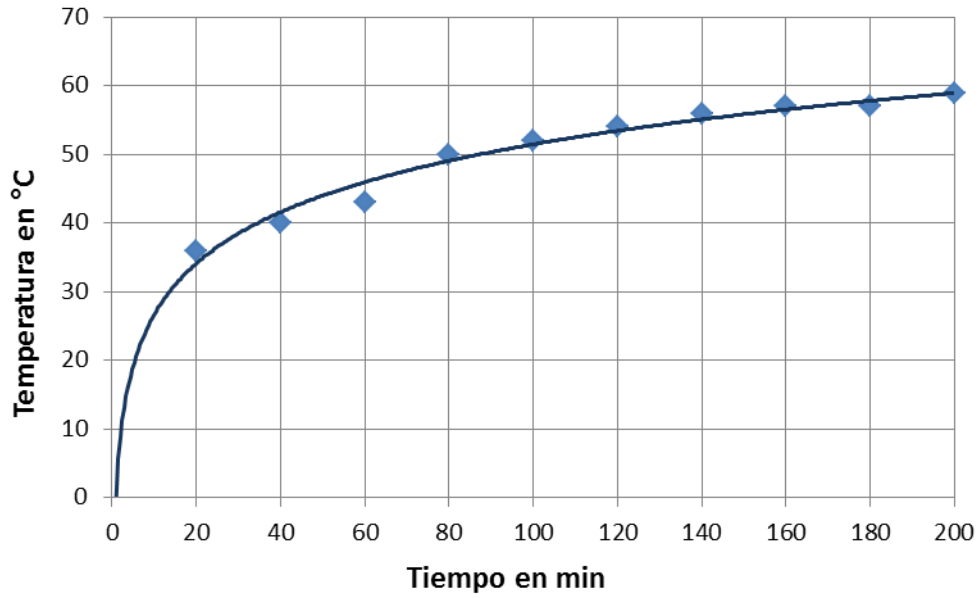


Gráfico 4.2: Aumento de temperatura en el devanado de baja tensión del transformador de 5KVA

Autores: Cabrera Pedro, Gutiérrez Adrian

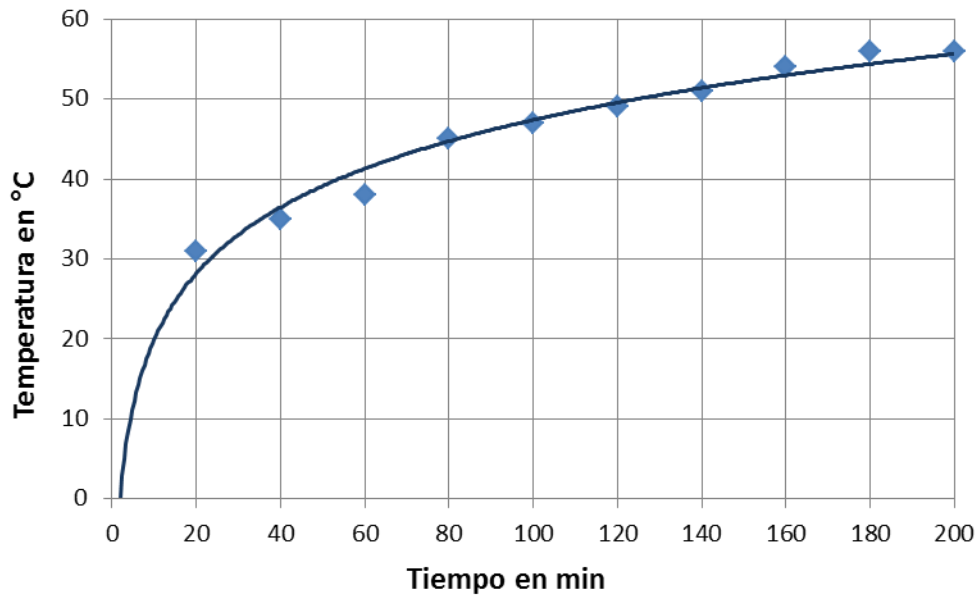


Gráfico 4.3: Aumento de temperatura en el aceite dieléctrico del transformador de 5 KVA

Autores: Cabrera Pedro, Gutiérrez Adrian

4.10.3 Ensayo de aumento de temperatura en el transformador de 25 KVA.

Las pérdidas totales obtenidas en este transformador son de 1340 W y la corriente para mantener esta potencia constante es de 1,8A.

En el caso del transformador de 25 KVA, se realizó el ensayo manteniendo la corriente que produce las pérdidas totales, a 1,8A, es decir no es necesario aplicar el factor de corrección por potencia, pero a diferencia del ensayo anterior se mantuvo la pérdidas totales constantes, para esto se aumentó la tensión del ensayo a medida que disminuía la corriente.

Tiempo (min)	PT1 (°C)	PT2 (°C)	PT3 (°C)	PT4 (°C)	Ambiente (°C)	P (W)
0	31	31	30	31	30	340
20	33	32	34	33	31	340
40	35	35	37	36	32	340
60	36	38	40	40	32	340
80	38	41	44	43	32	340
100	40	43	46	45	32	340
120	42	46	48	48	32	340
140	43	48	50	50	32	380
160	45	50	52	52	32	380
180	47	52	54	53	33	380
200	48	54	56	55	33	380

Cuadro 4.4: Mediciones de temperatura en el transformador de 25KVA

Autores: Cabrera Pedro, Gutiérrez Adrian

La temperatura promedio del aceite debe ser tomada como la del tope del aceite (PT3) menos la mitad de la diferencia de la temperatura del líquido en el tope y en el fondo del tanque (PT4):

$$T_{ACEITE} = PT3 - \left(\frac{PT3 - PT4}{2} \right)$$

Tiempo (min)	Núcleo (°C)	B. Baja (°C)	Aceite (°C)
0	31	31	31
20	33	32	34
40	35	35	37
60	36	38	40
80	38	41	44
100	40	43	46
120	42	46	48
140	43	48	50
160	45	50	52
180	47	52	54
200	48	54	56

Cuadro 4.5: Temperatura en el transformador de 25 KVA

Autores: Cabrera Pedro, Gutiérrez Adrian

4.10.4 Graficas Aumento de temperatura en el transformador de 25 KVA.

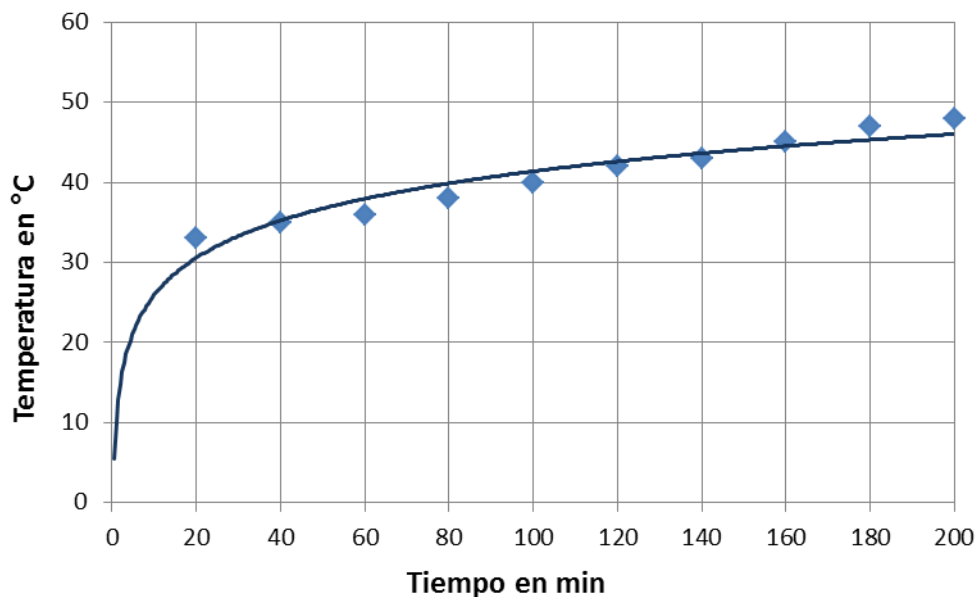


Gráfico 4.4: Aumento de temperatura en el núcleo del transformador de 25 KVA

Autores: Cabrera Pedro, Gutiérrez Adrian

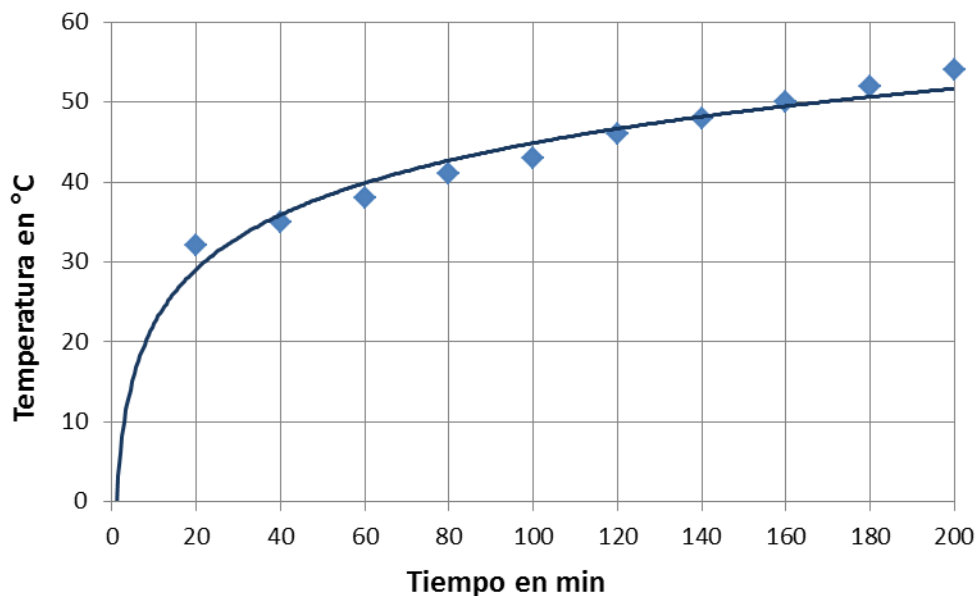


Gráfico 4.5: Aumento de temperatura en el devanado de baja tensión del transformador de 25 KVA

Autores: Cabrera Pedro, Gutiérrez Adrian

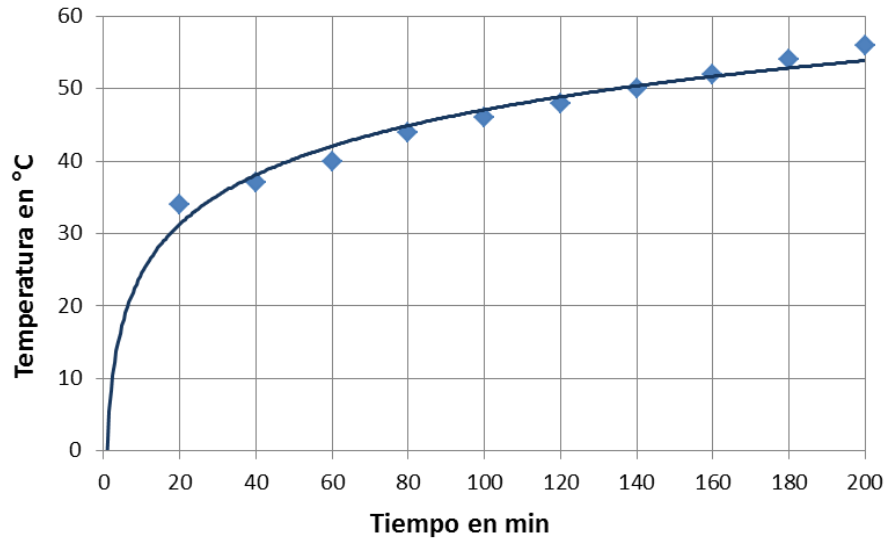


Gráfico 4.6: Aumento de temperatura en el aceite dieléctrico del transformador de 25 KVA

Autores: Cabrera Pedro, Gutiérrez Adrian

4.11 Funcionamiento del dispositivo de medición.

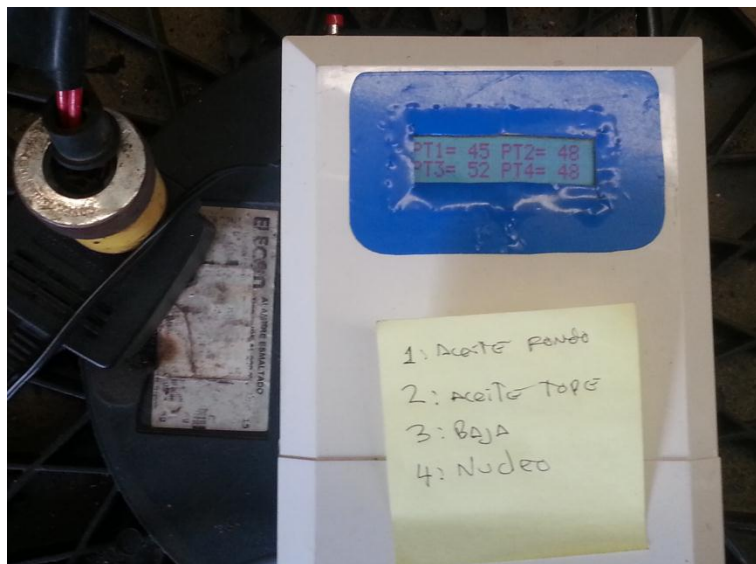


Figura 4.20: Funcionamiento del dispositivo de medición

Autores: Cabrera Pedro, Gutiérrez Adrian

4.12 Funcionamiento de la interfaz gráfica.

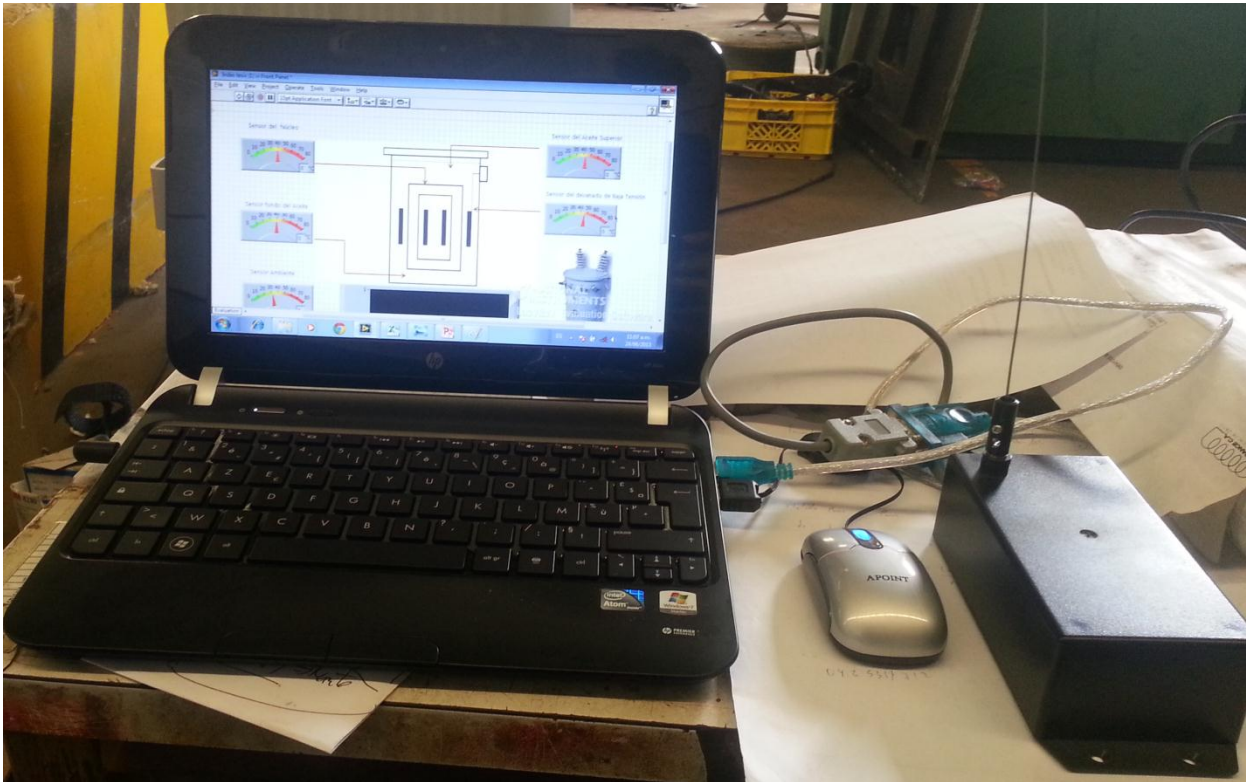


Figura 4.21: Funcionamiento de la interfaz gráfica.

Autores: Cabrera Pedro, Gutiérrez Adrian

Capítulo V

Análisis de resultados

El objetivo general de esta propuesta de investigación consiste en diseñar un sistema de medición de temperatura para transformadores monofásicos de 25 KVA y 5 KVA respectivamente, utilizando un sistema digital para el procesamiento de datos que permita observarlos y evaluarlos a través de una interfaz gráfica en el Laboratorio de Máquinas Eléctricas de la Universidad de Carabobo.

Después de completar la instalación de los sensores térmicos en ambos transformadores y ejecutar los ensayos térmicos con el dispositivo de medición implementado, se puede afirmar que el objetivo general del presente proyecto ha sido alcanzado y en este capítulo se muestran las conclusiones derivadas del desarrollo de los objetivos específicos planteados.

5.1. Conclusiones

1.- Se instalaron cuatro (04) sensores RTD en los transformadores de 5 y 25 kVA respectivamente, siendo colocados: en el núcleo, en la bobina de baja tensión y en las partes superior e inferior del líquido aislante. Según las mediciones de temperatura realizados en los ensayos térmicos, se puede comprobar que estos puntos de medición registran adecuadamente el comportamiento térmico del transformador tal y como se esperaba al iniciar este proyecto de investigación. Según los datos obtenidos se puede observar como la temperatura aumenta en tiempo real y como se distribuye el calor.

El sensor ubicado en la bobina de baja tensión es el que registra mayores incrementos de temperatura a medida que pasa el tiempo durante el ensayo, indicando que el conductor de baja tensión es el elemento que muestra mayor elevación de temperatura dentro del transformador de distribución monofásico. Esto es debido a los elevados valores de

corriente que circulan por el devanado de baja tensión; siendo de 20,8A para el transformador de 5kVA y 104,2A para el transformador de 25kVA, y estos valores altos de corriente generan un incremento de temperatura considerable.

En el aceite aislante se puede observar cómo se distribuye el calor en el mismo, donde los mayores incrementos de temperatura se registraron en la parte inferior del aceite; siendo menores en la parte superior, debido a que en la parte inferior del aceite se encuentran ubicados tanto el núcleo ferromagnético como las bobinas de alta y baja tensión. El aceite extrae parte del calor que genera el núcleo y las bobinas, disipándose a medida que se aleja hacia la superficie del líquido.

2.- Se desarrolló y se implementó el dispositivo de medición de temperatura, el cual obtiene los valores de temperatura en tiempo real mediante a sensores RTD PT100, este sensor aumenta o disminuye su resistencia eléctrica entre sus terminales con la variación de temperatura, un microcontrolador registra los valores analógicos de caída de tensión producidos por la variación de resistencia y después el microcontrolador realiza la conversión analógica a digital y posteriormente mediante la curva de calibración del sensor se determina el valor de la temperatura en grados centígrados con un error de 1°C, cada valor se muestra en la pantalla LCD ubicada en el dispositivo y a su vez, se envía inalámbricamente para ser mostrado en la interfaz gráfica.

3.- Por último, se llevó acabo el desarrollo de una interfaz gráfica en LabVIEW, la cual permite observar en tiempo real el comportamiento de todos los sensores simultáneamente, mostrándola en una escala relativa con colores permitiendo saber al operador si existe un sobrecalentamiento en alguna parte del transformador. Adicionalmente se presentan las lecturas térmicas en un gráfico en función del tiempo, permitiendo ver el comportamiento térmico del transformador a lo largo de un intervalo de tiempo.

5.2 Recomendaciones

1.- Como primer aspecto, se recomienda continuar ampliando los estudios térmicos para los transformadores de distribución, ya que su comportamiento térmico va estrechamente relacionado con el desempeño y la vida útil del equipo, estando éste a su vez, muy relacionado con la calidad y fidelidad del servicio eléctrico tanto a nivel residencial como industrial.

2.- En otro orden de ideas, se puede recomendar como ampliación al proyecto realizado, llevar a cabo un estudio económico, que mediante un estudio detallado de los costos de implementación del sistema de medición y estudiando a su vez los costos derivados por reemplazo debido a fallas en los transformadores; permita determinar para qué capacidad del transformador podría ser rentable económicamente la implementación del sistema de medición de temperatura, de manera comercial.

3.- Como una segunda ampliación de este proyecto, se recomienda la adición de un banco de memoria al dispositivo de medición de temperatura. Este podría ser diseñado con una tarjeta de memoria SD. Ya que permitiría conocer el comportamiento térmico del transformador en todo momento, sin que el operador deba poner en funcionamiento el dispositivo, solamente extrayendo la tarjeta de memoria, y vaciando los datos recolectados en su computador. Cabe mencionar que deberán hacerse las piezas y conexiones necesarias para que el dispositivo se mantenga energizado indefinidamente.

Bibliografía

- [1] IEEE Std C57.12.90-1999. **Standard test code for liquid-immersed distribution, power, and regulating transformers.** Junio 1999
- [2] E. E. STAFF – M.I.T.: **Circuitos magnéticos y transformadores**, U.S.A., editorial Reverté.
- [3] MAGO R, María G. **Análisis de fallas en transformadores de distribución utilizando métodos no convencionales**, Venezuela, Universidad de Carabobo.
- [4] SACCHI, Jorge N. L., RIFALDI Alfredo: **Calculo y diseño de máquinas eléctricas, Calentamiento y solicitaciones térmicas que afectan el aislamiento de los transformadores**, Argentina, Universidad Nacional de La Plata, Abril 1995.
- [5] GARCIA QUINTERO, Edwin: **Estudio del deterioro de materiales aislantes secos mediante técnicas de alta tensión (descargas parciales)**, Colombia, Ingeniería y desarrollo, Universidad del Norte, núm. 27, Enero-Junio, 2010.
- [6] PEREZ, Pedro Avelino: **Transformadores de distribución**, México, segunda edición, editorial Reverté, 2001.
- [7] NORMA CADAFE 375-98: **Especificaciones técnicas de transformadores monofásicos de distribución para líneas de 13.8 kV.**
- [8] NORMA NTC 818: **Transformadores. Transformadores monofásicos auto refrigerados y sumergidos en líquido. Corriente sin carga, pérdidas y tensión de cortocircuito.**
- [9] HEATHCOTE, Martin J.: **J & P Transformer Book**, United Kingdom, décimo tercera edición, editorial Newnes, 2007.
- [10] FRAILE MORA, Jesús: **Máquinas Eléctricas**, España, quinta edición, editorial McGraw-Hill, 2003.
- [11] AHMED E. B., Abu-Elainen; M.M.A. Salama: **Assest management techniques for transformers**, Canada, Electric Power Systems Research, University of Waterloo, 2009.
- [12] ALLER, José Manuel: **Máquinas eléctricas rotativas: introducción a la teoría general**, Venezuela, editorial Equinoccio.
- [13] Slideshare: **PT100**, <http://es.slideshare.net/angelicarinconc/que-es-pt100> , 15/04/13.

- [14] Wikipedia, **RTD**, <http://es.wikipedia.org/wiki/RTD>, 15/04/13.
- [15] Wikipedia: **Microcontrolador PIC**, http://es.wikipedia.org/wiki/Microcontrolador_PIC ,
20/05/13
- [16] Microchip, PIC 16F689
<http://www.microchip.com/wwwproducts/Devices.aspx?dDocName=en023113>,
20/05/13.
- [17] Wikipedia: **LabVIEW**, <http://es.wikipedia.org/wiki/LabVIEW>, 20/05/13
- [18] Wikipedia, **Autocad**, <http://es.wikipedia.org/wiki/Autocad> , 20/05/13
- [19] HERNANDEZ, Sampieri Roberto: **Metodología de la investigación**, México, editorial McGraw-Hill, 1991.

ANEXOS

ANEXO N° 1

1. Programación del PIC en Lenguaje C.

```
#include<16f689.h>           //El PIC utilizado.
#deviceadc = 10             // Configura el Convertidor AD a 10bits.
#fuses INTRC_IO,PROTECT,NOBROWNOUT,MCLR,NOWDT
#use delay (clock=8000000)   //Ajusta el oscilador interno a Fosc=8Mhz.
#use rs232(baud=300,xmit=pin_B7,rcv=pin_B6) // Ajusta velocidad del transmisor RS
232, configuramos pines transmisor (B7) y receptor(B6).

#define LCD_ENABLE_PIN PIN_C1 // PIN Enable.
#define LCD_RS_PIN PIN_C2     // PIN Reset.
#define LCD_RW_PIN PIN_C3     // PIN Escritura.
#define LCD_DATA4 PIN_C4      //BUS de 4 bits que comanda la LCD.
#define LCD_DATA5 PIN_C5      //BUS de 4 bits que comanda la LCD.
#define LCD_DATA6 PIN_C6      //BUS de 4 bits que comanda la LCD.
#define LCD_DATA7 PIN_C7//BUS de 4 bits que comanda la LCD.

#include<lcd.c>              //Librería de la LCD.
#byte PORTA=0x05// Palabra que configura el Puerto A.
#bit Opcion = PORTA.5

float PT1001,PT1002,PT1003,PT1004,LM35,AMB;

//Prototipos de Funciones
voidRefresh_lcd();
floatGet_Lectura(int channel);
voidmain()
{
```

```

setup_oscillator(OSC_8MHZ|OSC_INTRC); //Programa el oscilador interno del Pic a
8MHZ.
set_tris_a(0xff);           // Configura el Puerto A como entrada.
set_tris_b(0xff);           //Configura el Puerto B como entrada.
set_tris_c(0x00);           //Configura el Puerto C como salida.

lcd_init();                 //Inicializa la LCD.

DELAY_MS(500);             //Retraso de 500 ms.

lcd_gotoxy(1,1);
lcd_putc(" UNIVERSIDAD "); // Imprime saludo en la pantalla LCD.
lcd_gotoxy(1,2);
lcd_putc(" DE CARABOBO");   // Imprime saludo en la pantalla LCD.
DELAY_MS(1000);
lcd_init();
lcd_gotoxy(1,1);
lcd_putc(" FACULTAD DE");   // Imprime saludo en la pantalla LCD.
lcd_gotoxy(1,2);
lcd_putc(" INGENIERIA");    //Imprime saludo en la pantalla LCD.
DELAY_MS(1000);            //Retraso de 1000 ms.
lcd_init();
lcd_gotoxy(1,1);
lcd_putc(" ESCUELA DE");    // Se imprime saludo en la pantalla LCD.
lcd_gotoxy(1,2);
lcd_putc("ING. ELECTRICA"); //Se imprime saludo en la pantalla LCD.

delay_ms(1000);            //Retraso de 1000 ms.
PT1001,PT1002,PT1003,PT1004 = 0; //Limpia las variables.
delay_ms(5);               //Retraso de 5 ms.
while(true)                // Inicia ciclo.

```

```

{
output_toggle(PIN_B5);    //Parpadea Led, output_toggle cambia el estado lógico del pin
                             pasado del parámetro.

PT1001 = Get_Lectura(0);    //Toma lectura de la PT1.
PT1001=((pt1001+271)/11.24); //Ajusta el valor leído con la curva de calibración.
delay_ms(5);                //Retraso de 5 ms.

PT1002 = Get_Lectura(2);    //Toma lectura de la PT2.
PT1002=((pt1002+271)/11.24); //Ajusta el valor leído con la curva de calibración.
delay_ms(5);                //Retraso de 5 ms.

PT1003 = Get_Lectura(10);   // Toma lectura de la PT3.
PT1003=((pt1003+271)/11.24); //Ajusta el valor leído con la curva de calibración.
delay_ms(5);                //Retraso de 5 ms.
PT1004 = Get_Lectura(11);   //Toma lectura de la PT4.
PT1004=((pt1004+271)/11.24); //Ajusta el valor leído con la curva de calibración.
delay_ms(5);                //Retraso de 5 ms.
LM35 = Get_Lectura(3);      //Toma lectura del LM35.
AMB=LM35*0.1;               //Ajusta el valor leído con la curva de calibración.
Refresh_lcd();              // Refresca la LCD.

delay_ms(500);              //Esperamos 500 ms.
printf("000\n\r");
printf("111\n\r");
printf("TEMP\n\r");
printf("PT1=%3.0f\n\r",PT1001);//Imprime en la LCD la temperatura en la PT1.
printf("PT2=%3.0f\n\r",PT1002);//Imprime en la LCD la temperatura en la PT2.
printf("PT3=%3.0f\n\r",PT1003);// Imprime en la LCD la temperatura en la PT3.
printf("PT4=%3.0g\n\r",PT1004);// Imprime en la LCD la temperatura en la PT4.

```

```

printf("AMB=%3.0f\n\r",AMB);// Imprime en la LCD la temperatura ambiente.
delay_ms(500);           //Retraso 500 ms.
    }
}
floatGet_Lectura(int channel)
{
floatmedicion=0; // Variable entera que contendrá la medición del convertidor AD.
int1 done = 0; //Contendrá 1 si el convertidor terminó de convertir.
SETUP_CCP1(CCP_OFF);
SETUP_SPI(SPI_SS_DISABLED);
setup_adc (adc_clock_internal); //Usando el oscilador interno.
setup_adc_ports(sAN0|sAN1|sAN2|sAN10|sAN11|VSS_VREF); //Todo el puerto
analógico como entrada analógica.
set_adc_channel (channel); //Establece el canal de lectura analógica.
delay_ms(5);//Es necesario esperar un pequeño retraso luego de establecer el canal.
medicion=read_adc (); // Hace conversión AD .
medicion=(medicion*1.9531);
delay_ms(5);
done = adc_done(); //done = 1 si el convertidor termino de convertir.
while(!done)
{
done = adc_done(); //Mientras no acabe de convertir se seguirá ciclando.
}
delay_ms(5);
setup_adc (adc_off); //detenemos al convertidor
delay_ms(5);
returnmedicion; //Regresamos la medición.
}
voidRefresh_lcd()
{
if(opcion==1){

```

```
lcd_putc("\f");
lcd_gotoxy(1,1);
printf(lcd_putc,"PT1=%3.0f",PT1001);// Envía al puerto serial la secuencia "PT1=" y
luego envía la temperatura en la PT1.
lcd_gotoxy(9,1);
printf(lcd_putc,"PT2=%3.0f",PT1002);// Envía al puerto serial la secuencia "PT2=" y
luego envía la temperatura en la PT2.
lcd_gotoxy(1,2);
printf(lcd_putc,"PT3=%3.0f",PT1003);// Envía al puerto serial la secuencia "PT3=" y
luego envía la temperatura en la PT2.
lcd_gotoxy(9,2);
printf(lcd_putc,"PT4=%3.0f",PT1004);// Envía al puerto serial la secuencia "PT4=" y
luego envía la temperatura en la PT2.
}
else
{
lcd_putc("\f");
lcd_gotoxy(1,1);
printf(lcd_putc,"TempAmb=%3.0f",AMB);// Envía al puerto serial la secuencia
"TempAmb=" y luego envía la temperatura ambiente.
delay_ms(500);
}
}
```

ANEXO N°2

Programación de la Interfaz Gráfica en LabVIEW

A continuación se presenta el código desarrollado para la interfaz gráfica.

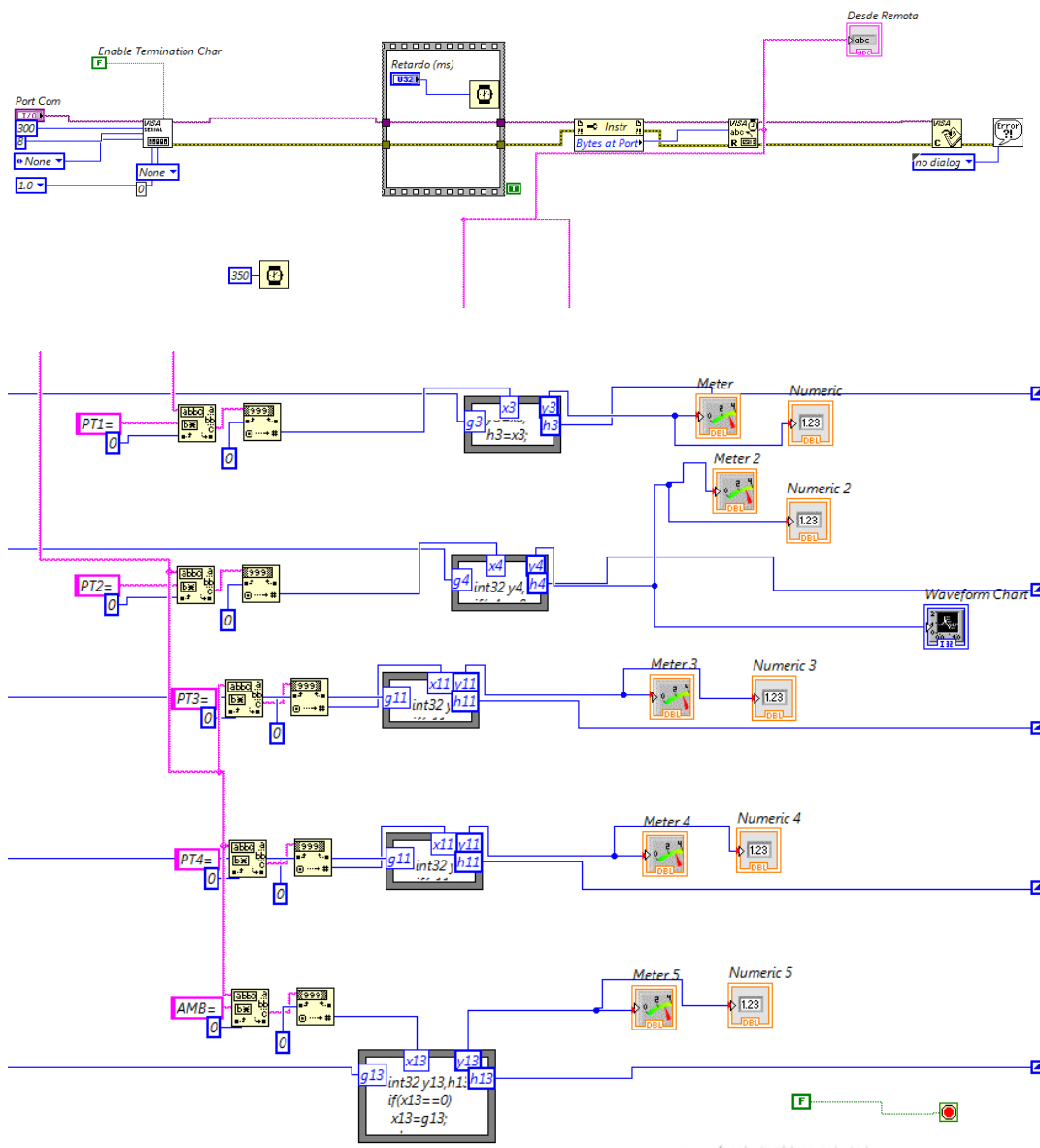


Figura 5.1: Programación interfaz en LabVIEW.
Autores: Cabrera Pedro, Gutiérrez Adrian.

Partes constitutivas de la programación en LabVIEW

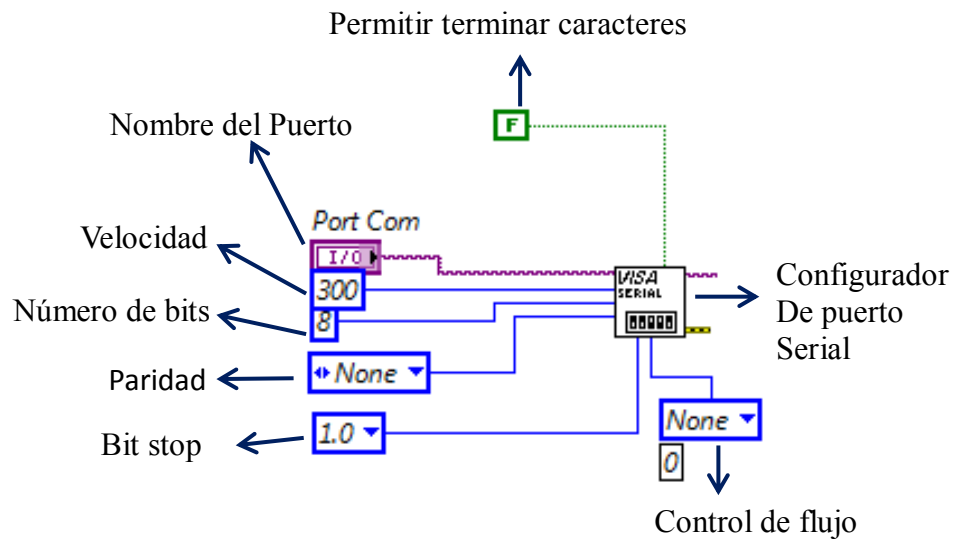
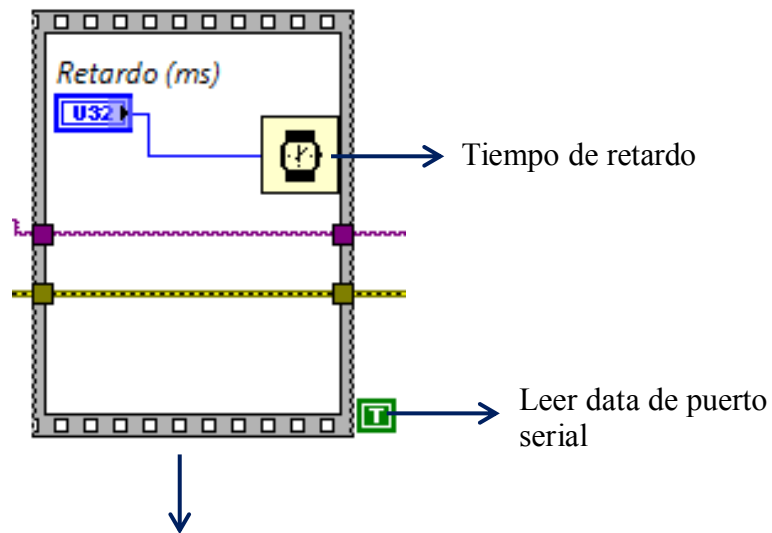
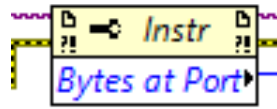


Figura 5.2: Configuración puerto serial.
Autores: Cabrera Pedro, Gutiérrez Adrian.



Estructura de secuencia apilada: Permite pasar data de un formulario a otro, almacenándola. El retardo determina el tiempo en que borra la data almacenada en el buffer, 1500 ms en este caso.

Figura 5.3: Estructura de secuencia apilada
Autores: Cabrera Pedro, Gutiérrez Adrian.



Nodo de propiedad: lee o determina las propiedades de una referencia.

Figura 5.4: Nodo de propiedad.
Autores: Cabrera Pedro, Gutiérrez Adrian.

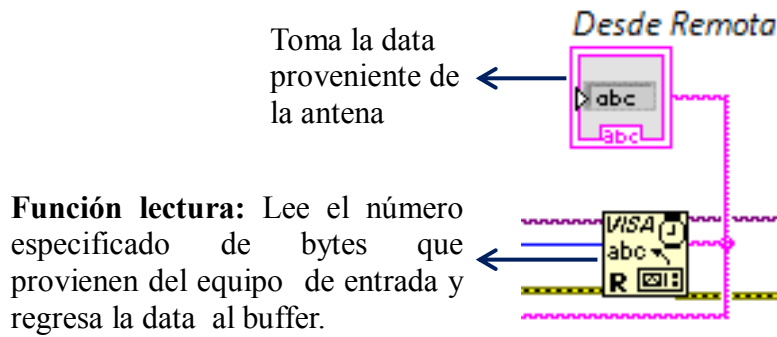


Figura 5.5: Lectura desde remoto.
Autores: Cabrera Pedro, Gutiérrez Adrian.

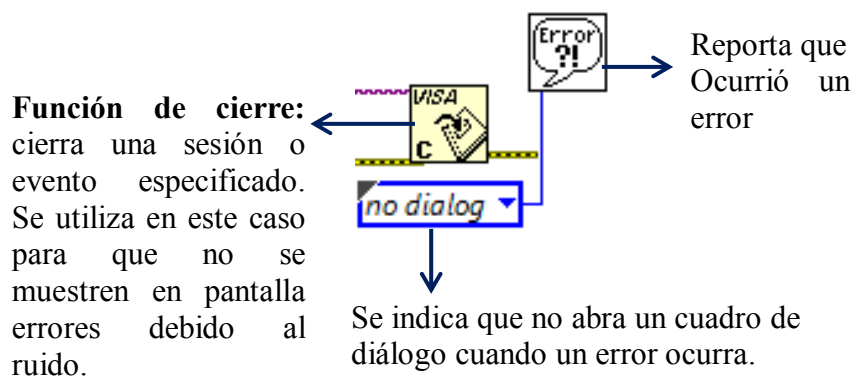
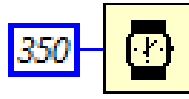
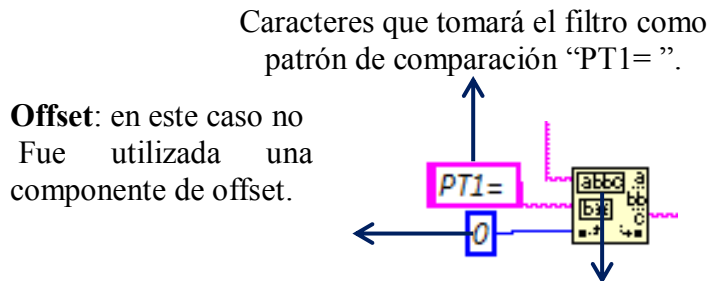


Figura 5.6: Función cierre y error.
Autores: Cabrera Pedro, Gutiérrez Adrian.



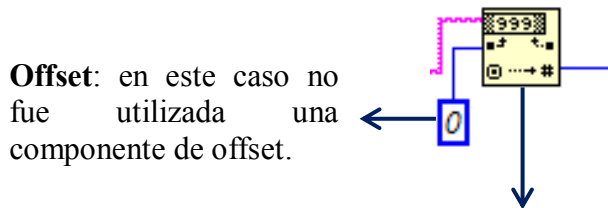
Reloj del ciclo While externo. Indica el período que dura el ciclo del programa. Definido en 350 ms.

Figura 5.7: Reloj del ciclo interno.
Autores: Cabrera Pedro, Gutiérrez Adrian.



Función comparador de caracteres: Esta función se utilizó como filtro, ya que del transmisor, la información se envía con una cadena de caracteres precisa "PT1= ##" donde se indica el nombre del sensor, seguido de un igual, un espacio en blanco y por último dos dígitos que son el valor de la temperatura medida. Este filtro fue necesario ya que el receptor está recibiendo continuamente señales de ruido. De esta forma, de todas las señales recibidas se tomará únicamente los caracteres útiles.

Figura 5.8: Filtro de ruido.
Autores: Cabrera Pedro, Gutiérrez Adrian.



Función convertidor cadena de caracteres a decimal: Esta función permite convertir los caracteres resultantes de la comparación anterior, que fueron filtrados de toda la data recibida "PT1= ##", en números decimales; es decir, de aquí se obtiene únicamente el valor numérico (##) de la temperatura medida.

Figura 5.9: Filtro de caracteres no decimales.
Autores: Cabrera Pedro, Gutiérrez Adrian.

```

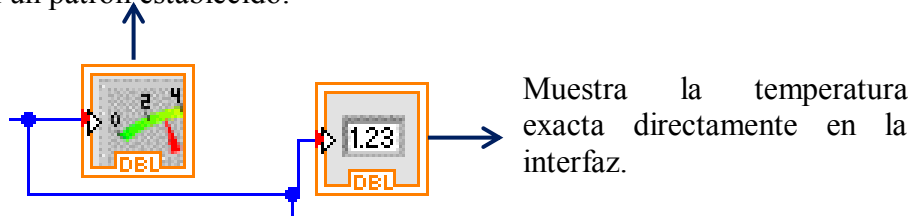
g3 int32 y3,h3;
x3
y3
h3
if(x3==0)
x3=g3;
else
if(x3!=0)
h3=g3;
y3=g3;
if(x3!=0)
y3=x3;
h3=x3;

```

Bloque de programación en lenguaje C: Este código desarrollado, se emplea únicamente para que, debido a causas de ruido, no se haya obtenido ningún valor de temperatura en un alguno de los ciclos del programa, las visualizaciones en pantalla no se vayan a cero, sino que mantengan su valor previo, hasta que sea leído correctamente el nuevo valor de temperatura. Este algoritmo es válido debido al principio que la temperatura no cambia bruscamente, sino que sus cambios son marcadamente lentos; por lo que, algunos segundos en los que no haya lectura, no supondrían mayor problema.

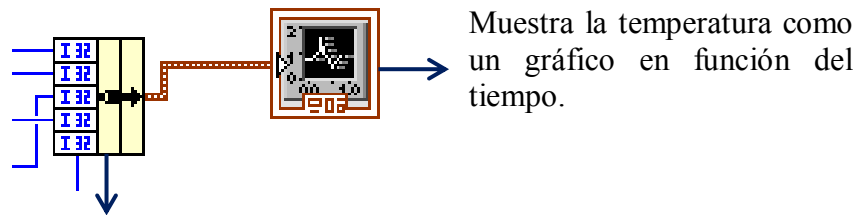
Figura 5.10: Bloque de programación en lenguaje C.
Autores: Cabrera Pedro, Gutiérrez Adrian.

Muestra la temperatura en una gráfica que permite compararla cualitativamente con un patrón establecido.



Muestra la temperatura exacta directamente en la interfaz.

Figura 5.11: Dispositivos de salida.
Autores: Cabrera Pedro, Gutiérrez Adrian.



Muestra la temperatura como un gráfico en función del tiempo.

Función de empaquetado: agrupa un conjunto de elementos individuales. En este caso, se utiliza para agrupar los datos de los distintos sensores, para luego mostrarse en el gráfico.

Figura 5.12: Salida al gráfico.
Autores: Cabrera Pedro, Gutiérrez Adrian

Anexo N°3

Memoria construcción de transformadores e instalación de los sensores.



Figura 5.13: Bobinas y núcleo ferromagnético.
Autores: Cabrera Pedro, Gutiérrez Adrian



Figura 5.14: Cortando la escuadra interna donde irán colocadas las bobinas y el núcleo.
Autores: Cabrera Pedro, Gutiérrez Adrian



Figura 5.15: Incubando las bobinas y el núcleo.
Autores: Cabrera Pedro, Gutiérrez Adrian



Figura 5.16: Bobinas y núcleo incubados.
Autores: Cabrera Pedro, Gutiérrez Adrian



Figura 5.17: Instalación de los sensores.

Autores: Cabrera Pedro, Gutiérrez Adrian



Figura 5.18: Instalación de los sensores.
Autores: Cabrera Pedro, Gutiérrez Adrian



Figura 5.19: Soldando los cables de los sensores.
Autores: Cabrera Pedro, Gutiérrez Adrian



Figura 5.20: Ensayo de temperatura transformador de 25 KVA.
Autores: Cabrera Pedro, Gutiérrez Adrian

Anexo N°4

COVENIN 536-94

4.10 ENSAYOS DE AUMENTO DE TEMPERATURA.

4.10.1 Objeto

Comprobar que el aumento de temperatura que presentará el transformador sometido a la condición de potencia nominal, no excederá los valores dados en la Norma Venezolana COVENIN 536.

4.10.2 Equipos e instrumentos

- Termómetro o termopar.
- Cronómetro.
- Fuente de tensión alterna.
- Vatímetro.
- Amperímetro
- Voltímetro

4.10.3 Preparación y conservación de la muestra

4.10.3.1 La muestra a ensayar consiste en un transformador completamente ensamblado. Si es inmerso en líquido aislante, llene al nivel apropiado. Si es transformador seco, el gabinete debe estar ensamblado con todas sus tapas y puertas.

4.10.3.2 Si el transformador está equipado con indicadores térmicos, transformadores de corriente u otros equipos, tales aparatos deben estar instalados en el transformador durante el ensayo.

4.10.4 Condiciones de ensayo

4.10.4.1 El transformador se ensaya en la combinación de conexión y posición del conmutador, que den los mayores aumentos de temperatura en los devanados. Esto involucra aquella conexión y posición del conmutador donde resulten las pérdidas totales más altas. Todos los ensayos de aumento de temperatura se deben realizar bajo condiciones normales de los medios de enfriamiento.

4.10.4.2 El ensayo de aumento de temperatura se debe realizar en un lugar libre de corrientes de aire tanto como sea posible.

4.10.4.3 Se permite acortar el tiempo requerido para el ensayo con el uso de sobrecarga, enfriamiento limitado u otro método, en la etapa inicial del ensayo.

4.10.4.4 Se deben colocar termómetros o termopares en los siguientes lugares:

4.10.4.4.1 Transformadores secos del tipo ventilado: en la parte central y la superior del núcleo y lo más cerca posible de los conductores del devanado de baja tensión, en la parte superior del devanado. En transformadores trifásicos, adicionalmente, las mediciones se deben realizar en la columna central de la unidad.

4.10.4.4.2 Transformadores secos del tipo encapsulado o no ventilado: en los centros; de la parte superior y en uno de los lados de la resina o en caso de ser posible, de la cubierta.

NOTA 12: No se debe utilizar termómetros de mercurio para transformadores secos en este ensayo.

4.10.4.4.3 Transformadores sumergidos en líquido aislante: en la parte superior del líquido aislante, mediante un termómetro o un termopar sumergido a 5 cm de la superficie.

4.10.4.5 Para transformadores secos, cuando la temperatura ambiente difiere de 30 °C, se debe corregir el aumento de temperatura del devanado, multiplicando el aumento medido por la constante C que se calcula mediante la siguiente expresión:

$$C = \frac{T_K + 30}{T_K + T_a} \quad (\text{EC. 15})$$

Donde:

T_a = Es la temperatura ambiente en °C.

T_K = 234,5 °C para el cobre
225 °C para aluminio grado eléctrico.

4.10.4.6 Estabilización térmica.

4.10.4.6.1 Transformador tipo seco.

Para los efectos del ensayo, se considera que el transformador se ha estabilizado térmicamente si el aumento de temperatura no varía más de 2 °C por hora en un período continuo de tres horas.

4.10.4.6.2 Transformador sumergido en líquido aislante.

Se considera que el transformador se ha estabilizado térmicamente si el aumento de temperatura del líquido aislante, no varía en más de 2,5 % ó 1 °C cualquiera que sea mayor, por hora durante un período consecutivo de tres horas.

4.10.4.7 Medición de la temperatura ambiente.

Para transformadores enfriados por aire, la temperatura ambiente se mide según el punto 4.10.4.7.1, la cual no será menor de 10 °C ni mayor de 40 °C.

4.10.4.7.1 La temperatura ambiente, se obtiene promediando las lecturas determinadas utilizando por lo menos tres termómetros o termopares, colocados dentro de recipientes espaciados uniformemente alrededor del transformador bajo ensayo. Estos deben colocarse más o menos a la mitad de la altura del transformador, a una distancia de 1,0 m a 2,0 m de éste, protegidos de corrientes de aire, de las radiaciones de calor del transformador bajo ensayo y de otras fuentes.

4.10.4.7.2 Si la constante de tiempo del transformador es de dos horas o menos, se utilizan recipientes para los termómetros con unas constantes de tiempo que no sobrepasen el 150 % de ésta. Si la constante del transformador bajo ensayo es mayor de dos horas, la diferencia entre las constantes de tiempo del transformador y la de los recipientes puede llegar a ser más o menos de una hora.

NOTA 13: La constante de tiempo de los recipientes se determina como el tiempo necesario para que su temperatura varíe en 6,3 °C, cuando la del ambiente cambie bruscamente en 10 °C.

4.10.5 Procedimiento

El ensayo se puede realizar por uno de los siguientes métodos:

- a) Método de carga real.
- b) Método de cortocircuito.
- c) Método de carga en oposición.

4.10.5.1 Método de carga real.

Se energiza uno de los devanados del transformador a tensión nominal o a tensión de toma en el caso que el ensayo se realice en una toma diferente de la nominal. Luego se conecta una carga adecuada al otro devanado, hasta hacer circular las corrientes nominales o la corriente de toma en ambos devanados y se espera el tiempo suficiente para que el transformador se estabilice térmicamente (véase punto 4.10.4.6).

El método de carga real es el más exacto pero las necesidades de energía son excesivas en transformadores de gran potencia.

4.10.5.2 Método de cortocircuito.

4.10.5.2.1 Método de cortocircuito para transformadores secos.

4.10.5.2.1.1 El ensayo se realiza determinando los aumentos de temperatura de dos ensayos separados; uno aplicando las pérdidas debidas a la carga correspondiente a la toma en cuestión y el otro aplicando las pérdidas de vacío del transformador para la misma toma. Las pérdidas debidas a la carga deben corregirse a una temperatura de referencia indicada en la Norma Venezolana GOVENIN 536.

Durante el ensayo las pérdidas aplicadas se deben mantener constantes.

Para el ensayo de aumento de temperatura con pérdidas debidas a la carga, se cortocircuita uno de los devanados y se hace circular la corriente de toma.

4.10.5.2.1.2 El aumento de temperatura de cada devanado T_c debido a las pérdidas con carga, se mide después que el transformador se ha estabilizado térmicamente y se corrige para el instante de la desconexión (véanse los puntos 4.10.4.6 y 4.10.5.3.8).

4.10.5.2.1.3 El aumento de temperatura de cada devanado T_v debido a las pérdidas en vacío, se mide después que el transformador ha estabilizado térmicamente y se corrige para el instante de la desconexión (véanse los puntos 4.10.4.6 y 4.10.5.3.8).

4.10.5.2.1.4 Luego se determina el aumento de temperatura T' de cada uno de los devanados con los valores de aumento de temperatura medidos T_v y T_c , aplicando la siguiente fórmula:

$$T' = T_c \left[1 + \left[\frac{T_v}{T_c} \right]^{1,25} \right]^{0,80} \quad (EC. 16)$$

Donde:

T' = Aumento de temperatura final de los devanados.

T_v = Aumento de temperatura debido a las pérdidas en vacío.

T_c = Aumento de temperatura debido a las pérdidas con carga.

4.10.5.2.2 Método de cortocircuito para transformadores sumergidos en líquidos aislantes.

4.10.5.2.2.1 Se cortocircuita un devanado y se hace circular la corriente necesaria a frecuencia nominal, por el otro devanado hasta producir las pérdidas totales; estas pérdidas se deben mantener durante el ensayo hasta que el transformador se estabilice térmicamente (véase el punto 4.10.4.6).

4.10.5.2.2.2 En la condición de pérdidas totales, se deben tomar mediciones a intervalos de tiempo regulares, previamente establecidos, tanto de la temperatura ambiente como de la temperatura de la parte superior del líquido aislante y si es necesario, de la temperatura media de éste, según se indica en el punto 4.10.5.2.2.9; esto se continúa hasta haber alcanzado la estabilidad térmica.

4.10.5.2.2.3 Se determina el aumento final de temperatura de la parte superior del líquido aislante, aplicando el método que se muestra en la figura 6, con los datos de temperatura registrados según el punto 4.10.5.2.2.2. El valor obtenido debe ser inferior al aumento de temperatura media del devanado, indicada en la Norma Venezolana COVENIN 536.

4.10.5.2.2.4 En caso de que no se puedan alcanzar las pérdidas totales del transformador, se pueden utilizar unas pérdidas no menores del 80 % de las totales y se debe aplicar el siguiente factor de corrección al aumento de temperatura de la parte superior del líquido aislante determinado:

$$F_{T_0} = \left[\frac{\text{Pérdidas totales}}{\text{Pérdidas utilizadas en el ensayo}} \right]^x \quad (\text{EC.17})$$

Donde:

x = 0,8 para enfriamiento natural por aire.

1,0 para enfriamiento forzado por aire.

4.10.5.2.2.5 Se reduce la corriente del transformador que ocasiona las pérdidas totales a su valor de toma, manteniéndola constante durante una hora, al final de la cual se mide la temperatura del líquido (al instante de la desconexión), luego se desenergiza el transformador, se toman los valores necesarios de resistencia en caliente, el tiempo transcurrido después de la desconexión para cada lectura y se determina el valor de la temperatura media del devanado al instante de la desconexión como se describe en el punto 4.10.5.2.2.10.2.

4.10.5.2.2.6 Si el equipo de ensayo impone limitaciones, se permite operar a un valor más bajo de la corriente de toma, pero no menor del 85 % de ésta (véase el punto 4.10.5.2.2.8).

4.10.5.2.2.7 El aumento de temperatura de los devanados se calcula usando el aumento de temperatura de la parte superior del líquido aislante o el aumento de temperatura media de éste.

Cuando se use otra corriente distinta de la corriente de toma se debe usar el método que utiliza el aumento de temperatura media del líquido, para determinar el aumento de temperatura media de los devanados.

a) En el método que utiliza el aumento de temperatura de la parte superior del líquido aislante, el aumento de temperatura media del devanado se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$\Delta T_w = \Delta T_s + T_w - T_{ds} \quad (EC.18)$$

Donde:

ΔT_w = Es el aumento de temperatura del devanado.

ΔT_s = Es el aumento de temperatura de la parte superior del líquido aislante, medida cuando se presentan las pérdidas totales.

T_w = Temperatura media del devanado al instante de la desconexión.

T_{ds} = Es la temperatura de la parte superior del líquido aislante al instante de la desconexión.

b) En el método que utiliza el aumento de temperatura media del líquido aislante, el aumento de temperatura media del devanado se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$\Delta T_w = \Delta T_m + T_w - T_{dm} \quad (EC.19)$$

Donde:

ΔT_m = Es el aumento de la temperatura media del líquido aislante medido cuando se presentan las pérdidas totales.

T_{dm} = Es la temperatura media del líquido aislante al instante de la desconexión.

4.10.5.2.2.8 Cuando la corriente aplicada en cualquiera de los devanados bajo ensayo difiere de la corriente de toma, la diferencia entre la temperatura media del devanado al momento de la desconexión (T_w) y la temperatura media del líquido aislante medida al momento de la desconexión (T_{dm}), se debe corregir al valor de la corriente de toma como se indica en la siguiente fórmula:

$$T_c = T_0 \times \left[\frac{\text{Corriente de toma}}{\text{Corriente de ensayo}} \right]^{2m} \quad (EC.20)$$

Donde:

T_0 = Es la diferencia entre la temperatura media del devanado al momento de la desconexión y la temperatura media del líquido aislante al momento de la desconexión.

$$T_0 = T_w - T_{dm} \quad (EC.21)$$

m = 0,8 para enfriamiento natural por aire.
1,0 para enfriamiento forzado por aire.

El aumento de temperatura media del devanado se calcula por la siguiente fórmula:

$$\Delta T_w = T_C + \Delta T_m \quad (\text{EC.22})$$

4.10.5.2.2.9 La temperatura media del líquido aislante, se toma como la temperatura del líquido aislante en la parte superior menos la mitad de la diferencia entre la temperatura del líquido aislante que circula en la parte superior y la inferior de los medios de enfriamiento. Cuando la temperatura del fondo del líquido aislante no se pueda medir directamente, se tomará la diferencia de temperatura de los medios de enfriamiento a la entrada y a la salida.

4.10.5.2.2.10 Medición del aumento de temperatura media del devanado.

4.10.5.2.2.10.1 La temperatura media del devanado se determina por el método de la resistencia. Las lecturas se toman tan pronto como sea posible después de la desconexión, esperando un tiempo suficiente para que desaparezcan los efectos inductivos indicados en la medición de la resistencia en frío; se debe registrar el tiempo desde el instante de la desconexión para cada medición de resistencia. Los ventiladores y enfriadores de agua se deben desconectar durante la medición de la resistencia, mientras las bombas de aceite se deben dejar encendidas.

4.10.5.2.2.10.2 La temperatura media de un devanado en °C, correspondiente a la resistencia en caliente se determina mediante la fórmula siguiente:

$$T_w = \frac{R}{R_0} (T_k + T_0) - T_k \quad (\text{EC.23})$$

Donde:

T_0 = Temperatura en °C a la cual fue medida la resistencia en frío R_0 (véase el punto 4.2).

R_0 = Resistencia en frío Ω .

R = Resistencia en caliente al instante de la desconexión en Ω .

T_k = 234,5 °C para el cobre
225 °C para el aluminio grado eléctrico.

NOTA 14: El valor de T_k puede ser tan alto como 230 °C para aleación de aluminio.

4.10.5.2.2.10.3 Corrección de la temperatura al instante de la desconexión. Cualquiera de los dos procedimientos siguientes del factor de corrección se usa dependiendo de la densidad de pérdidas de carga del devanado. Para esas determinaciones, la densidad de pérdidas de carga del devanado se toma como la suma de las calculadas I^2R (cortocircuito) y pérdidas en vacío o, el aumento de temperatura nominal del devanado más 20°C dividido por el peso calculado del conductor del devanado conectado.

a) Método empírico.

a.1) Este método se puede usar para transformadores de potencia fabricados según la Norma Venezolana COVENIN 536, cuando las pérdidas debidas a la carga del devanado no excedan 66 W/Kg de conductor para el cobre ó 132 W/Kg de conductor para el aluminio.

a.2) Se toma una lectura de resistencia en caliente en cada devanado, se registra el tiempo entre la desconexión y la medición y se determina la temperatura correspondiente.

a.3) Todas las lecturas de resistencia en caliente, se deben registrar en menos de cuatro minutos después de la desconexión. Si todas las lecturas requeridas no se pueden hacer en cuatro minutos, el ensayo de temperatura se reanuda y después de una hora las lecturas se pueden tomar nuevamente.

a.4) Para la corrección de la temperatura en el instante de la desconexión, se le suma un número de grados igual al factor tomado de la tabla 3, multiplicado por los W/Kg del devanado. Factores para tiempos intermedios se pueden obtener por interpolación.

a.5) Cuando las pérdidas de carga del devanado no excedan 15 W/Kg para cobre, 31 W/Kg para aluminio, se puede usar un factor de corrección de 1 °C por minuto.

b) Método de la curva de enfriamiento.

b.1) Se debe realizar una serie de, al menos, cuatro lecturas de resistencia en una fase de cada devanado y se registra el tiempo de cada lectura.

b.2) La primera lectura de cada serie se realiza tan pronto como el efecto inductivo haya desaparecido y antes de que transcurran cuatro minutos de la desconexión.

b.3) Después de haber registrado una serie de lecturas de resistencia en un devanado, se deja transcurrir un período de una hora con el transformador bajo ensayo a corriente de toma después del cual se pueda registrar una serie de nuevas lecturas en otros devanados. Este procedimiento se repite hasta que se registren todas las lecturas necesarias.

b.4) Los datos resistencia/tiempo se dibujan sobre papel con las coordenadas apropiadas y se extrapola la curva resultante para obtener la resistencia en el instante de la desconexión.

Esta resistencia se usa para calcular la temperatura media del devanado (T_w) al momento de la desconexión (véase la figura 7).

4.10.5.2.2.11 Otras mediciones de temperatura.

4.10.5.2.2.11.1 El aumento de temperatura de las partes metálicas, a excepción de los devanados, se determina usando un termopar o termómetro adecuado.

4.10.5.2.2.11.2 Se prefiere un termopar como el elemento para la medición de la temperatura en la superficie. Cuando se use con este propósito, el termopar se debe adherir a la superficie. Cuando esto no sea práctico, el termopar se adhiere a una delgada placa de metal de aproximadamente 625 mm². La lámina se debe sujetar firmemente a la superficie. El termopar debe estar térmicamente aislado del medio ambiente.

4.10.5.2.2.11.3 La temperatura de la superficie alrededor de las partes metálicas adyacentes a las conexiones de salida o terminales conductores de altas corrientes, se debe medir a intervalos o inmediatamente después de la desconexión.

4.10.5.2.2.12 Criterio de aceptación.

Para cualquiera de los métodos, el aumento de temperatura media del devanado ΔT_w no debe sobrepasar el valor apropiado indicado en la Norma Venezolana COVENIN 536.

4.10.5.3 Método de carga en oposición para transformadores secos.

4.10.5.3.1 El método de carga en oposición para transformadores secos, puede usarse cuando se tenga más de un transformador para ensayar.

4.10.5.3.2 Para este método, se deberá disponer de dos transformadores secos idénticos.

4.10.5.3.3 Se conectan en paralelo los devanados de alta tensión de los transformadores en cuestión, igualmente, se conectan en paralelo los devanados de baja tensión. Luego, se conecta un transformador auxiliar en serie con cualquiera de los pares de devanados como se indica en la figura 8.

4.10.5.3.4 Se alimenta un par de devanados con la tensión nominal, a frecuencia nominal, o con la tensión de toma si el ensayo se realiza en una toma diferente de la principal. La tensión se debe aplicar en el par de devanados que no tengan interconectados el transformador auxiliar.

4.10.5.3.5 Se alimenta el transformador auxiliar con una tensión suficiente para hacer circular la corriente nominal a través de los devanados de los transformadores bajo ensayo.

4.10.5.3.6 Se dejan operar los transformadores por un período de tiempo suficiente, hasta que se estabilicen térmicamente (véase el punto 4.10.4.6).

4.10.5.3.7 Luego de lograrse la estabilidad térmica, se desconectan los transformadores y se mide la resistencia de cada uno de los devanados y seguidamente se determina el aumento de temperatura media de los devanados (véase el punto 4.10.5.3.8).

4.10.5.3.8 Medición del aumento de temperatura media del devanado.

4.10.5.3.8.1 La temperatura media del devanado se determina por el método de la resistencia. Las lecturas se registran tan pronto como sea posible después de la desconexión, esperando un tiempo suficiente para que desaparezcan los efectos inductivos indicados en la medición de la resistencia en frío; se debe registrar el tiempo desde el instante de la desconexión para cada medición de resistencia. Todas las mediciones se deben registrar en menos de cuatro minutos. Los ventiladores se deben desconectar durante la medición de resistencia. En caso de transformadores con bombas de enfriamiento éstas deben estar operando en condiciones normales.

4.10.5.3.8.2 Determinación de la resistencia de los devanados al instante de la desconexión mediante la curva de enfriamiento.

a) Se debe realizar una serie de por lo menos cuatro lecturas de resistencia y se registra el tiempo transcurrido entre la desconexión y cada lectura.

b) La primera lectura se registra tan pronto como el efecto inductivo haya desaparecido.

c) Todas las lecturas de resistencia se deben registrar en menos de cuatro minutos, en caso que ésto no sea posible, se debe reanudar el ensayo y al cabo de una hora se pueden hacer nuevas mediciones. Este procedimiento se repite hasta que se registren todas las lecturas necesarias.

d) Los datos de resistencia vs. tiempo se dibujan en un papel con las coordenadas apropiadas y se extrapola la curva resultante para obtener la resistencia al instante de la desconexión (véase la figura 7). El valor de la resistencia al momento de la desconexión se utiliza para calcular la temperatura media del devanado, como se indica en el punto 4.10.5.3.8.3.

4.10.5.3.8.3 La temperatura media de un devanado se determina como en el punto 4.10.5.2.2.10.2.

4.10.5.3.8.4 El aumento de temperatura media de un devanado se determina restando la temperatura ambiente de la media del devanado (T_w).

4.10.5.3.9 Otras mediciones de temperatura en transformadores secos.

4.10.5.3.9.1 El aumento de temperatura de las partes metálicas, a excepción de los devanados, se determina usando un termopar o termómetro adecuado.

4.10.5.3.9.2 Se prefiere un termopar como el elemento para la medición de la temperatura en la superficie. Cuando se use con este propósito, el termopar se debe adherir a la superficie. Cuando esto no sea práctico, el termopar se adhiere a una delgada placa de metal de aproximadamente 625 mm². La lámina se debe sujetar firmemente a la superficie. El termopar debe estar térmicamente aislado del medio ambiente.

4.10.5.3.9.3 La temperatura de la superficie alrededor de las partes metálicas adyacentes a las conexiones de salida o terminales que son conductores de altas corrientes, se debe medir a intervalos o inmediatamente después de la desconexión.

4.10.6 Expresión de los resultados

Se deben registrar todos los resultados del procedimiento anterior.

4.10.7 Informe

Al finalizar el ensayo se debe realizar un informe que contenga como mínimo lo indicado en el punto 4.2.7.

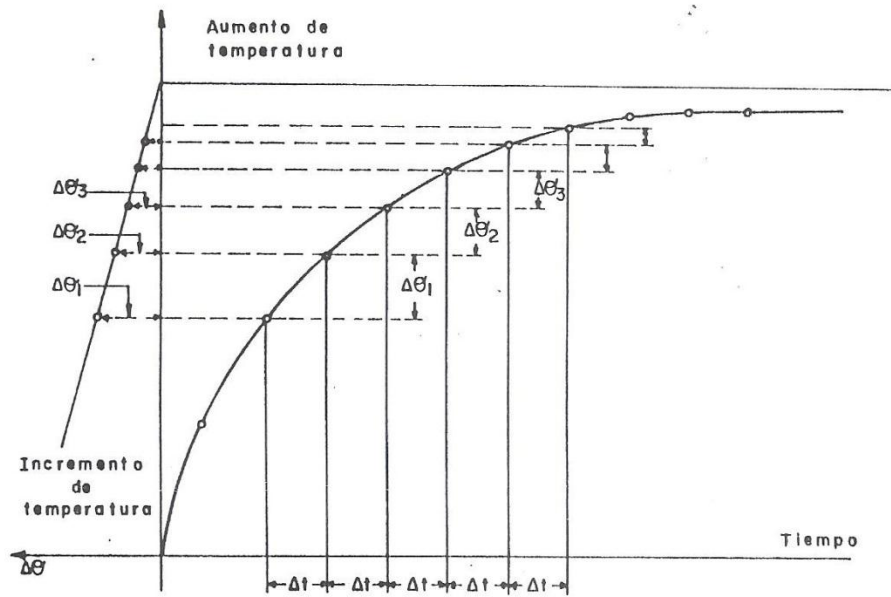
4.11 ENSAYO DE ONDA DE CHOQUE COMPLETA

4.11.1 Objeto

Comprobar el aislamiento entre espiras del devanado bajo ensayo, entre éste y los demás devanados y el tanque o cualquier otro elemento puesto a tierra cuando se le aplica una onda de choque de las características indicadas por este ensayo.

4.11.2 Equipos e instrumentos

- Generador de impulso
- Osciloscopio
- Cámara fotográfica, oscilógrafo o registrador gráfico.



Las tres escalas son lineales

FIG. 6. METODO PARA DETERMINAR EL AUMENTO FINAL DE LA TEMPERATURA DEL LIQUIDO AISLANTE.



REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA

UNIVERSIDAD DE CARABOBO

FACULTAD DE INGENIERÍA

ESCUELA DE INGENIERÍA ELECTRICA

DEPARTAMENTO DE POTENCIA



Diseño e Implementación de un Sistema Digital de Medición de
Temperatura en Transformadores de Distribución.

Autores: Pedro Cabrera

Adrián Gutiérrez

Tutor: María G. Mago

Valencia, Diciembre 2013

REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA
UNIVERSIDAD DE CARABOBO
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELECTRICA
DEPARTAMENTO DE POTENCIA

Diseño e Implementación de un Sistema Digital de Medición de Temperatura en Transformadores de Distribución

Línea de investigación: Departamento de Potencia, en el área de mantenimiento preventivo/predictivo de equipos y sistemas.

Autores: Cabrera, Pedro
Gutiérrez, Adrian

Tutora: Ing. Mago, María

RESUMEN

El objetivo principal de presente trabajo fue, diseñar un sistema de medición de temperaturas en transformadores monofásicos de 25 KVA y 5 KVA respectivamente, utilizando un sistema digital para el procesamiento de datos que permita observarlos y evaluarlos a través de una interfaz gráfica en el Laboratorio de Máquinas Eléctricas de la Universidad de Carabobo. Por lo tanto este trabajo fue del tipo Cuasi-experimental. Para el desarrollo de la investigación se plantearon las siguientes fases: primeramente identificar las variables térmicas asociadas al transformador de distribución monofásico y conocer sus principios de funcionamiento; Seguidamente, diseñar un sistema de medición de temperatura para cada uno de los elementos de interés del transformador monofásico y por último diseñar una interfaz gráfica que permita observar cada una de las variables de la medición. Fueron empleados técnicas como la observación directa, las entrevistas con expertos y demás técnicas documentales. Todo con la finalidad de conocer el comportamiento térmico del transformador monofásico de poste ya que éste es el más utilizado en las redes de distribución; además debido a que el funcionamiento y la vida útil del transformador están estrechamente relacionados con la temperatura de funcionamiento del equipo, siendo los incrementos de temperatura una de las principales causas de fallas y hasta destrucción del transformador.

INDICE GENERAL

Índice General	i
Índice de Figuras	v
Índice de Cuadros	vii
Índice de Gráficos	viii
Anexos	ix
Introducción	x
1. Capítulo I: El problema	
1.1. Planteamiento del problema.....	1
1.2. Formulación del problema.....	3
1.3. Objetivo general.....	3
1.4. Objetivos específicos.....	3
1.5. Justificación.....	4
1.6. Alcance y delimitaciones.....	5
2. Capítulo II: Marco Teórico	
2.1. Antecedentes.....	8
2.2. Bases teóricas.....	10

2.2.1. El transformador eléctrico.....	10
2.2.2. El transformador de distribución.....	10
2.2.2.1. Partes de un transformador de distribución.....	11
2.2.3. Fallas frecuentes en los transformadores de distribución.....	14
2.2.4. Calentamiento de los transformadores.....	16
2.2.5. Ciclo de vida del transformador.....	17
2.2.5.1. Temperaturas en régimen permanente.....	19
2.2.5.2. Modelo de distribución de temperatura.....	20
2.2.6. Medición de temperatura.....	21
2.2.6.1. Límites observables de elevación de temperatura.....	22
2.2.6.2. Medición de temperatura en el aceite.....	22
2.2.6.3. Medición de temperatura en los devanados.....	23
2.2.6.4. Medición de temperatura del tanque y núcleo ferromagnético.....	24
2.2.7. Diseño del sistema de medición.....	24
2.2.7.1. Microcontrolador (PIC).....	25
2.2.7.2. Entorno Gráfico en LabVIEW.....	26
2.2.7.3. Gráficos en AutoCAD.....	29
2.3. Definición de términos básicos.....	30

3. **Capítulo III: Marco metodológico.**

3.1.	Tipo y diseño de investigación.....	32
3.2.	Técnicas de recolección de datos.....	32
3.2.1.	Técnicas documentales.....	33
3.2.2.	Entrevistas.....	33
3.2.3.	Técnicas en el área de ensayos térmicos.....	33
3.3.	Técnicas de análisis de datos.....	34
3.4.	Diseño de las fases metodológicas.....	34
3.5.	Unidad de estudio y análisis.....	35
3.6.	Materiales y recursos necesarios.....	36

4. **Capítulo IV: Resultados.**

4.1.	Puntos de medición de temperatura.....	37
4.2.	Diagrama circuital del sistema de medición de temperatura.....	39
4.3.	Comunicación Inalámbrica.....	42
4.4.	Gráficos del transformador realizados en AutoCAD.....	43
4.5.	Programación del microcontrolador.....	45
4.6.	Diagrama de flujo del código realizado en Lenguaje C.....	46
4.7.	Programación para realizar la interfaz gráfica en LabVIEW	48
4.8.	Diagrama de flujo del código realizado en LabVIEW.....	48
4.9.	Interfaz gráfica en LabVIEW.....	49
4.10.	Ensayo de aumento de temperatura.....	52

4.10.1. Ensayo de aumento de temperatura en el transformador de 5 KVA.....	53
4.10.2. Gráficas Aumento de temperatura en el transformador de 5 KVA.....	55
4.10.3. Ensayo de aumento de temperatura en el transformador de 25 KVA.....	57
4.10.4. Gráficas Aumento de temperatura en el transformador de 25 KVA.....	59
4.11. Funcionamiento del dispositivo de medición.....	60
4.12. Funcionamiento de la interfaz gráfica.....	61
5. Capítulo V: Análisis de Resultados.	
5.1. Conclusiones.....	62
5.2. Recomendaciones.....	64
6. Bibliografía.....	65

ÍNDICE DE FIGURAS

1.	Figura 2.1: Partes del transformador de distribución monofásico.....	11
2.	Figura 2.2: Circulación de aceite en dentro del transformador de distribución monofásico.....	17
3.	Figura 2.3: Diagrama de flujo de calor de los transformadores de distribución monofásicos.....	20
4.	Figura 2.4: Diagrama de patas PIC 16F689.....	26
5.	Figura 4.1: Recubrimiento de los sensores de temperatura.....	38
6.	Figura 4.2: Recubrimiento con papel aislante de los sensores.....	38
7.	Figura 4.3: Ubicación de sensores en el transformador de distribución monofásico.....	39
8.	Figura 4.4: Símbolo RTD.....	40
9.	Figura 4.5: Curva característica de resistencia de un sensor RTD PT1000....	40
10.	Figura 4.7: Conexión del PIC 16F689.....	42
11.	Figura 4.8: Núcleo ferromagnético.....	43
12.	Figura 4.9: Núcleo ferromagnético y el devanado de baja tensión.....	44
13.	Figura 4.10: Núcleo ferromagnético y el devanado de alta tensión.....	44
14.	Figura 4.11: Transformador completo.....	45
15.	Figura 4.12: Transformador completo.....	45
16.	Figura 4.13: Diagrama de flujo del código desarrollado en lenguaje C.....	47
17.	Figura 4.14: Diagrama de flujo del código desarrollado en LabVIEW.....	48

18.	Figura 4.15: Vista de usuario del programa en LabVIEW.....	49
19.	Figura 4.16: Partes constitutivas de la interfaz (vista superior).....	50
20.	Figura 4.17: Partes constitutivas de la interfaz (vista inferior).....	50
21.	Figura 4.18: Detalle de las lecturas de los sensores.....	51
22.	Figura 4.19: Vista del gráfico de temperatura.....	51
23.	Figura 4.20: Funcionamiento del dispositivo de medición.....	60
24.	Figura 4.21: Funcionamiento de la interfaz gráfica.....	61

ÍNDICE DE CUADROS

1.	Cuadro 3.1: Muestra de Expertos.....	36
2.	Cuadro 3.2: Cronograma de actividades.....	37
3.	Cuadro 4.1: Mediciones de temperatura en el transformador de 5KVA.....	53
4.	Cuadro 4.2 Temperatura en el transformador de 5KVA aplicando el factor de corrección por potencia.....	54
5.	Cuadro 4.3 Temperatura en el transformador de 5KVA.....	55
6.	Cuadro 4.4: Mediciones de temperatura en el transformador de 25KVA.....	58
7.	Cuadro 4.5: Temperatura en el transformador de 25 KVA.....	59

Índice de Gráficos

1. Gráfico 4.1: Aumento de temperatura en el núcleo del transformador de 5 KVA.....	55
2. Gráfico 4.2: Aumento de temperatura en el devanado de baja tensión del transformador de 5 KVA.....	56
3. Gráfico 4.3: Aumento de temperatura en el aceite dieléctrico del transformador de 5 KVA..	56
4. Gráfico 4.4: Aumento de temperatura en el núcleo del transformador de 25 KVA.....	59
5. Gráfico 4.5: Aumento de temperatura en el devanado de baja tensión del transformador de 25 KVA.....	59
6. Gráfico 4.6: Aumento de temperatura en el aceite dieléctrico del transformador de 25 KVA.....	60

Introducción

Hoy en día la energía eléctrica es un servicio indispensable para realizar todas las tareas más cotidianas, tanto a nivel residencial como industrial. Ahora bien, dentro de los sistemas de potencia a gran escala, las redes de distribución son las encargadas de llevar dicha energía a los usuarios finales, bajo ciertas condiciones de confiabilidad y calidad de energía. Para tal fin existen distintas partes constitutivas fundamentales como lo es el transformador eléctrico; equipo que se encarga de reducir el voltaje a un nivel manejable para los usuarios.

El transformador está constituido principalmente por un tanque de acero, un núcleo ferromagnético y los devanados de alta y baja tensión. Siendo un equipo tan importante, se debe considerar su funcionamiento y las variables que pueden llegar a afectarlo, como lo son sobretensiones, sobrecargas pero por sobre todo su temperatura de operación. Esto debido a que la temperatura a la que está sometido afecta directamente la vida útil del transformador, pudiendo incluso llegar a dañar completamente sus partes fundamentales. Es por ello, que el presente trabajo busca diseñar e implementar un sistema digital de medición de temperatura para transformadores de distribución monofásicos, de tal modo que permita conocer en tiempo real la temperatura de las partes constitutivas más importantes del transformador.

El presente trabajo se estructuró de la siguiente manera:

Inicialmente, en el Capítulo I se comienza por la Formulación del Problema, para luego definir los Objetivos de la investigación. A continuación se presenta la justificación y luego se definen el alcance y las delimitaciones de la investigación.

Seguidamente, en el Capítulo II se presenta el Marco Teórico de la investigación, primeramente los Antecedentes que describe las publicaciones anteriores que fueron utilizados para sustentar la presente investigación; luego en las Bases Teóricas, está toda la teoría que fue requerida para el presente trabajo.

A continuación, en el Capítulo III está el Marco Metodológico se presenta el tipo y diseño de investigación, seguido por las técnicas de recolección de datos y las técnicas

documentales. Posteriormente se encuentran las fases de la investigación que define los pasos a seguir para cumplir con los objetivos planteados inicialmente. Por último se presenta el cronograma de actividades donde se muestra cronológicamente como se desarrolló este trabajo.

Posteriormente, en el Capítulo IV se muestran los resultados del presente trabajo, Cómo se construyó el dispositivo y como se formuló la interfaz gráfica, seguido de los ensayos térmicos a los transformadores de 5 y 25 KVA y sus respectivas gráficas, finalmente se muestran unas fotografías del funcionamiento del dispositivo de medición y de la interfaz gráfica.

En el Capítulo V, se presentan las Conclusiones que dejó la presente investigación y las una serie de Recomendaciones que podrían darle continuidad.

Finalmente en los Anexos, se presentan los códigos desarrollados para programar el PIC utilizando lenguaje C y el código para programar la Interfaz Gráfica de LabVIEW. Por último una serie de imágenes que muestran la construcción de los transformadores y la instalación de los sensores térmicos.

Análisis de resultados

El objetivo general de esta propuesta de investigación consiste en diseñar un sistema de medición de temperatura para transformadores monofásicos de 25 KVA y 5 KVA respectivamente, utilizando un sistema digital para el procesamiento de datos que permita observarlos y evaluarlos a través de una interfaz gráfica en el Laboratorio de Máquinas Eléctricas de la Universidad de Carabobo.

Después de completar la instalación de los sensores térmicos en ambos transformadores y ejecutar los ensayos térmicos con el dispositivo de medición implementado, se puede afirmar que el objetivo general del presente proyecto ha sido alcanzado y en este capítulo se muestran las conclusiones derivadas del desarrollo de los objetivos específicos planteados.

5.1. Conclusiones

1.- Se instalaron cuatro (04) sensores RTD en los transformadores de 5 y 25 kVA respectivamente, siendo colocados: en el núcleo, en la bobina de baja tensión y en las partes superior e inferior del líquido aislante. Según las mediciones de temperatura realizados en los ensayos térmicos, se puede comprobar que estos puntos de medición registran adecuadamente el comportamiento térmico del transformador tal y como se esperaba al iniciar este proyecto de investigación. Según los datos obtenidos se puede observar como la temperatura aumenta en tiempo real y como se distribuye el calor.

El sensor ubicado en la bobina de baja tensión es el que registra mayores incrementos de temperatura a medida que pasa el tiempo durante el ensayo, indicando que el conductor de baja tensión es el elemento que muestra mayor elevación de temperatura dentro del transformador de distribución monofásico. Esto es debido a los elevados valores de corriente que circulan por el devanado de baja tensión; siendo de 20,8A para el transformador de 5kVA y 104,2A para el transformador de 25kVA, y estos valores altos de corriente generan un incremento de temperatura considerable.

En el aceite aislante se puede observar cómo se distribuye el calor en el mismo, donde los mayores incrementos de temperatura se registraron en la parte inferior del aceite; siendo menores en la parte superior, debido a que en la parte inferior del aceite se encuentran ubicados tanto el núcleo ferromagnético como las bobinas de alta y baja tensión. El aceite extrae parte del calor que genera el núcleo y las bobinas, disipándose a medida que se aleja hacia la superficie del líquido.

2.- Se desarrolló y se implementó el dispositivo de medición de temperatura, el cual obtiene los valores de temperatura en tiempo real mediante a sensores RTD PT100, este sensor aumenta o disminuye su resistencia eléctrica entre sus terminales con la variación de temperatura, un microcontrolador registra los valores analógicos de caída de tensión producidos por la variación de resistencia y después el microcontrolador realiza la conversión analógica a digital y posteriormente mediante la curva de calibración del sensor se determina el valor de la temperatura en grados centígrados con un error de 1°C, cada

valor se muestra en la pantalla LCD ubicada en el dispositivo y a su vez, se envía inalámbricamente para ser mostrado en la interfaz gráfica.

3.- Por último, se llevó a cabo el desarrollo de una interfaz gráfica en LabVIEW, la cual permite observar en tiempo real el comportamiento de todos los sensores simultáneamente, mostrándola en una escala relativa con colores permitiendo saber al operador si existe un sobrecalentamiento en alguna parte del transformador. Adicionalmente se presentan las lecturas térmicas en un gráfico en función del tiempo, permitiendo ver el comportamiento térmico del transformador a lo largo de un intervalo de tiempo.

5.2 Recomendaciones

1.- Como primer aspecto, se recomienda continuar ampliando los estudios térmicos para los transformadores de distribución, ya que su comportamiento térmico va estrechamente relacionado con el desempeño y la vida útil del equipo, estando éste a su vez, muy relacionado con la calidad y fidelidad del servicio eléctrico tanto a nivel residencial como industrial.

2.- En otro orden de ideas, se puede recomendar como ampliación al proyecto realizado, llevar a cabo un estudio económico, que mediante un estudio detallado de los costos de implementación del sistema de medición y estudiando a su vez los costos derivados por reemplazo debido a fallas en los transformadores; permita determinar para qué capacidad del transformador podría ser rentable económicamente la implementación del sistema de medición de temperatura, de manera comercial.

3.- Como una segunda ampliación de este proyecto, se recomienda la adición de un banco de memoria al dispositivo de medición de temperatura. Este podría ser diseñado con una tarjeta de memoria SD. Ya que permitiría conocer el comportamiento térmico del transformador en todo momento, sin que el operador deba poner en funcionamiento el dispositivo, solamente extrayendo la tarjeta de memoria, y vaciando los datos recolectados en su computador. Cabe mencionar que deberán hacerse las piezas y conexiones necesarias para que el dispositivo se mantenga energizado indefinidamente.

Bibliografía

- [1] IEEE Std C57.12.90-1999. **Standard test code for liquid-immersed distribution, power, and regulating transformers.** Junio 1999
- [2] E. E. STAFF – M.I.T.: **Circuitos magnéticos y transformadores,** U.S.A., editorial Reverté.
- [3] MAGO R, María G. **Análisis de fallas en transformadores de distribución utilizando métodos no convencionales,** Venezuela, Universidad de Carabobo.
- [4] SACCHI, Jorge N. L., RIFALDI Alfredo: **Calculo y diseño de máquinas eléctricas, Calentamiento y solicitaciones térmicas que afectan el aislamiento de los transformadores,** Argentina, Universidad Nacional de La Plata, Abril 1995.

- [5] GARCIA QUINTERO, Edwin: **Estudio del deterioro de materiales aislantes secos mediante técnicas de alta tensión (descargas parciales)**, Colombia, Ingeniería y desarrollo, Universidad del Norte, núm. 27, Enero-Junio, 2010.
- [6] PEREZ, Pedro Avelino: **Transformadores de distribución**, México, segunda edición, editorial Reverté, 2001.
- [7] NORMA CADAFE 375-98: **Especificaciones técnicas de transformadores monofásicos de distribución para líneas de 13.8 kV.**
- [8] NORMA NTC 818: **Transformadores. Transformadores monofásicos auto refrigerados y sumergidos en líquido. Corriente sin carga, pérdidas y tensión de cortocircuito.**
- [9] HEATHCOTE, Martin J.: **J & P Transformer Book**, United Kingdom, décimo tercera edición, editorial Newnes, 2007.
- [10] FRAILE MORA, Jesús: **Máquinas Eléctricas**, España, quinta edición, editorial McGraw-Hill, 2003.
- [11] AHMED E. B., Abu-Elainen; M.M.A. Salama: **Assesment management techniques for transformers**, Canada, Electric Power Systems Research, University of Waterloo, 2009.
- [12] ALLER, José Manuel: **Máquinas eléctricas rotativas: introducción a la teoría general**, Venezuela, editorial Equinoccio.
- [13] Slideshare: **PT100**, <http://es.slideshare.net/angelicarinconc/que-es-pt100> , 15/04/13.
- [14] Wikipedia, **RTD**, <http://es.wikipedia.org/wiki/RTD>, 15/04/13.
- [15] Wikipedia: **Microcontrolador PIC**, http://es.wikipedia.org/wiki/Microcontrolador_PIC , 20/05/13
- [16] Microchip, PIC 16F689
<http://www.microchip.com/wwwproducts/Devices.aspx?dDocName=en023113>,
20/05/13.
- [17] Wikipedia: **LabVIEW**, <http://es.wikipedia.org/wiki/LabVIEW>, 20/05/13
- [18] Wikipedia, **Autocad**, <http://es.wikipedia.org/wiki/Autocad> , 20/05/13
- [19] HERNANDEZ, Sampieri Roberto: **Metodología de la investigación**, México, editorial McGraw-Hill, 1991.

