



ESPE
UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELÉCTRONICA

CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTROMECÁNICA

PROYECTO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELECTROMECÁNICO

AUTORES: CHERRES COCA ÁNGEL FABRICIO

SARABIA ESPÍN EDISON BLADIMIR

TEMA:

DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA PARA AUTOMATIZAR LA PRUEBA DE CALENTAMIENTO EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN SUMERGIDOS EN ACEITE BAJO LA NORMA ANSI C 57.12.90 Y ESTUDIO DE UN MÉTODO ALTERNATIVO PARA DISMINUIR LOS TIEMPOS DE EJECUCIÓN DE LA PRUEBA BASADO EN EL MODELO TÉRMICO PARA LA EMPRESA ECUATRAN S.A.

DIRECTOR: ING. FREIRE WASHINGTON

CODIRECTOR: ING. HALLO VICENTE

LATACUNGA, NOVIEMBRE DEL 2014

UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS – ESPE
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTROMECAÁNICA

ING. WASHINGTON FREIRE (DIRECTOR)

ING. VICENTE HALLO (CODIRECTOR)

CERTIFICAN:

Que el trabajo titulado “DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA PARA AUTOMATIZAR LA PRUEBA DE CALENTAMIENTO EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN SUMERGIDOS EN ACEITE BAJO LA NORMA ANSI C 57.12.90 Y ESTUDIO DE UN MÉTODO ALTERNATIVO PARA DISMINUIR LOS TIEMPOS DE EJECUCIÓN DE LA PRUEBA BASADO EN EL MODELO TÉRMICO PARA LA EMPRESA ECUATRAN S.A.” realizado por los señores: CHERRES COCA ANGEL FABRICIO, SARABIA ESPÍN EDISON BLADIMIR han sido guiados y revisados periódicamente y cumplen normas estatutarias establecidas por la Universidad de las Fuerzas Armadas – ESPE, en el Reglamento de Estudiantes.

Debido a que constituye un trabajo de excelente contenido científico que coadyuvará a la aplicación de conocimientos y al desarrollo profesional, se recomiendan su publicación.

El mencionado trabajo consta de UN empastado y UN disco compacto el cual contiene los archivos en forma portátil de Acrobat. Autorizan a los señores: CHERRES COCA ANGEL FABRICIO, SARABIA ESPÍN EDISON BLADIMIR que lo entre la ING. KATYA TORRES, en su calidad de Directora de carrera.

Latacunga, Noviembre del 2014

Ing. Washington Freire

DIRECTOR

Ing. Vicente Hallo

CODIRECTOR

UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS – ESPE
CARRERA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Nosotros:

CHERRES COCA ANGEL FABRICIO

SARABIA ESPÍN EDISON BLADIMIR

DECLARAMOS QUE:

El proyecto de grado denominado “DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA PARA AUTOMATIZAR LA PRUEBA DE CALENTAMIENTO EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN SUMERGIDOS EN ACEITE BAJO LA NORMA ANSI C 57.12.90 Y ESTUDIO DE UN MÉTODO ALTERNATIVO PARA DISMINUIR LOS TIEMPOS DE EJECUCIÓN DE LA PRUEBA BASADO EN EL MODELO TÉRMICO PARA LA EMPRESA ECUATRAN S.A.” ha sido desarrollado con base a una investigación exhaustiva, respetando derechos intelectuales de terceros, conforme las citas que constan al pie de la páginas correspondientes, cuyas fuentes se incorporan en la bibliografía.

Consecuentemente este trabajo es de nuestra autoría.

En virtud de esta declaración, nos responsabilizamos del contenido, veracidad y alcance científico del proyecto de grado en mención.

Latacunga, Noviembre del 2014

Cherres Coca Ángel Fabricio

C.C. 1804236451

Sarabia Espín Edison Bladimir

C.C. 0502960578

UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS – ESPE
CARRERA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

AUTORIZACIÓN

Nosotros:

CHERRES COCA ANGEL FABRICIO

SARABIA ESPÍN EDISON BLADIMIR

Autorizamos a la Universidad de las Fuerzas Armadas - ESPE la publicación, en la biblioteca virtual de la Institución del trabajo "DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA PARA AUTOMATIZAR LA PRUEBA DE CALENTAMIENTO EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN SUMERGIDOS EN ACEITE BAJO LA NORMA ANSI C 57.12.90 Y ESTUDIO DE UN MÉTODO ALTERNATIVO PARA DISMINUIR LOS TIEMPOS DE EJECUCIÓN DE LA PRUEBA BASADO EN EL MODELO TÉRMICO PARA LA EMPRESA ECUATRAN S.A." cuyo contenido, ideas y criterios son de nuestra exclusiva responsabilidad y autoría.

Latacunga, Noviembre del 2014

Cherres Coca Ángel Fabricio

C.C. 1804236451

Sarabia Espín Edison Bladimir

C.C. 0502960578

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a Dios y a mi familia. A Dios porque ha estado conmigo a cada paso que dado, cuidándome y dándome fortaleza para continuar, a mi familia, quienes a lo largo de mi vida han velado por mi bienestar y educación siendo mi apoyo en todo momento. Depositando su entera confianza en cada reto que se me ha presentado sin dudar ni un solo momento en mi inteligencia y capacidad.

Fabricio Cherres

El presente trabajo lo dedico de todo corazón a Dios y a mi familia quienes depositaron su confianza en mí, por el apoyo que me supieron brindar durante el transcurso de toda mi vida, y con el cual he podido culminar mi carrera profesional.

Bladimir Sarabia

AGRADECIMIENTO

A mi familia quienes a lo largo de toda mi vida han apoyado y motivado mi formación académica, creyendo en mí en todo momento y no dudaron de mis habilidades. A mis profesores a quienes les debo gran parte de mis conocimientos, gracias a su paciencia y saber, finalmente un eterno agradecimiento a esta prestigiosa universidad la cual abre sus puertas y así prepararnos a un futuro mejor.

Fabricio Cherres

Al culminar esta etapa importante de mi vida agradezco a Dios y a la Virgen María por llenarme de vida, dicha y bendición, A mis padres que son ejemplo de vida y mi inspiración para seguir adelante, A mis hermanos por su apoyo incondicional en las alegrías, tristezas, triunfos.

Bladimir Sarabia

ÍNDICE DE CONTENIDO

| | |
|--|----------|
| CARÁTULA | i |
| CERTIFICADO, DIRECTOR, CODIRECTOR..... | ii |
| AUTORÍA DE RESPONSABILIDAD..... | iii |
| AUTORIZACIÓN | iv |
| DEDICATORIA | v |
| AGRADECIMIENTO | vi |
| ÍNDICE DE CONTENIDO | vii |
| ÍNDICE DE FIGURAS | xiv |
| ÍNDICE DE TABLAS | xvi |
| RESUMEN | xvii |
| ABSTRACT..... | xviii |
| 1. EL PROBLEMA DE LA INVESTIGACIÓN | 1 |
| 1.1. INTRODUCCIÓN | 1 |
| 1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA..... | 3 |
| 1.3. JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA..... | 5 |
| 1.4. OBJETIVOS..... | 6 |
| 1.4.1. OBJETIVO GENERAL | 6 |
| 1.4.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS..... | 6 |
| 1.5. GENERALIDADES..... | 7 |
| 1.5.1. TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN | 7 |
| 1.5.2. PRUEBAS ELÉCTRICAS A TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN. | 7 |
| 1.5.3. PRUEBAS DE RUTINA..... | 8 |
| 1.5.4. PRUEBAS TIPO..... | 9 |
| 1.5.5. MÉTODOS PARA DETERMINAR LAS PÉRDIDAS EN EL COBRE EN UN TRANSFORMADOR | 9 |
| 1.5.5.1. MÉTODO DE CORTO CIRCUITO | 9 |
| 1.5.5.2. MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE LOS BOBINADOS | 10 |

| | | |
|-----------|---|-----------|
| 1.5.6. | EFFECTOS DE LA TEMPERATURA EN LOS CIRCUITOS DE UN TRANSFORMADOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA..... | 10 |
| 1.5.7. | CALENTAMIENTO DE LOS CONDUCTORES | 10 |
| 1.5.8. | FACTORES QUE AFECTAN AL DETERIORO DEL SISTEMA DE AISLAMIENTO DE UN TRANSFORMADOR AISLADO EN ACEITE..... | 11 |
| 2. | SISTEMA DE CONTROL Y ADQUISICIÓN DE DATOS | 13 |
| 2.1. | DEFINICIÓN | 13 |
| 2.2. | SENSOR..... | 13 |
| 2.2.1. | TERMOCUPLAS..... | 14 |
| 2.2.2. | TRANSFORMADORES DE TENSIÓN PARA MEDIDA (TP)..... | 15 |
| 2.2.3. | TRANSFORMADORES DE CORRIENTE (TC) | 15 |
| 2.2.4. | SHUNT..... | 16 |
| 2.3. | DISPOSITIVO DAQ | 16 |
| 2.3.1. | MÓDULO DE ENTRADA DE TERMOPARES | 16 |
| 2.3.2. | MÓDULO DE ENTRADAS DIGITALES | 17 |
| 2.3.3. | MÓDULO DE ENTRADAS ANALÓGICAS..... | 17 |
| 2.3.4. | MÓDULO DE SALIDAS DIGITALES..... | 17 |
| 2.3.5. | MÓDULO DE SALIDAS ANALÓGICAS | 18 |
| 2.4. | ACONDICIONAMIENTO DE SEÑALES | 19 |
| 2.4.1. | CONVERTIDOR ANÁLOGO DIGITAL (ADC)..... | 19 |
| 2.4.2. | CUANTIFICACIÓN..... | 20 |
| 2.4.3. | CODIFICACIÓN | 20 |
| 2.4.4. | CONSIDERACIONES DE MUESTREO | 20 |
| 2.4.5. | VELOCIDAD DE MUESTREO | 21 |
| 2.4.6. | AMPLIFICACIÓN | 21 |
| 2.4.7. | RESOLUCIÓN | 22 |
| 2.4.8. | RANGO..... | 23 |
| 2.4.9. | RUIDO | 23 |
| 2.4.10. | FILTRADO | 23 |
| 2.5. | FUNCIÓN DE LA PC EN UN SISTEMA DAQ | 25 |
| 2.6. | ADQUISICIÓN DE DATOS DESDE UN DISPOSITIVO..... | 25 |

| | | |
|-----------|---|-----------|
| 2.7. | CONTROL DE UN DISPOSITIVO..... | 26 |
| 2.8. | INTERFAZ DE TRANSMISIÓN DE DATOS | 27 |
| 2.8.1. | USB..... | 27 |
| 2.9. | SOFTWARE LABVIEW..... | 28 |
| 2.9.1. | FUNCIONAMIENTO DE SOFTWARE | 28 |
| 2.9.2. | PANEL FRONTAL..... | 29 |
| 2.9.3. | DIAGRAMA DE BLOQUES..... | 30 |
| 2.9.4. | VIS EXPRESS, VIS Y FUNCIONES | 31 |
| 2.9.5. | PALETAS..... | 31 |
| 2.9.5.1. | PALETA DE CONTROLES..... | 32 |
| 2.9.5.2. | PALETA DE FUNCIONES | 32 |
| 2.9.5.3. | PALETA DE HERRAMIENTAS..... | 33 |
| 2.9.6. | PROGRAMACIÓN EN LABVIEW | 33 |
| 2.9.7. | CREANDO UN VI..... | 34 |
| 2.9.8. | EJECUCIÓN DE UN VI..... | 35 |
| 2.9.9. | ESTRUCTURAS | 36 |
| 2.9.10. | APLICACIÓN DE LABVIEW EN SISTEMAS DE ADQUISICIÓN DE DATOS..... | 37 |
| 2.9.11. | VENTAJAS DE USAR LABVIEW PARA AUTOMATIZAR SISTEMAS DE PRUEBAS..... | 37 |
| 3. | DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL Y ADQUISICIÓN DE DATOS..... | 38 |
| 3.1. | DISEÑO DEL SISTEMA DE CONTROL | 38 |
| 3.1.1. | CAPACIDAD DEL BANCO DE PRUEBAS | 38 |
| 3.1.2. | TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DEL BANCO DE PRUEBAS . | 38 |
| 3.1.2.1. | VARIAC TRIFÁSICO DEL BANCO DE PRUEBAS PORTÁTIL . | 39 |
| 3.1.2.2. | MEDIDOR DE ENERGÍA TRIFÁSICO | 39 |
| 3.1.3. | DETERMINACIÓN DE VARIABLES A MEDIR | 40 |
| 3.2. | SELECCIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL Y ADQUISICIÓN DE DATOS..... | 42 |
| 3.2.1. | SELECCIÓN DEL SISTEMA DE ADQUISICIÓN DE DATOS..... | 42 |
| 3.2.1.1. | SELECCIÓN DEL MÓDULO PARA TEMPERATURA..... | 44 |

| | | |
|----------|--|----|
| 3.2.1.2. | SELECCIÓN DEL MÓDULO DE ENTRADA ANALÓGICA DE VOLTAJE..... | 45 |
| 3.2.1.3. | SELECCIÓN DEL MÓDULO DE ENTRADA DIGITAL..... | 45 |
| 3.2.1.4. | SELECCIÓN DEL MÓDULO DE SALIDA DIGITAL | 46 |
| 3.2.1.5. | DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA DE MEDICIÓN | 47 |
| 3.2.2. | DIMENSIONAMIENTO PARA LA MEDICIÓN DE VOLTAJE..... | 47 |
| 3.2.3. | DIMENSIONAMIENTO DE LA MEDICIÓN DE CORRIENTE | 48 |
| 3.2.4. | SELECCIÓN DE LOS DISPOSITIVOS DE CONTROL..... | 51 |
| 3.3. | DISEÑO DEL SOFTWARE PARA EL SISTEMA DE CONTROL Y ADQUISICIÓN DE DATOS..... | 52 |
| 3.4. | DISEÑO DE LOS CIRCUITOS ELÉCTRICOS, ELECTRÓNICOS..... | 55 |
| 3.5. | IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL CON EL PROGRAMA DESARROLLADO EN LABVIEW..... | 56 |

4. DESARROLLO DE PRUEBAS DE ELEVACIÓN DE TEMPERATURA EN TRANSFORMADORES SUMERGIDOS EN ACEITE USANDO EL EQUIPO DISEÑADO Y BAJO LA NORMA ANSI C 57.12.90.58

| | | |
|-------|---|----|
| 4.1. | PREPARACIÓN DE LA PRUEBA..... | 58 |
| 4.2. | EJECUCIÓN DE LA PRUEBA | 59 |
| 4.3. | MEDICIÓN DE RESISTENCIA EN FRIO ([1] LITERAL 5)..... | 60 |
| 4.4. | CONVERSIÓN DE VALORES RESISTENCIA MEDIDOS A TEMPERATURA DE REFERENCIA..... | 60 |
| 4.5. | MEDICIÓN DE LA ELEVACIÓN DE TEMPERATURA EN EL LÍQUIDO REFRIGERANTE | 61 |
| 4.6. | MEDICIÓN DE LA ELEVACIÓN DE TEMPERATURA PROMEDIO DE LOS DEVANADOS..... | 61 |
| 4.7. | MÉTODO DE LA CURVA DE ENFRIAMIENTO | 62 |
| 4.8. | MEDICIÓN DE PÉRDIDAS SIN CARGA | 63 |
| 4.9. | MEDICIÓN DE PÉRDIDAS CON CARGA | 63 |
| 4.10. | DETERMINACIÓN DE LA ELEVACIÓN DE TEMPERATURA PROMEDIO DE LOS DEVANADOS..... | 64 |
| 4.11. | EVALUACIÓN DEL TRANSFORMADOR BAJO PRUEBA..... | 65 |

| | | |
|---------|--|----|
| 4.12. | ENSAYO DE ELEVACIÓN DE TEMPERATURA..... | 65 |
| 4.13. | DESARROLLO DEL ENSAYO UTILIZANDO EL EQUIPO DISEÑADO | 66 |
| 4.13.1. | PANEL PRINCIPAL | 66 |
| 4.13.2. | PRUEBAS A TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS..... | 72 |
| 4.13.3. | PRUEBAS A TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS | 74 |

5. ESTUDIO DE SOBRECARGAS BASADO EN LAS NORMAS

| | | |
|--------|--|-----------|
| | ANSI/IEEE C 57.91 | 78 |
| 5.1. | DEFINICIONES..... | 78 |
| 5.1.1. | FACTOR DE ACELERACIÓN DE ENVEJECIMIENTO | 78 |
| 5.1.2. | PÉRDIDA PORCENTUAL DE VIDA | 79 |
| 5.1.3. | VIDA DEL AISLAMIENTO EN TRANSFORMADORES | 80 |
| 5.2. | INTRODUCCIÓN AL SOBRECALENTAMIENTO EN TRANSFORMADORES. | 82 |
| 5.2.1. | EFFECTO DE SOBRECARGAS EN LOS BUSHINGS. | 82 |
| 5.2.2. | INFORMACIÓN NECESARIA PARA LOS CÁLCULOS DE SOBRECARGA..... | 83 |
| 5.3. | CAUSAS DE LA ELEVACIÓN DE TEMPERATURA EN UN TRANSFORMADOR..... | 84 |
| 5.3.1. | ÁREA DE ENFRIAMIENTO | 84 |
| 5.3.3. | ERRORES EN EL PROCESO DE FABRICACIÓN..... | 86 |
| 5.4. | RIESGOS QUE TRAE CONSIGO LA ELEVACIÓN DE TEMPERATURA EN UN TRANSFORMADOR..... | 87 |
| 5.5. | CÁLCULOS DE SOBRECARGA..... | 91 |
| 5.5.1. | FACTOR DE ACELERACIÓN DE ENVEJECIMIENTO | 93 |
| 5.5.2. | ENVEJECIMIENTO EQUIVALENTE PARA PERIODOS DE SOBRECARGA..... | 96 |
| 5.6. | CÁLCULOS DE TEMPERATURAS | 96 |
| 5.6.1. | CÁLCULO DE TEMPERATURA AMBIENTE | 96 |
| 5.6.2. | TEMPERATURA DEL PUNTO MÁS CALIENTE AL FINAL DE UN CICLO DE CARGA. | 98 |

| | | |
|-----------|--|------------|
| 5.6.3. | INCREMENTO DE TEMPERATURA DEL TOP OIL PARA UNA CARGA DINÁMICA..... | 99 |
| 5.6.4. | INCREMENTO DE TEMPERATURA DE LA PARTE SUPERIOR DEL ACEITE AL INICIO DE UNA SOBRE CARGA. | 100 |
| 5.6.5. | INCREMENTO DE TEMPERATURA DE LA PARTE SUPERIOR DEL ACEITE AL FINAL DE UNA SOBRE CARGA..... | 101 |
| 5.6.6. | CONSTANTE DE TIEMPO DEL ACEITE A POTENCIA NOMINAL..... | 101 |
| 5.6.7. | CAPACIDAD CALORÍFICA DEL TRANSFORMADOR..... | 102 |
| 5.6.8. | INCREMENTO DE TEMPERATURA DEL PUNTO MÁS CALIENTE CON RESPECTO DEL TOP OIL..... | 102 |
| 5.7. | PORCENTAJE DE PÉRDIDA DE VIDA EN UN TRANSFORMADOR..... | 105 |
| 5.8. | SOBRECARGAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA | 106 |
| 5.8.1. | CARGA CON EXPECTATIVA NORMAL DE VIDA..... | 107 |
| 5.8.2. | CARGA PLANIFICADA POR ENCIMA DE LAS ESPECIFICACIONES DE PLACA. | 107 |
| 5.8.3. | CARGA DE EMERGENCIA DE LARGO TIEMPO..... | 108 |
| 5.8.4. | CARGA DE EMERGENCIA DE CORTO TIEMPO..... | 109 |
| 6. | EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO TÉRMICO DEL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN PARA EL METODO ALTERNATIVO..... | 112 |
| 6.1. | ELEVACIÓN DE TEMPERATURA DEL ACEITE..... | 112 |
| 6.2. | ELEVACIÓN DE TEMPERATURA PROMEDIO DE LOS DEVANADOS. | 113 |
| 6.3. | ELEVACIÓN DE TEMPERATURA DEL PUNTO MÁS CALIENTE. | 115 |
| 6.4. | OBTENCIÓN DEL MODELO TÉRMICO DEL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN. | 116 |

| | | |
|-----------|---|------------|
| 6.4.1. | MODELO DEL TOP OIL PARA UN TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DE 30KVA 13200/220V ESTÁ DETERMINADO DE LA SIGUIENTE MANERA. | 117 |
| 6.4.2. | MODELO DEL TOP OIL PARA UN TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DE 75KVA 13800/220V ESTÁ DETERMINADO DE LA SIGUIENTE MANERA. | 120 |
| 6.4.3. | MODELO DEL TOP OIL PARA UN TRANSFORMADOR MONOFÁSICO DE 50KVA 7970/240V ESTÁ DETERMINADO DE LA SIGUIENTE MANERA. | 123 |
| 6.5. | MÉTODO ALTERNATIVO PARA LA REALIZACIÓN DE LA PRUEBA DE CALENTAMIENTO EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN. | 127 |
| 7. | DESARROLLO DE PRUEBAS DE ELEVACIÓN DE TEMPERATURA EN TRANSFORMADORES SUMERGIDOS EN ACEITE USANDO EL EQUIPO DISEÑADO BAJO EL MÉTODO ALTERNATIVO | 129 |
| 7.1. | PRUEBAS DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS. | 129 |
| 7.2. | PRUEBAS DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS..... | 140 |
| 8. | CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES | 154 |
| 8.1. | CONCLUSIONES | 154 |
| 8.2. | RECOMENDACIONES | 155 |
| | REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS..... | 156 |
| | ANEXOS..... | 158 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | | |
|---------------------|--|----|
| Figura 2.1. | Partes de un sistema DAQ..... | 13 |
| Figura 2.2. | Conexión de una termocupla y la unión de juntura fría | 14 |
| Figura 2.3. | Proceso de la conversión A/D..... | 19 |
| Figura 2.4. | Efectos de muestreo a una adecuada y baja velocidad | 20 |
| Figura 2.5. | Amplificación de la señal..... | 22 |
| Figura 2.6. | Digitalización de una onda senoidal con 3 bits de resolución | 22 |
| Figura 2.7. | Características de los filtros ideales: a) Paso bajo, b) Paso alto, c) Paso banda, d) Rechazo de banda..... | 24 |
| Figura 2.8. | Adquisición de datos desde un dispositivo..... | 26 |
| Figura 2.9. | Control de un dispositivo..... | 26 |
| Figura 2.10. | Panel frontal..... | 30 |
| Figura 2.11. | Panel frontal..... | 31 |
| Figura 2.12. | Paleta de controles - Express. | 32 |
| Figura 2.13. | Paleta de funciones..... | 32 |
| Figura 2.14. | Paleta de herramientas..... | 33 |
| Figura 2.15. | Barra de herramientas | 36 |
| Figura 2.16. | Estructuras..... | 36 |
| Figura 3.1. | Chasis NI CompactDAQ-9178 | 43 |
| Figura 3.2. | Módulo de entrada de termopares NI 9211..... | 44 |
| Figura 3.3. | Módulo de entrada analógica NI 9215 | 45 |
| Figura 3.4. | Módulo de entrada digital NI 9421 | 46 |
| Figura 3.5. | Módulo de salida digital NI 9472 | 46 |
| Figura 3.6. | Clave de ingreso. | 52 |
| Figura 3.7. | Datos del transformador monofásico | 53 |
| Figura 3.8. | Datos del transformador trifásico | 53 |
| Figura 3.9. | Adquisición de datos..... | 54 |
| Figura 3.10. | Programación del registro de datos cada 15 min..... | 54 |
| Figura 3.10. | Registro de datos cada 15 min. | 55 |
| Figura 4.1. | Menú principal de la prueba de calentamiento..... | 67 |
| Figura 4.2. | Ingreso de usuario y contraseña | 67 |
| Figura 4.3. | Selección de prueba | 68 |
| Figura 4.4. | Ingreso de datos del transformador. | 68 |

| | |
|---|-----|
| Figura 4.5. (a) Panel frontal para prueba monofásica | 69 |
| Figura 4.5. (b) Panel frontal para prueba trifásica..... | 69 |
| Figura 4.6. Opción para volver a energizar. | 70 |
| Figura 4.7. Datos para el cálculo de resistencia a temperatura final..... | 70 |
| Figura 4.8. Ingreso de valores de resistencia..... | 71 |
| Figura 4.9. (a) Resultados finales del ensayo térmico monofásico. | 71 |
| Figura 4.9. (b) Resultados finales del ensayo térmico trifásico..... | 72 |
| Figura 5.1. Radiadores tipo cabezal..... | 85 |
| Figura 5.2. Radiadores tipo cuello de cisne | 85 |
| Figura 5.3. Vida del aislamiento del transformador [21]. | 93 |
| Figura 5.4. Factor de aceleración de envejecimiento..... | 95 |
| Figura 5.5. Carga con expectativa normal de vida. | 107 |
| Figura 5.6. Carga planificada por encima de las especificaciones de placa. | 108 |
| Figura 5.7. Carga de emergencia de largo tiempo | 109 |
| Figura 5.8. Carga de emergencia de corto tiempo | 110 |
| Figura 5.9. Pérdida de Vida en Transformadores con Temperatura de arrollamiento de 65°C | 111 |

ÍNDICE DE TABLAS

| | | |
|-------------------|--|-----|
| Tabla 3.1. | Resistencia óhmica cable del sistema de medición de corriente | 49 |
| Tabla 3.2. | Burden TC's del sistema de medición | 50 |
| Tabla 4.1. | Resultados de la prueba de calentamiento del transformador con SN: 0000008614 | 73 |
| Tabla 4.2. | Resultados de la prueba de calentamiento del transformador con SN: 0000008714 | 74 |
| Tabla 4.3. | Resultados de la prueba de calentamiento del transformador con SN: 1321714. | 75 |
| Tabla 4.4. | Resultados de la prueba de calentamiento del transformador con SN: 1329014. | 76 |
| Tabla 4.5. | Tiempo para la prueba de calentamiento. | 77 |
| Tabla 5.1. | Niveles de aislamiento dieléctrico para transformadores de distribución y de potencia clase I, voltajes en KV. | 81 |
| Tabla 5.2. | Factor de aceleración de envejecimiento para transformadores clase térmica 65 C. | 94 |
| Tabla 5.3. | Exponentes utilizados en las ecuaciones de determinación de temperatura..... | 104 |
| Tabla 5.4. | Límites de temperatura y carga sugeridos para transformadores de distribución con incremento 65 C y operando sobre la carga nominal..... | 105 |
| Tabla 5.5. | Vida normal del aislamiento para un sistema libre de oxígeno y humedad con temperatura máxima del punto caliente de 110°C. | 105 |
| Tabla 5.6. | Límites de temperatura y carga para sobrecargar sobre la potencia nominal transformadores de potencia con incremento de 65°C. | 110 |
| Tabla 5.7. | Límites de temperatura máximos sugeridos para los cuatro tipos de carga | 111 |
| Tabla 7.1. | Perdida de vida en transformadores ensayados. | 152 |
| Tabla 7.2. | Tiempo de ejecución de la prueba de calentamiento por el método alternativo usando el equipo desarrollado. | 152 |

RESUMEN

Actualmente el ensayo de calentamiento se lo realiza de forma manual, esto quiere decir que el registro de datos de temperatura, corriente, voltaje y potencia además de la estimación del criterio de estabilización de la temperatura del aceite en la parte superior del tanque lo realiza un operador. Con la automatización del ensayo de calentamiento basado en la norma ANSI C57.12.90 se logró que la presencia del operador no sea necesaria durante el ensayo sino únicamente al inicio y final del mismo, además la digitalización de los datos se hizo automática e instantánea al momento de la finalización de la prueba, eliminando la incertidumbre del operador que ingresaba los datos a un computador de forma manual. El equipo consta de módulos que fueron adquiridos a National Instruments los mismos que adquieren las medidas de temperatura, voltaje, corriente y potencia estas medidas se registran en una tabla de datos, además un indicador muestra que la temperatura del aceite ha llegado a su estabilización donde el operario realizará el corte de energía para proceder a la medida de resistencia en los devanados. El estudio de sobrecarga basado en la norma IEEE C57.91 ayudó a crear un método alternativo para la disminución de los tiempos de ejecución del ensayo de calentamiento mediante sobrecargas iniciales controladas sin afectar la vida útil del transformador de forma representativa.

Palabras Clave: Ensayo, automatización, estabilización, devanados, sobrecargas.

ABSTRACT

Currently the heating test is done manually, this means that the data record temperature, current, voltage and power estimation plus stabilization criterion oil temperature at the top of the tank is performed by a operator. With the temperature rise test automation based on ANSI C57.12.90 achieved that operator presence is not required during the test but only at the beginning and end of it, plus scanning data was automatically and instantly when completion of the test, eliminating the uncertainty of the operator that the data entered into a computer manually. The team consists of modules that were purchased from National Instruments thereof to acquire measurements of temperature, voltage, current and power these measurements are recorded in a table of data, and an indicator shows that the oil temperature has reached stabilization where the operator to perform the outage to proceed with the resistance on the windings. The study overload based on IEEE C57.91 standard helped create an alternative method for reducing the execution time of the initial temperature rise test by overloading controlled without affecting the service life of the transformer representatively.

Keywords: Test automation, stabilization, windings, overloads.

CAPÍTULO I

1. EL PROBLEMA DE LA INVESTIGACIÓN

1.1. INTRODUCCIÓN

El desarrollo de la prueba térmica a transformadores sumergidos en aceite es un método para determinar si el diseño de las partes componentes principales de un transformador, devanados, núcleos, tanque, aceite, entre otros, cumplen con las propiedades necesarias para disipar el calor generado por el funcionamiento propio del mismo cuando opera a potencia nominal, de esta manera asegurar la vida útil del transformador, la cual en mayor porcentaje depende de la vida útil de los elementos aislantes como el papel, ya que un incremento excesivo o fuera de diseño de temperatura del transformador provocaría una degradación del papel aislante, y por lo tanto un envejecimiento acelerado, además los resultados de la prueba de elevación de temperatura es un requisito ineludible para el estudio de sobrecarga de un transformador.

La prueba térmica a transformadores sumergidos en aceite en forma resumida consiste en energizar el transformador a las pérdidas totales. Las pérdidas totales de un transformador deben ser la suma de las pérdidas con carga y las pérdidas sin carga [1], las pérdidas con carga es potencia consumida por el transformador debido a las pérdidas en los devanados, y las pérdidas sin carga son la potencia consumida por el transformador debido a las pérdidas en el núcleo.

El procedimiento de realización del ensayo puede ser por cualquiera de los dos métodos que especifica la norma ANCI C57.12.90, por el método de carga real o por el método de carga simulada (cortocircuito en el lado de bajo voltaje), y se determina el incremento máximo de temperatura del aceite, medido directamente, y el incremento máximo de temperatura en la parte

activa (punto más caliente), valor determinado teóricamente, éste incremento de temperatura no debe ser superior a 65°C sobre la temperatura ambiente [1]. Si cumple con este requerimiento sin presentar ninguna anomalía, el transformador está apto para continuar en el proceso de liberación y de validación de la especificación.

La realización de la prueba requiere un extremo cuidado ya que cualquier alteración en algún paso de su proceso provocaría obtener resultados erróneos o no reales.

Una de las consideraciones más importantes que se debe tener, es que la potencia a la que se energiza el transformador debe mantenerse constante, en el presente proyecto esta condición es una de las variables a controlar como parte de la automatización de la prueba.

Otra condición crítica es determinar el punto de estabilización de la temperatura, es decir cuando la temperatura ya no tenga incremento, o al menos no tenga variación del 2.5% o 1 °C en un periodo de 3 horas [2], cuando se cumpla esta condición se puede determinar el gradiente de temperatura en el aceite, para decretar la estabilización del aceite manualmente se debe tomar medidas de temperatura en cortos periodos de tiempo durante 3 horas y observar el incremento de la misma, razón por la cual también es una variable a controlar como parte de la automatización.

La última e igual de importante variable a controlar con la automatización de la prueba es determinar el gradiente de temperatura de los devanados, es decir el incremento de temperatura sobre la temperatura ambiente, esto se logra bajando la corriente a la que está energizado el transformador bajo prueba, a la corriente nominal del tap de mayores pérdidas durante un periodo de 1 hora, luego de haber alcanzado la estabilización.

Finalmente para determinar el punto más caliente en el transformador y los incrementos de temperatura antes mencionados en el aceite y en los

devanados mediante cálculo, se debe medir la resistencia de los bobinados más internos tanto en el lado primario como en el lado secundario, después de que el transformador ha estado 1h a la corriente nominal como se explicó anteriormente, justo después de desenergizar el transformador y en no más de 4 min después de cortar la energía [1].

Con el fin de disminuir el tiempo de ejecución de las pruebas, en este proyecto se planteará un modelo numérico del comportamiento térmico del transformador, es decir determinar teóricamente el incremento de temperatura que tendrá el transformador bajo prueba en el aceite y en los devanados, así como la temperatura del punto más caliente.

1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Debido a la tendencia de crecimiento de la empresa, la demanda de transformadores de distribución y a las nuevas exigencias de los clientes, ECUATRAN S.A. ha tenido que desarrollar continuamente nuevos diseños de transformadores a fin de satisfacer lo expuesto. Razón por la cual también se ha incrementado el trabajo en el área de control de calidad, teniendo que realizar además de las pruebas de rutina, pruebas tipo, las que no son frecuentes, como es el caso de la prueba de calentamiento (prueba térmica). Esta prueba solo se realiza a nuevas especificaciones para levantar un registro que retroalimenta al área de Ingeniería y se pueda validar dicha especificación.

La empresa cuenta con certificación ISO 9001- 2000 en la cual se contempla un proceso de validación de especificaciones.

El proceso de validación de una especificación para transformadores de distribución está dado por:

- Las pruebas tipo a las que son sometidos los transformadores, así como también pruebas térmicas, documentación que es elaborada y compartida en una carpeta en la red por parte de Control de Calidad.
- La muestra que se contempla para validar un diseño. Del universo de unidades fabricadas para dicha especificación, debe haber un mínimo del 80% que ha sido liberado sin problemas por el laboratorio. Es decir, para que una especificación sea validada se debe haber fabricado al menos 5 unidades.
- El número de unidades que regresan a la empresa debido a reclamos por garantía en lo que concierne a diseño.

Si la especificación ha cumplido con todos los parámetros, esta especificación es aprobada.

La prueba de calentamiento actualmente en la empresa se realiza de forma resumida de la siguiente manera:

- Se coloca el transformador en un ambiente cubierto de corrientes de aire.
- Se realizan la prueba de vacío y la prueba de corto circuito para determinar las pérdidas totales en el transformador.
- Se mide la resistencia de los devanados de alto voltaje y bajo voltaje, en frío (temperatura ambiente) del transformador.
- Se colocan instrumentos de medición de temperatura (termocuplas) en el transformador como especifica la norma ANSI C 57.12.90.
- Se coloca en cortocircuito los bushing del lado de bajo voltaje.
- Antes de energizar se debe tomar las precauciones necesarias para garantizar que la prueba no vaya a ser interrumpida.
- Se energiza hasta llegar a tener la potencia de las pérdidas totales (pérdidas en el núcleo más pérdidas en el cobre).
- Se registra la temperatura de las termocuplas tipo k junto con la hora, la potencia, el voltaje y la corriente con que se está alimentando al transformador, esto se hace cada 15 min. a fin de determinar según

especificación de la norma ANSI C 57.12.90 el criterio de estabilización de la temperatura del aceite en la parte superior del transformador.

- Una vez logrado la estabilización en la temperatura del aceite se reduce a la corriente nominal durante una hora.
- Después de la hora a corriente nominal se produce el corte de la energía, instante en el cual se debe quitar el cortocircuito para tomar el valor de resistencia de los bobinados de alto voltaje y bajo voltaje en un tiempo no mayor a 4 min.

Las dificultades que se presentan para realizar la prueba térmica, motivos de nuestra investigación y por los cuales no se la realiza en la empresa con frecuencia son:

- El tiempo que se tarda en alcanzar el criterio de estabilización que es de aproximadamente 20 horas.
- La necesidad de la presencia de al menos un operario para que durante el tiempo de la prueba registre en forma manual las lecturas de las termocuplas cada 15min. como respaldo a las memorias de las termocuplas.
- Observación permanente para controlar que las pérdidas a las que se energizó el transformador se mantengan constantes, ya que el “Banco Portátil” que actualmente se dispone en la empresa, tiende a variar del voltaje fijado por fluctuaciones en la red producidas por las demás áreas de producción.
- Ingreso de los datos al sistema de forma manual creando la posibilidad de falla por impericia de los operarios.

1.3. JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA

Según lo estipulado en el manejo interno de la empresa se debe realizar la prueba térmica para levantar un registro de cada nueva especificación que se diseña, retroalimentado así al área de ingeniería para mejorar los diseños,

pero la situación actual es muy diferente, no se está cumpliendo con lo establecido, debido a la dificultad, y al tiempo que se le debe dedicar para realizarla, es por esta razón que tienen rezagada esta actividad, y solo en casos de extrema necesidad o por pedido directo del cliente se realiza la prueba, a costa de retrasar los otros trabajos que se hacen en el laboratorio por la necesidad de disponer de los operarios.

La secuela que trae consigo la no realización de la prueba, es el desconocimiento en el área de ingeniería, quitándole la posibilidad de incrementar el número especificaciones validadas, además de corregir y mejorar los diseños, para lograr optimizar el uso de recursos en la construcción de transformadores y de esta forma abaratar costos y mejorar la rentabilidad de la empresa.

1.4. OBJETIVOS

1.4.1. OBJETIVO GENERAL

Diseñar e implementar un sistema para automatizar la prueba de calentamiento en transformadores de distribución sumergidos en aceite bajo la norma ANSI C 57.12.90 e implementar un método alternativo para disminuir los tiempos de ejecución de la prueba basada en el modelo térmico del transformador.

1.4.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Investigar y ejecutar el método actual para la realización de la prueba térmica.
- Investigar alternativas que permitan disminuir el tiempo de la prueba térmica.

- Buscar instrumentos y equipos de medición para conseguir garantizar el registro de datos importantes para el análisis de resultados.
- Diseñar el software para automatizar el proceso.
- Diseñar los circuitos de control y potencia para la automatización del proceso.
- Implementar el software desarrollado con los circuitos de control y potencia.
- Ejecutar la prueba bajo la norma IEEE C57.12.90 usando el sistema de automatización desarrollado.
- Ejecutar la prueba con el proceso alternativo investigado usando el sistema de automatización desarrollado.

1.5. GENERALIDADES

1.5.1. TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN

Se denomina transformadores de distribución, generalmente a los transformadores de potencias iguales o inferiores a 500 KVA y de tensiones iguales o inferiores a 67 000 V, tanto monofásicos como trifásicos. Aunque la mayoría de tales unidades están proyectadas para montaje sobre postes, algunos de los tamaños de potencia superiores, por encima de las clases de 18 KV, se construyen para montaje en estaciones o en plataformas. Las aplicaciones típicas son para alimentar a granjas, residencias, edificios o almacenes públicos, talleres y centros comerciales.

1.5.2. PRUEBAS ELÉCTRICAS A TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.

Las pruebas eléctricas en fábrica se realizan con el fin de verificar la conformidad del transformador según lo establecido en normas nacionales

como la INEN e internacionales como la ANSI, IEEE, además de asegurar la confiabilidad de que el transformador ha sido diseñado y construido apropiadamente y por lo tanto está en capacidad de soportar las cargas nominales y las condiciones a las que estará sometido durante su funcionamiento normal.

Las pruebas en fábrica son prueba de la confiabilidad del transformador, aunque la prueba final es lograr su funcionamiento sin problemas durante su vida útil.

Las pruebas que se realizan en la empresa Ecuatran S.A. son de acuerdo a lo establecido en la norma IEEE C 57.12.90.

Las pruebas realizadas en la empresa se denominan pruebas de rutina y pruebas tipo.

1.5.3. PRUEBAS DE RUTINA

Son las pruebas a las que se someten cada transformador fabricado para verificar que el producto cumple con los requerimientos establecidos.

Estas son:

- Medición de la resistencia de los devanados.
- Medición de la relación de transformación.
- Revisión de la polaridad y grupo de conexión.
- Medición de la relación de transformación, revisión de la polaridad y grupo de conexión y desfase angular en transformadores especiales de 12 fases (Dodecafásicos).
- Medición de pérdidas sin carga y corriente de excitación.
- Medición de pérdidas con carga y voltaje de cortocircuito.

- Medición de resistencia de aislamiento puntual (1 minuto).
- Medición de rigidez dieléctrica al aceite.
- Prueba de voltaje inducido (400 Hz).
- Prueba de voltaje aplicado.

1.5.4. PRUEBAS TIPO

Son las pruebas que se realizan para determinar la capacidad de un diseño en particular, estilo o modelo de equipo en alcanzar los valores nominales estipulados y operar satisfactoriamente bajo condiciones normales de servicio ó bajo condiciones especiales si se especifica y demostrar el cumplimiento con las normas apropiadas de la industria. Las pruebas tipo se realizan solo en un transformador para justificar el cumplimiento de las especificaciones en equipos del mismo diseño.

Estas son:

- Prueba de calentamiento.
- Prueba de cortocircuito dinámico.
- Prueba de impulso (BIL).

1.5.5. MÉTODOS PARA DETERMINAR LAS PÉRDIDAS EN EL COBRE EN UN TRANSFORMADOR

1.5.5.1. MÉTODO DE CORTO CIRCUITO

El método consiste en aplicar progresivamente una tensión voltio a voltio, hasta llegar a las intensidades nominales en los bobinados. La tensión aplicada, una vez alcanzada la intensidad nominal en el secundario, recibe el nombre de tensión de cortocircuito. Esta tensión supone un valor bajo con

respecto a la tensión nominal aplicada al transformador cuando está en carga. Estas pérdidas se las puede determinar directamente con el vatímetro conectándolo en el bobinado primario.

1.5.5.2. MEDICION DE RESISTENCIA DE LOS BOBINADOS

Se aplica a cada devanado un voltaje de corriente continua de valor bajo, por ejemplo 120 Voltios, se mide la corriente y el voltaje del devanado en cuestión, se aplica la ley de Ohm y se obtiene la resistencia efectiva en C.C, se multiplica por 1.1 para obtener la resistencia efectiva a la C.A.

De esta manera se obtiene la corriente y la resistencia que tiene cada devanado y se determina la potencia perdida.

1.5.6. EFECTOS DE LA TEMPERATURA EN LOS CIRCUITOS DE UN TRANSFORMADOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Gran parte de las pérdidas que tienen los transformadores se convierten en energía calorífica. La energía térmica hace que los dipolos magnéticos de un material ferromagnético sufran una desalineación en su configuración normal.

Al llegar a un límite de temperatura el ferromagnetismo de los materiales ferromagnéticos desaparece completamente, y el material se torna paramagnético. Esta temperatura se denomina temperatura de Curie [3].

1.5.7. CALENTAMIENTO DE LOS CONDUCTORES

Uno de los efectos perjudiciales del efecto Joule es el calentamiento que se produce en los conductores eléctricos cuando son recorridos por una

corriente eléctrica. Para evitar que este calentamiento alcance valores que sean perjudiciales para los mismos, se construyen de diferentes secciones.

Dado que la resistencia del conductor depende de su sección, si se quiere conseguir pérdidas de potencia bajas se debe aumentar considerablemente su sección.

La potencia perdida en un conductor produce calor que, al acumularse, eleva su temperatura, disminuyendo la capacidad del elemento aislante y acelerando su envejecimiento.

1.5.8. FACTORES QUE AFECTAN AL DETERIORO DEL SISTEMA DE AISLAMIENTO DE UN TRANSFORMADOR AISLADO EN ACEITE.

Un transformador es una máquina eléctrica que se encuentra constituida por varias partes (núcleo, devanados, pasatapas, válvulas, radiadores, etc.). Dentro de estos elementos constitutivos, el sistema de aislamiento (aceite y papel) es el componente más importante y es al que se le debe cuidar en mayor grado.

Existen cuatro factores que afectan al sistema de aislamiento de un transformador en aceite: la humedad, el oxígeno, el calor y la contaminación externa.

La humedad puede presentarse en el interior del transformador de las siguientes maneras:

- De forma disuelta.
- En forma de una emulsión agua/aceite.
- En estado libre en el fondo del tanque.

- En forma de hielo en el fondo del tanque (si la gravedad específica del aceite es mayor a 0.9, el hielo puede flotar)

El efecto de la humedad en las propiedades aislantes del aceite depende de la forma en que esta exista. Una pequeña cantidad de agua en forma de emulsión agua/aceite tiene una marcada influencia al reducir la rigidez dieléctrica del aceite. En cambio, hasta cierto punto, el agua disuelta en el aceite tiene poco o ningún efecto sobre la rigidez dieléctrica del mismo.

El oxígeno es otro de los potenciales enemigos del aislamiento de un transformador, ya que, este reacciona con el aceite para formar ácidos orgánicos, agua y lodo. El oxígeno proviene de la atmósfera o es liberado por la celulosa como resultado de aplicarle calor, además no es posible eliminar todo el oxígeno existente en un transformador inclusive si el llenado del mismo se lo realiza con vacío

Se sabe que el 90% del deterioro de la celulosa es de origen térmico. La degradación térmica del aislamiento es función del tiempo, de la temperatura y de cuan seco está el aislamiento. Las elevadas temperaturas causan un envejecimiento acelerado de la celulosa empleada como aislamiento, reduciéndose la rigidez mecánica y eléctrica de la misma, produciéndose la de-polimerización o destrucción del papel; otros efectos debidos a las elevadas temperaturas son la generación de agua, materiales ácidos y gases (CO₂, CO).

Los contaminantes externos pueden presentarse en forma de “caspas”, provenientes del proceso de manufactura del transformador y que no han sido propiamente eliminados en el proceso de llenado del transformador con aceite. Partículas diminutas pueden desprenderse de la celulosa cuando el transformador está en servicio. Otro contaminante es el policlorhidrato de bifenilo, el cual reduce la capacidad del aceite de soportar sobre voltajes [4].

CAPÍTULO II

2. SISTEMA DE CONTROL Y ADQUISICIÓN DE DATOS

2.1. DEFINICIÓN

La adquisición de datos (DAQ) es el proceso de medir con una computadora un fenómeno eléctrico o físico como voltaje, corriente, temperatura, etc. Un sistema DAQ consiste de sensores, hardware de medidas DAQ y una PC con software programable como se muestra en la figura 2.1. [5].



Figura 2.1. Partes de un sistema DAQ.

Fuente: www.ni.com – Sistema de adquisición de datos

2.2. SENSOR

La medida de un fenómeno físico, como la temperatura, la intensidad de una fuente de luz o la fuerza aplicada a un objeto, comienza con un sensor. Un sensor, también llamado un transductor, convierte un fenómeno físico en una señal eléctrica que se puede medir. Dependiendo del tipo de sensor, su salida eléctrica puede ser un voltaje, corriente, resistencia u otro atributo eléctrico que varía con el tiempo.

Algunos sensores pueden requerir componentes adicionales y circuitos para producir correctamente una señal que puede ser leída con precisión y con toda seguridad por un dispositivo DAQ [5].

2.2.1. TERMOCUPLAS

La mayoría de los transductores para medir la temperatura son las termocuplas. Las termocuplas son económicas, robustas y operan sobre un alto rango de temperatura, pero ellos tienen algunos requerimientos de acondicionamiento de señales únicas.

Una termocupla opera bajo el principio que la juntura de dos metales diferentes generan un voltaje que varía con la temperatura. Sin embargo, conectar el terminal de la termocupla al cable que conecta este con el dispositivo de medida crea una juntura adicional, conocida como unión de juntura fría. La actual medida de voltaje, V_{meas} , incluye dos voltajes, el uno de la termocupla y el otro el voltaje de juntura fría (V_{cj}), como se observa en la figura 2.2.

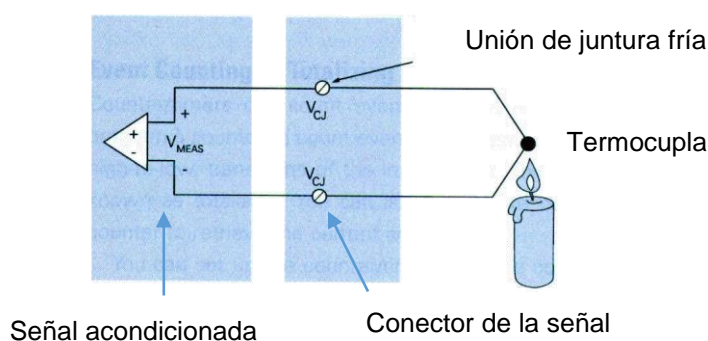


Figura 2.2. Conexión de una termocupla y la unión de juntura fría

Fuente: www.ni.com - Acondicionamientos de señal

El método de compensación para este voltaje de juntura fría no deseado es llamado compensación de juntura fría.

La mayoría de productos de acondicionamiento de señal NI compensa la junta fría usando un sensor adicional, tal como un termistor o un sensor de circuito integrado, colocados en el conector de la señal o un bloque de terminal para medir directamente la temperatura ambiente en la junta fría [6].

2.2.2. TRANSFORMADORES DE TENSIÓN PARA MEDIDA (TP)

Usado en líneas eléctricas de corriente alterna para obtener una tensión en el secundario más baja que la de primario para poder ser medida por un equipo electrónico.

2.2.3. TRANSFORMADORES DE CORRIENTE (TC)

La función de un transformador de corriente es la reducir a valores normales y no peligrosos, las características de corriente en un sistema eléctrico, con el fin de permitir el empleo de aparatos de medición normalizados, por consiguiente más económicos y que pueden manipularse sin peligro.

Un transformador de corriente es un transformador de medición, donde la corriente secundaria es, dentro de las condiciones normales de operación, prácticamente proporcional a la corriente primaria, y desfasada de ella un ángulo cercano a cero, para un sentido apropiado de conexiones.

El primario de dicho transformador está conectado en serie con el circuito que se desea controlar, en tanto que el secundario está conectado a los circuitos de corriente de uno o varios aparatos de medición, relevadores o aparatos análogos, conectados en serie [7].

2.2.4. SHUNT

Una Shunt es una resistencia de precisión que es usada en líneas eléctricas de corriente para obtener una señal de tensión de relación proporcional a la corriente que pasa por la shunt [8].

2.3. DISPOSITIVO DAQ

El hardware DAQ actúa como la interfaz entre una PC y señales del mundo exterior. Funciona principalmente como un dispositivo que digitaliza señales analógicas entrantes para que una PC pueda interpretarlas.

Varios dispositivos DAQ incluyen otras funciones para automatizar sistemas de medidas y procesos. Por ejemplo, los convertidores digitales-analógicos (DAC) envían señales analógicas, las líneas de E/S digital reciben y envían señales digitales y los contadores/temporizadores cuentan y generan pulsos digitales.

Existen módulos para una variedad de medidas de sensores incluyendo termopares, RTDs, galgas extensiométricas, voltaje, corriente, transductores de presión y carga, celdas de torsión, acelerómetros, medidores de flujo y micrófonos [5].

2.3.1. MÓDULO DE ENTRADA DE TERMOPARES

Mide el valor de la tensión conectada a las entradas del módulo. Este valor puede ser tanto la temperatura de un termopar como voltios.

2.3.2. MÓDULO DE ENTRADAS DIGITALES

Los módulos de entrada digitales permiten conectar al autómata captador de tipo todo o nada como finales de carrera, pulsadores.

Los módulos de entrada digitales trabajan con señales de tensión, por ejemplo cuando por una vía llegan 24 voltios se interpreta como un "1" y cuando llegan cero voltios se interpreta como un "0".

2.3.3. MÓDULO DE ENTRADAS ANALÓGICAS

Los módulos de entrada analógicas permiten que los ordenadores programables trabajen con accionadores de mando analógico y lean señales de tipo analógico como pueden ser la temperatura, la presión o el caudal.

Los módulos de entradas analógicas convierten una magnitud analógica en un número que se deposita en una variable interna del ordenador. Lo que realiza es una conversión A/D, puesto que el ordenador solo trabaja con señales digitales. Esta conversión se realiza con una precisión o resolución determinada (número de bits) y cada cierto intervalo de tiempo (periodo muestreo).

Los módulos de entrada analógica pueden leer tensión o intensidad.

2.3.4. MÓDULO DE SALIDAS DIGITALES

Un módulo de salida digital permite al ordenador programable actuar sobre los preaccionadores y accionadores que admitan órdenes de tipo 1 o 0.

El valor binario de las salidas digitales se convierte en la apertura o cierre de un relé interno del ordenador en el caso de módulos de salidas a relé.

En los módulos estáticos (bornero), los elementos que conmutan son los componentes electrónicos como transistores o triacs, y en los módulos electromecánicos son contactos de relés internos al módulo.

Los módulos de salidas estáticos al suministrar tensión, solo pueden actuar sobre elementos que trabajan todos a la misma tensión, en cambio los módulos de salida electromecánicos, al ser libres de tensión, pueden actuar sobre elementos que trabajen a tensiones distintas.

2.3.5. MÓDULO DE SALIDAS ANALÓGICAS

Los módulos de salida analógica permiten que el valor de una variable numérica interna del ordenador se convierta en tensión o intensidad.

Lo que realiza es una conversión D/A, puesto que el ordenador solo trabaja con señales digitales. Esta conversión se realiza con una precisión o resolución determinada (número de bits) y cada cierto intervalo de tiempo (periodo muestreo).

Esta tensión o intensidad puede servir de referencia de mando para actuadores que admitan mando analógico como pueden ser los variadores de velocidad, las etapas de los tiristores de los hornos, reguladores de temperatura, permitiendo al ordenador realiza funciones de regulación y control de procesos continuos [9].

2.4. ACONDICIONAMIENTO DE SEÑALES

La señal de salida de un sistema de medición en general se debe procesar de una forma adecuada para la siguiente etapa de la operación. La señal puede ser por ejemplo, demasiado pequeña, sería necesario amplificarla, podría contener interferencias que eliminar, ser no lineal y requerir su linealización, ser análoga y requerir su digitalización, ser digital y convertirla en análoga, ser un cambio de voltaje y convertirla a corriente de magnitud adecuada, etc. A todas estas modificaciones se les designa por lo general con el término “Acondicionamiento de señal” [10].

2.4.1. CONVERTIDOR ANÁLOGO DIGITAL (ADC)

La conversión analógica - digital (ADC) o digitalización consiste en la transcripción de señales analógicas en señales digitales, con el propósito de facilitar su procesamiento (codificación, compresión, etc.) y hacer la señal resultante (señal digital) más inmune al ruido y otras interferencias a las que son más sensibles las señales analógicas, en la figura 2.3. se muestra el proceso de conversión A/D [11].

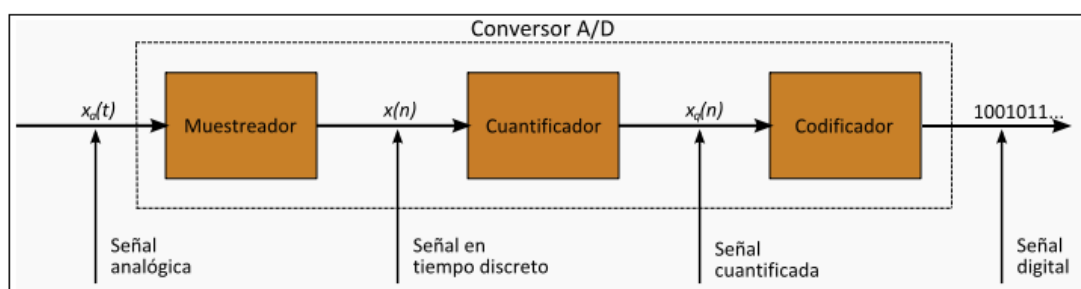


Figura 2.3. Proceso de la conversión A/D

Fuente: es.wikipedia.org/wiki/Conversi%C3%B3n_anal%C3%B3gica-digital

2.4.2. CUANTIFICACIÓN

En el proceso de cuantificación se mide el nivel de voltaje de cada una de las muestras. Consiste en asignar un margen de valor de una señal analizada a un único nivel de salida. Incluso en su versión ideal, añade, como resultado, una señal indeseada a la señal de entrada: el ruido de cuantificación.

2.4.3. CODIFICACIÓN

La codificación consiste en traducir los valores obtenidos durante la cuantificación al código binario. Hay que tener presente que el código binario es el más utilizado, pero también existen otros tipos de códigos que también son utilizados.

2.4.4. CONSIDERACIONES DE MUESTREO

De acuerdo con el teorema de Nyquist, la mínima velocidad de muestreo debe ser dos veces la velocidad de la componente más alta de la frecuencia en la señal que se está muestreando, como se indica en la figura 2.4.

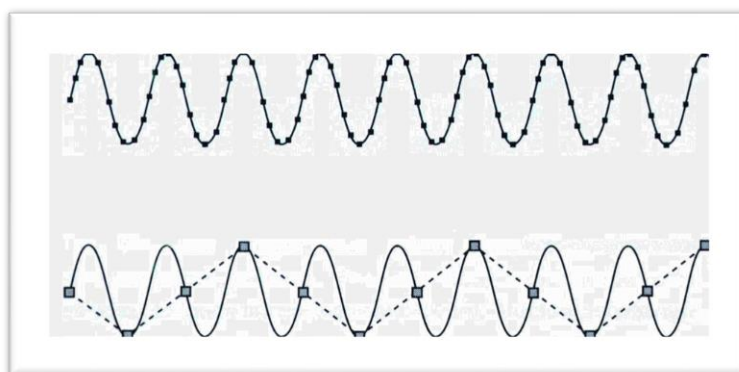


Figura 2.4. Efectos de muestreo a una adecuada y baja velocidad

Fuente: www.ehu.es/daq_tutorial/Doc/Castellano/Tema%201.htm

La mitad de la frecuencia de muestreo es conocida como la frecuencia de Nyquist. Teóricamente esto es posible para recuperar la información de las señales con frecuencias menores o iguales a la frecuencia de Nyquist. Las frecuencias mayores a la frecuencia de Nyquist serán muestreadas incorrectamente.

2.4.5. VELOCIDAD DE MUESTREO

La velocidad de muestreo es la velocidad con la cual una señal es adquirida y digitalizada por un ADC (convertidor análogo a digital). En el dominio del sonido, las señales son convertidas en señales eléctricas por un micrófono comúnmente que tienen componentes de frecuencias hasta de 20 KHz. De acuerdo con el teorema de Nyquist se necesita una digitalización con una velocidad de muestreo mayor que $40 \text{ KS} / \text{s}$ (40000 muestras por segundo) para adquirir apropiadamente esta señal.

2.4.6. AMPLIFICACIÓN

La amplificación o atenuación de la señal ocurre antes de que dicha señal se digitalice para mejorar su representación. Amplificando o atenuando la señal se puede decrementar el rango de entrada de un ADC y esto permite al ADC utilizar tantas divisiones digitales como sea posible para representar la señal.

Por ejemplo en el próximo dibujo se muestra los efectos de amplificar una señal que oscila entre 0 y 5V utilizando un ADC de 3 bits en una amplitud de 0 a 10V. Sin amplificación (ganancia=1) el ADC en la conversión solamente utiliza 4 de las 8 divisiones. Para amplificar la señal dos veces antes de digitalizar, la señal utiliza las 8 divisiones y la representación de la señal es mucho más exacta. De este modo el dispositivo tiene permitido un rango de entrada de 0 a 5V porque cualquier señal por encima de los 5V cuando se

amplifica con un factor de 2 hace que la entrada del ADC sea mayor que 10V [12].

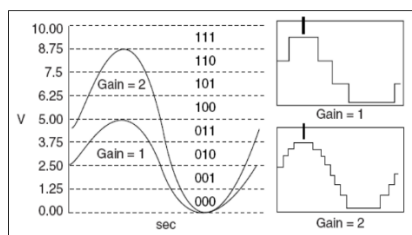


Figura 2.5. Amplificación de la señal

Fuente: www.ehu.es/daq_tutorial/Doc/Castellano/Tema%201.htm

2.4.7. RESOLUCIÓN

La resolución es el número de bits que el ADC usa para representar la señal analógica. La alta resolución permitirá detectar la más pequeña variación de voltaje, ya que existirá más # de divisiones en todo el rango de voltaje.

Algunos tipos de hardware escogen medidas desde una lista finita de posibilidades. Por ejemplo, un ADC de 12 bits tiene solo $2^{12} = 4.096$ posibles valores para representar el valor actual de medida., un ADC de 16 bits tiene solo $2^{16} = 65536$ posibles valores.

Estos posibles valores son distribuidos eventualmente sobre un rango.

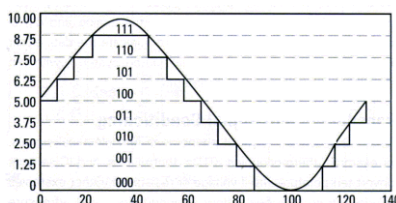


Figura 2.6. Digitalización de una onda senoidal con 3 bits de resolución

Fuente: www.ehu.es/daq_tutorial/Doc/Castellano/Tema%201.htm

2.4.8. RANGO

El rango se refiere a los niveles mínimo y máximo de voltaje que el ADC puede muestrear. National Instruments ofrece digitalizadores con rangos seleccionables, así que los dispositivos son configurables para manejar una variedad de niveles de voltajes. Con esta flexibilidad, se puede fijar el rango al ADC para que la señal tome la resolución disponible para medir las señales con mayor exactitud.

2.4.9. RUIDO

Los valores diferentes de la señal real que aparece en la señal digitalizada son llamados ruido. El ruido está en todas partes en el ambiente, los datos adquiridos en un dispositivo de medida requiere un diseño cuidadoso.

Simplemente, colocando un ADC, un amplificador de instrumentación y una circuitería del bus de interfaz sobre una tarjeta de 2 capas podrían probablemente resultar en un ruido digitalizado. Los diseñadores pueden utilizar láminas apantalladas sobre un digitalizador para ayudar a reducir el ruido. Apropiado apantallamiento debe ser adicionado alrededor de las secciones analógicas sensibles en un digitalizador, y también debe ser construido dentro de las capas del digitalizador con secciones aterrizadas

2.4.10. FILTRADO

El término filtrado se refiere al proceso de eliminación de cierta banda de frecuencias de una señal y permite que otras se transmitan. El rango de frecuencias que pasa un filtro se conoce como banda de paso, y el que no pasa como banda de supresión; la frontera entre lo que se suprime y lo que se pasa se conoce como frecuencia de corte [12]. Los filtros se clasifican de acuerdo con los rangos de frecuencia que transmiten o rechazan. Un filtro

pasa bajas (figura 2.7.a) tiene una pasa bandas que acepta la transmisión de todas las frecuencias desde 0, hasta cierto valor. El filtro pasa altas (figura 2.7.b) tiene una pasa banda que permite la transmisión de todas las frecuencias a partir de un determinado valor hasta un valor infinito. El filtro pasa bandas (figura 2.7.c) permite la transmisión de todas las frecuencias que están dentro de una banda especificada. El filtro supresor de banda (figura 2.7.d) rechaza e impide la transmisión de todas las frecuencias de cierta banda.

En todos los casos, la frecuencia de corte se define como aquella para la cual el voltaje de salida es 70.7% del de la pasa banda.

El término atenuación se aplica a la relación entre las potencias de entrada y de salida, expresada como la relación del logaritmo de la relación, por lo que la atenuación se expresa en unidades de belios. Dado que ésta es una magnitud bastante grande, se utilizan los decibeles (dB), de ahí que la atenuación expresada en $\text{dB} = 10 \log (\text{potencia de entrada}/\text{potencia de salida})$. Puesto que la potencia en una impedancia es proporcional al cuadrado del voltaje, la atenuación en $\text{dB} = 20 \log (\text{voltaje de entrada}/\text{voltaje de salida})$. El voltaje de salida correspondiente al 70.7% del de la banda pasa bajas corresponde, por lo tanto, a una atenuación de 3 dB.

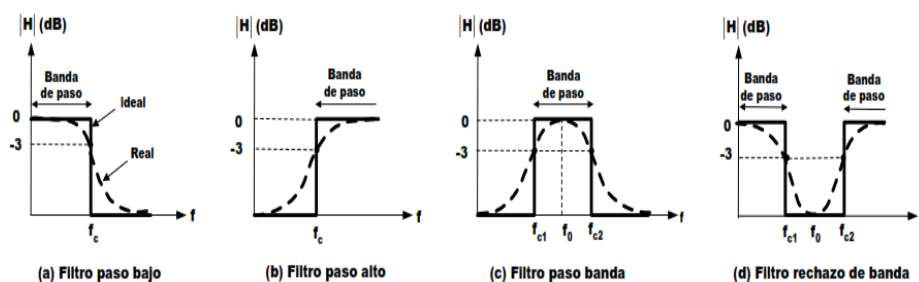


Figura 2.7. Características de los filtros ideales: a) Paso bajo, b) Paso alto, c) Paso banda, d) Rechazo de banda.

Fuente: electronicandres413.blogspot.com/

El término filtrado describe un filtro en el cual sólo hay resistencias, capacitores e inductores. El término activo se refiere a un filtro en el que también hay un amplificador operacional. Los filtros pasivos tienen la desventaja de que la corriente que absorbe el siguiente elemento puede modificar la característica de frecuencia del filtro.

2.5. FUNCIÓN DE LA PC EN UN SISTEMA DAQ

Una PC con software programable controla la operación del dispositivo DAQ y es usada para procesar, visualizar y almacenar datos de medida. Diferentes tipos de PC son usadas en diferentes tipos de aplicaciones.

Una PC de escritorio se puede utilizar en un laboratorio por su poder de procesamiento, una laptop se puede utilizar por su portabilidad o una PC industrial se puede utilizar en una planta de producción por su robustez [5].

2.6. ADQUISICIÓN DE DATOS DESDE UN DISPOSITIVO

Para la adquisición de datos desde un dispositivo como se muestra en la figura 2.8. se necesita de un sistema computacional que puede ser una PC, móvil el cual envía un comando a través de un protocolo de comunicación que llega hasta un dispositivo el mismo que ejecuta una acción y reenvía una respuesta, el canal de comunicación puede ser alámbrico o inalámbrico, la interfaz de comunicación entre el sistema y el dispositivo puede ser serie, paralelo, red de datos, USB, etc [13].

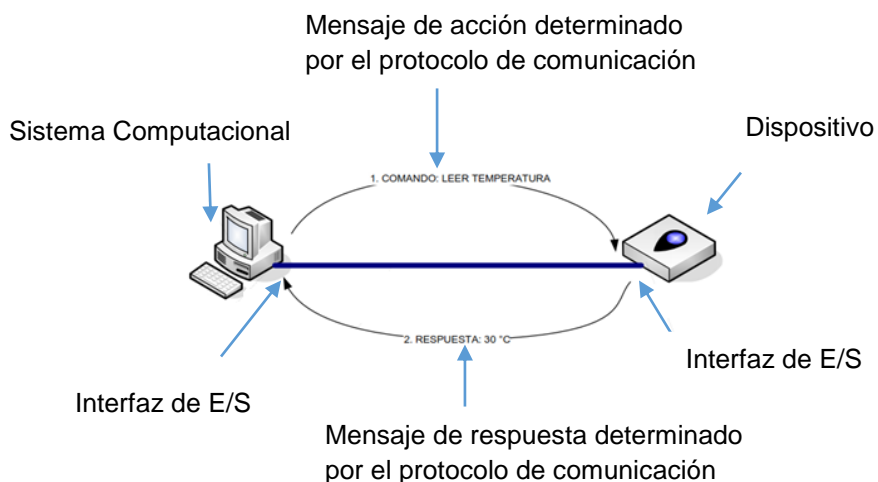


Figura 2.8. Adquisición de datos desde un dispositivo.

Fuente: www.fiec.espol.edu.ec/images/anuncios/scad_info.pdf

2.7. CONTROL DE UN DISPOSITIVO.

En la figura 2.9. muestra el control de un dispositivo utilizando un sistema computacional el mismo que envía un comando y recibe una respuesta con el fin de realizar un proceso [13].

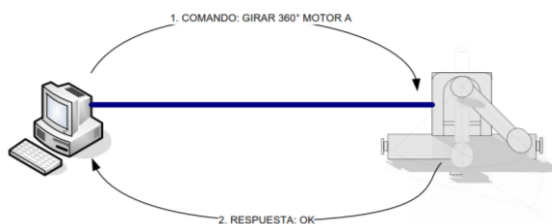


Figura 2.9. Control de un dispositivo.

Fuente: www.fiec.espol.edu.ec/images/anuncios/scad_info.pdf

2.8. INTERFAZ DE TRANSMISIÓN DE DATOS

La transmisión de datos ha venido a ser fundamental en el desarrollo del hombre debido a la necesidad de comunicarse. La información es utilizada para brindar datos a alguien más o a cosas, los datos han ido creciendo cada vez más, por lo que en el ámbito de la informática, electrónica se ha necesitado dispositivos de mayor capacidad y de mayor rapidez.

2.8.1. USB

USB (Universal Serial Bus) es una interfaz para transmisión de datos y distribución de energía que ha sido introducida en el mercado de PC's y periféricos para mejorar las lentas interfaces serie (RS-232) y paralelo. Esta interfaz de 4 hilos, 12 Mbps y "plug and play", distribuye 5V para alimentación, transmite datos y está siendo adoptada rápidamente por la industria informática. El Universal Serial Bus, es un bus serie que hace posible la conexión de hasta 127 periféricos a una única puerta de un PC, con detección y configuración automáticas, siendo esto posible con el PC conectado a la red y sin tener que instalar ningún hardware ni software adicionales, y sin tener que reiniciar el ordenador.

El controlador USB distribuye testigos por el bus. El dispositivo cuya dirección coincide con la que porta el testigo, responde aceptando o enviando datos al controlador. Este también gestiona la distribución de energía a los periféricos que lo requieran.

A diferencia de otras arquitecturas, USB no es un bus de almacenamiento y envío, de forma que no hay retardo en el envío de un paquete de datos hacia capas inferiores [14].

2.9. SOFTWARE LABVIEW

LabVIEW (Laboratory Virtual Instrument Engineering Workbench) es un lenguaje de programación gráfico que utiliza íconos en lugar de líneas de texto para crear aplicaciones.

Los programas de LabVIEW se denominan instrumentos virtuales o VI, debido a que su apariencia y operación imita a los instrumentos físicos, tales como osciloscopios, multímetros, etc. LabVIEW contiene un número comprensible de herramientas para adquisición, análisis, despliegue, y almacenamiento de datos, así como herramientas que le ayudan a resolver su código de ejecución.

En LabVIEW, se construye una interfaz de usuario, o panel frontal, con controles e indicadores. Los controles son texto, botones de acción, perillas, y otros dispositivos de entrada. Los indicadores son gráficas, LED, y otros despliegues. Después de que se ha construido su interfaz se le agrega código utilizando los VI y estructuras para controlar los objetos del panel frontal. El diagrama de bloques es quien contiene este código.

2.9.1. FUNCIONAMIENTO DE SOFTWARE

Los programas desarrollados mediante LabVIEW se denominan Instrumentos Virtuales (VIs), porque su apariencia y funcionamiento imitan los de un instrumento real. Sin embargo son análogos a las funciones creadas con los lenguajes de programación convencionales. Los VIs tienen una parte interactiva con el usuario y otra parte de código fuente, y aceptan parámetros procedentes de otros VIs. Todos los VIs tienen un panel frontal y un diagrama de bloques. Las paletas contienen las opciones que se emplean para crear y modificar los VIs.

Utilizando LabVIEW se pueden crear instrumentos de medida y prueba, aplicaciones de adquisición de datos, Controlar instrumentos, análisis de medidas, aplicaciones de generación de reportes, etc.

2.9.2. PANEL FRONTAL

En LabVIEW, se construye una interfaz de usuario, o panel frontal con controles e indicadores. Los controles pueden ser texto, botones de acción, interruptores y otros dispositivos de entrada. Los indicadores son gráficos, led, objetos para mostrar texto o números y otros elementos.

El panel frontal es utilizado para interactuar con el usuario cuando el programa está corriendo. Usuarios pueden controlar el programa, cambiar entradas, y ver datos actualizados en tiempo real. Los controles son usados como entradas - ajustando controles de deslizamiento para colocar un valor de alarma, encendiendo o apagando un switch, o parando un programa. Los indicadores son usados como salidas. Termómetros, luces, y otros indicadores indican valores del programa. Esto puede incluir datos, estados de programa y otra información.

En la figura 2.10, el switch de poder (encendido o apagado) es un control booleano. Un valor booleano contiene ambos un valor verdadero o falso. El valor es falso hasta que el switch se presione. Cuando el switch se presiona, el valor se convierte en verdadero. El indicador del historial de temperatura es una gráfica de forma de onda. Esta muestra valores múltiples. En este caso, la gráfica señalará °F versus tiempo (seg.).

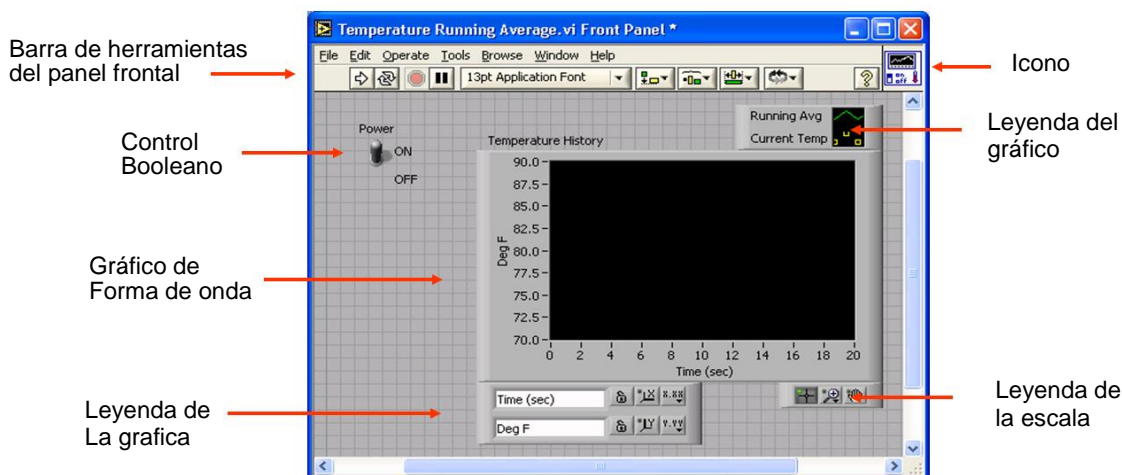


Figura 2.10. Panel frontal

Fuente: Software LabVIEW

2.9.3. DIAGRAMA DE BLOQUES

El diagrama de bloques contiene el código fuente gráfico. Los objetos del panel frontal aparecen como terminales en el diagrama de bloques. Adicionalmente, el diagrama de bloques contiene funciones y estructuras incorporadas en las bibliotecas de LabVIEW VI.

En el diagrama de bloque de la figura 2.11., el subVI Temp llama a la subrutina la cual obtiene una temperatura desde una tarjeta de adquisición de datos (DAQ). Esta temperatura es graficada junto con el valor average de la temperatura en la gráfica de forma de onda Temperature History. El switch de poder (Power) es un control booleano en el panel frontal el cual va a detener la ejecución de la estructura mientras (While Loop). La estructura mientras (While Loop) también contiene una función de tiempo para controlar que tan frecuente la estructura se repite [15].

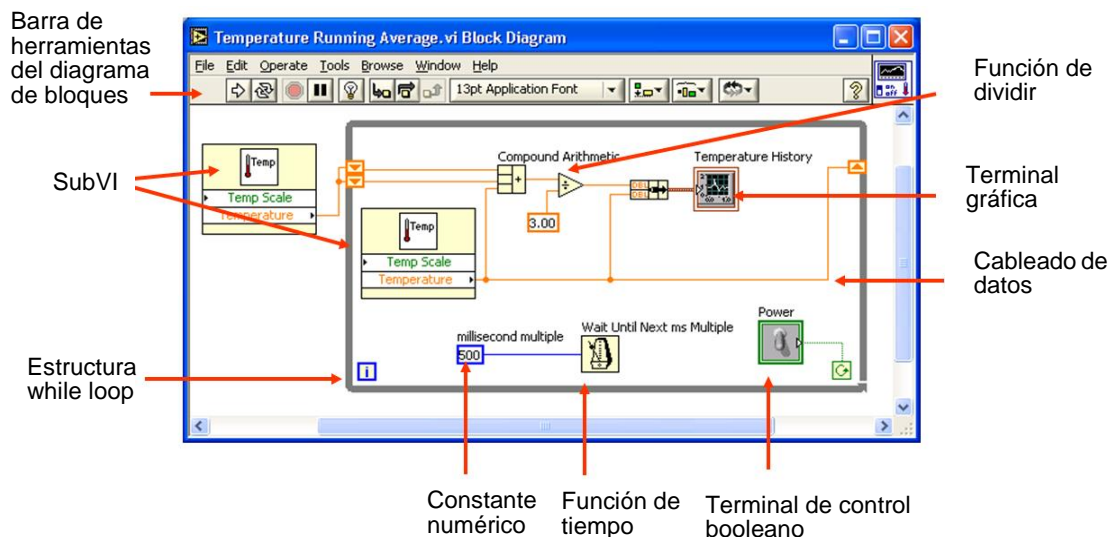


Figura 2.11. Panel frontal

Fuente: Software LabVIEW

2.9.4. VIS EXPRESS, VIS Y FUNCIONES

A partir de LabVIEW 7.0 se introduce un nuevo tipo de subVI llamado VIs Express, estos son VIs interactivos que tienen una configuración de caja de diálogo que permite al usuario personalizar la funcionalidad del VI Express.

VIs estándar son aquellos VIs (que consisten de un panel frontal y un diagrama de bloque) que son usados adentro de otro VI.

Las funciones son los bloques de construcción de todos los VIs. Las funciones no tienen un panel frontal o un diagrama de bloque.

2.9.5. PALETAS

Las paletas de LabVIEW proporcionan las herramientas que se requieren para crear y modificar tanto el panel frontal como el diagrama de bloques.

Existen las siguientes paletas:

2.9.5.1. PALETA DE CONTROLES

Se utiliza únicamente en el panel frontal. La paleta de controles (Controls), como se muestra en la figura 2.12. Contiene todos los controles e indicadores que se emplearán para crear la interfaz del VI con el usuario.

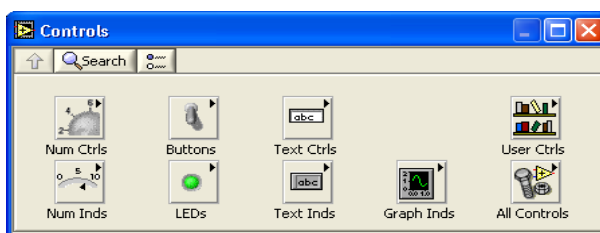


Figura 2.12. Paleta de controles - Express.

Fuente: Software LabVIEW

2.9.5.2. PALETA DE FUNCIONES

Se utiliza la paleta de funciones (Functions), como se muestra en la figura 2.13. para construir un diagrama de bloques. La paleta de funciones contiene todos los objetos que se emplean en la implementación del programa del VI, ya sean funciones aritméticas, de entrada/salida de señales, entrada/salida de datos a fichero, adquisición de señales, temporización de la ejecución del programa.

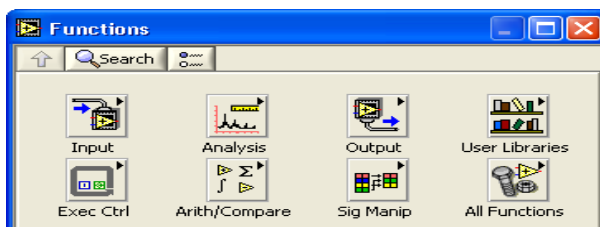


Figura 2.13. Paleta de funciones

Fuente: Software LabVIEW

2.9.5.3. PALETA DE HERRAMIENTAS

Utilizada para operar y modificar objetos en el panel frontal y en el diagrama de bloques.

Si la herramienta de selección automática está habilitada y se mueve el cursor sobre un objeto en el panel frontal o en el diagrama de bloque, LabVIEW automáticamente selecciona la herramienta correspondiente de la paleta de controles (figura 2.14.).



Figura 2.14. Paleta de herramientas.

Fuente: Software LabVIEW

2.9.6. PROGRAMACIÓN EN LABVIEW

Con el entorno gráfico de programación de LabVIEW se comienza a programar a partir del panel frontal. En primer lugar se definen y seleccionan de la paleta de controles todos los controles (entradas que dará el usuario) e indicadores (salidas que presentará en pantalla el VI) que se emplearán para introducir los datos por parte del usuario y presentar en pantalla los resultados.

Una vez colocados en la ventana correspondiente al panel frontal todos los objetos necesarios, debe pasarse a la ventana Block Diagram (menú Windows > Show Block Diagram), que es donde se realiza la programación

propriadamente dicha (diagrama de bloques). Al abrir esta ventana, en ella se encuentran los terminales correspondientes a los objetos situados en el panel frontal, dispuestos automáticamente por LabVIEW.

Se deben ir situando las funciones, estructuras, etc. que se requieran para el desarrollo del programa, las cuales se unen a los terminales mediante cables. Para facilitar la tarea de conexión de todos los terminales, en el menú "Help" puede elegirse la opción "Show Help", con lo que al colocar el cursor sobre un elemento aparece una ventana con información relativa a éste (parámetros de entrada y salida).

2.9.7. CREANDO UN VI

Cuando se crea un objeto en el panel frontal, una terminal es creada en el diagrama de bloques. Estas terminales dan acceso a los objetos del panel frontal del código creado mediante el diagrama de bloques.

Cada terminal contiene información útil referente al objeto al cual corresponde en el panel frontal. Por ejemplo, el color y los símbolos proporcionan el tipo de dato. Números de punto flotante y de doble-precisión, son representados con terminales anaranjadas y las letras DBL. Las terminales booleanas son verdes y son representadas por las letras TF.

En general, las terminales anaranjadas deben unirse (cablearse) con las terminales anaranjadas, verdes con verdes, y así sucesivamente. Esta no es una regla que no se puede romper; por ejemplo LabVIEW permitirá al usuario conectar una terminal azul (valor entero) a una terminal anaranjada (valor fraccional). Pero en la mayoría de casos, se recomienda buscar una igualdad en colores.

Los controles tienen una flecha en el lado derecho y tienen un borde grueso. Los indicadores tienen una flecha en el lado izquierdo y un borde fino.

Reglas lógicas pueden ser aplicadas al conectar en LabVIEW: Cada cable debe tener una (pero solo una) fuente (o control), y cada cable puede tener varios destinos (o indicadores).

2.9.8. EJECUCIÓN DE UN VI

Una vez que se ha concluido la programación del VI se procede a su ejecución. Para ello la ventana activa debe ser el panel frontal (si se está en la ventana del diagrama de bloques, se debe seleccionar la opción Show Panel del menú Windows).

Una vez situados en el panel frontal, se pulsará el botón de Run, situado en la barra de herramientas (figura 2.15.) y el programa empezará a ejecutarse.

Si se desea una ejecución continua, se pulsará el botón situado a la derecha del de Run (Continuous Run). Si durante el funcionamiento continuo del programa se vuelve a pulsar el citado botón, se finalizará la última ejecución del mismo, tras lo cual el programa se detendrá.

Para finalizar la ejecución de un programa se puede operar de dos formas. La primera, y la más aconsejable, es emplear un botón en el panel frontal del VI, cuya pulsación produzca la interrupción del bucle de ejecución de la aplicación. La segunda forma de detener la ejecución del VI es pulsando el botón de pausa o el de stop. La diferencia entre ambos es que si se pulsa stop, la ejecución del programa finaliza inmediatamente, mientras que si se pulsa pausa, se produce una detención en el funcionamiento del programa, retomándose su ejecución una vez se vuelve a pulsar el mismo botón.

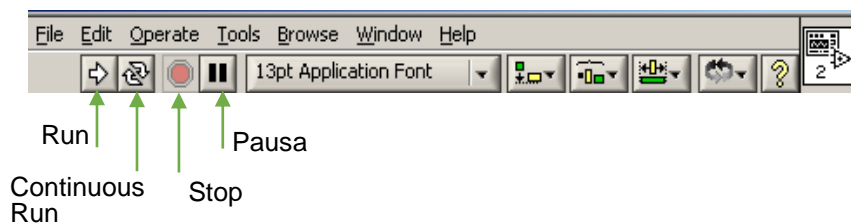


Figura 2.15. Barra de herramientas

Fuente: Software LabVIEW

2.9.9. ESTRUCTURAS

Las instrucciones de control permiten a un programa ejecutar un código de forma condicional o repetirlo cierto número de veces.

En LabVIEW estas instrucciones son estructuras que encierran en su interior el código al que afectan. Éstas controlan el flujo del programa, bien sea mediante la secuenciación de acciones, ejecución de bucles, etc., como se muestra en la figura 2.16. [16].

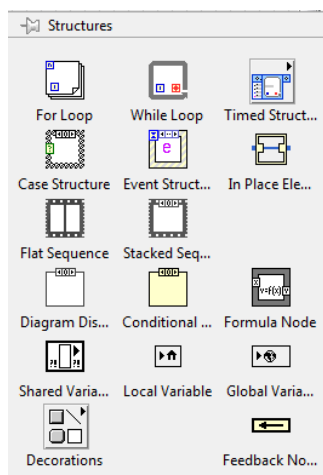


Figura 2.16. Estructuras.

Fuente: Software LabVIEW

2.9.10. APLICACIÓN DE LABVIEW EN SISTEMAS DE ADQUISICIÓN DE DATOS

Las aplicaciones en LabVIEW son implementadas en muchas industrias alrededor del mundo incluyendo la automotriz, telecomunicaciones, aeroespacial, semiconductores, diseño y producción de electrónica, control de procesos, biomedicina y muchas otras. Las aplicaciones involucran todas las fases del desarrollo del producto desde la investigación para el diseño hasta producción y servicio. Usando LabVIEW a lo largo de una organización, se puede ahorrar tiempo y dinero compartiendo información y software.

Con LabVIEW se puede automatizar medidas desde varios dispositivos, analizar datos en paralelo con adquisición y crear reportes personalizados.

2.9.11. VENTAJAS DE USAR LABVIEW PARA AUTOMATIZAR SISTEMAS DE PRUEBAS

LabVIEW ofrece una incomparable integración con hardware de adquisición de datos de NI (National Instruments) y de terceros, bibliotecas de procesamiento de señales y controles de interfaz de usuario construidos con propósitos específicos para visualización de datos de medidas.

LabVIEW ayuda a desarrollar sistemas más rápidos, automatizar múltiples medidas y tomar decisiones basadas en datos adquiridos.

LabVIEW en sistemas de adquisición de datos posee una variedad de plantillas, asistentes y herramientas fáciles de usar para adquisición, configuración, depuración y calibración, donde se puede obtener en minutos los resultados de medidas que se necesita.

CAPÍTULO III

3. DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL Y ADQUISICIÓN DE DATOS.

3.1. DISEÑO DEL SISTEMA DE CONTROL

Actualmente en la empresa Ecuatran S.A. se dispone de un banco de pruebas portátil para la realización de la prueba de calentamiento. Dentro del alcance de la presente tesis es en el banco de pruebas existente, instalar el sistema de medición y control para automatizar la realización de la prueba térmica, controlando las variables de voltaje y corriente de salida del banco de pruebas.

3.1.1. CAPACIDAD DEL BANCO DE PRUEBAS

El equipo de pruebas que actualmente dispone la empresa Ecuatran S.A. consta de los siguientes componentes:

- Un transformador trifásico.
- Un variac trifásico.
- Un medidor de energía trifásico VIP.

3.1.2. TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DEL BANCO DE PRUEBAS

El transformador del banco de pruebas es un tipo seco de 30 KVA, YY0 220/480. Las corrientes tanto del lado primario como del lado secundario se obtienen con la ecuación (3-1).

$$I_l = \frac{S}{V_l * \sqrt{3}} \quad (3-1)$$

Fuente: Máquinas Eléctricas y Transformadores; Irving L. Kosow Ph D.

Dónde:

I_l : Corriente de línea de un transformador trifásico

v_l : Voltaje de línea.

S : Potencia aparente trifásica.

$$I_{\text{primario}} = \frac{30KVA}{220 V * \sqrt{3}} = \frac{30000 VA}{220V * \sqrt{3}} = 78.73 A$$

$$I_{\text{secundario}} = \frac{30KVA}{480 V * \sqrt{3}} = \frac{30000 VA}{480 * \sqrt{3}} = 36.08 A$$

3.1.2.1. VARIAC TRIFÁSICO DEL BANCO DE PRUEBAS PORTÁTIL

El variac utilizado en el banco de pruebas es un tipo trifásico 27A, 0-560V. El variac es movido por un motor monofásico sincrónico de 120VAC, 0.4A, 50/60 Hz, 3.32 RPM.

3.1.2.2. MEDIDOR DE ENERGÍA TRIFÁSICO

El medidor de energía que actualmente está siendo utilizado en el banco de pruebas es de la marca El control de corriente de entrada máx. 7A y voltaje

de entrada máxima 600V. Adicional el medidor de energía trifásica del banco de pruebas consta de 3 transformadores de corriente 100/5 A Clase 0.2 S.

Dado por lo expuesto la capacidad máxima del banco de pruebas quedaría limitada por la capacidad de corriente del variac, de esta manera la potencia máxima del banco de pruebas portátil se obtiene despejando S de la ecuación (3-1):

$$S = 560V * 27A * \sqrt{3} = 26KVA$$

3.1.3. DETERMINACIÓN DE VARIABLES A MEDIR

El banco de pruebas portátil, es la fuente de energía para suministrar al transformador bajo prueba, la energía necesaria para producir el calentamiento que tendría a pérdidas totales. De esta manera para poder controlar la variable de la potencia alimentada al transformador bajo prueba es necesario medir las variables de voltaje y corriente y el desfase angular entre estas dos variables y a través del variac y un procesador tener un control automático de las mismas.

Es así que el sistema de control y adquisición de datos deberá ser capaz de medir voltaje hasta 560Vrms y una corriente de 27Arms, convertir esas señales a digitales, leerlas en un ordenador para procesarlas a través de un software y hacer el control automático.

Al intentar medir directamente las magnitudes de voltaje y corriente se encuentra con la limitante de que la capacidad de medición de los equipos es función del precio, además que no son de fácil adquisición. Es por esto que se hace necesario la utilización de instrumentos de medición como los TC's y los TP's para medir las variables de corriente y voltaje respectivamente.

Además de la adquisición de las variables de voltaje y corriente de las tres fases del banco de pruebas, para automatizar el proceso completo de la realización de la prueba de calentamiento, es necesario medir otras variables como:

- 6 temperaturas del transformador bajo prueba.
- 1 temperatura de variac.
- 1 temperatura del transformador del banco de pruebas portátil.

Una vez medidas estas variables se realiza un control on/off de la potencia suministrada al transformador bajo prueba, a través del variac del banco de pruebas, por lo que se necesita de salidas digitales para comandar desde el software, y finalmente se hace necesario la utilización de entradas digitales para sensar algunos dispositivos como finales de carrera cuando el variac ha llegado a su máximo nivel.

El banco de pruebas tiene dos salidas conmutables para monofásico y trifásico, lo cual también será parte de la automatización.

En resumen el sistema de control y adquisición de datos necesita:

- 8 entradas analógicas para termocuplas tipo K.
- 3 entradas analógicas de voltaje.
- 3 entradas analógicas de corriente.
- 6 salidas digitales.
- 2 entradas digitales.

3.2. SELECCIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL Y ADQUISICIÓN DE DATOS.

Aún con la utilización de TC's en la medición de corriente, la opción de utilizar un equipo con la capacidad de medir corrientes de 0 a 5A (corriente de salida de los TC's) sigue siendo no viable.

Para medir las variables de voltaje en el presente proyecto se diseñará y construirá un TP y las opciones para medir la variable de corriente son:

- Medir de salida de los TC's (0-5A)
- Medir la corriente por caída de voltaje a través de resistencias de precisión (Shunt's)

La opción más viable es medir la corriente mediante caída de voltaje. Actualmente el banco de pruebas portátil dentro de sus sistema de medición utiliza tres TC's de 100/5A clase 0.2S a un 1 VA, 0.2 a 1.5VA, 0.5S a 2.5VA. Es decir que conforme aumente el burden del TC este disminuirá su precisión, lo cual no es recomendable.

3.2.1. SELECCIÓN DEL SISTEMA DE ADQUISICIÓN DE DATOS.

Las ofertas para la selección de un equipo para la adquisición de datos es limitada teniendo en cuenta que debe disponer de todas las entradas y salidas que se establecen en el literal 3.1.3., adicional a esto se debe tomar en cuenta la interface de comunicación, el software y el lenguaje de programación, ya que en la mayoría de casos se debe comprar además del equipo, la licencia del software de programación.

Un software con un lenguaje de programación y una interface con el usuario amigable es LabVIEW que se detalló en el capítulo dos de este

proyecto y que justamente Ecuatran S.A. dispone de licencia, en base a esto se deberá seleccionar el equipo de adquisición.

La empresa multinacional que provee el software LabVIEW es National Instrument, y esta misma empresa provee soluciones en hardware para la adquisición de datos, es una de las empresas líder en el mercado.

National Instrument ofrece una variedad de tarjetas de adquisición de datos (DAQ), y sus aplicaciones van en función del precio. Dentro de las tarjetas para aplicaciones industriales están los sistemas de NI CompactDAQ que consiste en un chasis, módulos de E/S y software. El chasis puede conectarse con una PC o funcionar de forma autónoma con un controlador integrado.

Por las opciones por factibilidad y viabilidad el chasis NI CompactDAQ de la serie 9178 (Figura 3.1.) ya que cumple con las características de nuestra aplicación, las que son [9]:

- Comunicación USB 2.0 de alta velocidad.
- 8 ranuras para conectar módulos de entradas y salidas.
- Sistema operativo Real time, Windows.

Como es un sistema que va a depender de la PC a la que está conectada, la velocidad de muestreo dependerá de la velocidad del procesador de la PC.



Figura 3.1. Chasis NI CompactDAQ-9178

Fuente: www.ni.com

A pesar de que el equipo no ofrece la característica de autonomía de funcionamiento con la PC, la razón para escoger la CompactDAQ es que para la aplicación en la que se utilizará no es de extrema importancia la autonomía de operación, ya que existe la facilidad de disponer un computador cerca del proceso sin limitante alguna, agregado a esto la diferencia en costo entre la versión que dispone de autonomía y la que no es 6 a 7 veces aproximadamente.

Una vez seleccionado el chasis se deberán seleccionar los módulos para las diferentes aplicaciones, es decir para voltaje (corriente también se medirá a través de voltaje), temperatura, entradas y salidas digitales.

3.2.1.1. SELECCIÓN DEL MÓDULO PARA TEMPERATURA.

El módulo de entrada de termopares debe poder leer directamente la temperatura de una termocupla tipo K que es la que se va a usar en el presente proyecto, el módulo NI 9211 (Figura 3.2), se puede usar con chasis NI CompactDAQ, este módulo posee detección de termopares abiertos y compensación de unión fría para medidas de termopares de alta precisión, tiene una sensibilidad $<0.07^{\circ}\text{C}$ para termocuplas tipo K [9].



Figura 3.2. Módulo de entrada de termopares NI 9211

Fuente: www.ni.com

3.2.1.2. SELECCIÓN DEL MÓDULO DE ENTRADA ANALÓGICA DE VOLTAJE

El módulo NI 9215 Figura 3.3 se da uso un con chasis NI CompactDAQ, posee cuatro canales de entrada analógica muestreados simultáneamente y registro sucesivo de aproximación (SAR) de 16 bits ADCs. En el presente proyecto se usaran dos módulos de este tipo, uno para medir voltaje y otro para medir corriente [9].



Figura 3.3. Módulo de entrada analógica NI 9215

Fuente: www.ni.com

3.2.1.3. SELECCIÓN DEL MÓDULO DE ENTRADA DIGITAL

El módulo NI 9421 Figura 3.4, es un módulo de entrada digital tipo sinking de 8 canales a 100 μ s para cualquier chasis NI CompactDAQ o CompactRIO. Cada canal es compatible con señales de 12 a 24 V, posee protección de sobrevoltaje transitorio de 2,300 Vrms entre los canales de entrada y la tierra. Cada canal también tiene un LED que indica el estado de ese canal. El NI 9421 funciona con niveles lógicos y señales industriales para conectarse directamente a una amplia variedad de conmutadores, transductores y dispositivos industriales [9].



Figura 3.4. Módulo de entrada digital NI 9421

Fuente: www.ni.com

3.2.1.4. SELECCIÓN DEL MÓDULO DE SALIDA DIGITAL

El módulo NI 9472 Figura 3.5, es un módulo de salida digital tipo sourcing de 8 canales a 100 μ s para cualquier chasis NI CompactDAQ o CompactRIO. Cada canal es compatible con señales de 6 a 30 V y posee protección contra sobrevoltaje transitorio de 2,300 Vrms entre los canales de salida y el plano trasero. Cada canal también tiene un LED que indica el estado de ese canal. Con el NI 9472 se puede conectar directamente a una variedad de dispositivos industriales como lo son motores, actuadores y relés [9].



Figura 3.5. Módulo de salida digital NI 9472

Fuente: www.ni.com

3.2.1.5. DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA DE MEDICIÓN

El dimensionamiento del sistema de medición se realizó en función de las características de la entrada analógica seleccionada anteriormente. El módulo de entrada analógica NI 9215 tiene 4 entradas analógicas de +- 10V. Por medio de esta entrada se medirá las variables de corriente y voltaje de la salida del banco de pruebas al transformador bajo prueba.

3.2.2. DIMENSIONAMIENTO PARA LA MEDICIÓN DE VOLTAJE

El voltaje máximo de salida del variac es 560V y la entrada análoga seleccionada tiene un valor máximo de +- 10V pico- pico. Es necesario la utilización de un transformador de potencial (TP). Parte de esta tesis es el diseño y construcción del TP para la medición de voltaje. El TP diseñado es de 600/6 V.

Así se tendrá que la relación de transformación del TP es 100, como el valor máximo de voltaje que se tendrá es 560Vrms, el voltaje eficaz de la entrada análoga es determinado por la ecuación (3-2):

$$V_{sec} = \frac{V_{prim}}{RT_{TP}} \quad (3-2)$$

$$V_{sec} = \frac{560V}{100} = 5.6V_{rms}.$$

Dónde:

V_{sec} : Voltaje secundario.

V_{prim} : Voltaje primario.

RT_{TP} : Relación de transformación del TP

Y el voltaje pico-pico es determinado por la ecuación (3-3).

$$V_{pico \text{ en la entrada analógica}} = V_{RMS} * \sqrt{2} \quad (3-3)$$

$$V_{pico \text{ en la entrada analógica}} = 5.6V * \sqrt{2} = 7,92V$$

Donde:

V_{rms} : Voltaje eficaz.

3.2.3. DIMENSIONAMIENTO DE LA MEDICIÓN DE CORRIENTE

El método para medir corriente con el sistema de medición del presente proyecto y con el medidor de energía trifásico que dispone el banco portátil en forma simultánea, es colocar la resistencia de precisión, el canal de entrada del medidor de energía trifásico y el transformador de corriente en serie. Al utilizar este método y colocar la resistencia de precisión (shunt) y el canal de entrada del medidor de energía trifásico aumenta la resistencia del circuito y la precisión del TC disminuye.

Aprovechando la constitución de los elementos en el presente proyecto se pudo disminuir la resistencia del circuito cambiando el cableado del mismo por una de mayor diámetro.

En la tabla 3.1 se evidencia la resistencia óhmica de las entradas del medidor de energía trifásico que dispone el banco portátil antes y después de

realizar la adecuación para disminuir la carga de los TC's y mejorar la exactitud.

El valor mostrado en la tabla 3.1. es de la resistencia de los cables más la resistencia de la entrada del medidor de energía trifásica y más la resistencia de precisión shunt.

Antes de la adecuación el burden de cada TC era igual a:

$$S = I_t^2 * R \quad (3-4)$$

$$S_{TC} = 5^2 * (75m\Omega) = 1.95VA$$

Donde:

S: Potencia aparente

S_{TC}: Burden (Potencia consumida en el secundario) del TC

R: Resistencia del circuito.

Antes de cambiar el calibre de los conductores los TC's eran usados como clase 0.5S, después de la adecuación los TC's serán usados como clase 0.2S aproximadamente.

Tabla 3.1. Resistencia óhmica cable del sistema de medición de corriente

| Cable | Fase R | Fase S | Fase T |
|--------------------------------|---------------|---------------|---------------|
| Antes (calibre 16 AWG) | 75mΩ | 59mΩ | 66.2mΩ |
| Después (calibre 10AWG) | 42.2mΩ | 40mΩ | 38.9mΩ |

Tabla 3.2. Burden TC's del sistema de medición

| Cable | Fase R | Fase S | Fase T |
|--------------------------------|---------------|---------------|---------------|
| Antes (calibre 16 AWG) | 1.875 VA | 1.375 VA | 1.655 VA |
| Después (calibre 10AWG) | 1.055 VA | 1 VA | 0.9725 VA |

De esta manera la corriente con la que se alimenta al transformador bajo prueba será medida por el medidor de energía trifásico directamente de las salidas de los TC's y por el sistema de medición del presente proyecto a través de la caída de voltaje en la resistencia de precisión shunt, la caída de voltaje será igual a:

$$V_{shunt} = I_l * R_{shunt} \quad (3-5)$$

$$V_{shunt} = (5A) * (0,01\Omega) = 50mV$$

Donde:

V_{shunt} : Caída de voltaje en la shunt.

R_{shunt} : Valor de la resistencia de precisión Shunt.

Para obtener la corriente real medida se deberá calcular mediante el software con la ecuación (3-6):

$$I_{med} = \left(\frac{V_{shunt}}{R_{shunt}} \right) * RT_{TC} \quad (3-6)$$

$$I_{med} = \left(\frac{50mV}{0.01\Omega} \right) * 5 = 25A$$

Donde:

V_{shunt} : Voltaje en la resistencia shunt.

I_{med} : Corriente medida a la salida del banco portátil.

RT_{TC} : Relación de transformación del TC.

Nótese que la relación de TC tiene un valor de 5, esto es debido a el TC es de 100/5 pero la corriente máxima es 25 A, el TC estaría sobredimensionado, dado por esto el conductor que pasa por el TC da cuatro vueltas alrededor del mismo mejorando su resolución y cambiando la relación de transformación de 25/5.

Entonces la corriente máxima que se va a medir es 25A (determinado por la capacidad del variac, dos amperios menos de la capacidad máxima para resguardo del mismo) así la caída de voltaje en la entrada analógica es la siguiente:

$$V_{rms \text{ en la entrada analógica}} = 27A * 0.01\Omega = 0.27V$$

$$V_{pico \text{ en la entrada analógica}} = 0.27V * \sqrt{2} = 0,382V$$

3.2.4. SELECCIÓN DE LOS DISPOSITIVOS DE CONTROL

Una de las partes de la automatización es la autonomía del control de la potencia suministrada al transformador bajo prueba, ya que debido a que la fuente está conectada a la misma red de la planta de producción de la empresa puede experimentarse caídas de voltaje al conectar o desconectar maquinaria, sumado a esto el hecho que el transformador bajo prueba varía la impedancia mientras se calienta, se hace necesario un control de la

corriente y el voltaje alimentados, de esta manera obtener un resultado real del calentamiento máximo alcanzado en el transformador a potencia total.

Por medio del software LabVIEW con un control ON/OFF con una histéresis de $\pm 1\%$ se controla que la potencia se mantenga constante.

La comunicación del software con el motor que controla el variac del banco de pruebas es a través de las salidas digitales NI 9472.

3.3. DISEÑO DEL SOFTWARE PARA EL SISTEMA DE CONTROL Y ADQUISICIÓN DE DATOS

La programación para el control de la tarjeta de adquisición de datos, para el monitoreo y control del ensayo de calentamiento tiene las siguientes funciones:

- Acceso al programa a través de un usuario y una clave el mismo que se guardará con el reporte generado.

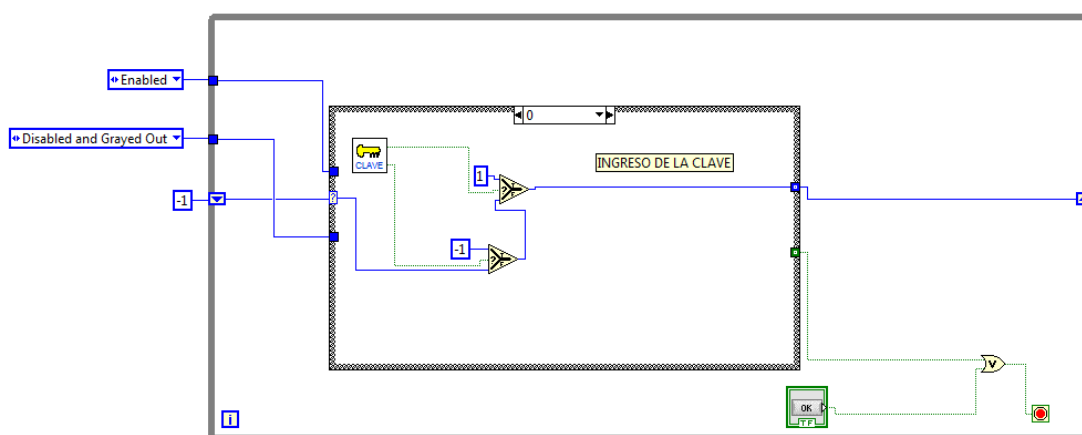


Figura 3.6 Clave de ingreso.

Elaborado por: Cherres Fabricio, Sarabia Bladimir

- Ingreso de datos del transformador bajo prueba.

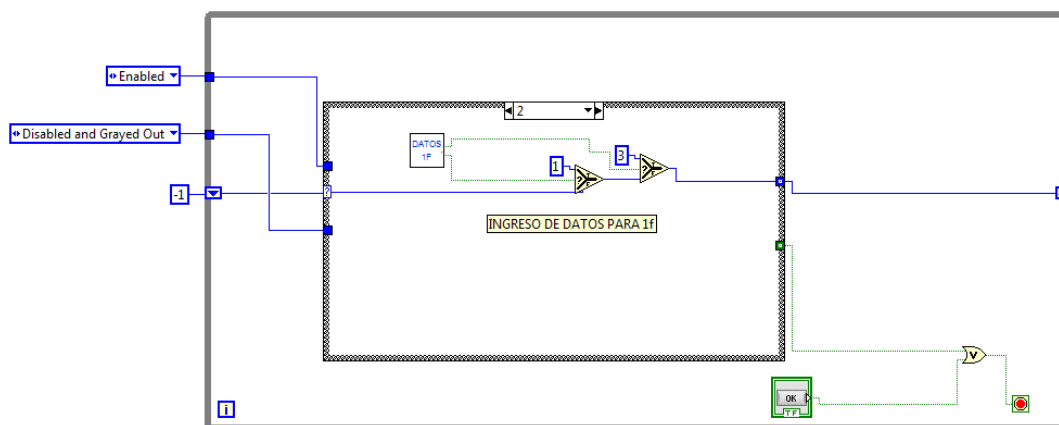


Figura 3.7. Datos del transformador monofásico

Elaborado por: Cherres Fabricio, Sarabia Bladimir

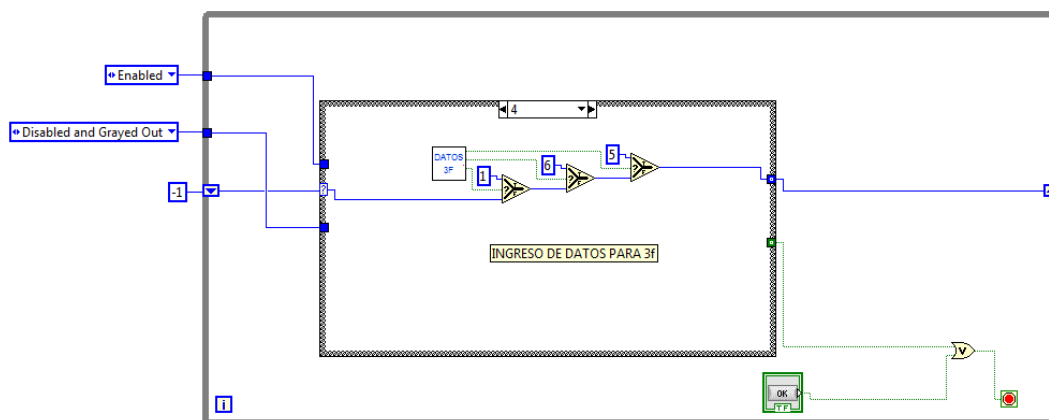


Figura 3.8. Datos del transformador trifásico

Elaborado por: Cherres Fabricio, Sarabia Bladimir

- Adquisición de datos de temperatura, voltaje y corriente.

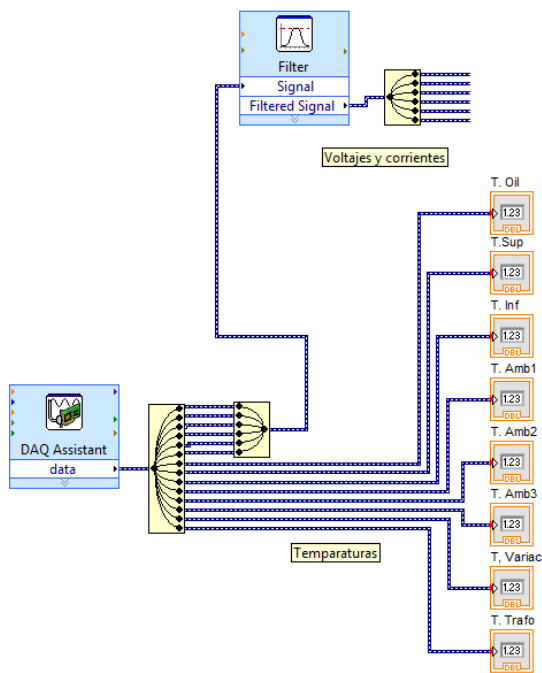


Figura 3.9. Adquisición de datos.

Elaborado por: Cherres Fabricio, Sarabia Bladimir

- Registro de datos cada 15 min y determinación del criterio de estabilización según IEEE C57.12.90, Registro de datos de la estabilización, grafica de los datos de adquisición. (figura 3.10.)

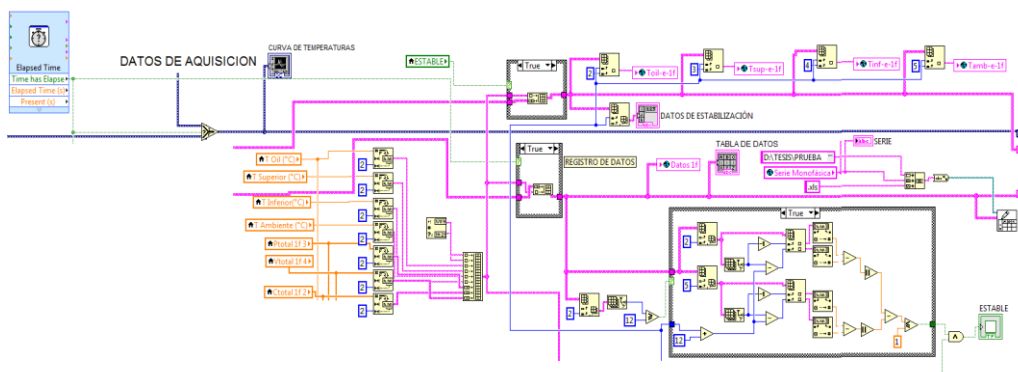


Figura 3.10. Programación del registro de datos cada 15 min.

Elaborado por: Cherres Fabricio, Sarabia Bladimir

- Visualización de curvas de temperaturas de 6 puntos (Según método de cortocircuito IEEE C57.12.90).
- Visualización y control de temperatura del transformador y del variac del banco de pruebas.
- Visualización de los datos de fecha, hora, 6 temperaturas, voltaje, corriente y potencia en una tabla. (figura 3.11.)
- Alarma de aviso de estabilización de temperatura en el Top Oil.
- Control del motor del variac en el banco de pruebas para mantener constante la Potencia total a la que debe ser energizado el transformador.

| Fecha | Hora | T Oil (°C) | T Sup. (°C) | T Inf. (°C) | T Amb. (°C) | Potencia (W) | Corriente (A) | Voltaje (V) |
|-------|------|------------|-------------|-------------|-------------|--------------|---------------|-------------|
| 5,0 | 6,0 | | | | | | | |
| 6,0 | 7,0 | | | | | | | |
| 7,0 | 8,0 | | | | | | | |
| 8,0 | 9,0 | | | | | | | |
| 9,0 | 10,0 | | | | | | | |
| 10,0 | 0,0 | | | | | | | |
| 11,0 | 1,0 | | | | | | | |
| 12,0 | 2,0 | | | | | | | |
| 13,0 | 3,0 | | | | | | | |
| 14,0 | 4,0 | | | | | | | |
| 15,0 | 5,0 | | | | | | | |
| 16,0 | 6,0 | | | | | | | |
| 17,0 | 7,0 | | | | | | | |
| 18,0 | 8,0 | | | | | | | |
| 19,0 | 9,0 | | | | | | | |

| Fecha | Hora | T Oil (°C) | T Sup. (°C) | T Inf. (°C) | T Amb. (°C) | Potencia (W) | Corriente (A) | Voltaje (V) |
|-------|------|------------|-------------|-------------|-------------|--------------|---------------|-------------|
| | | | | | | | | |

Figura 3.10. Registro de datos cada 15 min.

Elaborado por: Cherres Fabricio, Sarabia Bladimir

3.4. DISEÑO DE LOS CIRCUITOS ELÉCTRICOS, ELECTRÓNICOS.

El módulo de salidas digitales NI 9472 tiene la característica de suministrar 1A por cada canal en función de la fuente de alimentación del módulo. Es decir que se puede conectar directamente actuadores.

A pesar de la facilidad que presta el módulo para conectar directamente actuadores, para proteger las salidas se conecta un relé a cada una, y luego de este el actuador.

Es decir que se accionarán por medio de las salidas digitales y a través de relés los actuadores como luces indicadoras de “Corriendo prueba”, “Estabilización de temperatura”, “Paro de emergencia”, y el control automático del variac.

3.5. IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL CON EL PROGRAMA DESARROLLADO EN LABVIEW.

La interconexión entre la parte de control y de potencia se realiza de la manera siguiente:

- El transformador de potencial (TP) va instalado en el banco de pruebas portátil desde donde se llevarán las señales a las entradas analógicas.
- Los transformadores de corriente serán conectados en serie con las resistencias Shunt, estos instrumentos van instalados en el banco de pruebas portátil y de la salida de las resistencias shunt se van a llevar las señales hasta las entradas analógicas, las mismas que estarán en el chasis de la CompacDAQ instalada en una caja de control independiente del banco de pruebas portátil.
- Dos señales de temperatura se llevarán desde el banco de pruebas portátil hacia el módulo de entradas analógicas para temperatura en el Chasis CompacDAQ, una de la temperatura del variac y la otra de la temperatura del transformador principal.
- Seis señales de temperatura se llevarán desde el transformador bajo prueba hacia el módulo de entradas analógicas para temperatura en el Chasis CompacDAQ, temperatura del Top Oil, temperatura de la parte superior del transformador, temperatura de la parte inferior del

transformador y tres temperaturas del ambiente alrededor del transformador bajo prueba en diferentes puntos.

- Desde el módulo de salidas digitales en el chasis de la CompacDAQ se llevarán las señales para el control automático del variac, para la conexión monofásica y trifásica, luces indicadoras de RUN y estabilización de temperatura del Top Oil y para el paro de emergencia.

CAPÍTULO IV

4. DESARROLLO DE PRUEBAS DE ELEVACIÓN DE TEMPERATURA EN TRANSFORMADORES SUMERGIDOS EN ACEITE USANDO EL EQUIPO DISEÑADO Y BAJO LA NORMA ANSI C 57.12.90.

El presente capítulo describe la ejecución de la prueba de calentamiento usando el equipo diseñado y bajo el procedimiento de la norma ANSI C 57.12.90 en la empresa Ecuatran S.A.

El equipo está formado tanto del hardware y software de National Instruments. Esto permite realizar las mediciones respectivas obteniendo confiabilidad en los resultados durante el ensayo de elevación de temperatura.

4.1. PREPARACIÓN DE LA PRUEBA.

Para iniciar la prueba de elevación de temperatura se debe tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Estabilidad de temperatura del transformador.
- El ensayo debe ser realizado en un lugar libre de cambios bruscos de temperatura ambiente.
- Escoger la escala adecuada de corriente en el medidor de resistencia para determinar si es posible medir la resistencia del devanado primario y del devanado secundario con la misma escala, caso contrario se deberá realizar la medida de forma individual para cada bobinado a escala conveniente.
- La prueba una vez iniciada, no debe ser interrumpida y se deben tomar las precauciones y medidas de seguridad para evitar accidentes e interrupciones.

4.2. EJECUCIÓN DE LA PRUEBA

Para inicio de la prueba se tiene por supuesto un transformador de distribución, al cual se instalan termocuplas en diferentes puntos, para obtener la temperatura de la parte superior del aceite, incluyendo también las partes superiores e inferiores del tanque, la ubicación de las termocuplas varía con las diferencias estructurales que existen entre un equipo u otro, para la ubicación de las termocuplas, se tiene que:

- **Termocupla 1 (para medir la temperatura del aceite):** La temperatura del aceite debe ser medida por una termocupla o termómetro adecuado, inmerso aproximadamente 5 cm bajo la superficie superior del aceite.

- **Termocupla 2,3 (para medir la temperatura superior e inferior):** La temperatura de la superficie refrigerante (temperatura superior e inferior) debe ser medida por dos termocuplas o termómetros ubicados de la siguiente manera:
 - Para radiadores tipo cuello de cisne se ubica una termocupla sobre el centro del tubo colector superior del radiador y el otro sobre el centro del tubo colector inferior del mismo.

 - Para radiadores tipo paneles corrugados o no posea radiadores, se ubican las termocuplas o termómetros en las alturas determinadas así:

Nivel superior: Altura media entre el nivel del aceite y el extremo superior del devanado más cercano al nivel superior del aceite, o a $\frac{3}{4}$ de la altura del transformador.

Nivel inferior: Altura media entre la base y el extremo inferior del devanado más cercano a la base, o a $\frac{1}{4}$ de la altura del transformador

- **Termocupla 4,5,6 (para medir la temperatura ambiente):** La temperatura del aire o temperatura ambiente debe ser medida por un

mínimo de tres termocuplas o termómetros espaciados uniformemente alrededor del transformador bajo prueba, a la altura media del transformador y a una distancia de uno a dos metros de él.

Los termómetros o termocuplas deben ser protegidos de cualquier corriente de aire, radiación de calor del transformador bajo prueba u otra fuente.

En la manera que sea posible estos sensores de temperatura deben estar sumergidos en aceite a temperatura ambiente con el fin de que los cambios bruscos de temperatura no representan realmente la temperatura actual sino un fenómeno transitorio.

4.3. MEDICIÓN DE RESISTENCIA EN FRÍO ([1] LITERAL 5)

Mediciones de resistencia en frío debe ser realizada sobre el transformador sólo cuando la temperatura del líquido aislante o de los devanados es estable. Se considera estable si la temperatura del líquido de la parte superior no varía más de 2 °C en un periodo de 1 h.

4.4. CONVERSIÓN DE VALORES RESISTENCIA MEDIDOS A TEMPERATURA DE REFERENCIA.

Mediciones de la resistencia del devanado en frío se convierten normalmente a una temperatura estándar de referencia (T_s) igual para al incremento nominal promedio del devanado más 20 ° C. Además, puede ser necesario para convertir las mediciones de resistencia a la temperatura a la que se hicieron las mediciones de pérdida de impedancia. Las conversiones se llevan a cabo por la ecuación (4-1).

$$R_s = R_m \frac{T_s + T_k}{T_m + T_k} \quad (4-1)$$

Donde:

R_s: la resistencia deseada a la temperatura T_s (Ω)

R_m: la Resistencia medida a la temperatura T_m (Ω)

T_s: la temperatura de referencia deseada ($^{\circ}\text{C}$)

T_m: la temperatura a la cual la Resistencia fue medida ($^{\circ}\text{C}$)

T_k: 234.5 $^{\circ}\text{C}$ (cobre) ó 225 $^{\circ}\text{C}$ (aluminio)

4.5. MEDICIÓN DE LA ELEVACIÓN DE TEMPERATURA EN EL LÍQUIDO REFRIGERANTE

La elevación de temperatura del líquido es la diferencia entre la temperatura del líquido y la temperatura ambiente. El último incremento de la temperatura de líquido encima de la ambiente, se considerará que se alcanza cuando el incremento de temperatura no varíe más de 2,5% o 1 $^{\circ}\text{C}$, el que sea mayor, durante un período consecutivo de 3 h. Es permitido acortar el tiempo requerido para la prueba mediante el uso de sobrecargas iniciales, enfriamiento restringido, etc.

4.6. MEDICIÓN DE LA ELEVACIÓN DE TEMPERATURA PROMEDIO DE LOS DEVANADOS

La elevación promedio de la temperatura del devanado será la temperatura promedio del bobinado menos la temperatura ambiente.

La temperatura promedio del devanado será determinada por el método de resistencia. Cuando no es posible el uso del método de la resistencia (por ejemplo, con devanados de resistencia extremadamente baja), pueden ser usados otros métodos. Las lecturas se deben tomar lo más pronto posible después del corte, con tiempo suficiente para que el efecto de inducción desaparezca, como se indica en la medición resistencia al frío. El tiempo transcurrido desde el instante de corte para cada medición de resistencia se registrará. Los ventiladores y enfriadores de agua deberán ser apagados durante el corte para la medición de resistencia. Las bombas de aceite pueden ser apagadas o dejar encendidas durante el corte para medición de resistencia. La temperatura promedio de un devanado será determinada por la ecuación (4-2).

$$Tf = \frac{Rf}{Ro} (T_K + T_o) - T_k \quad (4-2)$$

Donde:

Tf: la temperatura (°C) correspondiente a la resistencia en caliente R.

To: la temperatura (°C) a la cual fue medida la resistencia en frío Ro.

Ro: la resistencia en frío, medida de acuerdo al literal 4.10.1 (Ω).

Rf: la resistencia en el tiempo to después el corte. (Ω).

Tk: 234.5 °C para el cobre 225.0 °C para aluminio.

4.7. MÉTODO DE LA CURVA DE ENFRIAMIENTO

Una serie de al menos cuatro lecturas de resistencia deberán ser hechas en una fase de cada devanado, y registrar el tiempo de cada lectura.

La primera lectura de cada serie debe ser hecha tan pronto como el efecto inductivo ha disminuido y en no más de 4 min después del corte.

Después de que se han tomado una serie de lecturas sobre la resistencia, la prueba se reanuda durante un periodo de 1 h, después de lo cual pueden tomar lecturas adicionales. Esto se repetirá hasta que se hayan tomado todas las lecturas necesarias.

El dato resistencia/tiempo será trazado sobre un papel de coordenadas adecuado, y la curva resultante extrapolada para obtener la resistencia en el instante de apagado. Esta resistencia será usada para calcular la temperatura promedio del devanado en el corte.

El dato resistencia/tiempo obtenido para una fase de un devanado puede ser usado para determinar la corrección posterior al corte, para las otras fases del mismo devanado, siempre que la primera lectura en cada una de las fases haya sido tomada dentro de las 4 min después del corte.

4.8. MEDICIÓN DE PÉRDIDAS SIN CARGA

Esta prueba se la realiza aplicando el voltaje y frecuencia nominales, a cualquiera de los devanados (MT- BT), estando el otro devanado en circuito abierto o sin carga, la medida que se obtiene se denomina pérdidas en vacío y está dada en Watts.

4.9. MEDICIÓN DE PÉRDIDAS CON CARGA

Esta prueba se la realiza cortocircuitando los devanados de bajo voltaje y aplicando la corriente nominal del devanado primario, para realizar el ensayo de elevación de temperatura se debe aplicar la corriente del tap de mayores pérdidas, la medida que se obtiene pérdidas en el cobre y está dada en Watts.

4.10. DETERMINACIÓN DE LA ELEVACIÓN DE TEMPERATURA PROMEDIO DE LOS DEVANADOS.

La elevación de temperatura promedio de los devanados de un par de terminales correspondientes a un devanado de una fase será determinada desde la resistencia en caliente al momento del corte. La elevación de temperatura promedio de los devanados será determinado por la ecuación (4-3).

$$\theta_w = \frac{R_f}{R_o} (T_k + T_o) - T_k \quad (4-3)$$

Donde:

θ_w : Temperatura final de los devanados.

El incremento de temperatura promedio de un devanado de una fase deberá ser determinado mediante la ecuación (4-4).

$$\Delta\theta_w = \Delta\theta_l + \theta_w - \theta_l \quad (4-4)$$

Donde:

$\Delta\theta_w$: el incremento de temperatura promedio de un par de terminales (°C)

$\Delta\theta_l = \theta_{l,TL} - \theta_a$: el incremento de temperatura promedio del líquido aislante determinado a pérdidas totales (°C)

T_{fw} : la temperatura promedio del devanado de un par de terminales correspondiente a la resistencia en caliente R_h (°C)

θ, TL : la temperatura promedio del líquido aislante al fin de las pérdidas totales (°C)

θI : la temperatura promedio del líquido aislante al momento del corte (°C)

θa : la temperatura ambiente (°C)

θ_{rc} : la temperatura a la cual la Resistencia en frío R_c fue medida (°C)

R_o : la resistencia en frío (Ω)

R_f : la Resistencia en caliente de un par de terminales (Ω)

T_k : 234.5 °C para el cobre y 225.0 °C para aluminio [1]

4.11. EVALUACIÓN DEL TRANSFORMADOR BAJO PRUEBA

Una vez obtenido los incrementos de temperaturas promedios de los devanados y de la parte superior del aceite sobre la temperatura ambiente promedio, para categorizarlos como aceptables estos valores no deben ser mayores a 65°C.

4.12. ENSAYO DE ELEVACIÓN DE TEMPERATURA

Bajo el método de cortocircuito IEEE [1] se debe suministrar una corriente que permita obtener las pérdidas totales (pérdidas en vacío más las pérdidas en el cobre).

Las pérdidas se deben mantener constantes hasta que la elevación de temperatura del aceite en la parte superior con respecto al ambiente no varíe más de 1°C durante tres horas consecutivas. Cuando esto se cumpla la elevación del aceite se ha estabilizado, seguido se baja a corriente nominal por un lapso de 1 hora.

Después de que se ha alcanzado el criterio de estabilización a pérdidas totales y se ha mantenido a corriente nominal durante una hora, se desenergiza el equipo, se retira el cortocircuito del lado de Bajo Voltaje y se mide resistencia de los devanados en un tiempo no mayor a 4min después de ser desenergizado.

La medición de resistencia después del corte de energía se debe realizar de forma continua registrando los valores del tiempo desde que fue desenergizado el transformador hasta que se tomó el primer valor de resistencia y en periodos de 15 seg (criterio asumido bajo base experimental) hasta completar una total de mínimo 20 lecturas.

Los datos obtenidos son tabulados para determinar la resistencia en el tiempo T0 del corte de energía.

4.13. DESARROLLO DEL ENSAYO UTILIZANDO EL EQUIPO DISEÑADO

4.13.1. PANEL PRINCIPAL

La figura 4.1 muestra el menú principal de la prueba de calentamiento, mismo que permite en su inicio solamente escoger las opciones de acceso o salir de la aplicación, las demás opciones se encuentran deshabilitadas.



Figura 4.1. Menú principal de la prueba de calentamiento

Elaborado por: Cherres Fabricio, Sarabia Bladimir

Seleccionando la opción de acceso aparece una segunda ventana que permite realizar la verificación de usuario y contraseña, como se visualiza en la figura 4.2.



Figura 4.2. Ingreso de usuario y contraseña

Elaborado por: Cherres Fabricio, Sarabia Bladimir

Si el nombre de usuario y clave son correctas se habilitan las opciones de selección de pruebas, caso contrario regresará al panel inicial.

En el menú de pruebas principal se realiza la selección de la opción prueba (Monofásica o Trifásica) como se observa en la figura 4.3.



Figura 4.3. Selección de prueba

Elaborado por: Cherres Fabricio, Sarabia Bladimir

Una vez seleccionada la prueba se despliega una ventana como se muestra en la figura 4.4 donde se debe ingresar los datos del transformador, la ventana de datos puede ser para transformadores monofásicos o trifásicos de acuerdo al tipo de prueba.

DATOS DEL TRANSFORMADOR MONOFÁSICO

Serie: Especificación: Código:
 Año: Fabricante: Clase Enf:
 Aislante: Peso (Kg): Vol. Aisl (L):
 Conexión: Materia Bobina: Fecha: Probado por:

DATOS INICIALES

Potencia (kVA): V Prim (V): V Sec (V):
 Tap de prueba: V Tap de prueba (V):

ENSAYOS PARA LA PRUEBA DE CALENTAMIENTO

To° de ensayos (°C): Resistencia Prim. (Ohm): Resistencia Sec. (mOhm): Po (W):
 Pcu a 85°C (W): Io (%): Impedancia de CC tap de prueba (%)(85°C):
 I Prim nom (A): I Sec nom (A): I de prueba (A):
 P Total (kW): P total (kVAR): V cc (V):

OBSERVACIONES:

DATOS DEL TRANSFORMADOR TRIFÁSICO

Serie: Especificación: Código:
 Año: Fabricante: Clase Enf:
 Aislante: Peso (Kg): Vol. Aisl (L):
 Tipo de conexión: Material Bobinas: Fecha: Probado por:

DATOS INICIALES

Potencia (kVA): V Prim (V): V Sec (V):
 Tap de prueba: V Tap de prueba (V): Angulo de Defase:

ENSAYOS PARA LA PRUEBA DE CALENTAMIENTO

To° de ensayos (°C): Resistencia Prim. (Ohm): Resistencia Sec. (mOhm): Po (W):
 Pcu a 85°C (W): Io (%): Impedancia de CC tap de prueba (%)(85°C):
 I Prim nom (A): I Sec nom (A): I de prueba (A):
 P Total (kW): P total (kVAR): V cc (V):

OBSERVACIONES:

Figura 4.4. Ingreso de datos del transformador.

Elaborado por: Cherres Fabricio, Sarabia Bladimir

El panel frontal que se despliega después de haber ingresado los datos de este instrumento virtual como se muestra en la figura 4.5. (a) y figura 4.5. (b) está constituido por indicadores, donde se observan las variables de voltaje,

corriente, potencia, factor de potencia, temperaturas así como el comportamiento de las temperaturas versus el tiempo mediante un indicador gráfico, además de una tabla donde se capturan y almacenan estos valores, para permitir el desarrollo final del informe del ensayo.



Figura 4.5. (a) Panel frontal para prueba monofásica



Figura 4.5. (b) Panel frontal para prueba trifásica.

Elaborado por: Cherres Fabricio, Sarabia Bladimir

Al terminar la prueba se debe medir la resistencia de los devanados después del corte y se despliega una ventana en la figura 4.6 que permite escoger entre ingresar los valores de resistencia o energizar nuevamente la unidad cuando la resistencia de los devanados primario y secundario no puedan ser medidos en con la misma escala en el equipo medidor de resistencia. Como lo recomienda la norma IEEE [1], la unidad puede ser energizada nuevamente durante una hora, tiempo después del cual se mide la resistencia del devanado deseado.

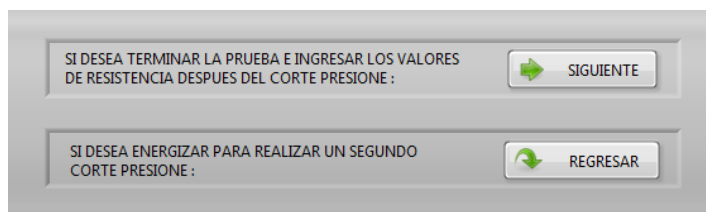


Figura 4.6. Opción para volver a energizar.

Elaborado por: Cherres Fabricio, Sarabia Bladimir

Si la selección es el botón siguiente se despliega la ventana como se muestra en la figura 4.7 donde se ingresa los datos iniciales para el cálculo de resistencia de los devanados a temperatura final.

The image shows a software interface titled "DATOS INICIALES CÁLCULO DE RESISTENCIA A Tf". It is divided into two sections: "DEVANADO PRIMARIO" and "DEVANADO SECUNDARIO". Each section has three input fields: "Tiempo inicial" (with sub-fields for "Min" and "Seg"), "Intervalo de Tiempo (Seg)", and "Numero Datos". All input fields currently contain the value "0". At the bottom of the interface is a button labeled "CONTINUAR" with a right-pointing arrow icon.

Figura 4.7. Datos para el cálculo de resistencia a temperatura final.

Elaborado por: Cherres Fabricio, Sarabia Bladimir

Al ingresar los datos iniciales se selecciona el botón continuar y se despliega la ventana como se muestra en la figura 4.8 donde se ingresa los valores de resistencia los mismos que fueron medidos con el medidor de resistencia.



Figura 4.8. Ingreso de valores de resistencia.

Elaborado por: Cherres Fabricio, Sarabia Bladimir

Una vez ingresado los valores de resistencia y al presionar el botón siguiente se despliega una ventana como se muestra en la figura 4.9. (a), figura 4.9. (b) donde se ingresara las dimensiones del tanque y radiadores posteriormente se seleccionara el botón calcular para mostrar los resultados finales del ensayo de elevación de temperatura y se habilitara el botón guardar reporte.

Figura 4.9. (a) Resultados finales del ensayo térmico monofásico.

Elaborado por: Cherres Fabricio, Sarabia Bladimir

RESULTADOS FINALES DEL ENSAYO TÉRMICO TRIFÁSICO

| TEMPERATURAS DE ESTABILIZACIÓN | | | | TEMPERATURAS EN EL CORTE (°C) | | | | RESISTENCIA A TEMPERATURA INICIAL | | RESISTENCIA A TEMPERATURA FINAL | |
|--------------------------------|------------|------------|------------|-------------------------------|------------|------------|------------|-----------------------------------|-------------------|---------------------------------|-------------------|
| T oil (°C) | T sup (°C) | T inf (°C) | T amb (°C) | T oil (°C) | T sup (°C) | T inf (°C) | T amb (°C) | PRIMARIO (Ohm) | SECUNDARIO (mOhm) | PRIMARIO (Ohm) | SECUNDARIO (mOhm) |
| 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |

| DIMENSIONES DEL TANQUE | | ALTURA DE ENSAYO : | VALORES CORREGIDOS A : |
|------------------------|----------------------|---|------------------------|
| LARGO (mm) | <input type="text"/> | 3000 msnm | 1000 msnm |
| ALTO (mm) | <input type="text"/> | Elevacion de temperatura del aceite (°C): | 0,0 |
| ANCHO (mm) | <input type="text"/> | Temperatura promedio del aceite (°C): | 0,0 |
| RADIADORES | | Temperatura promedio del devanado primario (°C): | 0,0 |
| | | Temperatura promedio del devanado secundario (°C): | 0,0 |
| ALTO (mm) | <input type="text"/> | Elevacion de temperatura promedio del devanado primario (°C): | 0,0 |
| ANCHO (mm) | <input type="text"/> | Elevacion de temperatura promedio del devanado secundario (°C): | 0,0 |
| CANTIDAD | <input type="text"/> | | |

Figura 4.9. (b) Resultados finales del ensayo térmico trifásico.

Elaborado por: Cherres Fabricio, Sarabia Bladimir

Finalmente al habilitarse el botón generar reporte, y seleccionar el mismo automáticamente se generara el protocolo de ensayo de elevación de temperatura, ya sea para un transformador monofásico o trifásico. (ver anexos A-1, A-2)

4.13.2. PRUEBAS A TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS.

- a. Transformador monofásico de 25 KVA. 13800GRDY7970/120-240, de serie 0000008614 el diseño de un prototipo en proceso de validación de la especificación.

Las pruebas preliminares para la ejecución de la prueba se realizan en el tap de mayores pérdidas, en este caso el tap 5. El voltaje del tap 5 es 7372V y la corriente 3,39A. Las pruebas q se realizan son las siguientes:

- Medición de resistencia inicial: H1-H0= 9,71 Ω; X1-X3=9,22 mΩ a temperatura inicial medida en la parte superior del aceite (T oil) de 16°C.

- Medición de pérdidas en vacío y corriente de excitación a voltaje nominal: $P_o=90,5W$ y $I_o= 0,6 \%$ energizado por el lado de bajo voltaje (240V).
- Medición de pérdidas con carga impedancia de corto circuito a corriente nominal del tap de mayores pérdidas (tap 5): $P_{cc}= 222,6W$ y $Z=2,61\%$.

La pérdidas con carga deben ser corregidas a temperatura de referencia ($85^\circ C$), dado así las pérdidas en el cobre son: $P_{cc} (85^\circ) = 282,7W$.

Por lo tanto las pérdidas totales son: $P_{cc} \text{ total} = 373,2W$.

Tabla 4.1. Resultados de la prueba de calentamiento del transformador con SN: 0000008614

| | Resultados a 3000msnm ($^\circ C$) | Resultados a 1000msnm ($^\circ C$) | Resultados según criterio |
|--------|--|--|----------------------------------|
| TPoil | 63,43 | 58,73 | OK |
| ETPoil | 54,56 | 50,52 | OK |
| TPDP | 71,14 | 65,87 | OK |
| TPDS | 70,81 | 65,56 | OK |
| ETDP | 66,19 | 61,29 | OK |
| ETDS | 65,87 | 60,99 | OK |

Elaborado por: Cherres Fabricio, Sarabia Bladimir.

- b.** Transformador monofásico de 37.5 KVA. 13800GRDY7970/120-240, con número de serie 0000008714, el diseño de un prototipo en proceso de validación de la especificación.

Las pruebas preliminares para la ejecución de la prueba se realizan en el tap de mayores pérdidas, en este caso el tap 5. El voltaje del tap 5 es 7372V y la corriente 5,09A. Las pruebas q se realizan son las siguientes:

- Medición de resistencia inicial: $H1-H0= 5,33 \Omega$; $X1-X3=6,181 \text{ m}\Omega$ a temperatura inicial medida en la parte superior del aceite (T_{oil}) de $18,6^\circ\text{C}$ y en el tap de mayores pérdidas.
- Medición de pérdidas en vacío y corriente de excitación a voltaje nominal: $P_o=124\text{W}$ y $I_o= 0,45 \%$ energizado por el lado de bajo voltaje (240V).
- Medición de pérdidas con carga impedancia de corto circuito a corriente nominal del tap de mayores pérdidas (tap 5): $P_{cc} = 303,3\text{W}$ y $Z=2,56\%$.

La pérdidas con carga deben ser corregidas a temperatura de referencia (85°C), dado así las pérdidas en el cobre son: $P_{cc} (85^\circ)= 374,5\text{W}$.

Por lo tanto las pérdidas totales a (85°) son: $P_{total}= 510,8\text{W}$.

Tabla 4.2. Resultados de la prueba de calentamiento del transformador con SN: 0000008714

| | Resultados a 3000msnm ($^\circ\text{C}$) | Resultados a 1000msnm ($^\circ\text{C}$) | Resultados según criterio |
|--------|--|--|---------------------------|
| TPoil | 69,3 | 64,17 | OK |
| ETPoil | 54 | 50 | OK |
| TPDP | 76,44 | 70,78 | OK |
| TPDS | 80,16 | 74,23 | OK |
| ETDP | 61,89 | 57,30 | OK |
| ETDS | 65,61 | 60,75 | OK |

Elaborado por: Cherres Fabricio, Sarabia Bladimir.

4.13.3. PRUEBAS A TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS

- a. Transformador trifásico de 75 KVA. 13800V/220V, con número de serie 1321714 el diseño de un prototipo en proceso de validación de la especificación.

Las pruebas preliminares para la ejecución de la prueba se realizan en el tap de mayores pérdidas, en este caso el tap 5. El voltaje del tap 5 es 12210V y la corriente 3,54A. Las pruebas q se realizan son las siguientes:

- Medición de resistencia inicial: $H1-H2= 22,97 \Omega$; $X0-X2= 3,492 m\Omega$ a temperatura inicial medida en la parte superior del aceite (Toil) de 15°C .
- Medición de pérdidas en vacío y corriente de excitación a voltaje nominal: $P_o=210 \text{ W}$ y $I_o= 0,3 \%$ energizado por el lado de bajo voltaje (220V).
- Medición de pérdidas con carga impedancia de corto circuito a corriente nominal del tap de mayores pérdidas (tap 5): $P_{cc}= 848,5\text{W}$ y $Z=3,1\%$.

La pérdidas con carga deben ser corregidas a temperatura de referencia (85°C), dado así las pérdidas en el cobre son: $P_{cc} (85^{\circ})= 1091,1\text{W}$.

Por lo tanto las pérdidas totales son: $P_{cc} \text{ total}= 1301,1\text{W}$.

Tabla 4.3. Resultados de la prueba de calentamiento del transformador con SN: 1321714.

| | Resultados a 3000msnm ($^{\circ}\text{C}$) | Resultados a 1000msnm ($^{\circ}\text{C}$) | Resultados según criterio |
|--------|--|--|---------------------------|
| TPoil | 43,65 | 40,42 | OK |
| ETPoil | 32,9 | 30,46 | OK |
| TPDP | 69,81 | 64,64 | OK |
| TPDS | 66,86 | 61,91 | OK |
| ETDP | 55,91 | 51,67 | OK |
| ETDS | 51,56 | 47,74 | OK |

Elaborado por: Cherres Fabricio, Sarabia Bladimir.

- b. Transformador trifásico de 112 KVA. 6000V/220V, con número de serie 1329014 el diseño de un prototipo en proceso de validación de la especificación.

Las pruebas preliminares para la ejecución de la prueba se realizan en el tap de mayores pérdidas, en este caso el tap 5. El voltaje del tap 5 es 5550V y la corriente 11,7A. Las pruebas q se realizan son las siguientes:

- Medición de resistencia inicial: $H1-H2= 2,859 \Omega$; $X0-X2= 1,93 \text{ m}\Omega$ a temperatura inicial medida en la parte superior del aceite (Toil) de $12,2^\circ\text{C}$.
- Medición de pérdidas en vacío y corriente de excitación a voltaje nominal: $P_o=321,6 \text{ W}$ y $I_o= 0,13 \%$ energizado por el lado de bajo voltaje (220V).
- Medición de pérdidas con carga impedancia de corto circuito a corriente nominal del tap de mayores pérdidas (tap 5): $P_{cc}= 1158,3\text{W}$ y $Z=2,3\%$.

La pérdidas con carga deben ser corregidas a temperatura de referencia (85°C), dado así las pérdidas en el cobre son: $P_{cc}(85^\circ)= 1466,3\text{W}$.

Por lo tanto las pérdidas totales son: $P_{cc \text{ total}}= 1787,9\text{W}$.

Tabla 4.4. Resultados de la prueba de calentamiento del transformador con SN: 1329014.

| | Resultados a 3000msnm ($^\circ\text{C}$) | Resultados a 1000msnm ($^\circ\text{C}$) | Resultados según criterio |
|--------|--|--|---------------------------|
| TPoil | 48,9 | 45,28 | OK |
| ETPoil | 39,2 | 36,3 | OK |
| TPDP | 61,92 | 57,34 | OK |
| TPDS | 61,36 | 56,81 | OK |
| ETDP | 47,62 | 44,09 | OK |
| ETDS | 47,26 | 43,76 | OK |

Elaborado por: Cherres Fabricio, Sarabia Bladimir.

En los ensayos de calentamiento realizados se evidenció una disminución del tiempo total del ensayo, ya que el sistema automatizado presta las facilidades para alcanzar el criterio de estabilización en menor tiempo y el reporte se genera automáticamente en formato Excel. La disminución de tiempo se muestra en la tabla 4.5.

Tabla 4.5. Tiempo para la prueba de calentamiento.

| | Tiempo prueba de calentamiento por el método Ecuatran S.A. (Horas) | Tiempo prueba de calentamiento utilizando el equipo desarrollado. (Horas) | Disminución de tiempo. (Horas) | Disminución de tiempo. (%) |
|--|--|---|--------------------------------|----------------------------|
| Transformador monofásico 25KVA. 13800GRDY7970 /120-240 | 16 | 12 | 4 | 25 |
| Transformador monofásico 37.5KVA. 13800GRDY7970 /120-240 | 16 | 12 | 4 | 25 |
| Transformador trifásico 75KVA. 13800V/220V | 17 | 13 | 4 | 23 |
| Transformador trifásico 112KVA. 6000V/220V | 16,5 | 12,5 | 4 | 24 |

Elaborado por: Cherres Fabricio, Sarabia Bladimir

CAPÍTULO V

5. ESTUDIO DE SOBRECARGAS BASADO EN LAS NORMAS ANSI/IEEE C 57.91

5.1. DEFINICIONES

5.1.1. FACTOR DE ACELERACIÓN DE ENVEJECIMIENTO

Es el nivel/grado en que el envejecimiento del sistema de aislación del transformador para una temperatura dada del punto más caliente, es acelerado en comparación con el nivel de envejecimiento a una temperatura de referencia para los puntos más calientes [17]

El envejecimiento y la duración de vida del sistema de aislamiento del transformador podrían describirse, casi exclusivamente, por la degradación térmica de las propiedades del papel aislante ubicado entre el devanado del transformador.

Dentro de los materiales que se utilizan para la fabricación de un transformador de distribución sumergidos en aceite en la empresa Ecuatran S.A. son: cobre o aluminio para los devanados, acero al silicio para el núcleo, cartón para aislamiento entre el núcleo y la primera capa de los devanados, papel kraft para aislamiento entre capas de los devanados en transformadores sumergidos en aceite, acero al carbono para sujetar la parte activa al tanque, plástico (Polipropileno) como partes componentes de cambiadores de derivaciones, breakers, entre otros, caucho nitrilo para los empaques y aceite dieléctrico mineral o vegetal para aislamiento general, dejando así el papel como material más crítico en el tema de degradación en función del tiempo vs la temperatura.

En la empresa Ecuatran S.A. se realiza la verificación de conformidad de la materia prima, antes de fabricar el transformador, es decir se someten a rigurosas pruebas los diferentes componentes que se utilizan en la fabricación del mismo, bajo un plan de muestreo, se toma una muestra del lote o cantidad comprada, y así se determina si el material cumple con los requerimientos exigidos en el aseguramiento de la calidad de los productos que fabrica Ecuatran S.A.

De esta manera, el material más crítico considerado en el envejecimiento de un transformador como ya se manifestó es el papel al cual se realizan pruebas de resistencia de aislamiento en seco y sumergido en aceite, rigidez dieléctrica en seco y sumergido en aceite, ensayos dimensionales, y doblado.

Dentro del sistema de aislamiento de transformadores tanto de potencia como de distribución, el material sólido aislante que podría considerarse el más crítico para la conservación de la vida del transformador, el papel obtenido del proceso KRAFF, un cartón prensado de muy alta calidad, fabricado con una pureza de 100% de pulpas

Existen dos tipos de papel usados en la fabricación de transformadores, el papel kraft y el papel Nomex, el mencionado papel kraft es usado en transformadores sumergidos en aceite y el papel nomex se usa en la fabricación de transformadores autorefrigerados por aire ó tipo seco.

5.1.2. PÉRDIDA PORCENTUAL DE VIDA

El envejecimiento equivalente en horas a la temperatura de referencia en los puntos más calientes por un período de tiempo usualmente 24h es cien dividido por la vida total normal del aislamiento en horas a la temperatura de referencia en los puntos de más calentamiento.

El envejecimiento equivalente en horas a diferentes temperaturas de los puntos más calientes se obtiene multiplicando los factores de aceleración del envejecimiento para las temperaturas de los puntos más calientes por los períodos de tiempo de las varias temperaturas en los puntos más calientes.

5.1.3. VIDA DEL AISLAMIENTO EN TRANSFORMADORES

El sistema de aislamiento dentro de un transformador es uno de los aspectos a considerar más importantes, tanto para su funcionamiento como para la conservación de la vida útil del mismo. El sistema de aislamiento es el que asegura que los diferentes puntos dentro del transformador que se encuentran a diferente potencial, no lleguen a tener contacto entre sí, así de esta forma evitar un fallo en el transformador.

Existen criterios establecidos y estandarizados sobre los niveles de aislamiento mínimos requeridos para los transformadores en función de su potencia y voltaje del sistema. El nivel de aislamiento BIL según IEEE Std C57.12.00-2010 es un nivel de aislamiento específico expresado en KV del valor de la cresta del impulso tipo rayo estándar.

Los transformadores deben ser diseñados para proporcionar un coordinado nivel de aislamiento de baja-frecuencia e impulso en los terminales de las líneas y un nivel aislamiento de baja frecuencia en los terminales del neutro. El BIL será seleccionado dependiendo del grado de exposición del transformador y de las características del sistema de protección de sobre voltaje.

Los transformadores de potencia se separan en dos clases diferentes de la siguiente manera [17]:

- Transformadores de potencia de Clase I comprenden los transformadores con devanados de alto voltaje de 69 kV y por debajo [17].

- Transformadores de potencia de Clase II comprenden los transformadores de potencia con devanados de alto voltaje de 115 kV hasta 765 kV [17].

Tabla 5.1. Niveles de aislamiento dieléctrico para transformadores de distribución y de potencia clase I, voltajes en KV.

| Maximum system voltage (kV rms) | Nominal system voltage (kV rms) | Applied voltage test (kV rms) | | | Induced voltage test (phase to ground) (kV rms) | Winding line-end BIL (kV crest) | | | Neutral (kV crest) | |
|-----------------------------------|---------------------------------|-------------------------------|--------------|------------------------|---|---------------------------------|------------|--------------|------------------------|--------|
| | | Delta or fully insulated wye | Grounded wye | Impedance grounded wye | | Minimum | Alternates | Grounded wye | Impedance grounded wye | |
| Col 1 | Col 2 | Col 3 | Col 4 | Col 5 | Col 6 | Col 7 | Col 8 | Col 9 | Col 10 | Col 11 |
| Distribution transformers | | | | | | | | | | |
| 1.5 | 1.2 | 10 | | 10 | 1.4 | 30 | | | 30 | 30 |
| 3.5 | 2.2 | 15 | | 15 | 2.9 | 45 | | | 45 | 45 |
| 6.9 | 5 | 19 | | 19 | 5.8 | 60 | | | 60 | 60 |
| 11 | 8.7 | 26 | | 26 | 10 | 75 | | | 75 | 75 |
| 17 | 15 | 34 | | 34 | 17 | 95 | 110 | | 75 | 95 |
| 26 | 25 | 40 | | 40 | 29 | 125 | 150 | | 75 | 95 |
| 36 | 34.5 | 50 | | 50 | 40 | 125 | 150 | 200 | 75 | 125 |
| 48 | 46 | 95 | | 70 | 53 | 200 | 250 | | 95 | 150 |
| 73 | 69 | 140 | | 95 | 80 | 250 | 350 | | 95 | 200 |
| Class I power transformers | | | | | | | | | | |
| 1.5 | 1.2 | 10 | 10 | 10 | 1.4 | 30 | 45 | | 30 | 30 |
| 3.5 | 2.2 | 15 | 15 | 15 | 2.9 | 45 | 60 | | 45 | 45 |
| 6.9 | 5 | 19 | 19 | 19 | 5.8 | 60 | 75 | | 60 | 60 |
| 11 | 8.7 | 26 | 26 | 26 | 10 | 75 | 95 | | 75 | 75 |
| 17 | 15 | 34 | 26 | 34 | 17 | 95 | 110 | | 75 | 95 |
| 26 | 25 | 40 | 26 | 40 | 29 | 125 | | | 75 | 95 |
| 36 | 34.5 | 50 | 26 | 50 | 40 | 125 | | | 75 | 125 |
| 48 | 46 | 95 | 34 | 70 | 53 | 200 | 250 | | 95 | 150 |
| 73 | 69 | 140 | 34 | 95 | 80 | 250 | 350 | | 95 | 200 |

Note 1- For nominal system voltage greater than maximum system voltage, use the next higher voltage class for applied voltage test levels.

Note 2- Induced voltage test shall be conducted at 2.0 x nominal voltage for 7200 cycles.

Note 3- Bold typeface BIL are the most commonly used standard levels.

Note 4- Y-Y connected transformers using a common solidly grounded neutral may use neutral BIL selected in accordance with the low - voltage winding rating.

Note 5- Single-phase distribution and power transformers and regulating transformers for voltage rating between terminals of 8.7 kV and below are designed for both Y and Δ connection and are insulated for the test voltages corresponding to the Y connection so that a single line of transformers serves for for the Y and Δ applications. the test voltages for such transformers, when connected and operated, are therefore higher than needed for their voltage rating.

Note 6- For series windings in transformers, such as regulating transformers, the test values to ground shall be determined by the BIL of the series windings rather than by the rated voltage between terminals.

Note 7- Values listed as nominal system voltage in some cases (particular voltages 34.5 kV and below) are applicable to other lesser voltages of approximately the same value.

Fuente: IEEE Std C57.12.00™-2010

5.2. INTRODUCCIÓN AL SOBRECALENTAMIENTO EN TRANSFORMADORES.

5.2.1. EFECTO DE SOBRECARGAS EN LOS BUSHINGS.

Los bushing son diseñados normalmente para un límite de temperatura en los puntos más calientes de 105°C con corriente nominal y con una temperatura de aceite superior de 95°C promediado en 24 horas.

Operaciones por encima de estos valores pueden causar pérdida de vida de los mismos, dependiendo esta del perfil real de tiempo vs temperatura observada en ellos [18]

Los bushings de un transformador son dimensionados en función de la capacidad de corriente que puede conducir, ésta determinada por el diámetro del esparrago del mismo, y por el nivel de aislamiento, éste determinado por la porcelana o el polímero que hace las funciones de aislar el conductor con el tanque del transformador. Cuando se produce una sobrecarga en el transformador es decir que la capacidad de corriente para la que fue construido el bushing es superado y tendería a calentarse por efecto Joule, de igual manera el aislamiento del bushing se ve afectado al superar los niveles de voltaje de diseño.

5.2.2. INFORMACIÓN NECESARIA PARA LOS CÁLCULOS DE SOBRECARGA.

Para estimar la capacidad de sobrecarga de un transformador es necesario el conocimiento de la siguiente información, la que pueden obtenerse durante los ensayos de recepción del transformador:

- a. Sobretemperatura de la capa superior de aceite (por sobre la temperatura ambiente) con carga nominal. Este dato es obtenido de la prueba de calentamiento. [1]
- b. Sobretemperatura de la temperatura inferior (colectores inferiores de radiadores) con carga nominal. Este dato es obtenido de la prueba de calentamiento.
- c. Sobretemperatura promedio de los arrollamientos (con carga nominal medida por resistencia). Este dato es obtenido de la prueba de calentamiento.
- d. Sobretemperatura del punto más caliente del bobinado a carga nominal. Este dato se obtiene mediante cálculo.
- e. Pérdidas en cortocircuito a carga nominal. Este dato se obtiene del ensayo con carga del transformador.
- f. Pérdidas en vacío a tensión nominal.

Este dato se obtiene del ensayo sin carga del transformador. [1]

- g. Peso del núcleo y estructura de sujeción. Este dato se obtiene del protocolo del fabricante.
- h. Peso de los bobinados. Este dato se obtiene del protocolo del fabricante.
- i. Peso de la cuba y radiadores. Este dato se obtiene del protocolo del fabricante.
- j. Volumen de aceite de la cuba y radiadores (excluido el volumen del conmutador bajo carga y del tanque de expansión). Este dato se obtiene del protocolo del fabricante [19].

5.3. CAUSAS DE LA ELEVACIÓN DE TEMPERATURA EN UN TRANSFORMADOR.

Las causas de una elevación de temperatura en un transformador pueden ser varias y dependientes de muchos factores así se puede enumerar las siguientes:

5.3.1. ÁREA DE ENFRIAMIENTO

El dimensionamiento del área de enfriamiento del transformador es uno de los aspectos a considerar más importantes dentro del diseño del transformador, ya que se debe buscar el equilibrio entre la cantidad de material utilizado en la construcción y la dimensión necesaria para disipar el calor generado.

Existen radiadores tipo cabezal e integral, con y sin desplazamiento, así como cuello de cisne, paneles graduados y biselados.



Figura 5.1. Radiadores tipo cabezal.

Fuente: web – radiador tipo cabezal



Figura 5.2. Radiadores tipo cuello de cisne

Fuente: web – radiador tipo cuello de cisne

El objetivo principal de los radiadores es acelerar el intercambio de calor del aceite con el ambiente.

Cuando el aceite alrededor de la parte activa comienza a calentarse disminuye su densidad y tiende a subir, y el aceite de partes más altas de la cuba con una mayor densidad desciende para ocupar el lugar dejado por el aceite caliente. Al subir el aceite caliente y por medio del tanque y más eficientemente en los radiadores, realiza una transferencia de calor con el ambiente, disminuyendo su temperatura y aumentando su densidad, y de esta manera se produce la circulación natural del aceite.

Al no disponer de un área de enfriamiento dimensionada correctamente, el calor generado no puede ser disipado y es una de las causas de sobre calentamiento del transformador.

5.3.2. DUCTOS DE ENFRIAMIENTO EN LA PARTE ACTIVA

Al estar el transformador en funcionamiento, se producen pérdidas en los devanados y en el núcleo, dicha energía es perdida en forma de calor. Es decir que cuando el transformador está funcionando genera calor en el núcleo y en los devanados. Este calor generado es más fácil disipar en las partes que están en contacto con el aceite, es decir los devanados externos. Es así que para sacar el calor de los devanados internos, se construyen bobinas con ductos de enfriamiento, según el diseño y el cálculo de temperatura que va a tener el transformador, se colocan tiras de cartón aislante espaciadas formando una capa, y cada cierto número de capas según el diseño en base al cálculo de calentamiento teórico del transformador.

El objetivo de los ductos de enfriamiento es justamente crear un espacio por donde pueda introducirse el aceite y generarse la transmisión de calor. Cuando estos ductos son omitidos en el diseño y construcción de la bobina, ó cuando dichos ductos son subdimensionados es una de las causas de sobrecalentamiento del transformador.

5.3.3. ERRORES EN EL PROCESO DE FABRICACIÓN

Dentro de proceso de fabricación pueden ocurrir algunos eventos que pueden alterar el calentamiento teórico que tenía el transformador por diseño. Algunos de estos eventos pueden ser:

- Mal ajuste de terminales
- Suelta defectuosas en terminales.

- Deficientes ductos de enfriamiento en las bobinas que forman el transformador.
- Golpes que deformen el núcleo o hagan que pierda propiedades.
- Fallas en aislamiento puede generar arcos que generan calor.

5.4. RIESGOS QUE TRAE CONSIGO LA ELEVACIÓN DE TEMPERATURA EN UN TRANSFORMADOR.

El límite de calentamiento de un transformador, medido por el método de resistencia es 65 °C [2]. Cuando se supera el límite de calentamiento establecido normativamente o por el fabricante (dato de placa), se puede incurrir en riesgos como:

- a. La evolución del gas libre proveniente del aislamiento de los bobinados y de las conexiones internas aisladas calentados por las sobrecargas y las corrientes de Foucault pueden hacer peligrar la integridad del sistema de aislación [20]

Como se ha mencionado anteriormente, la vida y la integridad del aislamiento de un transformador depende de la temperatura, y de manera general los efectos de la sobre temperatura en cualquier sistema son una falla en la función de dicho sistema. Sea este un sistema eléctrico, mecánico, incluso biológico.

- b. La evolución del gas libre proveniente del aislamiento adyacente a las partes metálicas vinculadas por el flujo electromagnético producido por el bobinado o corriente inducido pueden también reducir la rigidez dieléctrica [20].
- c. El funcionamiento a altas temperaturas causa una disminución de la resistencia mecánica tanto del aislamiento del conductor como de la estructura. Estos efectos son aún mucho más preocupantes durante los

períodos de sobrecorrientes transitorias de falla, cuando los esfuerzos mecánicos alcanzan sus niveles más altos [20].

Con el aumento de temperatura en los conductores que forman los devanados, se produce una disminución en la resistencia mecánica de los conductores y en la del esmalte de su aislamiento, es decir al aumenta la entropía de dichos materiales, lo que quiere decir que son más vulnerables a desplazamientos en el caso de producirse una falla.

d. La excesiva expansión térmica de conductores, materiales aislantes o partes estructurales a altas temperaturas puede conllevar a deformaciones permanentes que podrían contribuir a ocasionar fallas mecánicas o dieléctricas [20].

Cuando la temperatura en la fuente de calor de un transformador (bobinas y núcleo) ha llegado a superado límites superiores a los establecidos para las condiciones o propiedades mismas de los demás materiales, instantes previos a que se produzca la falla y dependiendo de la temperatura que se ha alcanzado, se pueden producir deformaciones en los materiales, las mismas que podrían ser irreversibles, condición que en el caso de realizar una reparación dejaría invalido no solo los componentes que se verían afectados por la falla, sino también a partes que sufrieran por el exceso de temperatura, obligando de esta manera al remplazo de mayor número de componentes que forman el transformador.

La mayoría de componentes que forman un transformador están diseñados o contruidos para soportar, sobre temperaturas por sobrecargas propias del transformador, pero cuando se llega a niveles de sobretemperatura que superan dichos límites, materiales como papel, empaques, aceite, cartón, plástico, sufren las consecuencias de deformación irreversibles y la pérdida de su función y propiedades.

- e. La excesiva presión originada en los bushing debido a altas corrientes aumenta la presión interna y pueden ocasionar pérdidas de aceite por las empaquetaduras de los mismos y al cabo de cierto tiempo fallas dieléctricas en los períodos de baja carga por defecto de aislante [20].
- f. Incrementos en la resistencia de contactos de los cambiadores de taps puede ocasionar puntos de muy alta temperatura y la consiguiente descomposición localizada de aceite con formación de residuos carbonosos y gases. En casos extremos esto puede derivar en un embalamiento térmico con formación de arcos en los contactos y una violenta evolución de los gases [20].

Existen dos tipos de cambiadores de derivaciones, cambiadores fijos y cambiadores bajo carga (LTC), los cambiadores de derivaciones tipo fijos, deben ser operados únicamente cuando el transformador está desenergizado, ya que debido a que la operación es manual y el tiempo de conmutación no es inmediato, al tratar de operar dicho conmutador con el transformador energizado se produce un fenómeno al tener dos puntos de diferente potencial expuestos dicho fenómeno produce la formación de arcos eléctricos, puntos calientes, fundición de contactos, formación de residuos carbonosos, gases, y la consecuente falla del transformador.

- g. Los equipos internos tales como TC's o reactores (en transformadores de alta potencia) pueden estar sujetos a algunos de los riesgos enunciados anteriormente [20].

Las altas temperaturas alcanzadas dentro del transformador también pueden dañar las propiedades mecánicas de instrumentos de medición y control, así como las altas corrientes.

- h. Temperaturas máximas de aceite por encima de los 105°C absolutos, en transformadores con cámara de aire y sin los debidos equipos de protección, pueden provocar la actuación de la válvula de sobrepresión si la capacidad de absorción de presión de la cámara fuera limitada [20].

Una de las características principales de la temperatura, es que cuando ésta aumenta, tiene a dilatar a los cuerpos que están inmersos en dicha temperatura, es así el caso de la dilatación del aceite, es decir al aumentar la temperatura en la parte activa del transformador, por el intercambio de temperatura que se va a dar con el aceite que está cubriendo la misma, este aceite va a aumentar su volumen y va a tratar de ocupar el espacio de la cámara de nitrógeno (aire) aumentando de esta manera la presión interna dentro del transformador, ésta presión deberá ser liberada por una válvula aliviadora de presión.

- i. Durante un estado de sobrecarga alto y prolongado en transformadores de potencia con cambiadores bajo carga, la regulación del transformador (dependiendo de su impedancia) puede aumentar significativamente (agravada aún más por la posible caída del factor de potencia que ocurre durante los períodos de sobrecarga). En consecuencia, para mantener la tensión secundaria en un nivel prefijado, los equipos reguladores automáticos de tensión variarán la posición del cambiador de taps aumentando la tensión por espira primaria y aumentando en consecuencia la inducción en el núcleo, la cual en casos extremos puede llevar a condiciones muy próximas a la saturación del circuito magnético con sobrecalentamientos excesivos del mismo [20].

Si el número de espiras es igual a:

$$\#espiras = \frac{V * 10^8}{4.44 * f * \beta * S} \quad (5-1)$$

Dónde:

V: Voltaje

f: Frecuencia

β : Inducción magnética del núcleo.

S : Sección transversal del núcleo.

Según la ecuación (5-1) el flujo magnético es inversamente proporcional al voltaje de la bobina, es decir que al realizar una conmutación disminuyendo el número de espiras en la bobina consecuentemente aumentaría la inducción en el núcleo, lo que provocaría que un aumento de su temperatura.

5.5. CÁLCULOS DE SOBRECARGA

El envejecimiento o deterioro del aislamiento y consecuentemente, la cargabilidad de un transformador, es una función del tiempo, la temperatura, la cantidad de humedad y el volumen de oxígeno.

En un estudio de envejecimiento se consideran constantes, las cantidades de humedad y oxígeno, quedando la temperatura del aislamiento como el parámetro a controlar.

La distribución de temperatura en la mayoría de los equipos no es uniforme, por lo que la parte que está operando normalmente a la temperatura más alta sufrirá el mayor deterioro, por consiguiente, es usual considerar los efectos de envejecimiento producidos por el punto de mayor temperatura, es decir el punto más caliente.

Resultados experimentales indican que la relación entre el tiempo de deterioro del aislamiento y la temperatura obedece a la teoría de Arrhenius [17].

De acuerdo a esta teoría, para transformadores de clase térmica 65 °C, con temperatura máxima del punto más caliente de 110 °C, la expectativa de vida es:

$$\mathbf{Vida\ util\ pu = 9.8 * 10^{-8} * e^{\left[\frac{15000}{273+\theta_H}\right]}} \quad \mathbf{(5-2)}$$

Y para transformadores de clase térmica 55 °C, con temperatura máxima del punto más caliente de 95 °C, la expectativa de vida es:

$$\mathbf{Vida\ util\ pu = 2.0 * 10^{-8} * e^{\left[\frac{15000}{273+\theta_H}\right]}} \quad \mathbf{(5-3)}$$

Donde:

θ_H : Temperatura del punto más caliente.

Para el cálculo de la temperatura del punto más caliente es necesario contar con la siguiente información:

- a. Incremento de temperatura del top oil sobre el ambiente a carga nominal y en el tap de mayores pérdidas.
- b. Incremento de temperatura promedio del devanado sobre el ambiente a carga nominal y en el tap de mayores pérdidas.
- c. Incremento de temperatura del punto más caliente sobre la temperatura ambiente a carga nominal y en el tap de mayores pérdidas.
- d. Pérdidas de cortocircuito a carga nominal.
- e. Pérdidas de vacío.
- f. Pérdidas totales a carga nominal.
- g. Información si la refrigeración es o no por flujo de aceite dirigido.

- h. Peso del núcleo y devanados ensamblados.
- i. Peso del tanque y de los herrajes en contacto con el aceite.
- j. Volumen de aceite en el tanque y equipos de refrigeración (excluyendo los compartimientos del LTC, tanques de expansión de aceite, etc.). [17]

El valor de literales a, b, c son obtenidos de la prueba de calentamiento [1].

Según la curva de vida de aislamiento de un transformador en función del punto más caliente se puede determinar la vida útil aproximada del transformador.

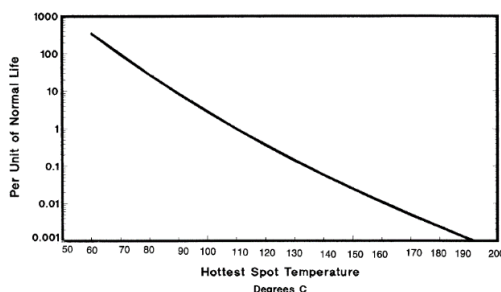


Figura 5.3. Vida del aislamiento del transformador [21].

Fuente: IEEE Std C57.91-1995

5.5.1. FACTOR DE ACELERACIÓN DE ENVEJECIMIENTO

Es una relación exponencial función de la temperatura del punto más caliente de un transformador, es decir que dependiendo de la temperatura que alcance el punto más caliente va a disminuir exponencialmente la vida útil del mismo.

El grado de aceleración del envejecimiento más allá de lo normal en transformadores de clase térmica 65 °C, para temperaturas por encima de 110°C y de reducción del envejecimiento por debajo de lo normal para

temperaturas menores a 110 °C, se expresa a través del factor de aceleración del envejecimiento (FAE). [17]

$$FAE = e^{\left[\frac{15000}{383} - \frac{15000}{273+\theta_H} \right]} \quad (5-4)$$

Donde:

FAE: Factor de aceleración del envejecimiento.

θ_H : Temperatura del punto más caliente.

Y para transformadores clase térmica 55 °C

$$FAE = e^{\left[\frac{15000}{363} - \frac{15000}{273+\theta_H} \right]} \quad (5-5)$$

Tabla 5.2. Factor de aceleración de envejecimiento para transformadores clase térmica 65 C.

| TEMPERATURA °C | AGE FACTOR | TEMPERATURA °C | AGE FACTOR | TEMPERATURA °C | AGE FACTOR | TEMPERATURA °C | AGE FACTOR |
|----------------|------------|----------------|------------|----------------|------------|----------------|------------|
| <37 | 0,0000 | 78 | 0,0281 | 120 | 2,7089 | 162 | 107,9616 |
| 37 | 0,0001 | 79 | 0,0318 | 121 | 2,9845 | 163 | 116,8416 |
| 38 | 0,0001 | 80 | 0,0358 | 122 | 3,2865 | 164 | 126,4116 |
| 39 | 0,0001 | 81 | 0,0404 | 123 | 3,6172 | 165 | 136,7216 |
| 40 | 0,0002 | 82 | 0,0455 | 124 | 3,9793 | 166 | 147,8117 |
| 41 | 0,0002 | 83 | 0,0513 | 125 | 4,3756 | 167 | 159,7517 |
| 42 | 0,0002 | 84 | 0,0577 | 126 | 4,8091 | 168 | 172,5817 |
| 43 | 0,0002 | 85 | 0,0649 | 127 | 5,2830 | 169 | 186,3917 |
| 44 | 0,0003 | 86 | 0,0729 | 128 | 5,8009 | 170 | 201,2317 |
| 45 | 0,0003 | 87 | 0,0819 | 129 | 6,3665 | 171 | 217,1817 |
| 46 | 0,0004 | 88 | 0,0919 | 130 | 6,9842 | 172 | 234,3017 |
| 47 | 0,0004 | 89 | 0,1031 | 131 | 6,6582 | 173 | 252,7017 |
| 48 | 0,0005 | 90 | 0,1156 | 132 | 8,3935 | 174 | 272,4517 |
| 49 | 0,0006 | 91 | 0,1295 | 133 | 9,1952 | 175 | 293,6417 |
| 50 | 0,0007 | 92 | 0,1449 | 134 | 10,0689 | 176 | 316,3718 |
| 51 | 0,0008 | 93 | 0,1622 | 135 | 11,0208 | 177 | 340,7518 |

→
Continúa

| | | | | | | | |
|----|--------|-----|--------|-----|---------|-----|----------|
| 52 | 0,0009 | 94 | 0,1813 | 136 | 12,0573 | 178 | 366,8918 |
| 53 | 0,0001 | 95 | 0,2026 | 137 | 13,1856 | 179 | 394,9118 |
| 54 | 0,0002 | 96 | 0,2263 | 138 | 14,4131 | 180 | 424,9218 |
| 55 | 0,0004 | 97 | 0,2526 | 139 | 15,7481 | 181 | 457,0718 |
| 56 | 0,0006 | 98 | 0,2817 | 140 | 17,1994 | 182 | 491,5018 |
| 57 | 0,0009 | 99 | 0,3141 | 141 | 18,7765 | 183 | 528,3518 |
| 58 | 0,0021 | 100 | 0,3499 | 142 | 20,4895 | 184 | 567,7818 |
| 59 | 0,0024 | 101 | 0,3897 | 143 | 22,3493 | 185 | 609,9618 |
| 60 | 0,0028 | 102 | 0,4337 | 144 | 24,3679 | 186 | 655,0819 |
| 61 | 0,0032 | 103 | 0,4823 | 145 | 26,5578 | 187 | 703,3119 |
| 62 | 0,0037 | 104 | 0,5362 | 146 | 28,9315 | 188 | 754,8619 |
| 63 | 0,0042 | 105 | 0,5957 | 147 | 31,5115 | 189 | 809,9419 |
| 64 | 0,0048 | 106 | 0,6614 | 148 | 34,3015 | 190 | 868,7719 |
| 65 | 0,0054 | 107 | 0,734 | 149 | 37,3215 | 191 | 931,6019 |
| 66 | 0,0062 | 108 | 0,8142 | 150 | 40,5915 | 192 | 998,6719 |
| 67 | 0,0071 | 109 | 0,9026 | 151 | 44,1315 | 193 | 1070,252 |
| 68 | 0,0080 | 110 | 1,000 | 152 | 47,9615 | 194 | 1146,622 |
| 69 | 0,0091 | 111 | 1,1074 | 153 | 52,1015 | 195 | 1228,082 |
| 70 | 0,0104 | 112 | 1,2256 | 154 | 56,5815 | 196 | 1314,942 |
| 71 | 0,0118 | 113 | 1,3558 | 155 | 61,4215 | 197 | 1407,542 |
| 72 | 0,0134 | 114 | 1,499 | 156 | 66,6516 | 198 | 1506,222 |
| 73 | 0,0152 | 115 | 1,6565 | 157 | 72,3016 | 199 | 1611,352 |
| 74 | 0,0172 | 116 | 1,8296 | 158 | 78,3916 | 200 | 1723,342 |
| 75 | 0,0195 | 117 | 2,0197 | 159 | 84,9716 | | |
| 76 | 0,0220 | 118 | 2,2285 | 160 | 92,0616 | | |
| 77 | 0,0249 | 119 | 2,4576 | 161 | 99,7116 | | |

Fuente: IEEE Std C57.91-1995

Los valores del factor de envejecimiento del transformador pueden verse también en la curva de la figura 5.4.

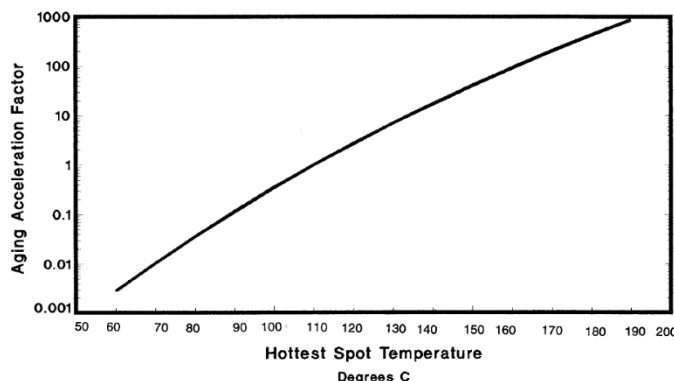


Figura 5.4. Factor de aceleración de envejecimiento.

Fuente: IEEE Std C57.91-1995

5.5.2. ENVEJECIMIENTO EQUIVALENTE PARA PERIODOS DE SOBRECARGA.

Es posible determinar la pérdida de vida equivalente para un periodo de tiempo que tendría un transformador, conociendo su curva de cargabilidad, es decir las sobrecargas que va a experimentar durante un periodo de un día, una semana o el periodo deseado.

El envejecimiento equivalente se puede determinar por la ecuación:

$$EE = \frac{\sum_{i=1}^N FAE_i * \Delta t_i}{\sum_{i=1}^N \Delta t_i} \quad (5-6)$$

Donde:

EE: Envejecimiento equivalente o total para un período de tiempo.

i: Índice de los intervalos de tiempo t.

N: Número total de intervalos de tiempo.

Δt_i : Intervalo de tiempo en horas.

FAE_i : E_i : Factor de aceleración del envejecimiento, durante el intervalo t_i .

5.6. CÁLCULOS DE TEMPERATURAS

5.6.1. CÁLCULO DE TEMPERATURA AMBIENTE

El valor de la temperatura ambiente es un dato determinante en los cálculos de las temperaturas de un transformador, y un condicionante en las temperaturas que pueden llegar a alcanzar los diferentes puntos del mismo, ya que mucho depende de la atmósfera, altura sobre el nivel del mar y

temperatura ambiente en donde esté funcionando para que se produzca el intercambio de temperatura del transformador con el ambiente. Mientras mayor sea la altura donde está ubicado el transformador tendrá una menor capacidad de conducción calorífica, esto debido a que a una mayor altura, las capas de atmósfera van disminuyendo y por consiguiente se hace más difícil el intercambio de temperatura.

La temperatura promedio que se usa para transformadores de todo tipo es 30 °C en 24h. [17]. Sin embargo para disponer de datos reales se debería medir la temperatura ambiente en tres o cuatro puntos alrededor del transformador, durante un día y sacar el promedio para 24h, y si se desea una mejor aproximación se deberá registrar valores de temperatura durante una semana o un mes, tomando en cuenta las posibles corrientes de aire que podrían estar en contacto con el transformador y/o sus disipadores de calor.

- a. Temperatura promedio: Usar el valor diario de temperatura promedio para el mes en curso, promediada a través de varios años.
- b. Temperatura máxima diaria: Usar el promedio de las máximas temperaturas diarias del mes en curso, promediada a través de varios años.

Para cargas con pérdida de vida normal es recomendable usar la temperatura promedio (a) del mes en curso como temperatura ambiente. Para sobrecargas de corta duración y moderado sacrificio de vida, usar la temperatura máxima diaria (b) del mes en curso.

Durante un día cualquiera, el promedio de las 24 h de temperatura puede exceder los valores derivados de a) o b). Un criterio conservador es tomar como promedios diarios los valores indicados en a) y b) más 5°C, puesto que el envejecimiento a altas temperaturas no es completamente compensado por el decrecimiento del envejecimiento a temperaturas inferiores a la del promedio. Con un margen de 5°C, la temperatura promedio diaria será

excedida unos pocos días al mes con lo que la pérdida de vida adicional será despreciable [20].

5.6.2. TEMPERATURA DEL PUNTO MÁS CALIENTE AL FINAL DE UN CICLO DE CARGA.

La temperatura del punto más caliente es la que en realidad va a determinar la vida útil del transformador, dependiendo del valor de la temperatura y del tiempo de dicha temperatura para períodos o estados estables.

La temperatura del punto más caliente tiene tres componentes:

- a. Temperatura ambiente [Θ_A] (°C)
- b. Incremento de temperatura del (Top oil) parte superior del aceite con respecto de la temperatura ambiente. [$\Delta\Theta_{TO}$] (°C).
- c. Incremento de temperatura del punto más caliente con respecto al Top oil. [$\Delta\Theta_H$] (°C).

Así se tendrá que la temperatura del punto más caliente puede definirse como:

$$\Theta_H = \Theta_A + \Delta\Theta_{TO} + \Delta\Theta_H \quad (5-7)$$

Donde:

Θ_H : Temperatura del punto más caliente.

Θ_A : Temperatura ambiente.

$\Delta\Theta_{TO}$: Incremento de temperatura del (Top oil) parte superior del aceite con respecto de la temperatura ambiente.

$\Delta\theta_H$: Incremento de temperatura del punto más caliente con respecto al Top oil.

Para condiciones estacionarias de carga, es decir cuando el transformador trabaja a carga nominal, los parámetros para determinar el punto más caliente se pueden obtener del protocolo del fabricante, de los resultados del ensayo térmico realizado previamente.

Cuando el transformador no tiene una carga determinada, es decir que la carga a la que alimenta el transformador es variable en el tiempo o tiene períodos fijos de sobrecarga durante el día, la determinación de estos parámetros deberá obtenerse dinámicamente para un instante dado.

5.6.3. INCREMENTO DE TEMPERATURA DEL TOP OIL PARA UNA CARGA DINÁMICA.

Cuando un transformador está en estado estable a una carga determinada y de repente esa carga cambia, la temperatura del Top oil tiene un crecimiento típico, una curva de crecimiento exponencial que es función de una constante de tiempo del aceite o líquido refrigerante.

Este dicho incremento está dado por:

$$\Delta\theta_{TO} = (\Delta\theta_{TO,U} - \Delta\theta_{TO,i}) \left(1 - \exp^{-\frac{t}{\tau_{TO}}}\right) + \Delta\theta_{TO,i} \quad (5-8)$$

Donde:

$\Delta\theta_{TO,U}$: Incremento de temperatura del top oil final del tiempo de estabilización de las temperaturas de una carga.

$\Delta\theta_{TO,i}$: Incremento de temperatura del top oil al inicio de una carga.

t : Instantes de tiempo para el cual se va a evaluar, en horas.

T_{TO} : Constante de tiempo del aceite para una carga dada y para una diferencia de temperatura específica en el aceite entre el inicio y final de la carga.

5.6.4. INCREMENTO DE TEMPERATURA DE LA PARTE SUPERIOR DEL ACEITE AL INICIO DE UNA SOBRE CARGA.

El incremento de temperatura del top oil al inicio de una sobrecarga puede considerarse como la dada por el fabricante en la placa de características, sin embargo cuando el transformador no está trabajando a carga nominal la temperatura al inicio de una sobrecarga puede determinarse por la ecuación (5-9).

$$\Delta\theta_{TO,i} = \Delta\theta_{TO,R} \left[\frac{(K_i^2 R + 1)}{R + 1} \right]^n \quad (5-9)$$

Donde:

$\Delta\theta_{TO,R}$: Es el incremento del top oil a carga nominal en la posición del tap estudiado, °C. Este parámetro es determinado mediante la prueba de calentamiento a carga nominal en el tap bajo estudio.

R : Relación entre las pérdidas de carga nominal (P_{ccn}) y las pérdidas de vacío (P_o), en pu. $R = P_{ccn}/P_o$.

K_i : Relación entre la carga inicial y la carga nominal, ó

K_i : Corriente de carga inicial / Corriente nominal.

n : Potencia de la elevación de temperatura en el aceite contra las pérdidas. Es 0,8 para transformadores clase ONAN, 0,9 para transformadores clase ONAF, OFAF y OFWF y 1,0 para transformadores clase ODAF y ODWF [17].

5.6.5. INCREMENTO DE TEMPERATURA DE LA PARTE SUPERIOR DEL ACEITE AL FINAL DE UNA SOBRE CARGA.

Conocido el incremento de temperatura a carga nominal, se puede determinar la temperatura de la parte superior del aceite cuando la sobrecarga tenga su valor máximo. Está dado por:

$$\Delta\theta_{TO,U} = \Delta\theta_{TO,R} \left[\frac{(K_U^2 R + 1)}{R + 1} \right]^n \quad (5-10)$$

Donde:

K_U : Relación entre la carga final y la carga nominal, ó

K_U : Corriente de carga final / Corriente nominal.

5.6.6. CONSTANTE DE TIEMPO DEL ACEITE A POTENCIA NOMINAL.

La constante de tiempo del aceite es el tiempo que sería necesario para que la temperatura del aceite varíe desde un valor inicial a un valor final si la velocidad o pendiente de variación de temperatura se mantuviera constante.

Cuando n es diferente de 1, es decir que no se trata de un transformador con clase de enfriamiento ODAF ó ODWF. Sino que por el contrario se trata de un transformador como es el estudio de esta tesis con enfriamiento tipo ONAN. La constante de tiempo del aceite está dada por la ecuación (5-11).

$$T_{T\theta} = T_{TO,R} * \frac{\left(\frac{\Delta\theta_{TO,U}}{\Delta\theta_{TO,R}} - \frac{\Delta\theta_{TO,i}}{\Delta\theta_{TO,R}} \right)}{\left(\frac{\Delta\theta_{TO,U}}{\Delta\theta_{TO,R}} \right)^{\frac{1}{n}} - \left(\frac{\Delta\theta_{TO,i}}{\Delta\theta_{TO,R}} \right)^{\frac{1}{n}}} \quad (5-11)$$

Donde:

$T_{TO,R}$: es la constante de tiempo para una carga nominal que comienza con una elevación inicial máxima del aceite de 0°C, en horas

Cuando el calentamiento se inicia desde la temperatura ambiente la ecuación se reduce a:

$$T_{TO} = T_{TO,R} * \left(\frac{\Delta\theta_{TO,U}}{\Delta\theta_{TO,R}} \right)^{\left(1 - \frac{1}{n}\right)} \quad (5-12)$$

5.6.7. CAPACIDAD CALORÍFICA DEL TRANSFORMADOR

$C = 0.0272 \times (\text{peso de la parte activa en kg}) + 0.01814 \times (\text{peso del tanque en kg}) + 5.034 \times (\text{litros del líquido refrigerante}).$ (5-13)

Donde:

C: Capacidad calorífica.

5.6.8. INCREMENTO DE TEMPERATURA DEL PUNTO MÁS CALIENTE CON RESPECTO DEL TOP OIL

Este parámetro hace referencia al incremento que va a tener la temperatura del punto más caliente con respecto de la temperatura alcanzada en el Top oil del aceite, el mismo que es un valor conocido. Desde que está en carga nominal hasta la temperatura máxima que puede alcanzar al final de un período de sobrecarga. Está dado por la ecuación (5-14).

$$\Delta\theta_H = (\Delta\theta_{H,U} - \Delta\theta_{H,i}) \left(1 - e^{-\frac{t}{T_d}}\right) + \Delta\theta_{H,i} \quad (5-14)$$

Donde:

$\Delta\theta_{H,U}$: Incremento de temperatura final del punto más caliente con respecto al top oil, después de una carga, °C.

$\Delta\theta_{H,i}$: Incremento de temperatura inicial del punto más caliente con respecto al top oil, antes de una carga, °C.

$$T_d = 0,0834 \text{ h}$$

Incremento de temperatura inicial del punto más caliente con respecto al top oil ecuación (5-15).

$$\Delta\theta_{H,i} = \Delta\theta_{H,R} K_i^{2m} \quad (5-15)$$

Incremento de temperatura final del punto más caliente con respecto al top oil ecuación (5-16).

$$\Delta\theta_{H,U} = \Delta\theta_{H,R} K_u^{2m} \quad (5-16)$$

Donde:

$\Delta\theta_{H,R}$: Incremento de temperatura del punto más caliente con respecto al top oil, a carga nominal, °C.

m : Potencia de la elevación de temperatura en el punto más caliente contra las pérdidas. Es 0,8 para transformadores con clase de refrigeración ONAN, ONAF, OFAF y OFWF. Es 1,0 para ODAF y ODWF [17].

Luego:

$$\Delta\theta_{H,R} = \Delta\theta_{H/A,R} - \Delta\theta_{TO,R} \quad (5-17)$$

Donde:

$\Delta\theta_{H/A,R}$: Incremento de temperatura del punto más caliente con respecto al ambiente, a carga nominal, °C.

El valor del incremento de temperatura del punto más caliente con respecto al ambiente, a carga nominal se obtiene de la siguiente forma:

- a. Por pruebas reales usando transductores dentro del transformador. [17]
- b. Asumiendo que es 80 °C para transformadores de clase 65 °C y 65 °C para transformadores de clase 55 °C. [17]
- c. Asumiendo que es el incremento de temperatura promedio de los devanados obtenido en la prueba de calentamiento, más 15 °C para transformadores de clase 65 °C o más y 10 °C para transformadores de clase 55 °C [17].

Para el cálculo de temperaturas en este capítulo y para este estudio se usara la opción c.

Tabla 5.3. Exponentes utilizados en las ecuaciones de determinación de temperatura.

| Type of cooling | <i>M</i> | <i>N</i> |
|---------------------------|----------|----------|
| OA | 0,8 | 0,8 |
| FA | 0,8 | 0,9 |
| Non - directed FOA or FOW | 0,8 | 0,9 |
| Directed FOA or FOW | 1 | 1 |

Fuente: IEEE Std C57.91-1995

Tabla 5.4. Límites de temperatura y carga sugeridos para transformadores de distribución con incremento 65 C y operando sobre la carga nominal.

| | |
|--------------------------------------|--------|
| Top - oil temperature | 120 °C |
| Hottest - spot conductor temperature | 200°C |
| Short - time loading (1/2 h or less) | 300°C |

Fuente: IEEE Std C57.91-1995

5.7. PORCENTAJE DE PÉRDIDA DE VIDA EN UN TRANSFORMADOR

El porcentaje de pérdida de vida de un transformador puede ser determinado conociendo el envejecimiento equivalente que sufrió el transformador durante el periodo de sobrecarga y la vida normal de aislamiento a una temperatura de referencia. En la siguiente tabla se muestran en horas la vida normal del aislamiento para 4 casos, para un sistema libre de oxígeno y humedad con temperatura máxima del punto caliente de 110°C:

Tabla 5.5. Vida normal del aislamiento para un sistema libre de oxígeno y humedad con temperatura máxima del punto caliente de 110°C.

[17]

| Basis | Normal insulation life | |
|--|------------------------|-------|
| | Hours | Years |
| 50% retained tensile strength of insulation (former IEEE Std C57.92-1981 criterion) | 65000 | 7,42 |
| 25% retained tensile strength of insulation | 135000 | 15,41 |
| 200 retained degree of polymerization in insulation | 150000 | 17,12 |
| Interpretation of distribution Transformer functional life test data (Former IEEE Std C57.91-1981 criterion) | 180000 | 20,55 |

→
Continúa

NOTES:

1- Tensile strength or degree of polymerization (D.P.) retention values were determined by sealed tube aging on well-dried insulation samples in oxygen - free oil.

2- Refer to I.2 in annex I for discussion of effect of higher values of water and oxygen and also for the discussion on the given above.

Fuente: IEEE Std C57.91-1995

Dado por esto el porcentaje de pérdida de vida está dado por la ecuación (5-18):

$$\%P\acute{e}rdida\ de\ vida = \frac{EE*t*100}{Vida\ normal\ de\ aislamiento} \quad (5-18)$$

5.8. SOBRECARGAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Los riesgos de falla de un transformador se incrementa cuando incrementa la temperatura, es decir para altas temperaturas, más de lo permisible por norma, y por características físicas de los materiales componentes el riesgo de que se produzca una anomalía que accione las protecciones y saque de operación la unidad es mayor. Se han definido cuatro tipos de sobrecargas según [17].

- a. Carga con expectativa normal de vida.
- b. Carga planificada por encima de las especificaciones de placa.
- c. Carga de emergencia de largo tiempo.
- d. Carga de emergencia de corto tiempo.

5.8.1. CARGA CON EXPECTATIVA NORMAL DE VIDA

Cuando el transformador opera a carga nominal o a la que fue diseñado cuando el transformador tiene un factor K diferente de 1, por las componentes armónicas que pueda existir dentro del sistema que está alimentando dicho transformador [17]. La temperatura del punto más caliente no excede el límite máximo de 120 °C.

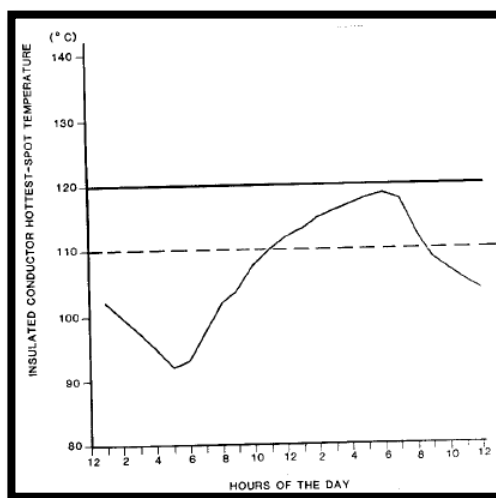


Figura 5.5. Carga con expectativa normal de vida.

Fuente: Tadeo Czerweny S.A. [13]

5.8.2. CARGA PLANIFICADA POR ENCIMA DE LAS ESPECIFICACIONES DE PLACA.

Antiguamente los sistemas eléctricos se diseñaban muy conservadores, que solo cuando se tenía una sobrecarga de emergencia se llegaba a potencia nominal, y el costo del sistema era mayor ya que estaba sobredimensionado, actualmente con el fin de optimizar recursos los sistemas eléctricos son más ajustados a la carga que van a alimentar, y bajo un estudio del comportamiento de la carga en un ciclo de trabajo se puede dimensionar el transformador para tener una sobrecarga menor planificada. La temperatura

del punto más caliente supera el límite máximo por un corto período de tiempo y con una variación menor a 10 °C por sobre el límite máximo 120 °C

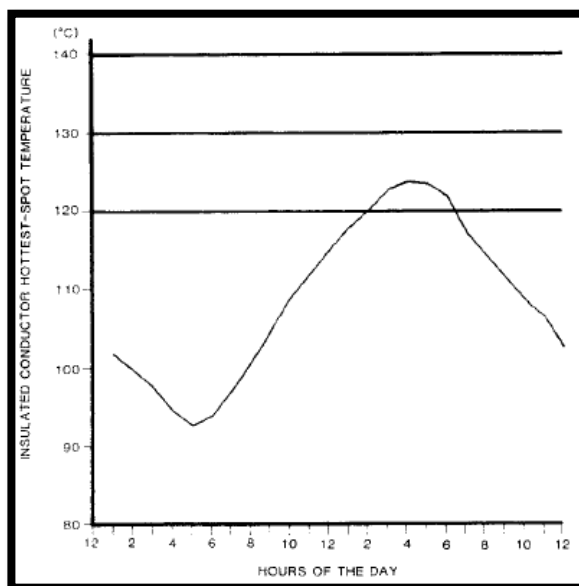


Figura 5.6. Carga planificada por encima de las especificaciones de placa.

Fuente: Tadeo Czerweny S.A. [20]

5.8.3. CARGA DE EMERGENCIA DE LARGO TIEMPO

Las sobrecargas de larga duración por lo general no son de gran intensidad o magnitud, son progresivas en incremento y decremento, es decir que no es constante en magnitud o intensidad, para esto las protecciones del sistema o directamente del transformador deben soportar esa sobrecarga. El límite de temperatura del punto más caliente es superado por un delta menor a 140°C.

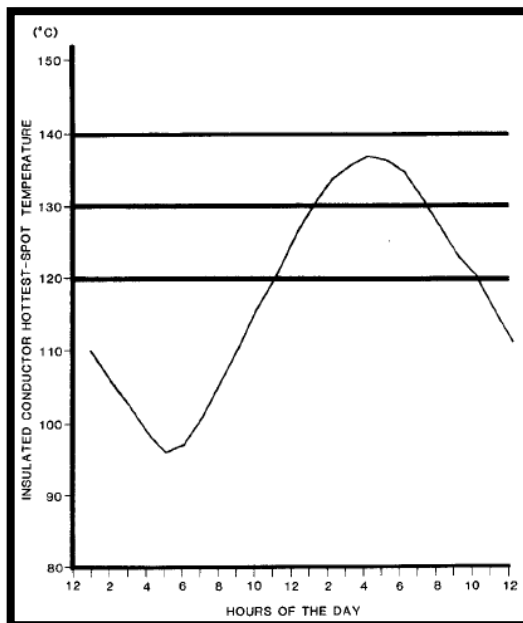


Figura 5.7. Carga de emergencia de largo tiempo

Fuente: Tadeo Czerweny S.A. [20]

5.8.4. CARGA DE EMERGENCIA DE CORTO TIEMPO.

Las sobrecargas de corta duración pueden ser de gran intensidad y la temperatura del punto más caliente puede ser mayor a 140°C, pero en cortos períodos de tiempo. Siendo este tipo de sobrecarga la más crítica, que puede causar daños irreversibles en el aislamiento del transformador.

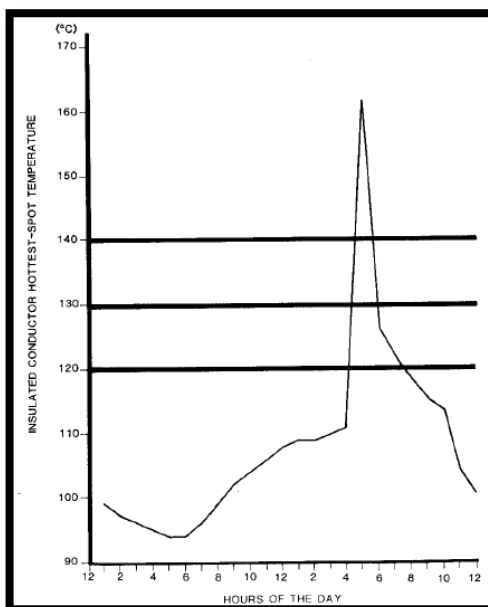


Figura 5.8. Carga de emergencia de corto tiempo

Fuente: Tadeo Czerweny S.A. [20].

5.9. LIMITACIONES DE TEMPERATURA.

La norma de estudio de sobrecargas en transformadores muestra en la tabla 5.6. y tabla 5.7. los límites sugeridos de temperatura para sobrecargar un transformador.

Tabla 5.6. Límites de temperatura y carga para sobrecargar sobre la potencia nominal transformadores de potencia con incremento de 65°C.

| | |
|--------------------------------------|--------|
| Top - oil temperatura | 110 °C |
| Hottest - spot conductor temperature | 180 °C |
| Máximum loading | 200 °C |

Fuente: IEEE Std C57.91-1995

Tabla 5.7. Límites de temperatura máximos sugeridos para los cuatro tipos de carga

| | Normal life expectancy loading | Planned loading beyond nameplate rating | Long - time emergency loading | Short-time emergency loading |
|---|--------------------------------|---|-------------------------------|------------------------------|
| Insulated conductor hottest - spot temperature, °C | 120* | 130 | 140 | 180+ |
| Other metallic hot - spot temperature (in contact and not in contact with insulation, °C) | 140 | 150 | 160 | 200 |
| Top - oil temperature, °C | 105 | 110 | 110 | 110 |
| *100 °C on a continuous 24 h Basis + Gassing may produce a potential risk dielectric strength of the transformer. This risk should be considered when this guide is applied refer to annex A | | | | |

Fuente: IEEE Std C57.91-1995

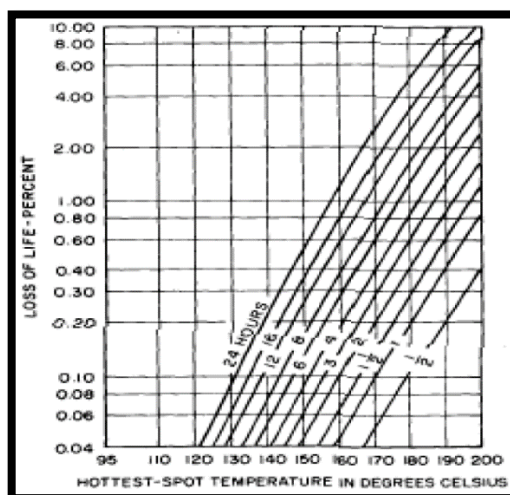


Figura 5.9. Pérdida de Vida en Transformadores con Temperatura de arrollamiento de 65°C

Fuente: IEEE Std C57.91-1995

CAPÍTULO VI

6. EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO TÉRMICO DEL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN PARA EL METODO ALTERNATIVO

6.1. ELEVACIÓN DE TEMPERATURA DEL ACEITE.

La temperatura promedio del aceite es la temperatura que tiene el aceite medido en la parte superior a 50 mm por debajo del nivel máximo como lo establece la norma IEEE [1]. La elevación de temperatura del aceite se obtiene midiendo la temperatura máxima que alcanza el aceite cuando el transformador es ensayado a pérdidas totales menos la temperatura del ambiente en ese momento, el criterio de estabilización describe la norma IEEE [1], y es logrado cuando se cumple la inecuación (6-1).

$$\Delta^{\circ}T_{TopOil} - \Delta^{\circ}T_{Amb} < 1^{\circ}C \quad (6-1)$$

Donde:

$\Delta^{\circ}T_{TopOil}$ = Variación de la temperatura de la parte superior del aceite en un periodo de 3 horas.

$\Delta^{\circ}T_{Amb}$ = Variación de la temperatura ambiente en un periodo de 3 horas.

El tiempo promedio en el que un transformador alcanza la temperatura de estabilización en el aceite es aproximadamente 12 horas.

Como se ha mencionado anteriormente la fuente de calor en el transformador son los devanados y el núcleo y estos adquieren su

temperatura máxima aproximadamente en 3 horas después de haber sido energizado.

La diferencia de tiempo se consume cuando el aceite, la cuba y los radiadores (si dispone) realizan su trabajo y empiezan a disipar el calor al ambiente, el calor es disipado por convección, transmisión y radiación.

La circulación del aceite por convección natural se produce por el intercambio de temperatura entre la fuente de calor (devanados), el aceite alrededor de la fuente de calor, el aceite en la parte superior y el ambiente. Cuando las moléculas de aceite alrededor de la zona de los bobinados aumentan su temperatura disminuye su densidad y tienden a subir hacia la parte superior, el espacio dejado por la molécula 1 que aumenta su temperatura y tiende a subir es ocupado por la siguiente molécula 2. Mientras la molécula 1 sube pierde temperatura por el trabajo realizado, de esta forma la temperatura de molécula 1 al inicio del recorrido hacia la parte superior es diferente a la temperatura al final del recorrido.

6.2. ELEVACIÓN DE TEMPERATURA PROMEDIO DE LOS DEVANADOS.

La elevación de temperatura promedio de los devanados es igual a la diferencia alcanzada por los devanados durante la prueba de calentamiento menos la temperatura ambiente en ese momento.

Para determinar la temperatura alcanzada por los devanados el procedimiento según la norma IEEE [1], es una vez alcanzada la estabilización de temperatura del Top Oil colocar las pérdidas equivalentes para hacer circular la corriente nominal del tap de ensayo durante una hora, tiempo después del cual se desenergiza el transformador y se desconecta los terminales para medir la resistencia de los devanados.

La resistencia al tiempo t_0 de desenergizar el transformador se determina mediante la curva de enfriamiento de la resistencia, gracias a la linealidad de la resistencia óhmica de los devanados con la temperatura. El proceso para obtener la resistencia en el tiempo t_0 es medir la resistencia en el bobinado que se desea estudiar en menos de 4 minutos después de hacer el corte de energía, en periodos determinados de tiempo. Las normas dan muy poca información sobre el tiempo óptimo, en base a experiencia obtenida en los ensayos realizados en la empresa Ecuatran se asume un periodo de 15 seg y un número no menor a 20 lecturas de resistencia.

El modelo matemático que se ajusta a este comportamiento es el de la ecuación (6-2).

$$\theta_w(t) = \Delta\theta_w \exp^{-t/T_w} + A \quad (6-2)$$

Donde:

$\theta_w(t)$: temperatura promedio del devanado para tiempo t cualquiera. (t_0)

$\Delta\theta_w$: Elevación de la temperatura promedio del devanado

t : tiempo para el cual se calcula $\theta_w(t)$

T_w : constante de tiempo del devanado

A : temperatura del aceite durante la medición de resistencia.

6.3. ELEVACIÓN DE TEMPERATURA DEL PUNTO MÁS CALIENTE.

La estimación de la temperatura del punto más caliente es tan difícil de medir como de calcular. Muchas investigaciones han orientado sus esfuerzos para establecer un método directo y no invasivo para determinar la temperatura del punto más caliente.

Las limitaciones al intentar determinar la temperatura del punto más caliente por medición directa son las siguientes:

- Localizar la ubicación del punto más caliente.
- La disposición de la cuba para tener acceso a terminales para los sensores de temperatura que se instalarán dentro de la misma.
- El tipo de sensores utilizados deben tener la fiabilidad para soportar el ambiente dentro de la cuba.
- El riesgo de contacto con niveles de voltaje peligrosos que pueden provocar un fallo en el transformador ya que los sensores deben estar en contacto directo con la parte activa del transformador.
- El costo de instalación de los sensores.

Las limitaciones para determinar la temperatura del punto más caliente por medio de cálculos son las siguientes:

- Nuevamente la ubicación del punto más caliente en la parte activa. Teóricamente la temperatura aumenta linealmente desde la parte inferior hasta la parte superior, de esta forma el punto más caliente estaría ubicado en la parte superior, el problema es determinar si está ubicado en el devanado primario o el secundario, en la fase 1, 2 o 3, o en el núcleo.
- El volumen de aceite.
- Las dimensiones del tanque.
- La cantidad de calor que pueda disipar el aceite y los radiadores al ambiente.

La norma IEEE 57.91 – 1995 recomienda asumir un valor de 80 °C para el punto más caliente para transformadores con incremento nominal de temperatura de los devanados de 65 °C, de esta manera teóricamente se puede asumir que la temperatura del punto más caliente es determinada por la ecuación (6-3).

$$T_{HS} = 15 + \Delta T_w \quad (6-3)$$

Donde:

T_{HS}: Temperatura del punto mas caliente.

ΔT_w: Incremento de la temperatura del devanado.

Sin embargo el factor de 15 °C puede considerarse conservador para transformadores de distribución de media potencia.

6.4. OBTENCIÓN DEL MODELO TÉRMICO DEL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN.

Las ecuaciones que describen el comportamiento térmico del transformador son descritas en la IEEE [17], dado por esto para el modelo del comportamiento del aceite se describe en la ecuación (5-8).

6.4.1. MODELO DEL TOP OIL PARA UN TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DE 30KVA 13200/220V ESTÁ DETERMINADO DE LA SIGUIENTE MANERA.

Datos iniciales:

$$P_{totales} = 663,04 \text{ W}$$

$$P_{vacío} = 140,8 \text{ W}$$

$$P_{cobre} = 522,24 \text{ W}$$

$$\Delta\theta_{TO,R} = 45,2 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$n = m = 1$$

$$\Delta\theta_{TO,i} = 0$$

$$\Delta\theta_{TO} = (\Delta\theta_{TO,U} - \Delta\theta_{TO,i}) \left(1 - \exp^{-\frac{t}{T_{TO}}}\right) + \Delta\theta_{TO,i} \exp^{-\frac{1}{3.5}}$$

$$\Delta\theta_{TO,U} = \Delta\theta_{TO,R} \left[\frac{(K_U^2 R + 1)}{R + 1} \right]^n$$

$$R = \frac{522,24 \text{ W}}{140,8 \text{ W}} = 3,71$$

$$\Delta\theta_{TO,U} = 45,2 \left[\frac{K^2 * 3,71 + 1}{3,71 + 1} \right]^1$$

$$\Delta\theta_{TO,U} = 35,60K^2 + 9,6$$

$$\Delta\theta_{TO} = (35,6K^2 + 9,6) \left(1 - \exp^{-\frac{1}{3.5}}\right) + 0,75\Delta\theta_{TO,i}$$

$$\Delta\theta_{TO} = 8,9K^2 + 2,4 + 0,75\Delta\theta_{TO,i}$$

Del devanado más caliente.

$$\Delta\theta_H = \Delta\theta_{H,R} * K^{2m}$$

$$\Delta\theta_H = 69,9 * K^2$$

Sobre carga 1: 50%

$$P_{totales} + 50\% = 994,6W$$

$$Tiempo = 2h$$

$$K = 1,5$$

Temperatura del Top Oil

$$\Delta\theta_{TO} = 8,9(1,5)^2 + 2,4 + 0,75(0)$$

$$\Delta\theta_{TO} = 22,43^\circ C$$

Temperatura del devanado.

$$\Delta\theta_H = 69,9 * (1,5)^2$$

$$\Delta\theta_H = 157,26^\circ C$$

Factor de aceleración de envejecimiento.

$$FAE = e^{\left[\frac{15000}{383} - \frac{15000}{273+(157,26)} \right]}$$

$$FAE = 73,83$$

Sobre carga 1: 25%

$$P_{totales} + 25\% = 828,8W$$

$$Tiempo = 2h$$

$$K = 1,25$$

Temperatura del Top Oil

$$\Delta\theta_{TO} = 8,9(1,25)^2 + 2,4 + 0,75(22,43)$$

$$\Delta\theta_{TO} = 33,13^{\circ}C$$

Temperatura del devanado.

$$\Delta\theta_H = 69,9 * (1,25)^2$$

$$\Delta\theta_H = 109,22^{\circ}C$$

Factor de aceleración de envejecimiento.

$$FAE = e^{\left[\frac{15000}{383} - \frac{15000}{273+(109,22)}\right]}$$

$$FAE = 0,923$$

$$F_{EQA} = \frac{\sum_{n=1}^N F_{AA_n} \Delta t_n}{\sum_{n=1}^N \Delta t_n}$$

$$F_{EQA} = \frac{73,83 * 2 + 0,923 * 2}{2 + 2}$$

$$F_{EQA} = 37,37$$

$$\% \text{ perdida de vida} = \frac{F_{EQA} * t * 100}{\text{Vida normal del aislamiento}}$$

$$\% \text{ perdida de vida} = \frac{37,37 * 4 * 100}{180000}$$

$$\% \text{ perdida de vida} = 0,083$$

6.4.2. MODELO DEL TOP OIL PARA UN TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DE 75KVA 13800/220V ESTÁ DETERMINADO DE LA SIGUIENTE MANERA.

Datos iniciales:

$$P_{\text{totales}} = 1301,1 \text{ W}$$

$$P_{\text{vacío}} = 210 \text{ W}$$

$$P_{\text{cobre}} = 1091,1 \text{ W}$$

$$\Delta\theta_{TO,R} = 32,9 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$n = m = 1$$

$$\Delta\theta_{TO,i} = 0$$

$$\Delta\theta_{TO} = (\Delta\theta_{TO,U} - \Delta\theta_{TO,i}) \left(1 - \exp^{-\frac{t}{T_{TO}}}\right) + \Delta\theta_{TO,i} \exp^{-\frac{1}{3.5}}$$

$$\Delta\theta_{TO,U} = \Delta\theta_{TO,R} \left[\frac{(K_U^2 R + 1)}{R + 1} \right]^n$$

$$R = \frac{1091,1 \text{ W}}{210 \text{ W}} = 5,2$$

$$\Delta\theta_{TO,U} = 32,9 \left[\frac{K^2 * 5,2 + 1}{5,2 + 1} \right]^1$$

$$\Delta\theta_{TO,U} = 27,6K^2 + 5,31$$

$$\Delta\theta_{TO} = (27,6K^2 + 5,31) \left(1 - \exp^{-\frac{1}{3,5}} \right) + 0,75\Delta\theta_{TO,i}$$

$$\Delta\theta_{TO} = 6,86K^2 + 1,32 + 0,75\Delta\theta_{TO,i}$$

Del devanado más caliente.

$$\Delta\theta_H = \Delta\theta_{H,R} * K^{2m}$$

$$\Delta\theta_H = 70,9 * K^2$$

Sobre carga 1: 50%

$$P_{totales} + 50\% = 1951,65 \text{ W}$$

$$Tiempo = 2h$$

$$K = 1,5$$

Temperatura del Top Oil

$$\Delta\theta_{TO} = 6,86(1,5)^2 + 1,32 + 0,75(0)$$

$$\Delta\theta_{TO} = 16,76^\circ\text{C}$$

Temperatura del devanado.

$$\Delta\theta_H = 70,9 * (1,5)^2$$

$$\Delta\theta_H = 159,53^\circ\text{C}$$

Factor de aceleración de envejecimiento.

$$FAE = e^{\left[\frac{15000}{383} - \frac{15000}{273+(159,53)} \right]}$$

$$FAE = 88,66$$

Sobre carga 1: 25%

$$P_{totales} + 25\% = 1626,37 \text{ W}$$

$$Tiempo = 2h$$

$$K = 1,25$$

Temperatura del Top Oil

$$\Delta\theta_{TO} = 6,86(1,25)^2 + 1,32 + 0,75(16,76)$$

$$\Delta\theta_{TO} = 24,61^\circ\text{C}$$

Temperatura del devanado.

$$\Delta\theta_H = 70,9 * (1,25)^2$$

$$\Delta\theta_H = 110,78^\circ\text{C}$$

Factor de aceleración de envejecimiento.

$$FAE = e^{\left[\frac{15000}{383} - \frac{15000}{273+(110,78)} \right]}$$

$$FAE = 1,08$$

$$F_{EQA} = \frac{\sum_{n=1}^N F_{AA_n} \Delta t_n}{\sum_{n=1}^N \Delta t_n}$$

$$F_{EQA} = \frac{88,66 * 2 + 1,08 * 2}{2 + 2}$$

$$F_{EQA} = 44,87$$

$$\% \text{ perdida de vida} = \frac{F_{EQA} * t * 100}{\text{Vida normal del aislamiento}}$$

$$\% \text{ perdida de vida} = \frac{44,87 * 4 * 100}{180000}$$

$$\% \text{ perdida de vida} = 0,0997$$

6.4.3. MODELO DEL TOP OIL PARA UN TRANSFORMADOR MONOFÁSICO DE 50KVA 7970/240V ESTÁ DETERMINADO DE LA SIGUIENTE MANERA.

Datos iniciales:

$$P_{totales} = 666,3 \text{ W}$$

$$P_{vacío} = 206,7 \text{ W}$$

$$P_{cobre} = 459,6 \text{ W}$$

$$\Delta\theta_{TO,R} = 65,5 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$n = m = 1$$

$$\Delta\theta_{TO,i} = 0$$

$$\Delta\theta_{TO} = (\Delta\theta_{TO,U} - \Delta\theta_{TO,i}) \left(1 - \exp^{-\frac{t}{T_{TO}}}\right) + \Delta\theta_{TO,i} \exp^{-\frac{1}{3.5}}$$

$$\Delta\theta_{TO,U} = \Delta\theta_{TO,R} \left[\frac{(K_U^2 R + 1)}{R + 1} \right]^n$$

$$R = \frac{459,6 \text{ W}}{206,7 \text{ W}} = 2,22$$

$$\Delta\theta_{TO,U} = 65,5 \left[\frac{K^2 * 2,22 + 1}{2,22 + 1} \right]^1$$

$$\Delta\theta_{TO,U} = 45,16K^2 + 20,34$$

$$\Delta\theta_{TO} = (45,16K^2 + 20,34) \left(1 - \exp^{-\frac{1}{3.5}}\right) + 0,75\Delta\theta_{TO,i}$$

$$\Delta\theta_{TO} = 11,22K^2 + 5,05 + 0,75\Delta\theta_{TO,i}$$

Del devanado más caliente.

$$\Delta\theta_H = \Delta\theta_{H,R} * K^{2m}$$

$$\Delta\theta_H = 66,42 * K^2$$

Sobre carga 1: 50%

$$P_{totales} + 50\% = 832,88 \text{ W}$$

$$Tiempo = 2h$$

$$K = 1,5$$

Temperatura del Top Oil

$$\Delta\theta_{TO} = 11,22(1,5)^2 + 5,05 + 0,75(0)$$

$$\Delta\theta_{TO} = 30,3^{\circ}\text{C}$$

Temperatura del devanado.

$$\Delta\theta_H = 66,42 * (1,5)^2$$

$$\Delta\theta_H = 149,45^{\circ}\text{C}$$

Factor de aceleración de envejecimiento.

$$FAE = e^{\left[\frac{15000}{383} - \frac{15000}{273+(149,45)}\right]}$$

$$FAE = 38,76$$

Sobre carga 1: 25%

$$P_{totales} + 25\% = 832,88 \text{ W}$$

$$Tiempo = 2h$$

$$K = 1,25$$

Temperatura del Top Oil

$$\Delta\theta_{TO} = 11,22(1,25)^2 + 5,05 + 0,75(30,3)$$

$$\Delta\theta_{TO} = 45,31^{\circ}\text{C}$$

Temperatura del devanado.

$$\Delta\theta_H = 66,42 * (1,25)^2$$

$$\Delta\theta_H = 103,78 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Factor de aceleración de envejecimiento.

$$FAE = e^{\left[\frac{15000}{383} - \frac{15000}{273+(103,78)} \right]}$$

$$FAE = 0,52$$

$$F_{EQA} = \frac{\sum_{n=1}^N F_{AA_n} \Delta t_n}{\sum_{n=1}^N \Delta t_n}$$

$$F_{EQA} = \frac{38,76 * 2 + 0,52 * 2}{2 + 2}$$

$$F_{EQA} = 19,64$$

$$\% \text{ perdida de vida} = \frac{F_{EQA} * t * 100}{\text{Vida normal del aislamiento}}$$

$$\% \text{ perdida de vida} = \frac{19,64 * 4 * 100}{180000}$$

$$\% \text{ perdida de vida} = 0,044$$

6.5. MÉTODO ALTERNATIVO PARA LA REALIZACIÓN DE LA PRUEBA DE CALENTAMIENTO EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.

La realización de la prueba tipo de calentamiento en transformadores, tiene como objetivo determinar el calentamiento máximo que tendrá el transformador en funcionamiento a carga nominal, y comprobar que esta temperatura este dentro del criterio de aceptación de las normas nacionales e internacionales.

La capacidad calorífica del transformador dependerá de cada diseño para cada potencia, es decir que según el diseño, mecánico y eléctrico un transformador puede calentarse más o menos que otro transformador de la misma potencia y voltajes.

Siempre los diseñadores tratan de mejorar los modelos, acortando la cuba, disminuyendo las secciones de conductores y de los núcleos con el objetivo de abaratar costos de fabricación hasta llegar al límite térmico.

La prueba de calentamiento busca validar el nuevo diseño, verificando que los incrementos de temperatura sean seguros para la operación del transformador, que dichas temperaturas no lleguen a los puntos de degradación y peor aún de inflamación de los componentes del transformador.

El modelo térmico permite estimar el % de degradación que ha sufrido el transformador y permite tener una referencia de la capacidad de sobrecarga del transformador.

El método alternativo estudiado en este capítulo permite acortar el tiempo de ejecución de la prueba, que de la forma como lo estipula la IEEE 57.12.90 se tarda entre 15 y 20 horas para alcanzar la estabilización en el top oil. El método alternativo describe lo siguiente:

- Energizar el transformador a carga nominal.
- Sobrecargar a $K=1,4$ de la carga nominal durante 1,25h.
- Sobrecargar a $K=1,1$ de la carga nominal durante 1,2h.
- Sobrecargar a $K=1,4$ de la carga nominal durante 1h.
- Sobrecargar a $K=1,2$ de la carga nominal durante 1h.
- Mantener a carga nominal hasta alcanzar el criterio de estabilización del aceite.
- Una vez alcanzado el criterio de aceptación mantener a corriente nominal del tap de prueba durante una hora.
- Desenergizar y seguir el procedimiento normal de realización de la prueba.

Con la implementación del método alternativo se logra disminuir el tiempo de ejecución de la prueba, en el porcentaje particular para cada transformador, ya que como se estableció anteriormente, la máxima temperatura y el tiempo que se tarda un transformador en alcanzar esa temperatura depende del diseño particular de ese transformador.

Después de culminada la prueba de debe evaluar la pérdida de vida inducida en el transformador de la forma como se estipulo en ítem 6.4.

CAPÍTULO VII

7. DESARROLLO DE PRUEBAS DE ELEVACIÓN DE TEMPERATURA EN TRANSFORMADORES SUMERGIDOS EN ACEITE USANDO EL EQUIPO DISEÑADO BAJO EL MÉTODO ALTERNATIVO

Para el desarrollo del método alternativo se escogieron transformadores en proceso de evaluación de especificación, es decir diseños prototipos los mismos que serán evaluados.

La prueba inicia energizando el transformador según el plan de sobrecargas del método alternativo estudiado.

Gracias al software de automatización los periodos de sobrecarga a los periodos establecidos se realizan automáticamente como se establece en 6.5, estos periodos nos ayudaran a disminuir el tiempo de ejecución de ensayo de calentamiento.

7.1. PRUEBAS DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS.

- a. Para la primera prueba se utilizó un transformador monofásico de 25 KVA. 13800GRDY7970/120-240, el diseño de un prototipo en proceso de validación de la especificación.

Las pruebas preliminares para la ejecución de la prueba se realizan en el tap de mayores pérdidas, en este caso el tap 5. El voltaje del tap 5 es 7372V y la corriente 3,39A. Las pruebas que se realizan son las siguientes:

- Medición de resistencia inicial: $H1-H0 = 9,71 \Omega$; $X1-X3 = 9,22 \text{ m}\Omega$ a temperatura inicial medida en la parte superior del aceite (T oil) de 16°C.

- Medición de pérdidas en vacío y corriente de excitación a voltaje nominal: $P_o=90,5W$ y $I_o= 0,6 \%$ energizado por el lado de bajo voltaje (240V).
- Medición de pérdidas con carga impedancia de corto circuito a corriente nominal del tap de mayores pérdidas (tap 5): $P_{cc}= 222,6W$ y $Z=2,61\%$.

La pérdidas con carga deben ser corregidas a temperatura de referencia ($85^\circ C$), dado así las pérdidas en el cobre son: $P_{cc} (85^\circ) = 282,7W$.

Por lo tanto las pérdidas totales son: $P_{cc} \text{ total} = 373,2W$.

El software genera automáticamente el reporte de con las elevaciones de temperatura del top oil y de los devanados. Los valores obtenidos para este transformador son $\Delta\theta_{TO,R} = 54,56^\circ C$ y $\Delta\theta_{TW,R} = 66,19^\circ C$

$$\Delta\theta_{TO,i} = 0$$

$$T_{TO} = 3,5$$

$$\Delta\theta_{TO,U} = \Delta\theta_{TO,R} \left[\frac{(K_U^2 R + 1)}{R + 1} \right]^n$$

$$R = \frac{282,7 W}{90,5 W} = 3,12$$

$$\Delta\theta_{TO,U} = 54,56 \left[\frac{K^2 * 3,12 + 1}{3,12 + 1} \right]^1$$

$$\Delta\theta_{TO,U} = 41,33K^2 + 13,23$$

Sobre carga 1: 40%

$$P_{totales} + 40\% = 522,48 W$$

$$Tiempo = 1,25h$$

$$K = 1,4$$

Temperatura del Top Oil.

$$\Delta\theta_{TO} = (\Delta\theta_{TO,U} - \Delta\theta_{TO,i}) \left(1 - \exp^{-\frac{t}{T_{TO}}}\right) + \Delta\theta_{TO,i} \exp^{-\frac{1}{T_{TO}}}$$

$$\Delta\theta_{TO} = (41,33K^2 + 13,23) \left(1 - \exp^{-\frac{1,25}{3,5}}\right) + 0,70\Delta\theta_{TO,i}$$

$$\Delta\theta_{TO} = 12,41K^2 + 3,97 + 0,70\Delta\theta_{TO,i}$$

$$\Delta\theta_{TO} = 12,41(1,4)^2 + 3,97 + 0,70(0)$$

$$\Delta\theta_{TO} = 28,30 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Temperatura del devanado.

$$\Delta\theta_H = (66,19 + 15) * (1,4)^2$$

$$\Delta\theta_H = 159,13 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Factor de aceleración de envejecimiento.

$$FAE = e^{\left[\frac{15000}{383} - \frac{15000}{273+(159,13)}\right]}$$

$$FAE = 85,88$$

Sobre carga 2: 10%

$$P_{totales} + 10\% = 410,52W$$

$$Tiempo = 1,2h$$

$$K = 1,1$$

Temperatura del Top Oil

$$\Delta\theta_{TO} = (41,33K^2 + 13,23) \left(1 - \exp^{-\frac{1,20}{3,5}}\right) + 0,71\Delta\theta_{TO,i}$$

$$\Delta\theta_{TO} = 12,0K^2 + 3,84 + 0,71\Delta\theta_{TO,i}$$

$$\Delta\theta_{TO} = 12,0(1,1)^2 + 3,84 + 0,71(28,3)$$

$$\Delta\theta_{TO} = 39,08^\circ C$$

Temperatura del devanado.

$$\Delta\theta_H = (66,19 + 15) * (1,1)^2$$

$$\Delta\theta_H = 98,24^\circ C$$

Factor de aceleración de envejecimiento.

$$FAE = e^{\left[\frac{15000}{383} - \frac{15000}{273+(98,24)}\right]}$$

$$FAE = 0,29$$

Sobre carga 3: 40%

$$Ptotales + 40\% = 522,48W$$

$$Tiempo = 1h$$

$$K = 1,4$$

Temperatura del Top Oil

$$\Delta\theta_{TO} = (41,33K^2 + 13,23) \left(1 - \exp^{-\frac{1}{3.5}}\right) + 0,75\Delta\theta_{TO,i}$$

$$\Delta\theta_{TO} = 10,27K^2 + 3,29 + 0,75\Delta\theta_{TO,i}$$

$$\Delta\theta_{TO} = 10,27(1,4)^2 + 3,29 + 0,75(39,08)$$

$$\Delta\theta_{TO} = 57,67 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Temperatura del devanado.

$$\Delta\theta_H = (66,19 + 15) * (1,4)^2$$

$$\Delta\theta_H = 159,13^\circ\text{C}$$

Factor de aceleración de envejecimiento.

$$FAE = e^{\left[\frac{15000}{383} - \frac{15000}{273+(159,13)}\right]}$$

$$FAE = 85,88$$

Sobre carga 4: 20%

$$P_{totales} + 20\% = 447,84W$$

$$Tiempo = 1h$$

$$K = 1,2$$

Temperatura del Top Oil

$$\Delta\theta_{TO} = (41,33K^2 + 13,23) \left(1 - \exp^{-\frac{1}{3.5}}\right) + 0,75\Delta\theta_{TO,i}$$

$$\Delta\theta_{TO} = 10,27K^2 + 3,29 + 0,75\Delta\theta_{TO,i}$$

$$\Delta\theta_{TO} = 10,27(1,2)^2 + 3,29 + 0,75(57,67)$$

$$\Delta\theta_{TO} = 65,18 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Temperatura del devanado.

$$\Delta\theta_H = (66,19 + 15) * (1,2)^2$$

$$\Delta\theta_H = 116,91 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Factor de aceleración de envejecimiento.

$$FAE = e^{\left[\frac{15000}{383} - \frac{15000}{273+(116,91)}\right]}$$

$$FAE = 2,00$$

$$F_{EQA} = \frac{\sum_{n=1}^N F_{AA_n} \Delta t_n}{\sum_{n=1}^N \Delta t_n}$$

$$F_{EQA} = \frac{85,88 * 1,25 + 0,29 * 1,2 + 85,88 * 1 + 2,0 * 1}{1,25 + 1,2 + 1 + 1}$$

$$F_{EQA} = 194,01$$

$$\% \text{ perdida de vida} = \frac{F_{EQA} * t * 100}{\text{Vida normal del aislamiento}}$$

$$\% \text{ perdida de vida} = \frac{194,01 * 4,45 * 100}{180000}$$

$\% \text{ perdida de vida} = 0,47$

- b. Para la segunda prueba se utilizó un transformador monofásico de 37.5 KVA. 13800GRDY7970/120-240, el diseño de un prototipo en proceso de validación de la especificación.

Las pruebas preliminares para la ejecución de la prueba se realizan en el tap de mayores pérdidas, en este caso el tap 5. El voltaje del tap 5 es 7372V y la corriente 5,09A. Las pruebas que se realizan son las siguientes:

- Medición de resistencia inicial: $H1-H0 = 5,33 \Omega$; $X1-X3 = 6,181 \text{ m}\Omega$ a temperatura inicial medida en la parte superior del aceite (T oil) de $18,6^\circ\text{C}$ y en el tap de mayores pérdidas.
- Medición de pérdidas en vacío y corriente de excitación a voltaje nominal: $P_o = 124\text{W}$ y $I_o = 0,45 \%$ energizado por el lado de bajo voltaje (240V).
- Medición de pérdidas con carga impedancia de corto circuito a corriente nominal del tap de mayores pérdidas (tap 5): $P_{cc} = 303,3\text{W}$ y $Z = 2,56\%$.

Las pérdidas con carga deben ser corregidas a temperatura de referencia (85°C), dado así las pérdidas en el cobre son: $P_{cc}(85^\circ) = 374,5\text{W}$.

Por lo tanto las pérdidas totales a (85°) son: $P_{cc \text{ total}} = 510,8\text{W}$.

La prueba se inicia energizando el transformador según el plan de sobrecargas del método alternativo estudiado.

Gracias al software de automatización los periodos de sobrecarga a los periodos establecidos realizan automáticamente como se establece en 6.5.

El software genera automáticamente el reporte de con las elevaciones de temperatura del top oil y de los devanados. Los valores obtenidos para este transformador son $\Delta\theta_{TO,R} = 54,0^{\circ}\text{C}$ y $\Delta\theta_{TW,R} = 65,61^{\circ}\text{C}$

$$\Delta\theta_{TO,i} = 0$$

$$T_{TO} = 3,5$$

$$\Delta\theta_{TO,U} = \Delta\theta_{TO,R} \left[\frac{(K_U^2 R + 1)}{R + 1} \right]^n$$

$$R = \frac{374,5 \text{ W}}{124 \text{ W}} = 3,02$$

$$\Delta\theta_{TO,U} = 54,0 \left[\frac{K^2 * 3,02 + 1}{3,02 + 1} \right]^1$$

$$\Delta\theta_{TO,U} = 40,57K^2 + 13,43$$

Sobre carga 1: 40%

$$P_{totales} + 40\% = 697.9 \text{ W}$$

$$Tiempo = 1,25h$$

$$K = 1,4$$

Temperatura del Top Oil.

$$\Delta\theta_{TO} = (\Delta\theta_{TO,U} - \Delta\theta_{TO,i}) \left(1 - \exp^{-\frac{t}{T_{TO}}} \right) + \Delta\theta_{TO,i} \exp^{-\frac{1}{T_{TO}}}$$

$$\Delta\theta_{TO} = (40,57K^2 + 13,43) \left(1 - \exp^{-\frac{1,25}{3,5}} \right) + 0,70\Delta\theta_{TO,i}$$

$$\Delta\theta_{TO} = 12,18K^2 + 4,03 + 0,70\Delta\theta_{TO,i}$$

$$\Delta\theta_{TO} = 12,18(1,4)^2 + 4,03 + 0,70(0)$$

$$\Delta\theta_{TO} = 27,91 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Temperatura del devanado.

$$\Delta\theta_H = (65,61 + 15) * (1,4)^2$$

$$\Delta\theta_H = 158 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Factor de aceleración de envejecimiento.

$$FAE = e^{\left[\frac{15000}{383} - \frac{15000}{273+(158)} \right]}$$

$$FAE = 78,36$$

Sobre carga 2: 10%

$$P_{totales} + 10\% = 548,35W$$

$$Tiempo = 1,2h$$

$$K = 1,1$$

Temperatura del Top Oil

$$\Delta\theta_{TO} = (40,57K^2 + 13,43) \left(1 - \exp^{-\frac{1,20}{3,5}} \right) + 0,71\Delta\theta_{TO,i}$$

$$\Delta\theta_{TO} = 11,78K^2 + 3,9 + 0,71\Delta\theta_{TO,i}$$

$$\Delta\theta_{TO} = 11,78(1,1)^2 + 3,9 + 0,71(27,91)$$

$$\Delta\theta_{TO} = 38,59 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Temperatura del devanado.

$$\Delta\theta_H = (65,61 + 15) * (1,1)^2$$

$$\Delta\theta_H = 97,54^\circ\text{C}$$

Factor de aceleración de envejecimiento.

$$FAE = e^{\left[\frac{15000}{383} - \frac{15000}{273+(97,54)}\right]}$$

$$FAE = 0,27$$

Sobre carga 3: 40%

$$P_{totales} + 40\% = 697,9W$$

$$Tiempo = 1h$$

$$K = 1,4$$

Temperatura del Top Oil

$$\Delta\theta_{TO} = (40,57K^2 + 13,43) \left(1 - \exp^{-\frac{1}{3,5}}\right) + 0,75\Delta\theta_{TO,i}$$

$$\Delta\theta_{TO} = 10,08K^2 + 3,34 + 0,75\Delta\theta_{TO,i}$$

$$\Delta\theta_{TO} = 10,08(1,4)^2 + 3,34 + 0,75(38,59)$$

$$\Delta\theta_{TO} = 56,91^\circ\text{C}$$

Temperatura del devanado.

$$\Delta\theta_H = (65,61 + 15) * (1,4)^2$$

$$\Delta\theta_H = 158^\circ C$$

Factor de aceleración de envejecimiento.

$$FAE = e^{\left[\frac{15000}{383} - \frac{15000}{273+(158)} \right]}$$

$$FAE = 78,36$$

Sobre carga 4: 20%

$$P_{totales} + 20\% = 598,2W$$

$$Tiempo = 1h$$

$$K = 1,2$$

Temperatura del Top Oil

$$\Delta\theta_{TO} = (40,57K^2 + 13,43) \left(1 - \exp^{-\frac{1}{3.5}} \right) + 0,75\Delta\theta_{TO,i}$$

$$\Delta\theta_{TO} = 10,08K^2 + 3,34 + 0,75\Delta\theta_{TO,i}$$

$$\Delta\theta_{TO} = 10,08(1,2)^2 + 3,34 + 0,75(56,91)$$

$$\Delta\theta_{TO} = 64,35^\circ C$$

Temperatura del devanado.

$$\Delta\theta_H = (65,61 + 15) * (1,2)^2$$

$$\Delta\theta_H = 116,08^\circ\text{C}$$

Factor de aceleración de envejecimiento.

$$FAE = e^{\left[\frac{15000}{383} - \frac{15000}{273+(116,08)}\right]}$$

$$FAE = 1,84$$

$$F_{EQA} = \frac{\sum_{n=1}^N F_{AA_n} \Delta t_n}{\sum_{n=1}^N \Delta t_n}$$

$$F_{EQA} = \frac{78,36 * 1,25 + 0,27 * 1,2 + 78,36 * 1 + 1,84 * 1}{1,25 + 1,2 + 1 + 1}$$

$$F_{EQA} = 177,05$$

$$\% \text{ pérdida de vida} = \frac{F_{EQA} * t * 100}{\text{Vida normal del aislamiento}}$$

$$\% \text{ pérdida de vida} = \frac{177,05 * 4,45 * 100}{180000}$$

$$\% \text{ pérdida de vida} = 0,43$$

7.2. PRUEBAS DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS.

- a. Para la primera prueba se utilizó un transformador trifásico de 75 KVA. 13800V/220V, el diseño de un prototipo en proceso de validación de la especificación.

Las pruebas preliminares para la ejecución de la prueba se realizan en el tap de mayores pérdidas, en este caso el tap 5. El voltaje del tap 5 es 12210V y la corriente 3,54A. Las pruebas que se realizan son las siguientes:

- Medición de resistencia inicial: H1-H2= 22,97 Ω ; X0-X2= 3,492 m Ω a temperatura inicial medida en la parte superior del aceite (Toil) de 15°C.
- Medición de pérdidas en vacío y corriente de excitación a voltaje nominal: Po=210 W y Io= 0,3 % energizado por el lado de bajo voltaje (220V).
- Medición de pérdidas con carga impedancia de corto circuito a corriente nominal del tap de mayores pérdidas (tap 5): Pcc= 848,5W y Z=3,1%.

La pérdidas con carga deben ser corregidas a temperatura de referencia (85°C), dado así las pérdidas en el cobre son: Pcc (85°)= 1091,1W.

Por lo tanto las pérdidas totales son: Pcc total= 1301,1W.

El software genera automáticamente el reporte de con las elevaciones de temperatura del top oil y de los devanados. Los valores obtenidos para este transformador son $\Delta\theta_{TO,R} = 32,90^{\circ}C$ y $\Delta\theta_{TW,R} = 55,91^{\circ}C$

$$\Delta\theta_{TO,i} = 0$$

$$T_{TO} = 3,5$$

$$\Delta\theta_{TO,U} = \Delta\theta_{TO,R} \left[\frac{(K_U^2 R + 1)}{R + 1} \right]^n$$

$$R = \frac{1091,1 W}{210 W} = 5,20$$

$$\Delta\theta_{TO,U} = 32,9 \left[\frac{K^2 * 5,2 + 1}{5,2 + 1} \right]^1$$

$$\Delta\theta_{TO,U} = 27,59K^2 + 5,31$$

Sobre carga 1: 40%

$$P_{totales} + 40\% = 1821,54 \text{ W}$$

$$Tiempo = 1,25 \text{ h}$$

$$K = 1,4$$

Temperatura del Top Oil.

$$\Delta\theta_{TO} = (\Delta\theta_{TO,U} - \Delta\theta_{TO,i}) \left(1 - \exp^{-\frac{t}{T_{TO}}}\right) + \Delta\theta_{TO,i} \exp^{-\frac{1}{T_{TO}}}$$

$$\Delta\theta_{TO} = (27,59K^2 + 5,31) \left(1 - \exp^{-\frac{1,25}{3,5}}\right) + 0,70\Delta\theta_{TO,i}$$

$$\Delta\theta_{TO} = 8,29K^2 + 1,59 + 0,70\Delta\theta_{TO,i}$$

$$\Delta\theta_{TO} = 8,29(1,4)^2 + 1,59 + 0,70(0)$$

$$\Delta\theta_{TO} = 17,84 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Temperatura del devanado.

$$\Delta\theta_H = (55,91 + 15) * (1,4)^2$$

$$\Delta\theta_H = 138,98 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Factor de aceleración de envejecimiento.

$$FAE = e^{\left[\frac{15000}{383} - \frac{15000}{273+(138,98)}\right]}$$

$$FAE = 15,73$$

Sobre carga 2: 10%

$$P_{totales} + 10\% = 1431,21W$$

$$Tiempo = 1,2h$$

$$K = 1,1$$

Temperatura del Top Oil

$$\Delta\theta_{TO} = (27,59K^2 + 5,31) \left(1 - \exp^{-\frac{1,20}{3,5}}\right) + 0,71\Delta\theta_{TO,i}$$

$$\Delta\theta_{TO} = 8,01K^2 + 1,54 + 0,71\Delta\theta_{TO,i}$$

$$\Delta\theta_{TO} = 8,01(1,1)^2 + 1,54 + 0,71(17,84)$$

$$\Delta\theta_{TO} = 24,28^\circ C$$

Temperatura del devanado.

$$\Delta\theta_H = (55,91 + 15) * (1,1)^2$$

$$\Delta\theta_H = 85,80^\circ C$$

Factor de aceleración de envejecimiento.

$$FAE = e^{\left[\frac{15000}{383} - \frac{15000}{273+(85,80)}\right]}$$

$$FAE = 0,07$$

Sobre carga 3: 40%

$$P_{totales} + 40\% = 1821,54W$$

$$Tiempo = 1h$$

$$K = 1,4$$

Temperatura del Top Oil

$$\Delta\theta_{TO} = (27,54K^2 + 5,31) \left(1 - \exp^{-\frac{1}{3,5}}\right) + 0,75\Delta\theta_{TO,i}$$

$$\Delta\theta_{TO} = 6,86K^2 + 1,32 + 0,75\Delta\theta_{TO,i}$$

$$\Delta\theta_{TO} = 6,86(1,4)^2 + 1,32 + 0,75(24,28)$$

$$\Delta\theta_{TO} = 36,08\text{ }^{\circ}C$$

Temperatura del devanado.

$$\Delta\theta_H = (55,91 + 15) * (1,4)^2$$

$$\Delta\theta_H = 138,98^{\circ}C$$

Factor de aceleración de envejecimiento.

$$FAE = e^{\left[\frac{15000}{383} - \frac{15000}{273+(138,98)}\right]}$$

$$FAE = 15,73$$

Sobre carga 4: 20%

$$P_{totales} + 20\% = 1561,32W$$

$$Tiempo = 1h$$

$$K = 1,2$$

Temperatura del Top Oil

$$\Delta\theta_{TO} = (27,59K^2 + 5,31) \left(1 - \exp^{-\frac{1}{3,5}}\right) + 0,75\Delta\theta_{TO,i}$$

$$\Delta\theta_{TO} = 6,86K^2 + 1,32 + 0,75\Delta\theta_{TO,i}$$

$$\Delta\theta_{TO} = 6,86(1,2)^2 + 1,32 + 0,75(36,08)$$

$$\Delta\theta_{TO} = 40,64 \text{ } ^\circ C$$

Temperatura del devanado.

$$\Delta\theta_H = (55,91 + 15) * (1,2)^2$$

$$\Delta\theta_H = 102,11 \text{ } ^\circ C$$

Factor de aceleración de envejecimiento.

$$FAE = e^{\left[\frac{15000}{383} - \frac{15000}{273+(102,11)}\right]}$$

$$FAE = 0,44$$

$$F_{EQA} = \frac{\sum_{n=1}^N F_{AA_n} \Delta t_n}{\sum_{n=1}^N \Delta t_n}$$

$$F_{EQA} = \frac{15,73 * 1,25 + 0,07 * 1,2 + 15,73 * 1 + 0,44 * 1}{1,25 + 1,2 + 1 + 1}$$

$$F_{EQA} = 35,56$$

$$\% \text{ perdida de vida} = \frac{F_{EQA} * t * 100}{\text{Vida normal del aislamiento}}$$

$$\% \text{ perdida de vida} = \frac{35,56 * 4,45 * 100}{180000}$$

$$\% \text{ perdida de vida} = 0,08$$

- b.** Para la segunda prueba se utilizó un transformador trifásico de 112 KVA. 6000V/220V, que es el diseño de un prototipo en proceso de validación de la especificación.

Las pruebas preliminares para la ejecución de la prueba se realizan en el tap de mayores pérdidas, en este caso el tap 5. El voltaje del tap 5 es 5550V y la corriente 11,7A. Las pruebas que se realizan son las siguientes:

- Medición de resistencia inicial: H1-H2= 2,859 Ω ; X0-X2= 1,93 m Ω a temperatura inicial medida en la parte superior del aceite (Toil) de 12,2°C.
- Medición de pérdidas en vacío y corriente de excitación a voltaje nominal: Po=321,6 W y Io= 0,13 % energizado por el lado de bajo voltaje (220V).
- Medición de pérdidas con carga impedancia de corto circuito a corriente nominal del tap de mayores pérdidas (tap 5): Pcc= 1158,3W y Z=2,3%.

La pérdidas con carga deben ser corregidas a temperatura de referencia (85°C), dado así las pérdidas en el cobre son: Pcc (85°)= 1466,3W.

Por lo tanto las pérdidas totales son: Pcc total= 1787,9W.

El software genera automáticamente el reporte de con las elevaciones de temperatura del top oil y de los devanados. Los valores obtenidos para este transformador son $\Delta\theta_{TO,R} = 39,20^{\circ}\text{C}$ y $\Delta\theta_{TW,R} = 47,62^{\circ}\text{C}$

$$\Delta\theta_{TO,i} = 0$$

$$T_{TO} = 3,5$$

$$\Delta\theta_{TO,U} = \Delta\theta_{TO,R} \left[\frac{(K_U^2 R + 1)}{R + 1} \right]^n$$

$$R = \frac{1466,3 W}{321,6 W} = 4,56$$

$$\Delta\theta_{TO,U} = 39,2 \left[\frac{K^2 * 4,56 + 1}{4,56 + 1} \right]^1$$

$$\Delta\theta_{TO,U} = 32,15K^2 + 7,05$$

Sobre carga 1: 40%

$$P_{totales} + 40\% = 2503,06 W$$

$$Tiempo = 1,25h$$

$$K = 1,4$$

Temperatura del Top Oil.

$$\Delta\theta_{TO} = (\Delta\theta_{TO,U} - \Delta\theta_{TO,i}) \left(1 - \exp^{-\frac{t}{T_{TO}}} \right) + \Delta\theta_{TO,i} \exp^{-\frac{1}{T_{TO}}}$$

$$\Delta\theta_{TO} = (32,15K^2 + 7,05) \left(1 - \exp^{-\frac{1,25}{3,5}} \right) + 0,70\Delta\theta_{TO,i}$$

$$\Delta\theta_{TO} = 9,66K^2 + 2,12 + 0,70\Delta\theta_{TO,i}$$

$$\Delta\theta_{TO} = 9,66(1,4)^2 + 2,12 + 0,70(0)$$

$$\Delta\theta_{TO} = 21,04 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Temperatura del devanado.

$$\Delta\theta_H = (47,62 + 15) * (1,4)^2$$

$$\Delta\theta_H = 122,74 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Factor de aceleración de envejecimiento.

$$FAE = e^{\left[\frac{15000}{383} - \frac{15000}{273+(122,74)} \right]}$$

$$FAE = 3,53$$

Sobre carga 2: 10%

$$P_{totales} + 10\% = 1966,69W$$

$$Tiempo = 1,2h$$

$$K = 1,1$$

Temperatura del Top Oil

$$\Delta\theta_{TO} = (32,15K^2 + 7,05) \left(1 - \exp^{-\frac{1,20}{3,5}} \right) + 0,71\Delta\theta_{TO,i}$$

$$\Delta\theta_{TO} = 9,33K^2 + 2,05 + 0,71\Delta\theta_{TO,i}$$

$$\Delta\theta_{TO} = 9,33(1,1)^2 + 2,05 + 0,71(21,04)$$

$$\Delta\theta_{TO} = 28,73 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Temperatura del devanado.

$$\Delta\theta_H = (47,62 + 15) * (1,1)^2$$

$$\Delta\theta_H = 75,77^\circ\text{C}$$

Factor de aceleración de envejecimiento.

$$FAE = e^{\left[\frac{15000}{383} - \frac{15000}{273+(75,77)}\right]}$$

$$FAE = 0,02$$

Sobre carga 3: 40%

$$P_{totales} + 40\% = 2503,06W$$

$$Tiempo = 1h$$

$$K = 1,4$$

Temperatura del Top Oil

$$\Delta\theta_{TO} = (32,15K^2 + 7,05) \left(1 - \exp^{-\frac{1}{3,5}}\right) + 0,75\Delta\theta_{TO,i}$$

$$\Delta\theta_{TO} = 7,99K^2 + 1,75 + 0,75\Delta\theta_{TO,i}$$

$$\Delta\theta_{TO} = 7,99(1,4)^2 + 1,75 + 0,75(28,73)$$

$$\Delta\theta_{TO} = 42,64^\circ\text{C}$$

Temperatura del devanado.

$$\Delta\theta_H = (47,62 + 15) * (1,4)^2$$

$$\Delta\theta_H = 122,74^\circ\text{C}$$

Factor de aceleración de envejecimiento.

$$FAE = e^{\left[\frac{15000}{383} - \frac{15000}{273+(122,74)}\right]}$$

$$FAE = 3,53$$

Sobre carga 4: 20%

$$P_{totales} + 20\% = 2145,48W$$

$$Tiempo = 1h$$

$$K = 1,2$$

Temperatura del Top Oil

$$\Delta\theta_{TO} = (32,15K^2 + 7,05) \left(1 - \exp^{-\frac{1}{3,5}}\right) + 0,75\Delta\theta_{TO,i}$$

$$\Delta\theta_{TO} = 7,99K^2 + 1,75 + 0,75\Delta\theta_{TO,i}$$

$$\Delta\theta_{TO} = 7,99(1,2)^2 + 175 + 0,75(42,64)$$

$$\Delta\theta_{TO} = 48,06^\circ\text{C}$$

Temperatura del devanado.

$$\Delta\theta_H = (47,62 + 15) * (1,2)^2$$

$$\Delta\theta_H = 90,17^\circ\text{C}$$

Factor de aceleración de envejecimiento.

$$FAE = e^{\left[\frac{15000}{383} - \frac{15000}{273+(90,17)}\right]}$$

$$FAE = 0,12$$

$$F_{EQA} = \frac{\sum_{n=1}^N F_{AA_n} \Delta t_n}{\sum_{n=1}^N \Delta t_n}$$

$$F_{EQA} = \frac{3,53 * 1,25 + 0,02 * 1,2 + 5,53 * 1 + 0,12 * 1}{1,25 + 1,2 + 1 + 1}$$

$$F_{EQA} = 7,98$$

$$\% \text{ perdida de vida} = \frac{F_{EQA} * t * 100}{\text{Vida normal del aislamiento}}$$

$$\% \text{ perdida de vida} = \frac{7,98 * 4,45 * 100}{180000}$$

$$\% \text{ perdida de vida} = 0,019$$

En los transformadores que se realizaron los ensayos de calentamiento bajo el método alternativo han sufrido una disminución en su vida útil teórica estimada (Tabla 7.1) que es muy despreciable considerando que se trata de una sobrecarga controlada, y además que la afectación es hecha a un transformador por cada especificación, por el contrario se ha disminuido el tiempo de realización de la prueba (Tabla 7.2).

Tabla 7.1. Perdida de vida en transformadores ensayados.

| TRANSFORMADOR | % De pérdida de vida |
|--|-----------------------------|
| Transformador monofásico 25KVA. 13800GRDY7970/120- 240 | 0,47 |
| Transformador monofásico 37.5KVA. 13800GRDY7970/120- 240 | 0,43 |
| Transformador trifásico 75KVA. 13800V/220V | 0,08 |
| Transformador trifásico 112KVA. 6000V/220V | 0,019 |

Elaborado por: Cherres Fabricio, Sarabia Bladimir

Tabla 7.2. Tiempo de ejecución de la prueba de calentamiento por el método alternativo usando el equipo desarrollado.

| | Tiempo prueba de calentamiento bajo IEEE (Horas) | Tiempo prueba de calentamiento bajo el método alternativo. (Horas) | Disminución de tiempo. (Horas) | Disminución de tiempo. (%) |
|---|--|--|--------------------------------|----------------------------|
| Transformador monofásico 25KVA. 13800GRDY7970 /120-240 | 12 | 9 | 3 | 25 |

→
Continúa

| | | | | |
|--|------|------|---|----|
| Transformador monofásico 37.5KVA. 13800GRDY7970 /120-240 | 12 | 9 | 3 | 25 |
| Transformador trifásico 75KVA. 13800V/220V | 13 | 10 | 3 | 23 |
| Transformador trifásico 112KVA. 6000V/220V | 12,5 | 10,5 | 2 | 16 |

Elaborado por: Cherres Fabricio, Sarabia Bladimir

CAPÍTULO VIII

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

8.1. CONCLUSIONES

- Se diseñó y desarrolló el equipo y el software para automatizar el ensayo de calentamiento a transformadores de distribución sumergidos en aceite, bajo el método que establece la norma IEEE C57.12.90-2010, disminuyendo los tiempos de estabilización del aceite hasta un 20%.
- El sistema desarrollado controla las variables de voltaje, corriente y potencia activa a la cual debe ser energizado en el transformador bajo prueba, además el criterio de estabilización es calculado automáticamente, y emite una señal luminosa y sonora que advierte al operador que la estabilización en el aceite fue alcanzada.
- El software diseñado para el ensayo de calentamiento tiene una interface versátil de fácil acceso e interpretación, facilitando a los operadores en este caso los laboratoristas de la empresa Ecuatran S.A. la realización del mismo.
- Con la utilización del software y el equipo desarrollados, la empresa Ecuatran puede ofrecer mayor veracidad en los resultados obtenidos a los clientes que solicitan el ensayo de calentamiento y deciden asistir a las pruebas en fábrica, ya que se emite en un formato establecido los resultados en forma inmediata una vez concluido el ensayo, eliminando la incertidumbre de la persona que digitaba los datos en un computador.
- Con la implementación del equipo y el software diseñados se disminuyó el tiempo de ejecución de la prueba hasta un promedio del 26%, comparado con el tiempo que tomaba hacer la prueba de forma manual.

- El sistema desarrollado no depende de operarios para el registro de datos y el control de variables de voltaje, corriente y potencia, disminuyendo la realización de horas extras que en algunos casos se debían hacer hasta alcanzar el criterio de estabilización, necesitando únicamente la presencia de operarios al inicio y al final del ensayo.
- La utilización del método alternativo permite reducir el tiempo de ejecución de la prueba hasta en un promedio del 22% comparado con el tiempo que se tarda realizar el ensayo bajo el procedimiento de la IEEE C57.12.90-2010 utilizando el sistema desarrollado.
- La pérdida de vida provocada al usar el método alternativo es un promedio de 0,45% equivalente a 34 días en transformadores monofásicos, y de un promedio de 0,25% equivalente a 19 días en transformadores trifásicos.

8.2. RECOMENDACIONES

- El método alternativo debe ser considerado únicamente en el caso de que sea necesario acortar el tiempo de ejecución de la prueba de manera urgente, con la constante consecuencia de la pérdida de vida.
- Asegurar que el ambiente donde se realiza la prueba de calentamiento, este libre de cambios bruscos de temperatura.
- Las termocuplas encargadas de medir la temperatura ambiente debe estar sumergidas en aceite para evitar errores en la medición y en el criterio de estabilización por brisa o corrientes de aire.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] IEEE Std C57.12.90™-2010, Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers..
- [2] IEEE Std C57.12.00-2010 IEEE Standard for General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers..
- [3] «Google,» [En línea]. Available: <http://www.monografias.com/trabajos82/perdidas-transformador-monofasico/perdidas-transformador-monofasico2.shtml>. [Último acceso: 1 Enero 2014].
- [4] G. B. F. Juan Núñez Forestieri, GUIA PARA EL MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA, pdf.
- [5] National Instruments, [En línea]. Available: <http://www.ni.com/data-acquisition/esa/>. [Último acceso: 1 12 2013].
- [6] National Instruments, [En línea]. Available: <http://www.ni.com/white-paper/4084/es/>. [Último acceso: 1 12 2013].
- [7] «web,» [En línea]. Available: <http://html.rincondelvago.com/transformador-de-corriente.html>. [Último acceso: 13 1 2014].
- [8] «web,» [En línea]. Available: http://circuitor.com/docs/CA_M7_SP.pdf. [Último acceso: 16 1 2014].
- [9] National Instruments, [En línea]. Available: www.ni.com. [Último acceso: 23 1 2014].
- [10] «web,» [En línea]. Available: <http://es.scribd.com/doc/235241893/Capítulo-3-Acondicionamiento-de-Senales>. [Último acceso: 2 2 2014].
- [11] «web,» [En línea]. Available: es.wikipedia.org/wiki/Conversi%C3%B3n_anal%C3%B3gica-digital. [Último acceso: 9 2 2014].
- [12] «web,» [En línea]. Available: http://www.ehu.es/daq_tutorial/Doc/Castellano/Tema%201.htm. [Último acceso: 25 2 2014].

- [13] «web,» [En línea]. Available:
www.fiec.espol.edu.ec/images/anuncios/scad_info.pdf. [Último acceso:
27 2 2014].
- [14] «web,» [En línea]. Available:
<http://www.monografias.com/trabajos11/usbmem/usbmem.shtml>.
[Último acceso: 2 3 2014].
- [15] M. J. B. José Miguel Molina Martínez, Escritor, Programación Gráfica para Ingenieros. [Performance]. 2012.
- [16] J. P. S. José Rafael Lajara Vizcaíno, Escritor, LabVIEW: Entorno gráfico de programación. [Performance]. 2012.
- [17] IEEE Std C57.91-1995; IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers.
- [18] D. O. H. Areu, Cargabilidad y pérdida de vida de un transformador, Cuba.
- [19] E. S.A., Archivos Ecuatran S.A., Ambato-Ecuador.
- [20] ESTUDIO DE SOBRECARGAS BASADO EN LAS NORMAS ANSI/IEEE C57.91-1995; Tadeo Czerweny S.A..

ANEXOS

ANEXO A

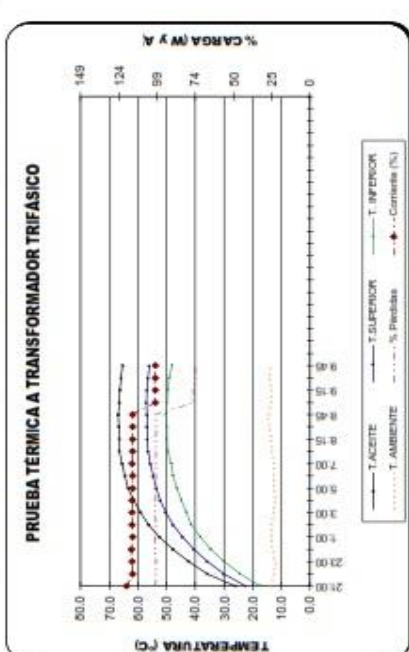
ANEXO A PROTOCOLO DEL ENSAYO TÉRMICO PARA UN TRANSFORMADOR MONOFÁSICO A-1

EC-RG-CC-LA-03-02

| | | | | | | | |
|-----------|-------|------------|-------|-------------|--------|-----------|-------|
| Po (W): | 90.2 | Io (%) | 0.61 | Fou 85°(W): | 265.6 | Z 85°(%) | 2.57 |
| Ti (°C) | 16 | Ro P(mOhm) | 9.706 | Rf P(mOhm) | 12.000 | Tf B(°C) | 70.70 |
| PT (85°C) | 372.9 | Ro B(mOhm) | 9.224 | Rf B(mOhm) | 11.433 | Tf B8(°C) | 75.90 |

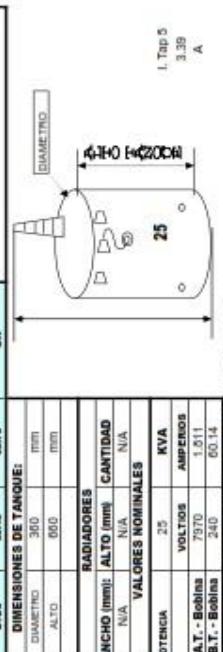
| | |
|--------------|------|
| Año | 2014 |
| enjoyo a msm | 3000 |
| Normal: | 04 |

| | |
|-----------------|-----------|
| Código: | M-2007113 |
| Serie: | 000000004 |
| Especificación: | 25 P1 |



| HORA | ACEITE | T SUPERIOR | T INFERIOR | AMBIENTE | VOLTAJE | A.T. | B.T. | CORRIENTE | A.T.-I(A) | POTENCIA | W | INCREMENTO | TEMP. LIQ. | TEMP. | COMENTARIO | % | R. TOTALES |
|-------|--------|------------|------------|----------|---------|------|------|-----------|-----------|----------|------|------------|------------|-------|------------|--------|------------|
| 21:00 | 26.0 | 22.4 | 17.2 | 14.0 | 230.00 | CC | CC | 4.04 | 374.0 | 9.40 | 0.0 | 119.2 | 0.0 | 119.2 | 115.0 | 100.29 | |
| 22:00 | 35.7 | 28.9 | 24.4 | 12.3 | 225.10 | CC | CC | 3.90 | 373.0 | 20.05 | 11.3 | 115.0 | 0.0 | 115.0 | 100.03 | 100.03 | |
| 23:00 | 42.4 | 35.7 | 28.9 | 12.2 | 226.00 | CC | CC | 3.92 | 373.4 | 27.30 | 6.7 | 115.6 | 0.0 | 115.6 | 100.13 | 100.13 | |
| 0:00 | 47.8 | 40.4 | 34.6 | 13.2 | 226.10 | CC | CC | 3.93 | 374.0 | 31.70 | 4.4 | 115.9 | 0.0 | 115.9 | 100.29 | 100.29 | |
| 1:00 | 52.5 | 44.5 | 38.2 | 13.3 | 226.00 | CC | CC | 3.90 | 374.0 | 36.00 | 4.4 | 115.9 | 0.0 | 115.9 | 100.29 | 100.29 | |
| 2:00 | 56.3 | 47.7 | 41.4 | 13.2 | 226.03 | CC | CC | 3.92 | 373.3 | 39.95 | 3.9 | 115.5 | 0.0 | 115.5 | 100.11 | 100.11 | |
| 3:00 | 59.2 | 50.2 | 45.1 | 12.8 | 226.03 | CC | CC | 3.92 | 374.0 | 42.85 | 2.9 | 115.5 | 0.0 | 115.5 | 100.29 | 100.29 | |
| 4:00 | 61.5 | 52.1 | 44.9 | 12.2 | 226.00 | CC | CC | 3.92 | 374.0 | 45.70 | 2.8 | 115.5 | 0.0 | 115.5 | 100.29 | 100.29 | |
| 5:00 | 63.3 | 53.6 | 46.4 | 12.6 | 226.17 | CC | CC | 3.91 | 373.0 | 47.10 | 1.4 | 115.3 | 0.0 | 115.3 | 100.03 | 100.03 | |
| 6:00 | 64.6 | 54.7 | 47.5 | 12.7 | 224.73 | CC | CC | 3.90 | 373.3 | 48.45 | 1.3 | 115.0 | 0.0 | 115.0 | 100.11 | 100.11 | |
| 7:00 | 65.6 | 55.7 | 48.4 | 12.6 | 224.30 | CC | CC | 3.92 | 373.7 | 49.15 | 0.7 | 115.6 | 0.0 | 115.6 | 100.21 | 100.21 | |
| 8:00 | 66.4 | 56.4 | 49.6 | 13.2 | 223.87 | CC | CC | 3.91 | 372.9 | 49.80 | 0.7 | 115.0 | 0.0 | 115.0 | 100.00 | 100.00 | |
| 9:00 | 66.5 | 56.6 | 49.9 | 13.3 | 223.43 | CC | CC | 3.90 | 372.9 | 49.80 | 0.0 | 115.0 | 0.0 | 115.0 | 100.00 | 100.00 | |
| 10:00 | 66.6 | 56.6 | 49.9 | 14.3 | 223.00 | CC | CC | 3.90 | 372.9 | 49.80 | -1.0 | 115.0 | 0.0 | 115.0 | 100.00 | 100.00 | |
| 11:00 | 66.6 | 56.8 | 50.2 | 14.4 | 223.00 | CC | CC | 3.90 | 373.0 | 49.05 | 0.2 | 115.0 | 0.0 | 115.0 | 100.03 | 100.03 | |
| 12:00 | 66.5 | 57.0 | 49.6 | 13.3 | 192.80 | CC | CC | 3.40 | 282.0 | 49.00 | 0.5 | 100.3 | 0.0 | 100.3 | 79.62 | 79.62 | |
| 13:00 | 66.2 | 56.6 | 49.6 | 13.6 | 193.50 | CC | CC | 3.40 | 285.0 | 49.00 | -0.6 | 100.3 | 0.0 | 100.3 | 79.62 | 79.62 | |
| 14:00 | 65.6 | 49.1 | 14.0 | 192.90 | CC | CC | CC | 3.40 | 275.0 | 49.10 | -0.9 | 100.3 | 0.0 | 100.3 | 74.55 | 74.55 | |
| 15:00 | 65.4 | 46.1 | 13.7 | 192.30 | CC | CC | CC | 3.40 | 276.0 | 47.75 | -0.3 | 100.3 | 0.0 | 100.3 | 74.55 | 74.55 | |

| VALORES FINALES (°C) | CRITERIOS DE ACEPTACION |
|----------------------|--|
| 3000 mm | IEEE C.57.12.00 La elevación de temperatura promedio del devanado sobre la temperatura ambiente no exceda los 60°C a la potencia nominal |
| 52.45 | OK |
| 61.55 | OK |
| 70.70 | OK |
| 75.90 | OK |
| 84.30 | OK |
| 90.75 | OK |



| DIMENSIONES DE TANQUE: | VALORES NOMINALES |
|------------------------|-------------------|
| DIAMETRO | 300 |
| ALTO | 600 |
| ANCHO (mm) | N/A |
| CANTIDAD | N/A |
| POTENCIA | 25 KVA |
| A.T. - Bobinas | 7970 AMPERIOS |
| B.T. - Bobinas | 240 |
| | 60.14 |

| | |
|--|--|
| TEMPERATURA PROMEDIO DEL DEVANADO PRIMARIO | TEMPERATURA PROMEDIO DEL ACEITE |
| TEMPERATURA PROMEDIO DEL DEVANADO SECUNDARIO | TEMPERATURA PROMEDIO DEL DEVANADO PRIMARIO |
| ELEVACION DE TEMPERATURA DEL DEVANADO PRIMARIO | ELEVACION DE TEMPERATURA DEL DEVANADO SECUNDARIO |
| TIEMPO DE PRUEBA | TIEMPO DE PRUEBA |
| 3 | 3 |
| PESO T. (Kg) | ACEITE (L) |
| 14.00 | 45 |
| % CARGA PROMEDIO | |
| 96.0 | |

Revisado por: Renato Almache
 Aprobado por: Renato Almache
 Fecha Realización: 2014-10-14



ANEXO A

PROTOCÓLO DEL ENSAYO TÉRMICO PARA UN TRANSFORMADOR TRIFÁSICO

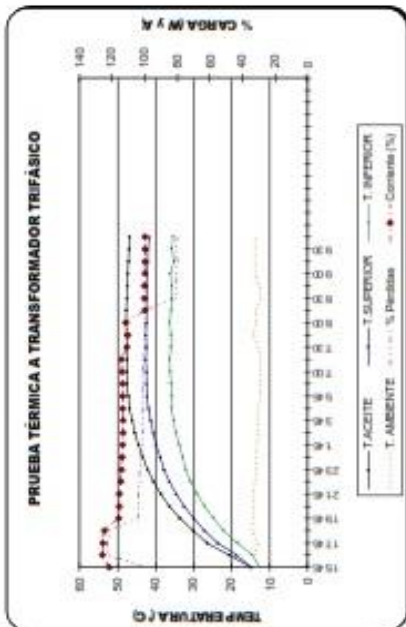
A-2



EC-RC-CC-LA-05-02

| | | | |
|-----------------|--------------|--------------|------|
| Código: | P-207505025A | Año | 2014 |
| Serie: | 1321714 | enayo a marm | 3000 |
| Especificación: | T-150-M130 | Norma: | 04 |

| | | | | | | | |
|---------------|--------|------------|-------|-------------|--------|--------------|-------|
| Pa (W): | 210 | Io (%): | 0.3 | Pcu 85 (W): | 1001.1 | Z 85 (Ω): | 3.1 |
| Ti (°C): | 15 | Ro P(Ohm): | 22.07 | Ri P(Ohm): | 20.016 | Ti B51 (°C): | 69.81 |
| PT(S) (85°C): | 1301.1 | Rad(mOhm): | 3.452 | Ri S(mOhm): | 4.218 | Ti B51 (°C): | 69.80 |



VALORES FINALES (C) a 1000 mas/m

| | | |
|------|-------|----|
| ETM | 31.42 | OK |
| TRM | 42.42 | - |
| TRP | 64.64 | - |
| TPDS | 61.91 | - |
| ETP | 51.77 | OK |
| ETIS | 47.74 | OK |

CRITERIOS DE ACEPTACION

La elevación de temperatura promedio del devanado sobre la temperatura ambiente no exceda los 65°C a la potencia nominal

IEEE C57.12.00



DIMENSIONES DE TANQUE:

| | | |
|-------|------|----|
| LARGO | 1400 | mm |
| ALTO | 1200 | mm |
| ANCHO | 1140 | mm |

RADIADORES

| ANCHO (mm) | ALTO (mm) | CANTIDAD |
|------------|-----------|----------|
| 110 | 600 | 18 |

VALORES NOMINALES

| | | |
|----------------|-------|----------|
| POTENCIA | 75 | KVA |
| A.T. - Bobinas | 13000 | AMPERIOS |
| B.T. - Bobinas | 220 | AMPERIOS |

| HORA | TEMPERATURA ACETATE | TEMPERATURA SUPERIOR | TEMPERATURA AMBIENTE | A.T. (V) | B.T. (V) | CC | COMBENTE AT (A) | POTENCIA W | TEMP. LIQ. TEMP. | INCREMENTO | CORRIENTE % |
|-------|---------------------|----------------------|----------------------|----------|----------|----|-----------------|------------|------------------|------------|-------------|
| 15:45 | 14.8 | 14.8 | 13.8 | 445 | 445 | CC | 4.31 | 1300 | 0.1 | 0.0 | 121.8 |
| 16:45 | 20.7 | 16.7 | 14.5 | 471 | 471 | CC | 4.46 | 1900 | 4.6 | 4.7 | 126.0 |
| 17:45 | 26.4 | 23.7 | 19.5 | 473 | 473 | CC | 4.45 | 1000 | 10.8 | 6.0 | 125.7 |
| 18:45 | 30.1 | 27.1 | 22.1 | 429 | 429 | CC | 4.41 | 1900 | 13.1 | 2.3 | 124.6 |
| 19:45 | 33.5 | 30 | 24.8 | 421 | 421 | CC | 4.1 | 1900 | 16.6 | 3.5 | 115.8 |
| 20:45 | 36.3 | 32.5 | 27.1 | 418 | 418 | CC | 4.09 | 1300 | 19.4 | 2.8 | 110.3 |
| 21:45 | 36.8 | 34.5 | 29.1 | 423 | 423 | CC | 4.09 | 1300 | 21.8 | 2.4 | 115.5 |
| 22:45 | 40.6 | 36.4 | 30.7 | 420 | 420 | CC | 4.05 | 1340 | 23.95 | 2.2 | 114.4 |
| 23:45 | 42.1 | 37.7 | 32 | 421 | 421 | CC | 4.04 | 1340 | 25.95 | 1.6 | 114.1 |
| 0:45 | 43.4 | 38.0 | 32.9 | 421 | 421 | CC | 4.03 | 1300 | 26.85 | 1.3 | 113.8 |
| 1:45 | 44.5 | 39.6 | 33.7 | 422 | 422 | CC | 4.02 | 1320 | 28.15 | 1.3 | 113.6 |
| 2:45 | 45.5 | 40.6 | 34.7 | 419 | 419 | CC | 4.01 | 1310 | 29.45 | 1.3 | 113.3 |
| 3:45 | 46.2 | 41.3 | 35.5 | 422 | 422 | CC | 4.01 | 1310 | 30.1 | 0.7 | 113.3 |
| 4:45 | 46.8 | 41.8 | 35.8 | 421 | 421 | CC | 4.02 | 1310 | 30.9 | 0.8 | 113.6 |
| 5:45 | 47.2 | 42.2 | 35.8 | 421 | 421 | CC | 4.02 | 1310 | 31.8 | 0.7 | 113.8 |
| 6:45 | 47.5 | 42.4 | 35.9 | 420 | 420 | CC | 4.02 | 1310 | 31.85 | 0.3 | 113.8 |
| 7:00 | 47.5 | 42.4 | 36.1 | 422 | 422 | CC | 4.03 | 1310 | 32.05 | 0.2 | 113.8 |
| 7:15 | 47.8 | 42.5 | 36.2 | 429 | 429 | CC | 4.04 | 1300 | 31.85 | -0.1 | 114.1 |
| 7:30 | 47.8 | 42.4 | 35.9 | 421 | 421 | CC | 3.93 | 1300 | 31.45 | -0.5 | 111.0 |
| 7:45 | 47.7 | 42.5 | 36 | 421 | 421 | CC | 3.9 | 1300 | 30.25 | -1.2 | 110.2 |
| 8:00 | 47.7 | 42.4 | 36.2 | 434 | 434 | CC | 3.85 | 1300 | 31 | 0.8 | 111.6 |
| 8:15 | 47.7 | 42.4 | 35.9 | 423 | 423 | CC | 3.84 | 1300 | 30.05 | -0.4 | 109.0 |
| 8:30 | 47.8 | 42.4 | 35.8 | 378 | 378 | CC | 3.55 | 1090 | 32.1 | 1.4 | 100.3 |
| 8:45 | 47.4 | 42.1 | 35.8 | 378 | 378 | CC | 3.55 | 1090 | 31.65 | -0.4 | 100.3 |
| 9:00 | 47.3 | 42.2 | 36.1 | 378 | 378 | CC | 3.54 | 1090 | 30.55 | -1.2 | 100.0 |
| 9:15 | 47.1 | 41.9 | 35.2 | 378 | 378 | CC | 3.54 | 1045 | 29.85 | -0.3 | 100.0 |
| 9:30 | 47 | 41.9 | 35.6 | 378 | 378 | CC | 3.54 | 1090 | 30.70 | 0.1 | 100.0 |
| 9:45 | 46.8 | 41.7 | 35.4 | 378 | 378 | CC | 3.54 | 1045 | 29.75 | -0.3 | 100.0 |

| | | |
|--|------|-------|
| TEMPERATURA PROMEDIO DEL DEVANADO PRIMARIO | ETPM | 31.42 |
| TEMPERATURA PROMEDIO DEL DEVANADO SECUNDARIO | ETPS | 47.74 |
| ELEVACION DE TEMPERATURA DEL DEVANADO PRIMARIO | TRPM | 42.42 |
| ELEVACION DE TEMPERATURA DEL DEVANADO SECUNDARIO | TRPS | 64.64 |
| TEMPERATURA PROMEDIO DEL ACETATE | ETAC | 47.74 |
| TEMPERATURA PROMEDIO DEL DEVANADO PRIMARIO | ETPM | 31.42 |
| TEMPERATURA PROMEDIO DEL DEVANADO SECUNDARIO | ETPS | 47.74 |
| TEMPERATURA PROMEDIO DEL ACETATE | ETAC | 47.74 |
| TEMPERATURA PROMEDIO DEL DEVANADO PRIMARIO | ETPM | 31.42 |
| TEMPERATURA PROMEDIO DEL DEVANADO SECUNDARIO | ETPS | 47.74 |
| TEMPERATURA PROMEDIO DEL ACETATE | ETAC | 47.74 |

Realizado por: Fabrico Chemex

Revisado por: Fabrico Atrache

Aprobado por: Fabrico Atrache

Fecha Realización: 2014-05-08

ANEXO B



CONTROL DE CALIDAD

DATOS

| | |
|----------|---------|
| POTENCIA | 110 VA |
| V1 | 600 V |
| V2 | 6 V |
| F | 60 HZ |
| I1 | 0.17 A |
| I2 | 16.67 A |

| | |
|---------|-------|
| NORMA | N/E |
| ESPECIF | TP-A0 |
| CODIGO | N/A |

| | |
|----------|------------|
| FECHA | 17/09/2013 |
| TAP'S | N/E |
| CONEXION | Yy0 |

BASE DE LA BOBINA

| | | | | |
|--------------------------|------|-----------------|-----|----|
| Cartón | 1/16 | plg x | 115 | mm |
| Colocar | 1 | Nomex 0.25 mm x | 115 | mm |
| Dimensiones de la base 1 | 66 | 33 | mm | |
| Dimensiones de la base 2 | 66 | 23 | mm | |

| | D (mm) | E (mm) |
|--------------------------------------|--------|--------|
| Dimensiones del mandril bobina 1 | 63 | 29 |
| Dimensiones del mandril bobina 2 y 3 | 63 | 15 |

Bobinado

| | Esp. | Conductor | Aislamiento entre capas | |
|---------------|------|--------------|-------------------------|-----------------------|
| Primario | 2000 | Red (32 AWG) | 8 | Capas Max |
| Ductos | | | 1 | Nomex 0.17mm x 115 mm |
| Aisl. AT y BT | | | | |
| Ductos | | | | |
| Secundario | 26 | Red 19 AWG | 1 | Capas Max |
| Ductos | | | | |

Aislamiento entre capas del primario

| Capas | Cant. | Papel/Nomex (mm) | Basta simple (mm) | Ancho (mm) |
|-------|-------|------------------|-------------------|------------|
| 1-8 | 1 | 0.06 | 7.5 | 115 |

Out Barrier

| | Cant. | Espesor (mm) |
|-------------|-------|--------------|
| Out Barrier | | |
| Barrier | 2 | Nomex 0.25 |

Rev.

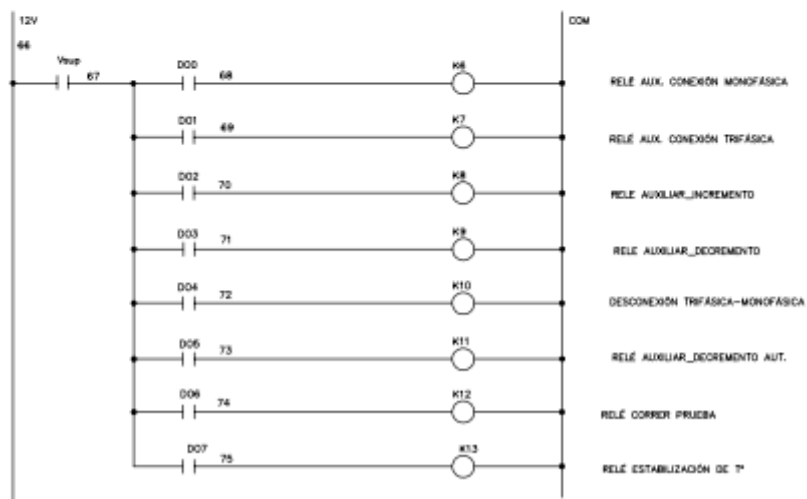
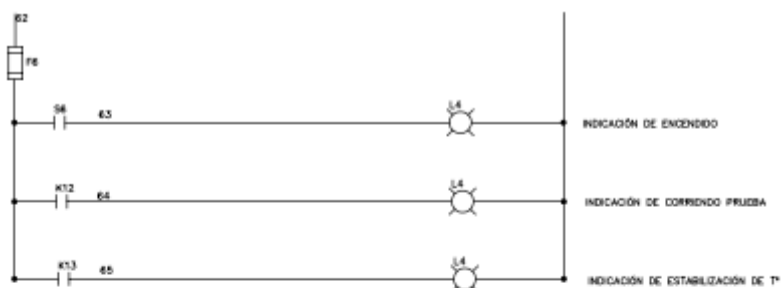
Firma de responsabilidad

ANEXO C

ANEXO
C

DIAGRAMA PARA CONTROL DESDE LA DAQ

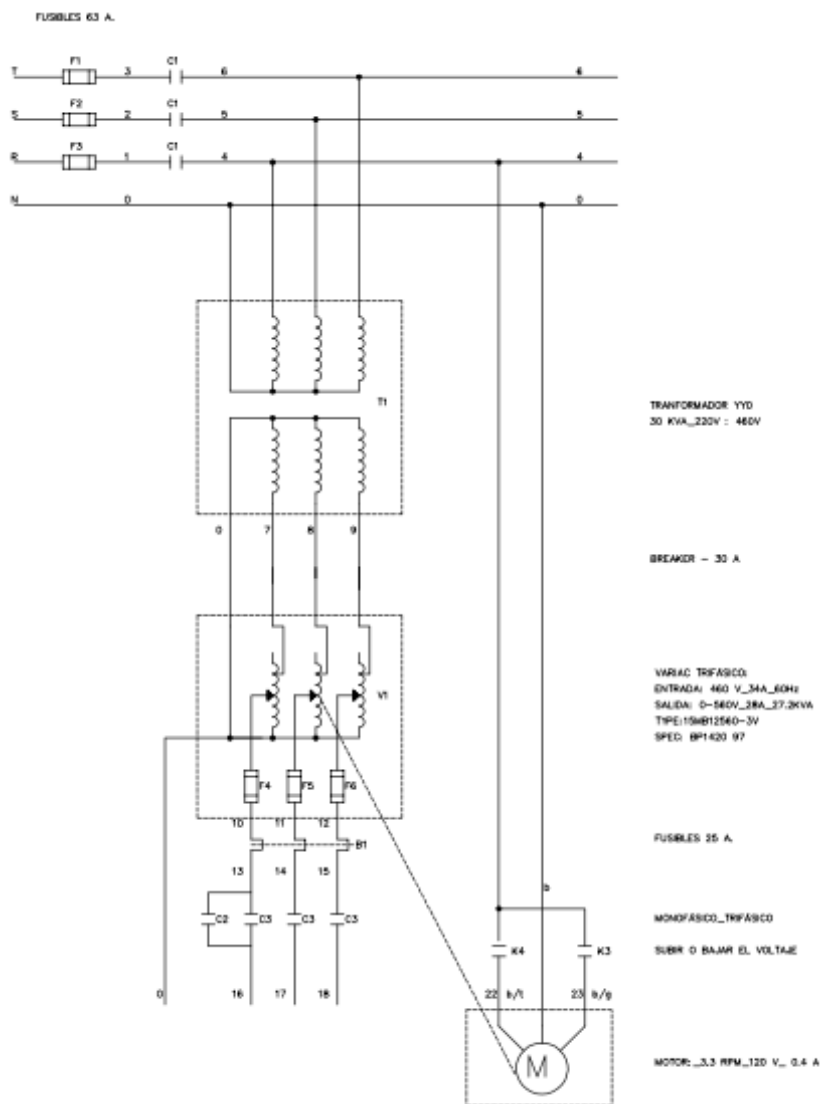
C-1



ANEXO
C

CIRCUITO DE FUERZA DEL BANCO PORTATIL

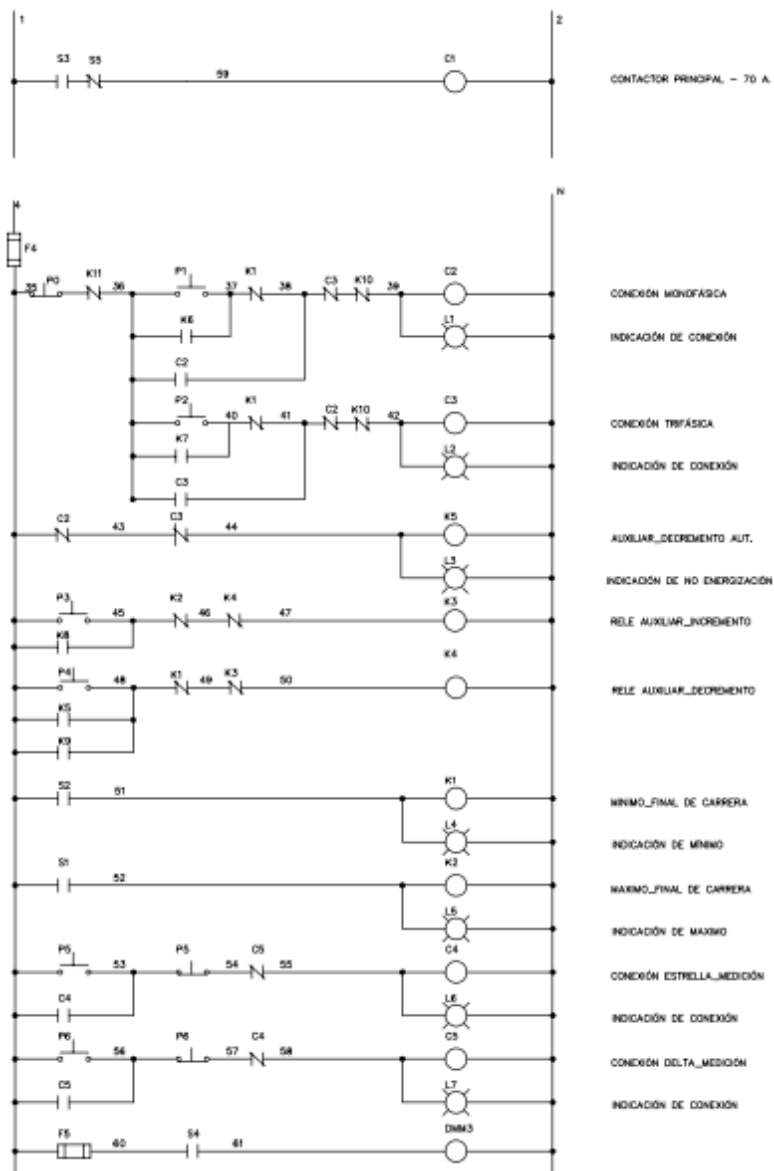
C-2



ANEXO
C

DIAGRAMA DEL EQUIPO DE MEDICIÓN

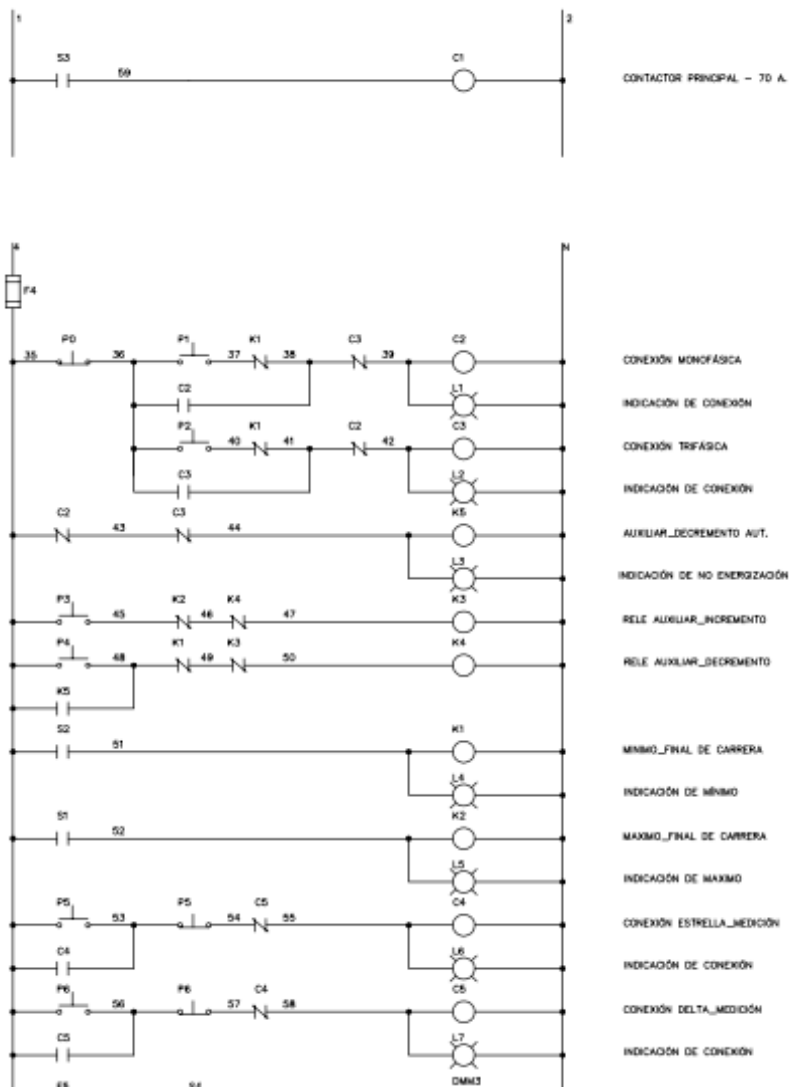
C-3



ANEXO
C

DIAGRAMA DEL EQUIPO DE MEDICIÓN

C-4



ANEXO D

| | | |
|------------|---|-----|
| ANEXO D | MÓDULO DE ENTRADA DE TERMOPARES NI 9211 | D-1 |
|------------|---|-----|



Ventas
Ecuador
512-683-0100
orders@ni.com

NI 9211

Módulo de Entrada de Termopares de 4 canales, 14 S/s, 24 Bits, ± 80 mV

- Rango de operación de -40 a 70 °C
- Certificados de calibración trazable expedidos por el NIST
- 4 termopares o entradas analógicas de ± 80 mV
- Operación intercambiable en vivo (hot-swappable)
- Resolución de 24 bits, rechazo de ruido de 50/60 Hz



Información General

El módulo de entrada de termopares NI 9211 para usarse con chasis NI CompactDAQ y CompactRIO incluye un convertidor ADC delta-sigma de 24 bits, filtros anti-aliasing, detección de termopares abiertos y compensación de unión fría para mediciones de termopares de alta precisión. Este módulo contiene certificados de calibración trazable expedidos por el NIST y doble barrera de aislamiento de canal a tierra para seguridad, inmunidad a ruido y alto rango de voltaje de modo común.

Especificaciones

Documentos con Especificaciones

- Especificaciones
- Hoja de Especificaciones

Resumen de Especificaciones

Lo sentimos, este contenido no está disponible por el momento.

Precios




Estos precios no incluyen los impuestos y derechos de importación, los cuales deben ser pagados por separado por la empresa importadora (si aplica). Para obtener más información, por favor contáctenos a info.latam@ni.com

Paquetes NI 9211

Para usar el NI 9211, necesita todos los productos en el diagrama a continuación. Seleccione la Opción 1 si ya posee un Sistema de la Serie C o la Opción 2 si aún no posee un chasis, controlador o software.

Mueva los iconos de abajo y conozca por qué necesita cada producto en el sistema.

| ANEXO D | MÓDULO DE ENTRADA DE ANALÓGICA NI 9215 | D-2 |
|--|--|-----|
|  <div style="float: right; text-align: right;"> Ventas Ecuador 512-683-0100 orders@ni.com </div> | | |
| <h2 style="text-align: center;">NI 9215</h2> <h3 style="text-align: center;">Módulo de Entrada Analógica de 4 canales, 100 kS/s/canal, 16 bits, ±10 V</h3> <ul style="list-style-type: none"> • Operación intercambiable en vivo (hot-swappable) • Resolución de 16 bits • Rango de operación de -40 a 70 °C • Certificados de calibración trazable expedidos por el NIST • 4 entradas analógicas muestreadas simultáneamente, 100 kS/s | | |
| <h4>Información General</h4> <hr/> <p>El módulo NI 9215 para uso con chasis NI CompactDAQ y CompactRIO incluye cuatro canales de entrada analógica muestreados simultáneamente y registro sucesivo de aproximación (SAR) de 16 bits ADCs. Este módulo contiene certificados de calibración trazable expedidos por el NIST, doble barrera de aislamiento de canal a tierra para seguridad, inmunidad a ruido y alto rango de voltaje de modo común.</p> | | |
| <h4>Especificaciones</h4> <hr/> | | |
| <h5>Documentos con Especificaciones</h5> <ul style="list-style-type: none"> • Especificaciones • Hoja de Especificaciones | | |
| <h5>Resumen de Especificaciones</h5> | | |
| General | | |
| Producto | NI 9215 | |
| Familia de Productos | E/S Industrial | |
| Formato Físico | CompactDAQ , CompactRIO | |
| Número de Parte | 779011-01 | |
| Sistema Operativo/Objetivo | Real-Time , Windows | |
| Tipos de Medida | Voltaje | |
| Tipo de Aislamiento | Aislamiento de Canal a Tierra | |
| Compatibilidad con RoHS | SI | |
| Entrada Analógica | | |

ANEXO
D

MÓDULO DE ENTRADA DIGITAL NI 9421

D-3



Ventas
Ecuador
512-683-0100
orders@ni.com

NI 9421

Módulos de Entrada Digital Sinking de 8 Canales, Lógica de 24 V y 100 μ s

- Certificaciones/clasificaciones industriales extremas
- Opciones de conector D-Sub o de terminal de tornillo
- Entradas digitales tipo sinking, lógica de 12 a 24 V
- Operación intercambiable en vivo (hot-swappable)
- Rango de operación de -40 a 70 °C
- Entrada digital de 8 canales a 100 μ s



Información General

El NI 9421 de National Instruments es un módulo de entrada digital tipo sinking de 8 canales a 100 μ s para cualquier chasis NI CompactDAQ o CompactRIO. Cada canal es compatible con señales de 12 a 24 V y ofrece protección sobrevoltaje transitorio de 2.300 Vrms entre los canales de entrada y la tierra. Cada canal también tiene un LED que indica el estado de ese canal. El NI 9421 funciona con niveles lógicos y señales industriales para conectarse directamente a una amplia variedad de conmutadores, transductores y dispositivos industriales.

Hay dos opciones de conector para el NI 9421; un conector de terminal de tornillo de 10 posiciones y un conector D-Sub de 25 posiciones. Este conector D-Sub de 25 posiciones estándar en la industria es ideal para cableado a bajo costo de una amplia variedad de accesorios ofrecidos por NI u otros vendedores. Algunos vendedores ofrecen fabricación personalizada de cable D-Sub y pueden proporcionar cables con pin-out que satisfaga las necesidades de su aplicación.

NI recomienda el accesorio conector de liberación de tensión NI 9932 para el NI 9421 para conectividad de terminal de tornillo y el accesorio NI 9934 para conectividad de D-Sub de 25 posiciones.

Especificaciones

Documentos con Especificaciones

- Especificaciones
- Hoja de Especificaciones

Resumen de Especificaciones

| General | |
|----------------------|---------------------------------|
| Producto | NI 9421 |
| Familia de Productos | E/S Industrial , E/S Digital |
| Formato Físico | CompactDAQ , CompactRIO |
| Número de Parte | 779002-01 |
| Tipos de Medida | Digital Especializado , Digital |

| ANEXO D | MÓDULO DE SALIDA DIGITAL NI 9472 | D-4 | | | | | | | | | | |
|--|----------------------------------|-----|---------|--|----------|---------|----------------------|------------------------------|----------------|-------------------------|-----------------|-----------|
| <div style="display: flex; justify-content: space-between; align-items: flex-start;"> <div data-bbox="454 465 718 526">  </div> <div data-bbox="1069 465 1165 548"> <p>Ventas Ecuador 512-683-0100 orders@ni.com</p> </div> </div> <div style="margin-top: 20px;"> <h2 data-bbox="446 582 542 616">NI 9472</h2> <h3 data-bbox="446 638 1268 705">Módulos de Salida Digital Tipo Sourcing de 8 Canales, Lógica de 24 V y 100 μs</h3> <ul style="list-style-type: none"> <li data-bbox="462 761 798 784">• Operación intercambiable en vivo (hot-swappable) <li data-bbox="462 788 766 810">• Salida digital tipo sourcing, rango de 6 a 30 V <li data-bbox="462 815 813 837">• Opciones de conector D-Sub o de terminal de tornillo <li data-bbox="462 842 798 864">• Certificaciones/clasificaciones industriales extremas <li data-bbox="462 869 718 891">• Salida digital de 8 canales de 100 μs <li data-bbox="462 896 702 918">• Rango de operación de -40 a 70 °C <div style="text-align: right; margin-top: 10px;">  </div> </div> <div style="margin-top: 20px;"> <h3 data-bbox="446 974 670 996">Información General</h3> <p data-bbox="446 1019 1268 1097">El NI 9472 de National Instruments es un módulo de salida digital tipo sourcing de 8 canales a 100 μs para cualquier chasis NI CompactDAQ o CompactRIO. Cada canal es compatible con señales de 6 a 30 V y ofrece protección contra sobrevoltaje transitorio de 2,300 Vrms entre los canales de salida y el plano trasero. Cada canal también tiene un LED que indica el estado de ese canal. Con el NI 9472 usted puede conectar directamente a una variedad de dispositivos industriales como lo son motores, actuadores y relés.</p> <p data-bbox="446 1102 1268 1176">Hay dos opciones de conector para el NI 9472; un conector de terminal de tornillo de 10 posiciones y un conector D-Sub de 25 posiciones. Este conector D-Sub de 25 posiciones estándar en la industria es ideal para cableado a bajo costo de una amplia variedad de accesorios ofrecidos por NI u otros vendedores. Algunos vendedores ofrecen fabricación personalizada de cable D-Sub y pueden proporcionar cables con pin-out que satisfaga las necesidades de su aplicación.</p> <p data-bbox="446 1180 1268 1209">NI recomienda el accesorio conector de liberación de tensión NI 9932 para el NI 9472 cuando se utiliza conectividad de terminal de tornillo y el accesorio NI 9924 para conectividad de D-Sub de 25 posiciones.</p> </div> <div style="margin-top: 20px;"> <h3 data-bbox="446 1232 630 1254">Especificaciones</h3> <h4 data-bbox="446 1288 766 1310">Documentos con Especificaciones</h4> <ul style="list-style-type: none"> <li data-bbox="462 1332 574 1355">• Especificaciones <li data-bbox="462 1359 630 1382">• Hoja de Especificaciones <h4 data-bbox="446 1377 726 1400">Resumen de Especificaciones</h4> <table border="1" data-bbox="446 1411 1268 1624"> <thead> <tr style="background-color: #f2f2f2;"> <th colspan="2" data-bbox="446 1422 1268 1444">General</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="446 1467 845 1489">Producto</td> <td data-bbox="845 1467 1268 1489">NI 9472</td> </tr> <tr> <td data-bbox="446 1512 845 1534">Familia de Productos</td> <td data-bbox="845 1512 1268 1534">E/S Industrial , E/S Digital</td> </tr> <tr> <td data-bbox="446 1556 845 1579">Formato Físico</td> <td data-bbox="845 1556 1268 1579">CompactDAQ , CompactRIO</td> </tr> <tr> <td data-bbox="446 1601 845 1624">Número de Parte</td> <td data-bbox="845 1601 1268 1624">779004-01</td> </tr> </tbody> </table> </div> | | | General | | Producto | NI 9472 | Familia de Productos | E/S Industrial , E/S Digital | Formato Físico | CompactDAQ , CompactRIO | Número de Parte | 779004-01 |
| General | | | | | | | | | | | | |
| Producto | NI 9472 | | | | | | | | | | | |
| Familia de Productos | E/S Industrial , E/S Digital | | | | | | | | | | | |
| Formato Físico | CompactDAQ , CompactRIO | | | | | | | | | | | |
| Número de Parte | 779004-01 | | | | | | | | | | | |

ANEXO
D

CHASIS NI cDAQ – 9178

D-5



Ventas
Ecuador
512-683-0100
orders@ni.com

NI cDAQ-9178

Chasis NI CompactDAQ USB de 8 Ranuras

- Escoja entre más de 50 módulos de E/S intercambiables en vivo con acondicionamiento de señales integrado
- Cuatro contadores/temporizadores de 32 bits de uso general integrados al chasis (acceso a través de módulo digital)
- Ejecute simultáneamente hasta 7 operaciones de E/S analógica temporizada por hardware, E/S digital o de contador/temporizador
- Escriba medidas de formas de onda continuas con tecnología patentada NI Signal Streaming
- Conexiones BNC integradas para relojes y disparos externos (hasta 1 MHz)
- Mida en minutos con el software NI-DAQmx y la generación automática de código usando el DAQ Assistant



Información General

El NI cDAQ-9178 es un chasis NI CompactDAQ USB de 8 ranuras diseñado para sistemas pequeños y portátiles de pruebas de medidas mixtas. Combine el cDAQ-9178 con hasta ocho módulos de E/S de la Serie C para un sistema de medidas personalizado de entrada analógica, salida analógica, E/S digital y contadores/temporizadores.

Los módulos están disponibles para una variedad de medidas de sensores incluyendo termopares, RTDs, galgas extensiométricas, transductores de presión y carga, celdas de tensión, acelerómetros, medidores de flujo y micrófonos. Los sistemas NI CompactDAQ combinan medidas de sensores con señales de voltaje, corriente y digital para crear sistemas personalizados de señal mixta con un solo cable USB a la PC o laptop.

El cDAQ-9178 tiene cuatro contadores/temporizadores integrados de 32 bits de uso general. Usted puede tener acceso a estos contadores a través de un módulo digital instalado y temporizado por hardware como el NI 9401 o NI 9402 para aplicaciones que involucran codificadores de cuadratura, PWM, conteo eventos, generación de series de pulso y medidas de periodo o de frecuencia.

Use las dos conexiones BNC integradas para compartir disparos y relojes hasta 1 MHz.

El chasis cDAQ-9178 se vende con lo siguiente:

- Convertidor AC/DC que se conecta directamente al chasis.
- Cable USB con un candado thumbscrew para liberación de tensión

El cable de potencia se vende por separado.

Para condiciones donde EMI puede ser un problema, puede utilizar ferritas de supresión EMI de 7.0 mm para eliminar la EMI en el cableado BNC al chasis.

El software controlador NI-DAQmx se vende con cada chasis e incluye lo siguiente:

- LabVIEW SignalExpress LE para aplicaciones simples de registro de datos
- API para LabVIEW, ANSI C/C++, C# y Visual Basic .NET
- Generación de código DAQ Assistant para NI LabVIEW, LabWindows™/CVI y Measurement Studio
- Programas de ejemplo para todos los lenguajes soportados
- NI Measurement & Automation Explorer (MAX) para configuración y pruebas del sistema

The mark LabWindows is used under a license from Microsoft Corporation. Windows is a registered trademark of Microsoft Corporation in the United States and other countries.

Especificaciones

Documentos con Especificaciones

