



# **UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**

SEDE GUAYAQUIL

## **CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA PROYECTO DE TITULACIÓN**

Previa la obtención del Título de:

### **INGENIERO ELÉCTRICO**

#### **TEMA**

“APLICACIÓN PARA EL ANÁLISIS DE TENDENCIAS DE LAS PRUEBAS ELÉCTRICAS EN  
LOS EQUIPOS PRIMARIOS EN LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS”

#### **AUTORES**

Brenda Katherine Morocho Ochoa

Kevin Jhennse Negrete Durazno

DIRECTOR: Ing. Ben Cevallos Mieles, Msc.

GUAYAQUIL

2019

## **CERTIFICADOS DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

Nosotros **BRENDA KATHERINE MOROCHO OCHOA** y **KEVIN JHENNSE  
NEGRETE DURAZNO** autorizamos a la **UNIVERSIDAD POLITÉCNICA  
SALESIANA** la publicación total o parcial de este trabajo de grado y su reproducción sin fines de lucro.

A demás declaramos que los conceptos desarrollados, analizados y realizados y las conclusiones del presente trabajo, son de responsabilidad de los autores.

Guayaquil, diciembre del 2019.

---

**BRENDA MOROCHO OCHOA**

Cédula: 0706690542

---

**KEVIN NEGRETE DURAZNO**

Cédula: 0951133115

## **CERTIFICADOS DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UPS**

Yo, **BRENDA KATHERINE MOROCHO OCHOA** con documento de identificación N.º **0706690542**, manifiesto mi voluntad y cedo a la **UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA** la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de grado titulado “**APLICACIÓN PARA EL ANÁLISIS DE TENDENCIAS DE LAS PRUEBAS ELÉCTRICAS EN LOS EQUIPOS PRIMARIOS EN LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS**” mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de **INGENIERO(A) ELÉCTRICO(A)** en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la universidad facultada para ejercer plenamente los derechos antes cedidos.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscrito este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, diciembre del 2019.

---

**BRENDA KATHERINE MOROCHO OCHOA**

Cédula: 0706690542

## **CERTIFICADOS DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UPS**

Yo, **KEVIN JHENNSE NEGRETE DURAZNO** con documento de identificación N.º **0951133115**, manifestamos nuestra voluntad y cedo a la **UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA** la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de grado titulado “**APLICACIÓN PARA EL ANÁLISIS DE TENDENCIAS DE LAS PRUEBAS ELÉCTRICAS EN LOS EQUIPOS PRIMARIOS EN LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS**” mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de **INGENIERO ELÉCTRICO** en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la universidad facultada para ejercer plenamente los derechos antes cedidos.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscrito este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, diciembre del 2019.

---

**KEVIN JHENNSE NEGRETE DURAZNO**

Cédula: 0951133115

**CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN  
SUSCRITO POR EL TUTOR**

Yo, **BEN CEVALLOS MIELES**, director del proyecto de Titulación denominado **“APLICACIÓN PARA EL ANÁLISIS DE TENDENCIAS DE LAS PRUEBAS ELÉCTRICAS EN LOS EQUIPOS PRIMARIOS EN LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS”**, realizado por los estudiantes, **BRENDA KATHERINE MOROCHO OCHOA** y **KEVIN JHENNSE NEGRETE DURAZNO**, certifico que ha sido orientado y revisado durante su desarrollo, por cuanto se aprueba la presentación del mismo ante las autoridades pertinentes.

Guayaquil, diciembre del 2019.

---

Ing. Ben Cevallos Mieles, Msc.

## **DEDICATORIA**

Este trabajo de titulación lo dedico especialmente a mi madre Brenda Ochoa y mi hermana María Morocho por siempre apoyarme en cada decisión.

*Brenda Katherine Morocho Ochoa*

Dedico este logro a Dios, a mis padres Teddy y Gladys por su amor, guía, sacrificio y esfuerzo durante estos años que me ha tomado lograr una de mis metas.

*Kevin Jhennse Negrete Durazno*

## AGRADACIMIENTOS

Totalmente agradecida a Dios por brindarme la satisfacción de cumplir una meta más en mi vida, a mi familia, a la familia Negrete por apoyarme, a mi amiga Melany Macías, a mis amigos de Cringas S. A. que me brindaron apoyo en cada proceso.

A nuestro Director de Proyecto Ing. Ben Cevallos Mieles Msc., y al Ing. Roosswelt Isaac Saraguro Ríos.

*Brenda Katherine Morocho Ochoa*

Primeramente, a Dios que me dio la oportunidad de cumplir otra de mis metas, a mis Padres Teddy y Gladys que son los pilares fundamentales en mi vida, a mis amigos y familiares cercanos que dieron buenas vibras para poder culminar mi carrera.

A la Universidad Politécnica Salesiana GYE, por brindarme los conocimientos en toda mi época Universitaria y a todos los Docentes que fueron participe en esta formación.

A nuestro Director de Proyecto Ing. Ben Cevallos Mieles Msc., quien dirigió con perseverancia el desarrollo del proyecto de titulación.

Al Ing. Roosswelt Isaac Saraguro Ríos, Supervisor de Mantenimiento de la ZOSX de CELEC EP TRANSELECTRIC quien respaldó y guio el desarrollo del proyecto de titulación.

A mi Padre el Ing. Teddy Jhennse Negrete Peña Msc., quien brindo la guía, el apoyo, desarrollo y la ejecución del proyecto de titulación.

*Kevin Jhennse Negrete Durazno*

## RESUMEN

El manejo macro de información proveniente de los historiales correspondientes a las diferentes pruebas en los equipos primarios en el patio de 230 kV y los componentes que forman parte de la transmisión de un SEP se complica al momento de saber qué tipo de mantenimiento o prueba se debe realizar a dichos equipos primarios. Una aplicación computacional que analiza las tendencias de las pruebas eléctricas a los equipos primarios de la subestación, usando métodos estadísticos y numéricos aplicados a los registros de las diversas pruebas eléctricas y considerando satisfactorios los resultados que se indican en las normas; ANSI NETA, ASTM, IEEE e IEC contribuye en alto porcentaje la evaluación de las pruebas realizadas y estiman de mejor forma qué equipos requieren mayor atención, facilitando la gestión y planificación de mantenimientos para reducir costos y recursos.

Este proyecto se basó en la implementación de algoritmos que permitan realizar el análisis de las tendencias de las pruebas eléctricas, se utiliza el programa App Designer de MATLAB © 2019 para la manipulación, clasificación, presentación e ilustración de los datos históricos y posteriormente se aplicaron métodos de regresión lineal y polinomial por mínimos cuadrados, y ajustes de curvas con polinomios de Newton y de Lagrange para estimar las tendencias. En el análisis de los resultados se comprobó que 496 pruebas eléctricas realizadas a 115 equipos primarios, 402 tiene registros satisfactorios y completos, pero 94 pruebas eléctricas tiene registro inconformes, además al tener una variedad y una cantidad amplia de EP en línea, no es posible realizar las PE con una periodicidad adecuada, todo esto repercute en el grado de confiabilidad que presenta las tendencias de las pruebas, por lo tanto la evaluación que tiene las tendencias de esta aplicación será directamente validada por el personal especializado de la empresa auspiciante, ya que el alcance se ha fijado principalmente en el desarrollo de la aplicación.

**Palabras claves:** Tendencias, MATLAB, Equipos Primarios, Normas, Subestación Eléctrica, Confiabilidad.

## ABSTRACT

The macro management of information from the records corresponding to the different tests in the primary equipment in the 230 kV yard and the components that are part of the transmission of a SEP is complicated when knowing what type of maintenance or test is due perform said primary teams. A computational application that analyzes the trends of electrical tests to the primary equipment of the substation, using statistical and numerical methods applied to the records of the various electrical tests and considering the results indicated in the standards satisfactory; ANSI NETA, ASTM, IEEE and IEC contribute in a high percentage to the evaluation of the tests carried out and better estimate which equipment requires more attention, facilitating maintenance management and planning to reduce costs and resources.

This project was based on the implementation of algorithms that allow the analysis of trends in electrical tests, the MATLAB © 2019 App Designer program is used for the manipulation, classification, presentation and illustration of historical data and subsequently applied methods of linear and polynomial regression by least squares, and curve adjustments with Newton and Lagrange polynomials to estimate trends. In the analysis of the results it was found that 496 electrical tests performed on 115 primary equipment, 402 have satisfactory and complete records, but 94 electrical tests have non-compliant registration, in addition to having a variety and a large amount of EP online, it is not possible Perform PE with an appropriate periodicity, all this has an impact on the degree of reliability presented by the trends of the tests, therefore the evaluation that has the trends of this application will be directly validated by the specialized staff of the sponsoring company, since The scope has been set primarily in the development of the application.

**Keywords:** Trends, MATLAB, Primary Equipment, Standards, Electrical Substation, Reliability.

## ÍNDICE DE CONTENIDOS

PORTADA.....	I
CERTIFICADOS DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN.....	II
CERTIFICADOS DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UPS.....	III
CERTIFICADOS DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UPS.....	IV
CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN SUSCRITO POR EL TUTOR.....	V
DEDICATORIA.....	VI
AGRADACIMIENTOS.....	VII
RESUMEN.....	VIII
ABSTRACT.....	IX
ÍNDICE DE CONTENIDOS.....	X
ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	XIII
ÍNDICE DE TABLAS.....	XXII
ÍNDICE DE ECUACIONES.....	XXV
ABREVIATURAS – SIMBOLOGÍA – UNIDADES.....	XXVI
CAPÍTULO I.....	1
1. ESTUDIO PRELIMINAR.....	1
1.1 Introducción.....	1
1.2 Identificación y diagnóstico del problema.....	2
1.3 Justificación y delimitación.....	2
1.4 Beneficiarios.....	4

1.5 Objetivos.....	4
1.5.1 Objetivos generales.....	4
1.5.2 Objetivos específicos.....	4
1.6 Método de investigación.....	5
CAPÍTULO II.....	7
2. ESTADO DEL ARTE Y FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA .....	7
2.1 Estado del arte .....	7
2.2 SE y sus componentes .....	9
2.2.1 Definiciones y tipos de SE.....	9
2.2.2 Definición de una Bahía .....	15
2.2.3 Definiciones de los EP de una SE .....	17
2.3 Estándares técnicos para las pruebas eléctricas .....	27
2.3.1 Normativa ANSI.....	27
2.3.2 Normativa ATSM.....	28
2.3.3 Normativa IEC.....	28
2.3.4 Normativa IEEE .....	28
2.4 Especificaciones de los métodos de las tendencias .....	28
2.4.1 Método de interpolación (SPLINES) .....	28
2.4.2 Modelo ARMA Integrado (ARIMA) .....	29
2.4.3 Método de análisis de varianza (ANOVA).....	29
2.5 Métodos para calcular los errores .....	30
CAPÍTULO III .....	32
3. MATERIALES Y MÉTODOS.....	32
3.1 Tratamiento de los Datos .....	32
3.1.1 Preprocesamiento de los datos.....	32

3.1.2 Depuración y análisis de datos .....	41
3.2 Determinación de las variables o los parámetros a partir de las pruebas eléctricas ...	57
3.3 Diseño de la solución al problema.....	58
3.4 Métodos para el ajuste de curvas y predicción .....	61
3.5 Diseño y desarrollo de la Aplicación Informática en MATLAB ® 2019 .....	62
CAPÍTULO IV .....	64
4. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	64
4.1 Análisis previo al uso de la Aplicación .....	64
4.2 Análisis a partir del uso de la Aplicación .....	69
4.3 Análisis de las tendencias a partir de la ejecución de la Aplicación.....	82
CAPÍTULO V .....	85
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	85
5.1 Conclusión general .....	85
5.2 Conclusiones específicas .....	85
5.3 Recomendaciones y trabajo a futuro .....	86
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	87
ANEXOS .....	92
A1.- ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL FABRICANTE DE LOS EP Y EQUIPOS DE MEDICIÓN .....	92
A2- PRUEBAS ELÉCTRICAS Y ESTANDARES UTILIZADOS EN LOS EP DE UNA SE .....	92
A2.1 Inspección Termográfica De Subestación .....	92
A2.2 Pruebas Eléctricas A Disyuntores.....	95
A2.3 Pruebas Eléctricas A Transformadores De Potencia .....	106
A2.4 Pruebas Eléctricas A Seccionadores .....	122
A2.5 Pruebas Eléctricas A Reactores .....	123

A2.6 Pruebas Eléctricas A Transformadores De Corriente .....	130
A2.7 Pruebas Eléctricas A Transformadores De Potencial .....	146
A2.8 Pruebas Eléctricas A Pararrayos .....	152
A2.9 Pruebas Eléctricas A Transformadores De Servicios Auxiliares .....	156
A3.- ALGORITMOS MATEMÁTICOS Y ESTADÍSTICOS .....	165
A4.- MANUAL DEL USUARIO DE LA APLICACIÓN .....	165
A5.- CODIFICACIÓN DE LA APLICACIÓN .....	165

## **ÍNDICE DE ILUSTRACIONES**

Ilustración 1: Ubicación de la Universidad Politécnica Salesiana - Sede Guayaquil, fuente: Google Maps. ....	3
Ilustración 2: Ubicación de CELEC EP TRANSELECTRIC SE Pascuales, Guayaquil – Ecuador, fuente: Google Maps. ....	4
Ilustración 3: Croquis de los EP que conforman una SE de alto voltaje para exteriores, fuente: (Comuval, 2019). ....	10
Ilustración 4: SE Chongón de 138 kV, fuente: CELEC EP TRANSELECTRIC SE Chongón, Guayaquil – Ecuador. ....	11
Ilustración 5: Diagrama Unifilar S/E Chongón de 138 kV, fuente: CELEC EP TRANSELECTRIC SE Chongón, Guayaquil – Ecuador. ....	11
Ilustración 6: Componentes internos SE GIS, barra doble, 300 kV, interiores, fuente: (Núñez Ramírez, 2015). ....	12
Ilustración 7: SE Policentro de 138/69 kV, fuente: CELEC EP TRANSELECTRIC SE Policentro, Guayaquil – Ecuador. ....	13
Ilustración 8: Diagrama Unifilar S/E Policentro de 138/69 kV, fuente: CELEC EP TRANSELECTRIC SE Policentro, Guayaquil – Ecuador. ....	13
Ilustración 9: SE Pascuales de 230/138/69 kV, fuente: CELEC EP TRANSELECTRIC SE Pascuales, Guayaquil – Ecuador. ....	14
Ilustración 10: Diagrama Unifilar S/E Pascuales de 230/138/69 kV, fuente: CELEC EP TRANSELECTRIC SE Pascuales, Guayaquil – Ecuador. ....	15

Ilustración 11: Bahía llamada Actualmente: Chorrillo 4, Antes: Las Esclusas, fuente: CELEC EP TRANSELECTRIC SE Pascuales, Guayaquil – Ecuador. ....	16
Ilustración 12: Esquema eléctrico de un autotransformador 1Ø, fuente: (Núñez Ramírez, 2015).....	17
Ilustración 13: Autotransformador de potencia de 230/138/13.8 kV con Capacidad de 125 MVA ABB, fuente: CELEC EP TRANSELECTRIC SE Pascuales, Guayaquil – Ecuador. ....	18
Ilustración 14: Disyuntor de Potencia al vacío, media tensión para interiores (VCB), fuente: (Núñez Ramírez, 2015).....	19
Ilustración 15: Disyuntor de Potencia al vacío, media tensión para exteriores (VCB), fuente: (Núñez Ramírez, 2015).....	19
Ilustración 16: Disyuntor de Potencia en aceite, alta tensión, exteriores, fuente: (Núñez Ramírez, 2015). ....	20
Ilustración 17: Constitución interna de un Disyuntor, fuente: Grid Solutions. ....	21
Ilustración 18: Disyuntor de Potencia de 230 kV tanque muerto MITSUBISHI, fuente: CELEC EP TRANSELECTRIC SE Pascuales, Guayaquil – Ecuador. ....	21
Ilustración 19: Disyuntor de Potencia de 230 kV tanque vivo CENEMESA, fuente: CELEC EP TRANSELECTRIC SE Pascuales, Guayaquil – Ecuador. ....	22
Ilustración 20: Pararrayo de 192 kV ABB, fuente: CELEC EP TRANSELECTRIC SE Pascuales, Guayaquil – Ecuador.....	22
Ilustración 21: Componentes de un pararrayos de línea, fuente: (Núñez Ramírez, 2015)..	23
Ilustración 22: Reactor de derivación de 10 MVAR NISSIN ELECTRIC CO., LTD., fuente: (NISSIN ELECTRIC, 2019).....	24
Ilustración 23: Seccionador de potencia de 230 kV General Eléctrica Española, fuente: CELEC EP TRANSELECTRIC SE Pascuales, Guayaquil – Ecuador. ....	24
Ilustración 24: Transformador de corriente de 100 kA ABB, fuente: CELEC EP TRANSELECTRIC SE Pascuales, Guayaquil – Ecuador.....	25
Ilustración 25: Componentes de un transformador de corriente, fuente: (Núñez Ramírez, 2015).....	26
Ilustración 26: Transformador de potencial de 245 kV ARTECHE, fuente: CELEC EP TRANSELECTRIC SE Pascuales, Guayaquil – Ecuador.....	26

Ilustración 27: Transformador 3Ø de 150 kVA ECUATRÁN, fuente: (ECUATRAN, 2017). .....	27
Ilustración 28: Imágenes de los reportes de las PE de los folletos antiguos. ....	32
Ilustración 29: Carpetas correspondientes a los folletos antiguos.....	33
Ilustración 30: Archivos en XLS de las PE a los EP. ....	33
Ilustración 31: Archivo en XLS de las PE que se realizan a un EP. ....	33
Ilustración 32: Formato del reporte antiguo de las PE a los EP, fuente: CELEC EP TRANSELECTRIC SE Pascuales, Guayaquil – Ecuador.....	34
Ilustración 33: Ingreso de datos de los reportes de las PE de los folletos antiguos.....	35
Ilustración 34: Recepción de las Tablas en General de las PE que se realizaron a los EP...	35
Ilustración 35: Hojas electrónicas de las diferentes PE que se realizaron a los EP.....	35
Ilustración 36: Recepción de Documentos en General de las PE que se realizaron a los EP. .....	36
Ilustración 37: Carpeta genera de todos los reportes de las PE realizadas a los EP del Patio de 230 kV. ....	36
Ilustración 38: Formato del reporte de la prueba de medición de resistencia de aislamiento realizado por el Supervisor de Mantenimiento de la ZOSX, fuente: CELEC EP TRANSELECTRIC SE Pascuales, Guayaquil – Ecuador.....	37
Ilustración 39: Ingreso de datos de los reportes de las EP de los formatos actuales. ....	38
Ilustración 40: Comentario que hace referencia a un documento o imagen de donde se ha extraído los datos de una PE a un EP. ....	38
Ilustración 41: Placa escaneada de uno de los EP del patio de 230 kV, fuente: CELEC EP TRANSELECTRIC SE Pascuales, Guayaquil – Ecuador.....	39
Ilustración 42: Registro de los datos generales de las placas de los EP. ....	39
Ilustración 43: Solicitud para acceder a los patios de la SE Pascuales para la toma de fotos de las placas de los EP.....	40
Ilustración 44: Imágenes de las placas de todos los EP a analizar. ....	40
Ilustración 45: Carpetas correspondientes a las placas de los EP correspondiente a cada bahía. .....	41
Ilustración 46: Imagen 033 del folleto antiguo DISYUNTORES_2002, Prueba de Medición de Resistencia de Contactos al Disyuntor 52-212. ....	42

Ilustración 47: Archivo 011_RESISTENCIA_OHMICA_Consulta.xls, PE al Disyuntor 52-212. ....	42
Ilustración 48: Ingreso de datos de una PE a un EP que actualmente no se encuentra en los patios analizados de la SE Pascuales.....	43
Ilustración 49: Diagramas de Pastel de los informes, registro o reportes de las PE completas e inconformes, de los EP. ....	44
Ilustración 50: Diagramas de Pastel de los informes, registro o reportes de las PE completas e inconformes, de los Disyuntores de Potencia. ....	44
Ilustración 51: Diagramas de Pastel de los informes, registro o reportes de las PE completas e inconformes, de los Autotransformadores de Potencia. ....	45
Ilustración 52: Diagramas de Pastel de los informes, registro o reportes de las PE completas e inconformes, de los Seccionadores de Potencia. ....	45
Ilustración 53: Diagramas de Pastel de los informes, registro o reportes de las PE completas e inconformes, de los Reactores de Potencia.....	46
Ilustración 54: Diagramas de Pastel de los informes, registro o reportes de las PE completas e inconformes, de los Transformadores de Corriente.....	46
Ilustración 55: Diagramas de Pastel de los informes, registro o reportes de las PE completas e inconformes, de los Transformadores de Potencial. ....	47
Ilustración 56: Diagramas de Pastel de los informes, registro o reportes de las PE completas e inconformes, de los Pararrayos.....	47
Ilustración 57: Diagramas de Pastel de los informes, registro o reportes de las PE completas e inconformes, de los Transformadores de SSAA.....	48
Ilustración 58: Diagramas de barras de los informes completos de los EP.....	48
Ilustración 59: Diagramas de barras de los registros inconformes de los EP.....	49
Ilustración 60: Diagramas de barras de los informes completos de los Disyuntores de Potencia. ....	49
Ilustración 61: Diagramas de barras de los registros inconformes de los Disyuntores de Potencia. ....	50
Ilustración 62: Diagramas de barras de los informes completos de los Autotransformadores de Potencia.....	50

Ilustración 63: Diagramas de barras de los registros inconformes de los Autotransformadores de Potencia.....	51
Ilustración 64: Diagramas de barras de los informes completos de los Seccionadores de Potencia. ....	51
Ilustración 65: Diagramas de barras de los registros inconformes de los Seccionadores de Potencia. ....	52
Ilustración 66: Diagramas de barras de los informes completos de todos los Reactores de Potencia. ....	52
Ilustración 67: Diagramas de barras de los registros inconformes de los Reactores de Potencia. ....	53
Ilustración 68: Diagramas de barras de los informes completos de los Transformadores de Corriente. ....	53
Ilustración 69: Diagramas de barras de los registros inconformes de los Transformadores de Corriente. ....	54
Ilustración 70: Diagramas de barras de los informes completos de los Transformadores de Potencial. ....	54
Ilustración 71: Diagramas de barras de los registros inconformes de los Transformadores de Potencial. ....	55
Ilustración 72: Diagramas de barras de los informes completos de los Pararrayos. ....	55
Ilustración 73: Diagramas de barras de los registros inconformes de los Pararrayos. ....	56
Ilustración 74: Diagramas de barras de los informes completos de los Transformadores de SSAA. ....	56
Ilustración 75: Diagramas de barras de los registros inconformes de los Transformadores de SSAA. ....	57
Ilustración 76: Diagnóstico hipotético del comportamiento de un Equipo Primario. ....	59
Ilustración 77: Estructura principal de la Aplicación de análisis de tendencias de las PE a los PE. ....	60
Ilustración 78: Ventana Principal de la Aplicación para el Análisis de Tendencias con la clasificación de los Patios de la SE Pascuales. ....	70
Ilustración 79: Ventana Principal de la Aplicación de Tendencias con la clasificación de los Disyuntores de Potencia. ....	70

Ilustración 80: Ventana Principal de la Aplicación de Tendencias con la clasificación de los Seccionadores de Potencia.....	71
Ilustración 81: Ventana Principal de la Aplicación de Tendencias con la clasificación de los Pararrayos. ....	71
Ilustración 82: Ventana Principal de la Aplicación de Tendencias con la clasificación de los Transformadores de Corriente.....	72
Ilustración 83: Ventana Principal de la Aplicación de Tendencias con la clasificación de los Divisores Capacitivo de Potencial.....	72
Ilustración 84: Ventana Principal de la Aplicación de Tendencias con la clasificación de los Autotransformadores de Potencia – Banco del ATT.....	73
Ilustración 85: Ventana Principal de la Aplicación de Tendencias con la clasificación de los Autotransformadores de Potencia – Banco del ATU. ....	73
Ilustración 86: Ventana Principal de la Aplicación de Tendencias con la clasificación del Autotransformador de Potencia de Reserva – ATT-ATU-R.....	74
Ilustración 87: Ventana Principal de la Aplicación de Tendencias con la clasificación de los Reactores. ....	74
Ilustración 88: Ventana Principal de la Aplicación de Tendencias con la clasificación de los Transformadores 3Ø de SSAA.....	75
Ilustración 89: Estadísticas del número de PE registradas al 52-212.....	75
Ilustración 90: Información de la Tendencia del EP 52-212 de la PE de Medición de Resistencia de Contactos.....	76
Ilustración 91: Estadísticas del número de PE registradas al ATT-C.....	76
Ilustración 92: Información de la Tendencia del EP ATT-C de la PE de Medición de Rigidez Dieléctrica del Aceite. ....	77
Ilustración 93: Estadísticas del número de PE registradas al RCX.....	77
Ilustración 94: Información de la Tendencia del EP RCX de la PE de Medición de Resistencia de Aislamiento.....	78
Ilustración 95: Estadísticas del número de PE registradas al DCP-232.....	78
Ilustración 96: Información de la Tendencia del EP DCP-232 de la PE de Medición de Relación de Transformación.....	79

Ilustración 97: Tendencias correspondientes al % de Error entre los terminales de la Fase A del DCP-232. ....	79
Ilustración 98: Tendencias correspondientes al % de Error entre los terminales de la Fase B del DCP-232. ....	80
Ilustración 99: Tendencias correspondientes al % de Error entre los terminales de la Fase C del DCP-232. ....	80
Ilustración 100: Estadísticas del número de PE registradas del T3-SSAA. ....	81
Ilustración 101: Información de la Tendencia del EP T3-SSAA de la PE de Medición de Rigidez Dieléctrica del Aceite. ....	81
Ilustración 102: Tendencias a la fecha de las PE de M.R.DE al EP ATT-B. ....	82
Ilustración 103: Tendencias a la fecha de las PE de M.R.DE al EP ATT-A. ....	83
Ilustración 104: Tendencias a la fecha de las PE de M.R.D.A al EP T1-SSAA. ....	83
Ilustración 105: Tendencias a la fecha de las PE de M.R.D.A al EP T2-SSAA. ....	84
Ilustración 106: Panorámica del patio 230 kV de la SE PASCUALES, fuente: CELEC EP TRANSELECTRIC SE Pascuales, Guayaquil – Ecuador. ....	92
Ilustración 107: Inspección termográfica de conexionado aéreo, fuente: CELEC EP TRANSELECTRIC SE Pascuales, Guayaquil – Ecuador. ....	93
Ilustración 108: Inspección termográfica de un equipo primario, fuente: CELEC EP TRANSELECTRIC SE Pascuales, Guayaquil – Ecuador. ....	93
Ilustración 109: Inspección termográfica de un transformador de servicios auxiliares, fuente: CELEC EP TRANSELECTRIC SE Pascuales, Guayaquil – Ecuador. ....	94
Ilustración 110: Identificación de punto caliente, fuente: CELEC EP TRANSELECTRIC SE Pascuales, Guayaquil – Ecuador. ....	94
Ilustración 111: Conexión típica para prueba de resistencia de aislamiento del interruptor automático en posición abierta, fuente: (Gill, 2009). ....	100
Ilustración 112: Prueba de resistencia de aislamiento del circuito derivado a tierra de un panel de distribución, fuente: (Gill, 2009). ....	100
Ilustración 113: Conexión para polo superior 1, fuente: (INTEC, 2004). ....	102
Ilustración 114: Conexión para la prueba de polo completo, fuente: (INTEC, 2004). ....	102
Ilustración 115: Conexión para polo inferior, fuente: (INTEC, 2004). ....	102

Ilustración 116: Capacitancia en los bushings de los Disyuntores de Potencia, fuente: (Gill, 2009).....	103
Ilustración 117: Cuadro de pruebas de diagnóstico a varios EP, fuente: IEEE C57.152™ – 2013. ....	106
Ilustración 118: Circuito de aislamiento para transformadores de dos devanados, fuente: (Mike, Joe, Scott, & Randy, 2005).....	107
Ilustración 119: Capacitancias Equivalentes, fuente: (Mike, Joe, Scott, & Randy, 2005, pág. 228).....	107
Ilustración 120: Prueba de Espécimen No Puesto a Tierra a Aisladores Pasa tapas de Transformadores, fuente: (Mike, Joe, Scott, & Randy, 2005, pág. 236).....	109
Ilustración 121: Datos típicos de prueba en campo a un aislador pasa tapas de un transformador de gran tamaño. Prueba de Espécimen No Puesto a Tierra (UST), fuente: (Mike, Joe, Scott, & Randy, 2005, pág. 237). ....	109
Ilustración 122: Conexiones del instrumento de prueba M4100 y de la interfaz de reactancia de fuga M4110, fuente: (Mike, Joe, Scott, & Randy, 2005, pág. 261).....	115
Ilustración 123: Cuadro de pruebas de diagnóstico a varios EP, fuente: IEEE C57.152™ – 2013. ....	116
Ilustración 124: Gases generados típicamente por fallas en el transformador de potencia, fuente: (Mike, Joe, Scott, & Randy, 2005, pág. 149). ....	118
Ilustración 125: Tensión de ruptura dieléctrica Método ASTM D 877 con electrodos planos, fuente: (Mike, Joe, Scott, & Randy, 2005, pág. 134). ....	121
Ilustración 126: Tensión de ruptura dieléctrica ASTM D 1816 - Separación 1 mm, fuente: (Mike, Joe, Scott, & Randy, 2005, pág. 135). ....	122
Ilustración 127: Tensión de ruptura dieléctrica ASTM D 1816 - Separación 2 mm, fuente: (Mike, Joe, Scott, & Randy, 2005, pág. 135). ....	122
Ilustración 128: Cuadro de pruebas de diagnóstico a varios EP, fuente: IEEE C57.152™ – 2013. ....	127
Ilustración 129: Pruebas de FP en los TC – Alta Tensión VS Baja Tensión y Tierra, fuente: (INTEC, 2004).....	131
Ilustración 130: Pruebas de FP en los TC - Baja Tensión VS Alta Tensión y Tierra, fuente: (INTEC, 2004).....	131

Ilustración 131: TTR Tipo Manivela, fuente: (Gill, 2009).....	133
Ilustración 132: Prueba de relación por método de voltaje, fuente: IEEE Std C57.13.1™. .....	135
Ilustración 133: Prueba de polaridad con voltaje, fuente: IEEE Std C57.13.1™.....	136
Ilustración 134: Prueba de polaridad con voltaje CA, fuente: IEEE Std C57.13.1™. .....	136
Ilustración 135: Prueba de polaridad con corriente alterna, fuente: IEEE Std C57.13.1™. .....	137
Ilustración 136: Prueba de polaridad con un voltímetro, fuente: IEEE Std C57.13.1™....	138
Ilustración 137: Prueba de polaridad con medidor de ángulo de fase, fuente: IEEE Std C57.13.1™.....	138
Ilustración 138: Prueba de polaridad, relación de espiras y excitación para un Bushing tipo TC, fuente: IEEE Std C57.13.1™. .....	139
Ilustración 139: Prueba de resistencia de aislamiento fuente: IEEE Std C57.13.1™. .....	141
Ilustración 140: Circuito de prueba de excitación de una TC, fuente: (Gill, 2009). .....	143
Ilustración 141: Curva de excitación típica para clase C, con distintas relaciones en los TC. (Cortesía de Instrument Transformers, Inc., Clearwater, FL.), fuente: (Gill, 2009). .....	144
Ilustración 142: Prueba de excitación para obtener las curvas de saturación, fuente: IEEE Std C57.13.1™.....	145
Ilustración 143: Curva de excitación típica para TC de relación múltiple de clase C, fuente: IEEE Std C57.13.1™ – 2006.....	146
Ilustración 144: Transformador de voltaje inductivo, fuente: (ABB, 2019). .....	147
Ilustración 145: Transformador de voltaje capacitivo, fuente: (ABB, 2019). .....	148
Ilustración 146: Medición del factor de potencia en pararrayos de dos unidades, fuente: (Gill, 2009). .....	153
Ilustración 147: Medición del factor de potencia en pararrayos de varias unidades, fuente: (Gill, 2009). .....	153
Ilustración 148: Transformador de baja resistencia ohmiómetro, fuente: (Cortesía de Megger Inc., Valley Forge, PA).....	159

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Características de la Aplicación de Análisis de Tendencias. ....	63
Tabla 2: PE Conformes e Inconformes a los Disyuntores de Potencia. ....	64
Tabla 3: PE Conformes e Inconformes a los Autotransformadores de Potencia.....	65
Tabla 4: PE Conformes e Inconformes a los Seccionadores de Potencia. ....	66
Tabla 5: PE Conformes e Inconformes a los Reactores de Potencia.....	66
Tabla 6: PE Conformes e Inconformes a los Transformadores de Corriente. ....	67
Tabla 7: PE Conformes e Inconformes a los Divisores Capacitivo de Potencial.....	68
Tabla 8: PE Conformes e Inconformes a los Pararrayos.....	68
Tabla 9: PE Conformes e Inconformes a los Transformadores de SSAA.....	69
Tabla 10: Tabla C.1 de la norma IEEE Std C57.152™ – 2013: Comparaciones de temperatura entre componentes similares.....	95
Tabla 11: Tabla 8 de la norma IEEE ANSI C37.06™ – 2000: Tensiones nominales de control y sus rangos para disyuntores. ....	98
Tabla 12: Tabla 100.1 de la norma ANSI NETA 2011: Valores de prueba de resistencia de aislamiento Aparatos y sistemas eléctricos. ....	101
Tabla 13: Tabla 100.4.1 de la norma ANSI NETA 2011: Límites sugeridos para el aceite aislante de clase I.....	105
Tabla 14: Tabla 100.4.2 de la norma ANSI NETA 2011: Límites sugeridos para líquidos aislantes de hidrocarburos menos inflamables. ....	105
Tabla 15: Tabla 100.4.3 de la norma ANSI NETA 2011: Límites sugeridos para el líquido aislante de silicona envejecido en servicio.....	105
Tabla 16: Tabla 100.4.4 de la norma ANSI NETA 2011: Límites sugeridos para el fluido aislante de Tetracloroetileno envejecido en servicio.....	105
Tabla 17: Tabla 7 de la norma IEEE C57.152™ – 2013: Valores factores de disipación aceptables para líquidos aislantes nuevos y envejecidos.....	110
Tabla 18: Tabla 10 de la norma IEEE C57.152™ – 2013: Medidas requeridas para la prueba actual de excitación. ....	112
Tabla 19: Tabla 9 de la norma IEEE C57.152™ – 2013: Rangos típicos de resistencia de aislamiento para varias condiciones de aislamiento básico.....	114

Tabla 20: Tabla 100.4.1 de la norma ANSI NETA 2011: Límites sugeridos para el aceite aislante de clase I.....	119
Tabla 21: Análisis de Gases De acuerdo con la norma ASTM D 3612. ....	119
Tabla 22: Otras pruebas para el AFQ y DGA. ....	120
Tabla 23: Resistencia de aislamiento mínima recomendada para los diferentes niveles de tensión, fuente: ANSI NETA 2011.....	123
Tabla 24: Tabla 7 de la norma IEEE C57.152™ – 2013: Valores factores de disipación aceptables para líquidos aislantes nuevos y envejecidos.....	124
Tabla 25: Tabla 10 de la norma IEEE C57.152™ – 2013: Medidas requeridas para la prueba actual de excitación. ....	125
Tabla 26: Tabla 9 de la norma IEEE C57.152™ – 2013: Rangos típicos de resistencia de aislamiento para varias condiciones de aislamiento básico.....	126
Tabla 27: Tabla 100.4.1 de la norma ANSI NETA 2011: Límites sugeridos para el aceite aislante de clase I.....	128
Tabla 28: Análisis de Gases De acuerdo con la norma ASTM D 3612. ....	129
Tabla 29: Otras pruebas para el AFQ y DGA. ....	129
Tabla 30: Tabla 100.4.1 de la norma ANSI NETA 2011: Límites sugeridos para el aceite aislante de clase I.....	130
Tabla 31: Tabla 100.4.2 de la norma ANSI NETA 2011: Límites sugeridos para líquidos aislantes de hidrocarburos menos inflamables. ....	130
Tabla 32: Tabla 100.4.3 de la norma ANSI NETA 2011: Límites sugeridos para el líquido aislante de silicona envejecido en servicio. ....	130
Tabla 33: Tabla 100.4.4 de la norma ANSI NETA 2011: Límites sugeridos para el fluido aislante de Tetracloroetileno envejecido en servicio.....	130
Tabla 34: Tabla 100.21 de la norma ANSI NETA 2011 Precisión de transformadores de corriente IEC Clase TP Límite de Error. ....	133
Tabla 35: Tabla 100.5 de la norma ANSI NETA 2011: Pruebas de mantenimiento de resistencia de aislamiento de transformadores. ....	140
Tabla 36: Tabla 100.9 de la norma ANSI NETA 2011: Transformador de instrumentos Pruebas dieléctricas Mantenimiento de campo. ....	141

Tabla 37: Tabla 8.14 del libro (Ramírez, 1991): Nivel de aislamiento asignado para devanados primarios de transformadores con tensión máxima $U_m 300 \geq kV$ . .....	149
Tabla 38: Tabla 100.5 de la norma ANSI NETA 2011: Pruebas de mantenimiento de resistencia de aislamiento de transformadores. ....	150
Tabla 39: Tabla 100.9 de la norma ANSI NETA 2011: Transformador de instrumentos Pruebas dieléctricas Mantenimiento de campo. ....	151
Tabla 40: Tensiones de prueba recomendadas para pararrayos del libro (Gill, 2009). .....	153
Tabla 41: Tabla 100.1 de la norma ANSI NETA 2011: Valores de prueba de resistencia de aislamiento Aparatos y sistemas eléctricos. ....	155
Tabla 42: Tabla 100.3 de la norma ANSI NETA 2011: Valores de prueba de mantenimiento Factor de disipación recomendado / Factor de potencia a 20 C Transformadores, reguladores y reactores llenos de líquido. ....	156
Tabla 43: Tabla 18 de la norma IEEE Std C57.152™ – 2013: Límite de antigüedad del servicio nominal y de servicio. ....	158
Tabla 44: Tabla 100.5 de la norma ANSI NETA 2011: Pruebas de mantenimiento de resistencia de aislamiento de transformadores. ....	161
Tabla 45: Tabla 100.4.1 de la norma ANSI NETA 2011: Límites sugeridos para el aceite aislante de clase I. ....	161
Tabla 46: Tabla 100.4.2 de la norma ANSI NETA 2011: Límites sugeridos para líquidos aislantes de hidrocarburos menos inflamables. ....	162
Tabla 47: Tabla 100.4.3 de la norma ANSI NETA 2011: Límites sugeridos para el líquido aislante de silicona envejecido en servicio. ....	162
Tabla 48: Tabla 100.4.4 de la norma ANSI NETA 2011: Límites sugeridos para el fluido aislante de Tetracloroetileno envejecido en servicio. ....	162
Tabla 49: Tabla 100.4.1 de la norma ANSI NETA 2011: Límites sugeridos para el aceite aislante de clase I. ....	163
Tabla 50: Análisis de Gases De acuerdo con la norma ASTM D 3612. ....	164
Tabla 51: Otras pruebas para el AFQ y DGA. ....	165

## ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1: Modelo interpolación-Splines.....	28
Ecuación 2: Modelo ARMA Integrado (ARIMA). ....	29
Ecuación 3: Modelo ANOVA. ....	29
Ecuación 4: Error Verdadero.....	30
Ecuación 5: Error Aproximado.....	30
Ecuación 6: Error Absoluto. ....	31
Ecuación 7: Error Relativo Porcentual. ....	31
Ecuación 8: Factor de Potencia. ....	108
Ecuación 9: Ley de Ohm. ....	123

## ABREVIATURAS – SIMBOLOGÍA – UNIDADES

A	Amperio(s).
AFQ	Análisis Fisicoquímico.
ANOVA	Análisis de varianza.
ANSI	Instituto Americano de Estándares Nacionales.
AR	Autorregresivo.
ARIMA	Modelo Autorregresivo Integrado de Media Móvil.
ARF	Análisis de Respuesta de Frecuencia.
ARMA	Modelo Autorregresivo de Medias Móviles.
ASTM	Sociedad Americana para Pruebas y Materiales.
AFQ	Análisis Fisicoquímico.
BCT	Transformador de Corriente Tipo Bushing.
BIL	Nivel Básico de Aislamiento.
C	Corrosivo.
CA	Corriente Alterna.
CC	Corriente Continua.
CCA	Análisis de Componentes Curvilíneos.
CELEC EP	Corporación Eléctrica del Ecuador Empresa Pública.
CG	Cromatografía de Gases.
CO	Monóxido de Carbono.
CO <sub>2</sub>	Dióxido de Carbono.
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos.
DAE	Ecuaciones Algebraicas Diferenciales.
DC	Corriente Directa.
DCP	Divisor(es) Capacitivo(s) de Potencial.
DETC	Cambiador de Tomas Desenergizado.
DF	Factor de Disipación.
DGA	Análisis de Gases Disueltos.

DSM	Departamento de Supervisión y Mantenimiento.
Ea	Error Aproximado.
EP	Equipo(s) Primario(s).
Et	Error Verdadero.
FP	Factor de Potencia.
FR3	Fluido Envirotemp.
GIS	Subestación(es) Aislada(s) en Gas.
GST	Prueba de Muestra Conectada a Tierra.
GUI	Interfaces Gráficas de Usuarios.
HZ	Hercio.
ID	Identificación.
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional.
IEEE	Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica.
ISO	Organización Internacional de Normalización.
KSOM	Mapa de Auto Organización del Núcleo.
LSTM	Red(es) de Memorización a Corto y Largo Plazo.
LT	Línea de Transmisión.
LTC	Cambiador de Tomas Bajo Carga.
MA	Medias Móviles.
MIMO	Entrada Múltiple: Salida Múltiple.
NC	No Corrosivo.
NETA	Asociación Internacional de Pruebas Eléctricas.
OCB	Disyuntor(es) y/o Interruptor(es) de Potencia en Aceite.
Pa	Pascal.
PCA	Análisis de Componentes Principales.
PCB	Policlorobifenilos y/o Bifenilo Ploriclorado.
PE	Prueba(s) Eléctrica(s).
PLC	Controlador Lógico Programable.

PSI	Libra por pulgada cuadrada.
RMS	Raíz Media Cuadrática.
SARIMA	Modelo Autorregresivo Integrado de Media Móvil Estacional.
SDAE	Ecuaciones Algebraicas Diferenciales Estocásticas.
SDE	Ecuaciones Diferenciales Estocásticas.
SE	Subestación(es) Eléctrica(s).
SEP	Sistemas Eléctricos de Potencia.
SF6	Hexafluoruro de Azufre.
SNT	Sistema Nacional de Transmisión.
SOM	Mapa Auto Organizado.
SSAA	Servicios Auxiliares.
Std	Estándar.
SVM	Máquinas de Soporte Vectorial.
SVR	Soporte de Regresión Vectorial.
SW	Desechos Sólidos.
TC – TC's – CT	Transformador(es) de Corriente(s).
TP	Transformador(es) de Potencial.
TTR	Relación de Transformación.
USEPA	Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos.
UST	Prueba de Muestra sin Conexión a Tierra.
V	Voltio(s).
VA	Voltio(s) Amperio(s).
VCB	Disyuntor(es) y/o Interruptor(es) de Potencia al Vacío.
VDE	Asociación de Ingenieros Eléctricos Alemanes.
W	Watts.
Vs	Versus.
WT	Transformada de Wavelets.
ZOSX	Zona Operativa Sur Occidental.

cSt	Viscosidad Cinemática o también conocida como centistoke.
g/cm <sup>2</sup>	Gramos por centímetros cuadrados.
in	Pulgada(s).
mg KOH/g	Número de Neutralización o de Saponificación.
mN/m	Mili Newton por Metro.
m	Metro(s).
ppm p	Partes por millón en masa o peso.
ppm v	Partes por millón en volumen.
rad	Radianes.
s	Segundos.
h	Horas.
B	Byte.
°C	Grados Centígrados.
°F	Grados Fahrenheit.
™	Marca Registrada.
©	Copyright.
®	Registrado/a.
Ω	Ohmio(s).
±	Más o Menos.
≈	Aproximado.
>	Mayor.
≥	Mayor o Igual.
<	Menor.
≤	Menor o Igual.
1Ø	Monofásico – 1 Fase.
3Ø	Trifásico – 3 Fases.
H <sub>1</sub> – H <sub>2</sub>	Terminales de Alta de un Autotransformador o Transformador.
X <sub>1</sub> – X <sub>2</sub>	Terminales de Baja de un Autotransformador o Transformador.
Y <sub>1</sub> – Y <sub>2</sub>	Terminales del Terciario de un Autotransformador.

# CAPÍTULO I

## 1. ESTUDIO PRELIMINAR

### 1.1 Introducción

De todas las formas de energía conocidas en la actualidad, la que más se emplea para el desarrollo económico de cualquier país, es la energía eléctrica, debido que constituye el pilar fundamental del desarrollo social e industrial de todos los países, así como un elemento esencial para el desarrollo tecnológico.

En la actualidad, las empresas generadoras, transmisoras y distribuidoras de electricidad en el Ecuador están sujetas a regulaciones con respecto a la calidad de servicio, por lo que están en la obligación de prestar un servicio bajo un determinado nivel de calidad, que obliga a brindar un servicio confiable, continuo y seguro. CELEC EP TRANSELECTRIC es la empresa que auspicia este proyecto, se encarga de la transmisión de energía eléctrica en el Ecuador y consta de cuatro zonas, en este proyecto de titulación se estudió las PE de los distintos EP de la SE Pascuales que se encuentra ubicada en la ZOSX, y es del tipo doble barra con un nivel de voltaje de 230 kV, debido a la situación geográfica y técnica de la red de interconexión con las demás SE fue seleccionada la de Pascuales.

En este estudio se centró la atención de los EP que se encuentran físicamente en los patios; 230 kV (Maniobra), Autotrafos, Reactores y SSAA. Aquí existente 7 Autotrafos de Potencia (1Ø), 11 Disyuntores de Potencia (3Ø), 62 Seccionadores de Potencia 3Ø, 11 Trafos de Corriente (3Ø), 10 Divisores Capacitivos de Potencia (3Ø), 9 Pararrayos (3Ø) y 4 Trafos de SSAA (3Ø). Considerando el requerimiento del DSM con respecto a la evaluación y el control de los mantenimientos efectuados y la determinación del grado de funcionamiento de un EP, se desarrolló una aplicación que contribuye a este requerimiento, la misma que permite visualizar el registro de las diversas PE a los EP, de una cantidad de información correspondiente a los últimos 37 años de las 56 tipos de PE que se realizaron a los 115 EP, y también permite analizar la tendencia implementada con 6 métodos numéricos y estadísticos, para estimar el valor que tiende el resultado de la PE a ese EP. Con el fin de tener fácil manejo de la Aplicación se utilizó GUI, comúnmente llamadas ventanas, pero considerando la facilidad de cálculo vectorial para los métodos numéricos y estadísticos se utilizó los módulos

de MATLAB ® 2019, especialmente el App Designer (La Aplicación de Diseño Gráficos de MATLAB ® 2019).

## **1.2 Identificación y diagnóstico del problema**

El manejo macro de información proveniente de los historiales correspondientes a las diferentes PE en los EP en el patio de 230 kV y los componentes que forman parte de la transmisión de un SEP se complica al momento de saber qué tipo de mantenimiento o prueba se debe realizar a dichos elementos.

Se tienen establecidas el plan de mantenimiento que deben de realizarse a cada uno de los EP, también se cuenta con el historial de las PE llevadas durante su operación, los datos obtenidos serán clasificados por; registros conformes y registros inconformes.

La planificación de mantenimientos no está bien dimensionada o no se realiza con argumentos confiables, estos mantenimientos son costosos, no optimizan los recursos para que validen el plan de mantenimiento que se vaya a realizar.

Se realizará una aplicación computacional para el análisis de tendencias de las PE en las SE, usando métodos estadísticos y numéricos con los datos de los registros de las diversas PE realizadas en los EP para posteriormente ser validadas con respecto a las normas; ANSI NETA, ASTM, IEEE e IEC correspondientes, si operan o no dentro de los valores estipulados en dichas normas.

La ausencia de una herramienta predictiva que indique cuándo un EP pueda presentar algún problema o falla, ayudará en la gestión y planificación de mantenimientos para reducir costos y recursos.

## **1.3 Justificación y delimitación**

La carencia de una aplicación que muestre las tendencias de los resultados que tienen las PE a los EP, para estimar el tiempo de vida útil y la confiabilidad del servicio del EP, para evaluar el mantenimiento preventivo o correctivo realizado que garantice la operación efectiva de los EP, considerando una gran cantidad de registros históricos de las principales PE almacenados en bitácoras físicas o digitales a lo largo de varios años, amerita desarrollar una herramienta que permita o contribuya conocer el comportamiento de los EP, y los diversos componentes

que conforman la SE mediante tendencias que se verán reflejadas con los registros históricos de las PE de cada EP.

Para la elaboración de este proyecto se utilizó los históricos de información de las diferentes PE a los EP del patio 230 kV de la SE Pascuales CELEC EP TRANSELECTRIC. Además, se aplican los métodos y técnicas estudiadas en las asignaturas; Probabilidad y Estadísticas, Métodos Numéricos, Programación I, II, SEP I, II, III, IV, Mantenimiento Eléctrico I, II, Administración de SEP, se implementa la aplicación con interfaces gráficas para usuarios cuyos datos son leídos desde hojas electrónicas en un directorio de datos.

Las validaciones prácticas de las tendencias de las PE son analizadas y evaluadas por el personal técnico experto en dichas PE del DSM de la SE Pascuales de CELEC EP TRANSELECTRIC.

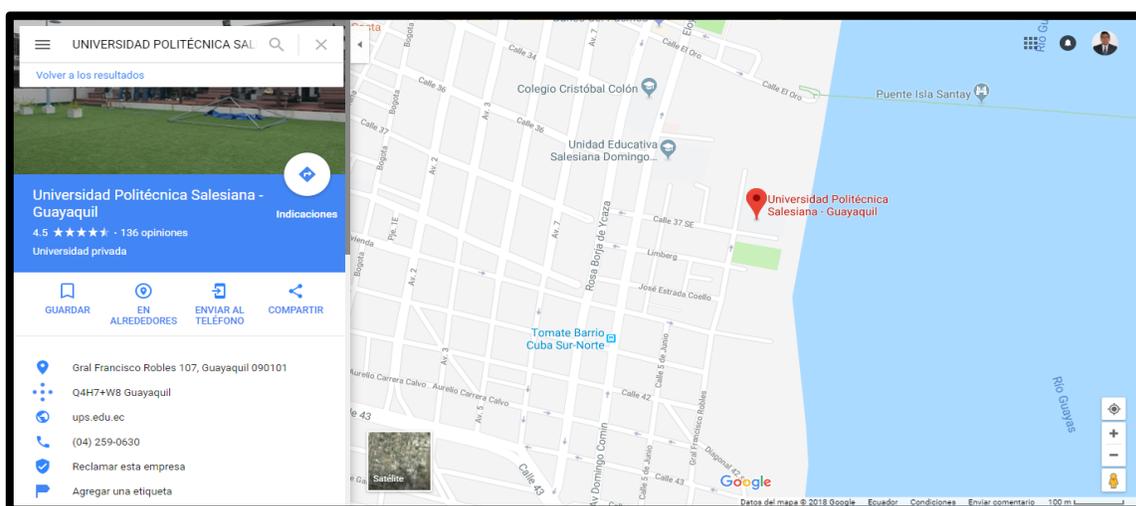
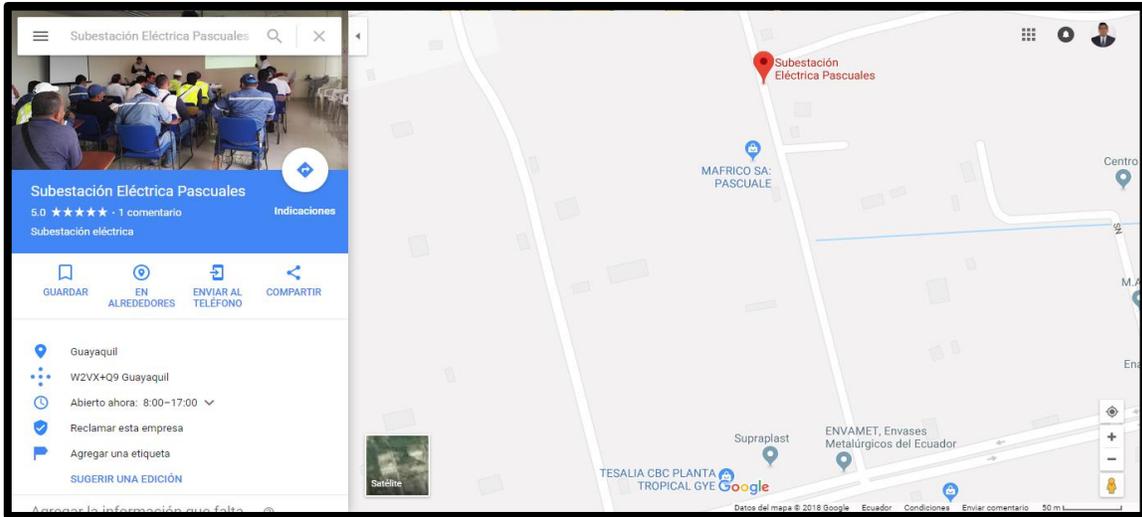


Ilustración 1: Ubicación de la Universidad Politécnica Salesiana - Sede Guayaquil, fuente: Google Maps.



*Ilustración 2: Ubicación de CELEC EP TRANSELECTRIC SE Pascuales, Guayaquil – Ecuador, fuente: Google Maps.*

## 1.4 Beneficiarios

En la actualidad se genera un déficit sobre una herramienta digital que ayude a prevenir los tiempos de mantenimientos y el ahorro económico que tiene la SE Pascuales CELEC EP TRANSELECTRIC, por este motivo se ha desarrollado una herramienta digital intuitiva y amigable, con la colaboración del personal del DSM, que realiza las PE a los distintos EP del patio 230 kV.

## 1.5 Objetivos

### 1.5.1 Objetivos generales

Implementar un método o algoritmo que proyecte la tendencia del comportamiento de los EP del patio de 230 kV de la empresa SE Pascuales CELEC EP TRANSELECTRIC, Guayaquil – Ecuador, a partir de los resultados de las PE más significativas y de los métodos numéricos o estadísticos empleados con el fin de prever mantenimientos o fallas de estos EP.

### 1.5.2 Objetivos específicos

- Adquirir, depurar y clasificar los datos históricos de las PE y de la operación de los EP que se encuentran en cada bahía del patio de 230 kV de la SE Pascuales.
- Investigar y seleccionar los métodos numéricos o estadísticos para realizar el pronóstico, predicción y extrapolación de datos históricos de las PE y de la operación de los EP que se encuentran en cada bahía del patio de 230 kV de la SE Pascuales.

- Implementar los métodos con algoritmos computacionales en un lenguaje de alto nivel, apropiado para la manipulación de un usuario común.
- Validar los resultados obtenidos de la simulación con datos históricos de fallas reales sucedidas en el patio de 230 kV de la SE Pascuales o, con la simulación del mismo evento utilizando software especializado o, con la determinación de indicadores, coeficientes, índices o tasas recomendados por estándares internacionales.

## **1.6 Método de investigación**

Este proyecto de titulación requiere una investigación cuyo nivel o grado de profundidad es de carácter exploratorio y/o descriptivo, basado en las PE que se realizan a los EP de la SE Pascuales de CELEC EP TRANSELECTRIC, para analizar cuál es la tendencia que deberían tener los resultados de estas pruebas y establecer la situación que presenta dicho EP. Se debe aclarar que no es una investigación experimental ya que se trabaja con resultados de pruebas experimentales que fueron realizadas por el personal técnico de la SE y se han registrado en una serie de informes en documentos físicos y una pequeña cantidad en informes digitales en formato editable. Es exploratorio (Hernández Samperti, Fernández Collado, & Baptista Lucio, 2010, págs. 76-77) ya que se indaga con una perspectiva innovadora y se permite identificar algunos conceptos y definiciones desarrollados en Ingeniería Eléctrica, además se pretende establecer un camino para nuevas investigaciones, también es de carácter descriptivo ya que no sólo se estudian los elementos de la SE, sino todos los fenómenos de sus componentes a través de las PE, se han definido conceptos y variables con el estudio de las normas y estándares definidos por ANSI, IEC, IEEE y otras instituciones de normalización.

El proyecto es de campo, ya que la recolección de datos se la realiza a la empresa investigada, SE Pascuales de CELEC EP TRANSELECTRIC, donde ha ocurrido los fenómenos estudiados de las PE en los EP, sin manipular o controlar ninguna variable, es decir, se recibe la información, pero no se altera ninguna de las condiciones existentes en el fenómeno y por lo tanto no es experimental.

La estructura capitular de esta memoria consta:

Capítulo 01, corresponde al estudio introductorio del problema, los antecedentes, las causas y los efectos que produciría no atender este problema.

Capítulo 02, el estado del arte y marco teórico, estudiado para conocer problemas similares, estudios semejantes, conceptos de los elementos de la problemática, para poder presentar un método de solución o una alternativa más adecuada.

Capítulo 03, se establece el método de solución, la forma de resolver paso a paso y la forma de abordar todos los elementos involucrados en la solución.

Capítulo 04, se muestran los resultados y discusión de estos, ya que todo lo obtenido no es lo esperado, así que se ha justificado las causas, en aquellos casos, en que no se ha logrado un resultado satisfactorio o esperado.

## CAPÍTULO II

### 2. ESTADO DEL ARTE Y FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

#### 2.1 Estado del arte

En el sector eléctrico colombiano la predicción de la demanda es un problema de altísima importancia, las técnicas más usadas son los modelos ARIMA y las redes neuronales artificiales (Rueda, Velásquez Henao, & Franco Cardona, 2011), pero los estudios no muestran claridad sobre la mejor opción, ni precisa una recomendación específica.

Una inadecuada estimación en el pronóstico de la demanda ya sea por subestimación o sobreestimación traerá graves consecuencias técnicas, económicas y sociales, por lo que se recomienda utilizar un modelo matemático apropiado que garantice confiabilidad en los resultados de la estimación (Tashiguano Guachamin, 2015). Algunos modelos matemáticos que fueron utilizados son: Modelos cualitativos, Modelos de tendencias (regresión), Modelos series de tiempo (suavizamiento, descomposición, Winter), Modelos de Box – Jenkins, etc., sin embargo, hay otros modelos matemáticos que aplican conceptos de inteligencia artificial (Ponce Cruz, 2010) o de aprendizaje automático. Para la selección del modelo más adecuado se deben conocer varios aspectos de los datos que se van a medir, (Gönen, 2014) (Schinas & Moullas, 2016) define características de la carga eléctrica y describe mediante gráficos el comportamiento de los SEP que se utilizaron en este proyecto.

En los estudios de pronóstico o predicción se consideró el grado del error y del nivel de confianza de los resultados, dentro de las posibilidades se asume que estos errores están normalmente distribuidos. En el 2014, se realizó el análisis de los componentes “cuasi-determinísticos” de los errores de pronósticos de generación y carga de energía solar, utilizando la transformada wavelet acoplada al modelo de pronóstico ARIMA, con la posibilidad de reducción de incertidumbre para los errores del viento, de energía solar y del pronóstico de carga hasta un 12% (Hou, Etingov, Makarov, & Samaan, 2014). Para realizar este análisis, Hou se basó en los criterios y los modelos estacionarios, no estacionarios y estacionales de los pronósticos, sin implicar distribuciones normales (Brockwell & Davis, 2002). WT se ha utilizado ampliamente para el análisis de series de tiempo y la descomposición de la señal, y se aplica para separar los componentes cuasi-determinísticos

de múltiples escalas de una serie de tiempo. El espectro de potencia wavelet se puede calcular en cada relación nivel/frecuencia que demuestra la contribución del componente a la variabilidad global de una señal; por lo tanto, en el dominio de la frecuencia, el WT indica qué componentes son importantes y cuándo son los que más contribuyen a la variabilidad general de la señal (Akansu, Serdijn, & Selesnick, 2010). Los métodos con transformadas wavelets y análisis de espectros, así como la combinación de estimadores de varianzas wavelets a través de escalas (Mondal & Percival, 2012), son aplicados a problemas relacionados con series de tiempo (Subba Rao, Subba Rao, & Rao, 2012).

Con los datos de la SE sueca se aplicó el ANOVA para la construcción del modelo lineal, se consideró como parámetros la hora del día, el día de la semana y el número de semana. El modelo puede explicar cerca de dos tercios de la variación en los datos, si los períodos del día, la semana y el año son lo suficientemente cortos. El problema es que los promedios de la corriente en la línea son demasiado bajos. Por lo tanto, el modelo no es suficiente para planificar la termografía en este caso. Aun así, el modelo es adecuado para la predicción de la corriente para otros fines. Se deben revisar otras líneas en diferentes posiciones en la red eléctrica (Westerlund, Hilber, & Lindquist, 2016).

Otro aspecto que debe tomarse en cuenta son las características estocásticas o aleatorias que son inminentes en los estudios de fallas, de generación o de demanda de carga, esta característica conducirá a la inestabilidad del sistema de energía eléctrica (Mi, Wang, & Wang, 2018). En 2016, Hao y su equipo realiza una revisión bibliográfica donde principalmente utilizan las SDE, ya que todas ellas tienen un gran impacto en la estabilidad de los sistemas de potencia y no pueden ignorarse (Hao, Hui, Linlin, & Haixiang, 2016). Luego se presentan modelos estocásticos de los sistemas de energía, como el modelo estocástico para la estabilidad transitoria del sistema de potencia con energía eólica, basados en los ensayos de Monte Carlo que transforman el modelo en SDAE, también se analiza un método numérico implícito para las SDAE, muy parecidas a la integración trapezoidal implícita utilizada para las DAE (Wu, Wang, Li, & Hu, 2014).

Para realizar el análisis y la predicción de perfiles de consumo energético en edificios públicos mediante técnicas de minería de datos, (Morán Álvarez, 2012) se utilizó técnicas de reducción de la dimensionalidad (PCA), o variantes de estas (tales como la transformada de Hotelling), junto con técnicas de predicción propiamente dichas. Dado que existen diferentes

posibilidades, en esta tesis, se plantean cuatro técnicas (CCA+ARIMA, SOM MIMO, KSOM y Neural Gas+SVR) y se comparan entre sí para determinar cuál es la más adecuada.

En 2018 se presentó un estudio que utiliza técnicas que involucran inteligencia artificial (Ponce Cruz, 2010), minería de datos y aprendizaje, para predecir fallas de disparo en una línea de transmisión de energía eléctrica, denominadas LSTM (redes de memorización a corto y largo plazo) aplicadas también en el diagnóstico de fallas y estimación de la vida útil restante de un motor aéreo (Yuan, Wu, & Lin, 2016) y SVM usadas también en la clasificación de fallas de un sensor (Jan, Lee, Shin, & Koo, 2017), estas técnicas son robustas y tienen alta capacidad de generalización para obtener resultados finales de predicción, sin embargo tienen un buen rendimiento en la extracción de las características de las series de tiempo de los datos en transmisión y distribución de energía eléctrica, siempre y cuando la cantidad de información sea abundante. Los datos históricos del mundo real se derivaron de mediciones eléctricas de equipos de alta gama, el estado del equipo, el estado temporal y la topología, se obtuvieron de la administración de suministro de energía en la red eléctrica del sur de China para los años 2012-2014 (Zhang, Wang, Liu, & Bao, 2017).

## **2.2 SE y sus componentes**

### **2.2.1 Definiciones y tipos de SE**

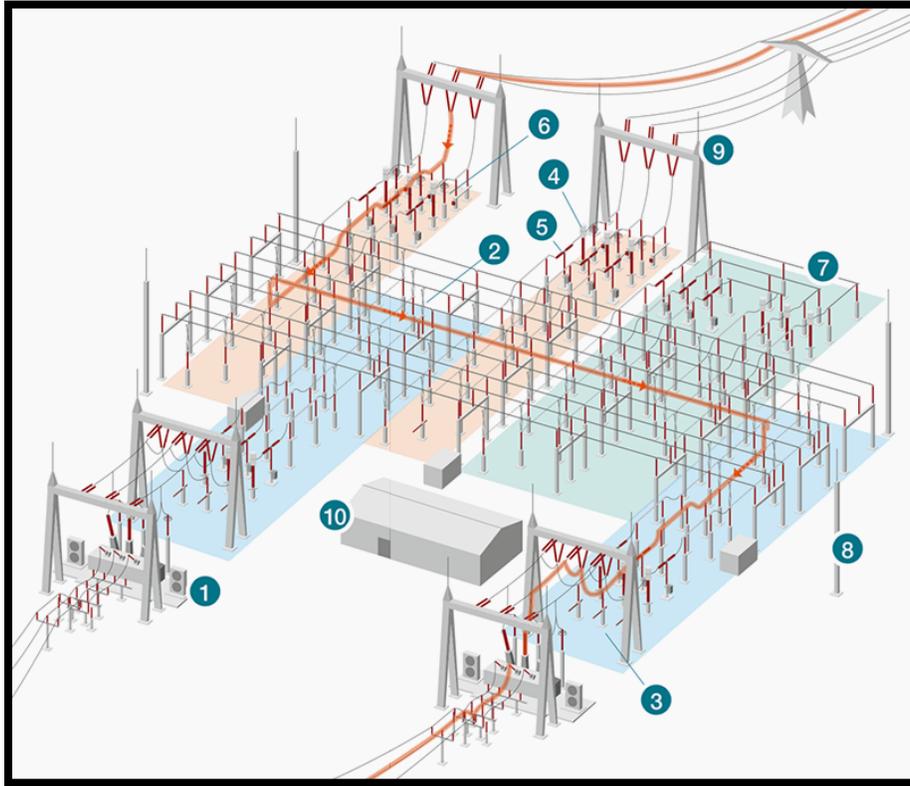
Se define como SE a un conjunto de estructuras, equipos eléctricos primarios y secundarios los cuales tienen como objetivo administrar y regular la energía proveniente de las diferentes generadoras eléctricas, la SE tiene que garantizar confianza, flexibilidad, seguridad en el sistema de transmisión (Bastidas & Terán, 2016).

(Comuval, 2019) nos indica que para conformar una SE de alto voltaje para exteriores se necesita de los siguientes EP:

1. Transformadores de Potencia.
2. Seccionadores o desconectores de Potencia.
3. Seccionadores o conmutadores de puesta a tierra.
4. Transformadores de Corriente.
5. Disyuntor o Interruptor de Potencia.
6. Transformadores de Potencial o Divisores Capacitivos de Potencial.
7. Esquema de Barras; Doble barras o Barra Principal y de Transferencia.

8. Pararrayos.
9. Portal.
10. Edificio de control.

En la siguiente ilustración muestra un croquis de la SE situada en exteriores (aire libre):



*Ilustración 3: Croquis de los EP que conforman una SE de alto voltaje para exteriores, fuente: (Comuval, 2019).*

Existen algunos tipos de SE entre ellas están; las de maniobra, las de SF6 o blindadas y las de transformación.

### **Subestación de maniobra**

Este tipo de SE son las encargadas de interconectarse con otros circuitos y realizar sus maniobras, es fundamental indicar que en este tipo de SE no transforman los niveles de tensión (Bastidas & Terán, 2016).

En el Atlas del SNT se encuentra este tipo de subestación, por ejemplo, la SE Chongón.



Ilustración 4: SE Chongón de 138 kV, fuente: CELEC EP TRANSELECTRIC SE Chongón, Guayaquil – Ecuador.

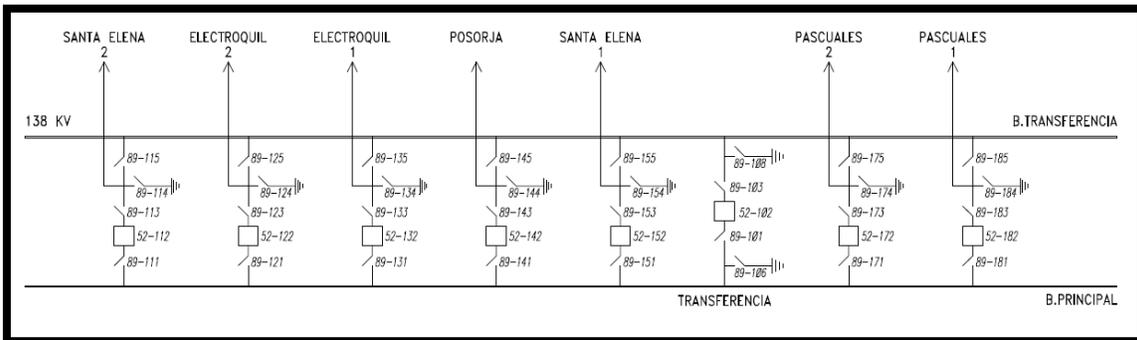


Ilustración 5: Diagrama Unifilar S/E Chongón de 138 kV, fuente: CELEC EP TRANSELECTRIC SE Chongón, Guayaquil – Ecuador.

### Subestación en sf6 o blindadas

Este tipo de SE son encapsuladas en SF6 (aislante) donde cuentan con una mejor aislación por su gas y son más pequeñas a comparación de las otras SE, claramente su costo sería mucho más elevando, pero este valor se recompensa ya que la vida útil de estas SE están entre los 40 a 60 años y los mantenimientos a este tipo SE será con menor frecuencia, ahorrando costos por mantenimiento (Bautista, 2013).

En la siguiente ilustración muestra los EP y elementos que conforman una SE aislada en SF6:

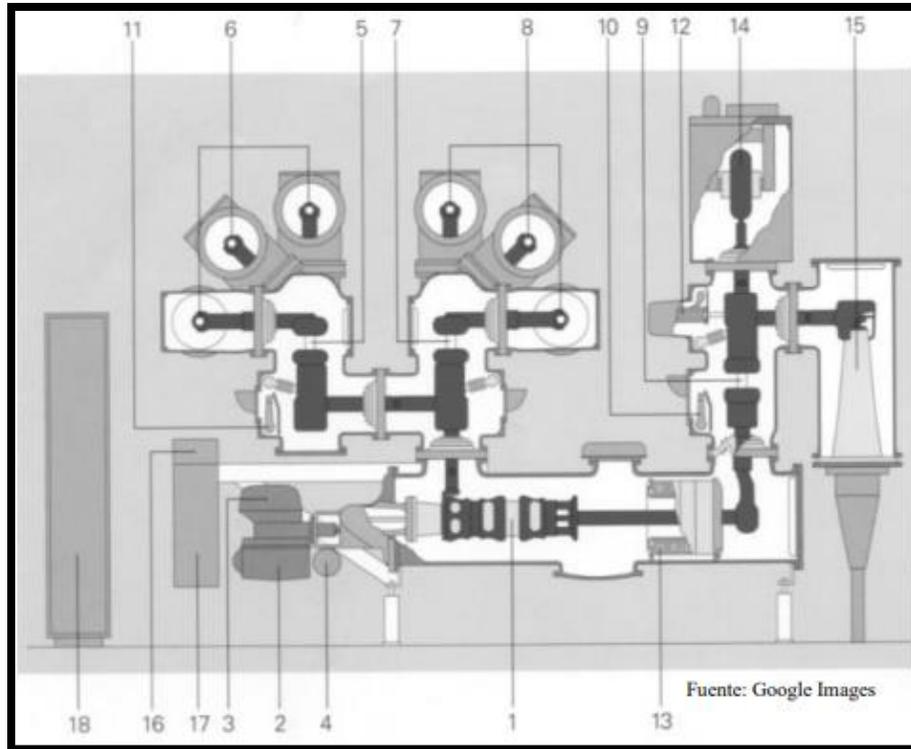


Ilustración 6: Componentes internos SE GIS, barra doble, 300 kV, interiores, fuente: (Núñez Ramírez, 2015).

- 1 disyuntor en SF6.
- 2, 3 y 4 Componentes del mando del disyuntor SF6.
- 5 seccionadores Barra I.
- 6 barras Principales I.
- 7 seccionadores Barra II.
- 8 barras Principales II.
- 9 seccionadores de Línea.
- 10, 11 y 12 Seccionadores de Puesta a Tierra.
- 13 transformador de Corriente.
- 14 transformador de Tensión.
- 15 Terminal del cable subterráneo.
- 16 unidad de control del gas SF6.
- 17 unidad de control del disyuntor de SF6.
- 18 tablero de comando y control local.

En el Atlas del SNT se encuentra este tipo de subestación, por ejemplo, la SE Policentro.



Ilustración 7: SE Policentro de 138/69 kV, fuente: CELEC EP TRANSELECTRIC SE Policentro, Guayaquil – Ecuador.

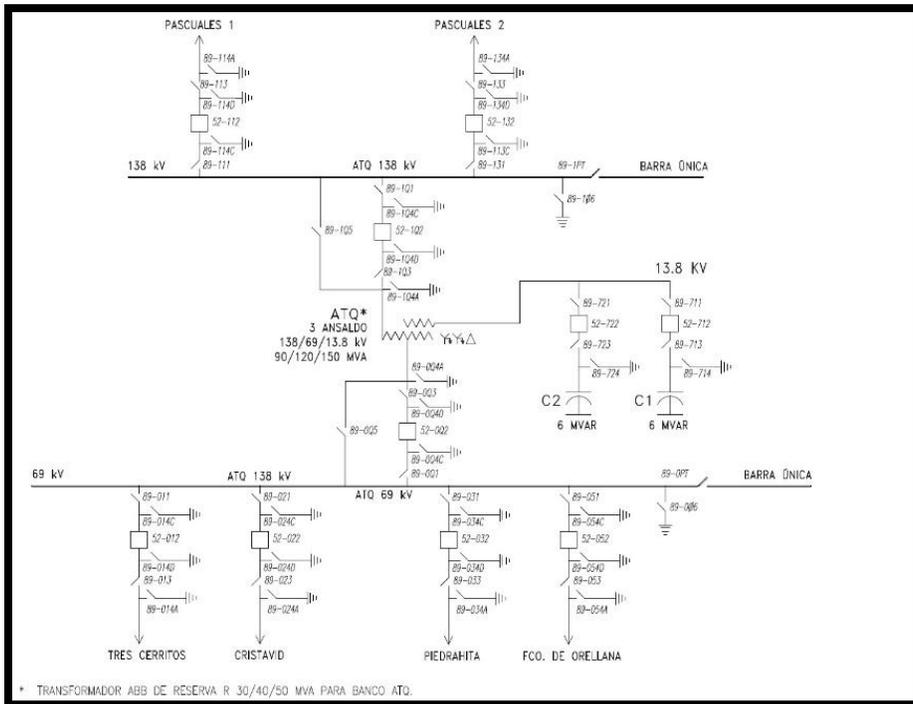


Ilustración 8: Diagrama Unifilar S/E Policentro de 138/69 kV, fuente: CELEC EP TRANSELECTRIC SE Policentro, Guayaquil – Ecuador.

### **Subestación de transformación**

Este tipo de SE es la encargada de transformar la energía eléctrica mediante uno o un conjunto de transformadores o autotransformadores de potencia, estas SE pueden ser elevadoras o reductoras de niveles de tensión (Bastidas & Terán, 2016).

En el Atlas del SNT se encuentra este tipo de subestación, por ejemplo, la SE Pascuales.



*Ilustración 9: SE Pascuales de 230/138/69 kV, fuente: CELEC EP TRANSELECTRIC SE Pascuales, Guayaquil – Ecuador.*

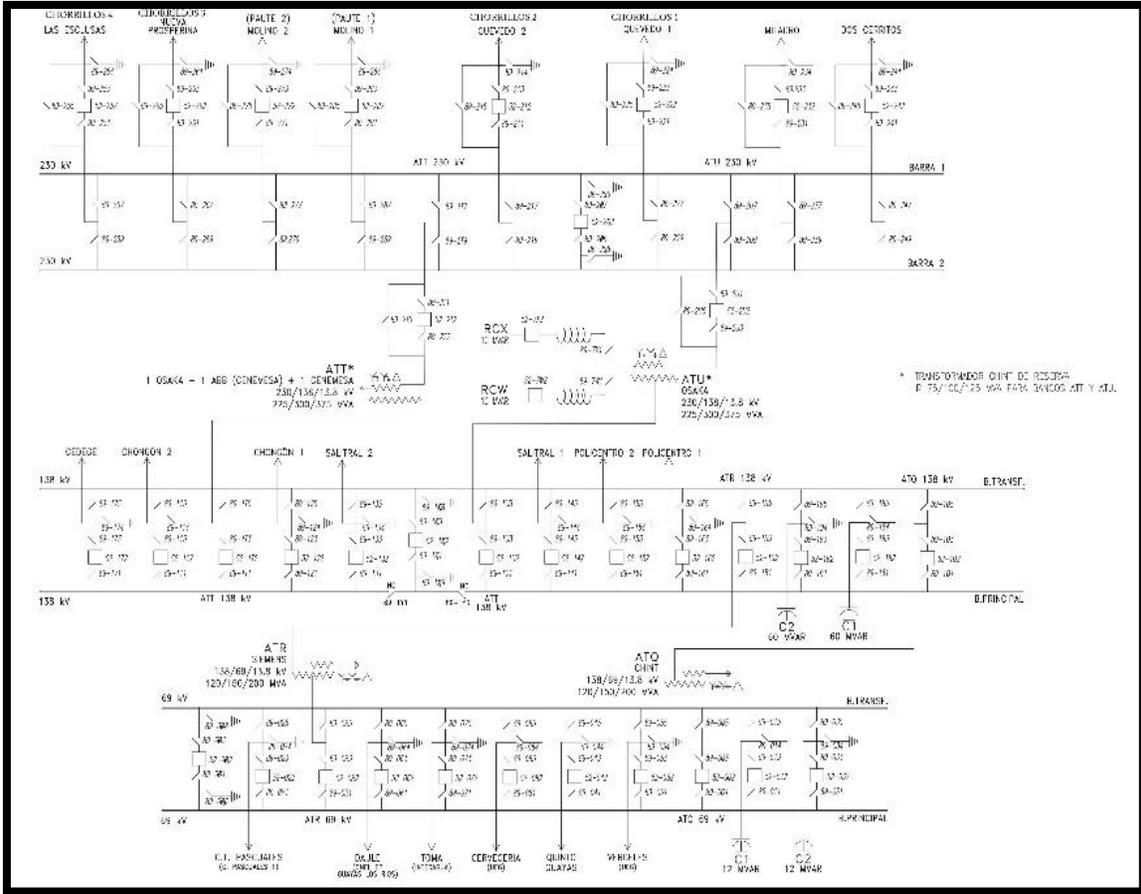


Ilustración 10: Diagrama Unifilar S/E Pascuales de 230/138/69 kV, fuente: CELEC EP TRANSELECTRIC SE Pascuales, Guayaquil – Ecuador.

**2.2.2 Definición de una Bahía**

(Bastidas & Terán, 2016) nos indica que la denominación de la palabra “Bahía” corresponde al espacio ocupado por el conjunto de EP pertenecientes a una salida de la subestación, en la siguiente ilustración se muestra una de las bahías que se encuentra en el patio de 230 kV de la SE Pascuales.

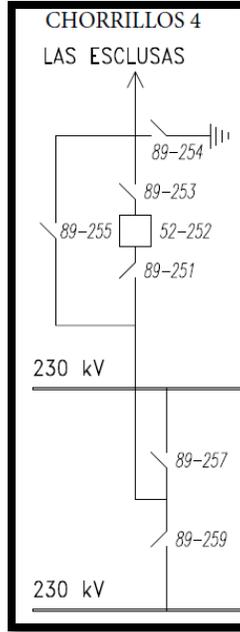
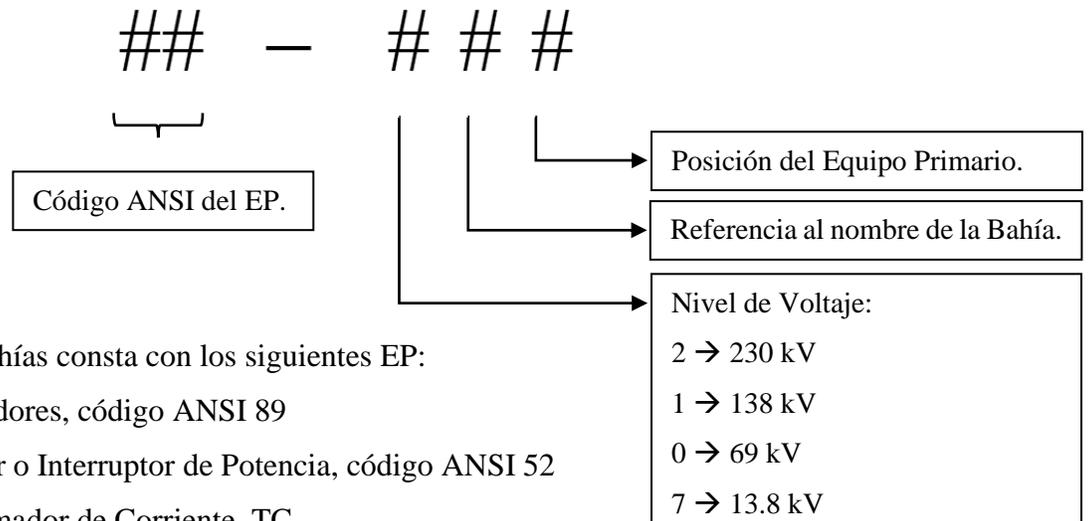


Ilustración 11: Bahía llamada Actualmente: Chorrillo 4, Antes: Las Esclusas, fuente: CELEC EP TRANSELECTRIC SE Pascuales, Guayaquil – Ecuador.

Cada EP tiene su ID y consta con un código el cuál se explica a continuación:



Cada una de las bahías consta con los siguientes EP:

- a. 5 Seccionadores, código ANSI 89
- b. 1 Disyuntor o Interruptor de Potencia, código ANSI 52
- c. 1 Transformador de Corriente, TC
- d. 1 Divisor Capacitivo de Potencial, DCP
- e. 1 Pararrayo, PR

Hay que acotar que cada uno de los EP consta con sus tres fases: A, B y C.

### 2.2.3 Definiciones de los EP de una SE

Para cumplir el objetivo las SE poseen una gama de equipos, los cuales se señalan a continuación:

#### Autotransformadores de Potencia

Los autotransformadores de potencia son transformadores especiales que fundamentalmente tienen un único devanado enrollado en torno a un núcleo magnético esto es para poder efectuar la función de transformación de niveles de voltaje, deben de poseer tres puntos de derivación para crear los terminales de alta, media y baja tensión.

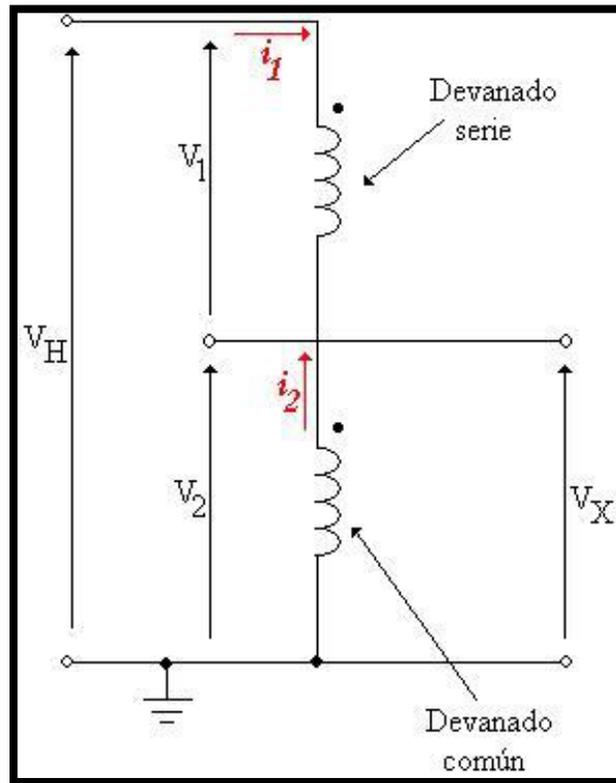


Ilustración 12: Esquema eléctrico de un autotransformador 1Ø, fuente: (Núñez Ramírez, 2015).

En la ilustración anterior se puede apreciar el Devanado común que normalmente hace las veces del lado de baja tensión del autotransformador, por otro lado, el Devanado serie se conjuga con el común para formar el lado de alta tensión del autotransformador. La corriente que circular por el devanado común es la resultante de la diferencia entre las corrientes  $i_1$  e  $i_2$ , por ende, el devanado común es el que requiere menor calibre de conductor que el de un transformador normal.

Una de las ventajas de este autotransformador es que posee acoplamiento magnético, así como conexión física o galvánica entre el devanado común y serie, esto hace que el autotransformador sea más pequeño que los transformadores de potencia, esto es muy común para interconexión de SE a dos niveles de tensión diferentes, tales como 69/138, 138/230 o 230/500 kV.



*Ilustración 13: Autotransformador de potencia de 230/138/13.8 kV con Capacidad de 125 MVA ABB, fuente: CELEC EP TRANSELECTRIC SE Pascuales, Guayaquil – Ecuador.*

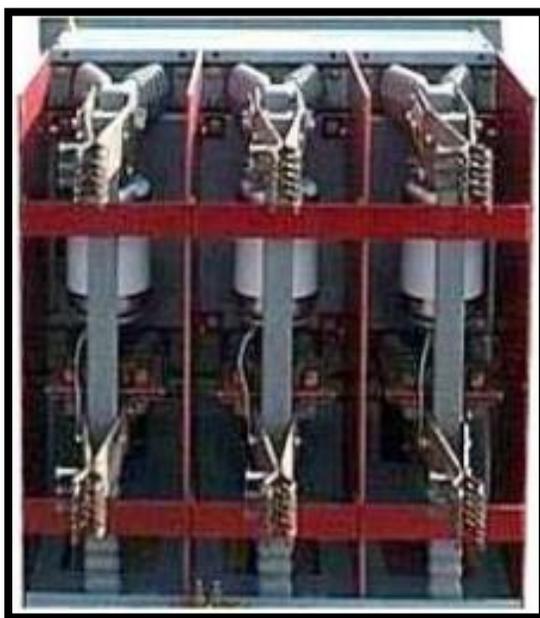
### **Disyuntores o Interruptores de Potencia**

Los Disyuntores o Interruptores de Potencia, son equipos fabricados capaces de impedir o conccionar circuitos con carga, esta maniobra se la puede realizar manual o automáticamente, esto es para proteger algún EP de una falla. Al empezar la interrupción o el cierre del disyuntor, entre los contactos se produce un arco donde la magnitud depende de; la tensión de operación del disyuntor, la potencia entregada y la distancia entre dichos contactos. Además, es fundamental disminuir el efecto de arco eléctrico que se emite, esto evitara el deterioro de los contactos (Núñez Ramírez, 2015).

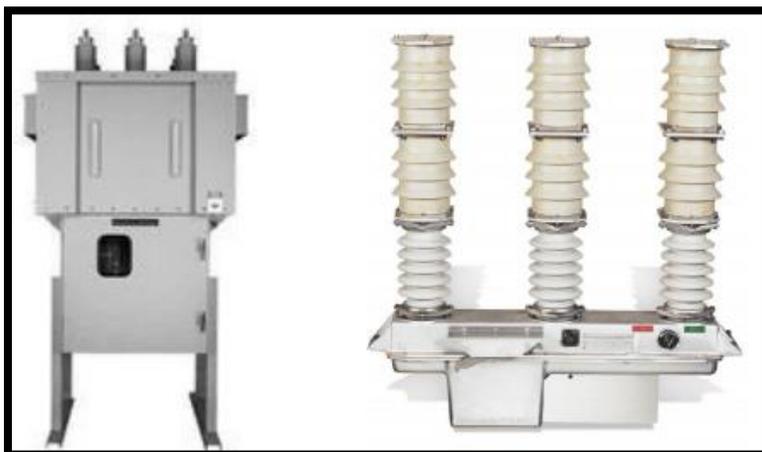
Se detalla a continuación los disyuntores o interruptores más comunes:

## 1. Disyuntores o Interruptores al Vacío (VCB)

Estos disyuntores al vacío están compuestos por dos contactos eléctricos que se encuentran aislados en una cápsula en vacío y un contacto fijo, mientras el otro es móvil, al momento que el disyuntor localiza alguna falla, el contacto móvil se libera del contacto fijo produciendo un bloqueo a la circulación de la corriente. En ese momento se forma un arco el cual forma la apertura del circuito y este es apagado por la falta de oxígeno, concluyendo así el proceso de apertura, los tiempos de apertura son de 2 a 3 ciclos, equivalente a 3 o 5 décimas de segundo para sistemas en frecuencia de 60 Hz (Núñez Ramírez, 2015).



*Ilustración 14: Disyuntor de Potencia al vacío, media tensión para interiores (VCB), fuente: (Núñez Ramírez, 2015).*



*Ilustración 15: Disyuntor de Potencia al vacío, media tensión para exteriores (VCB), fuente: (Núñez Ramírez, 2015).*

## 2. Disyuntores o Interruptores en Aceite (OCB)

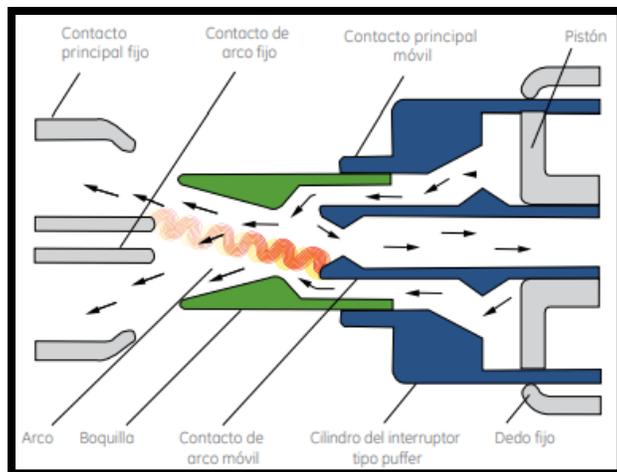
Estos disyuntores en aceite están compuestos por contactos de carga los cuales se encuentran sumergidos en un aceite dieléctrico, esto depende de las tensiones de operación y potencia de interrupción, los disyuntores pueden ser  $1\emptyset$  o  $3\emptyset$ , pero en ambos casos serían tripolares y son equipos de disparo automático, para servicios en exteriores, con una velocidad de apertura de 3 a 5 ciclos, equivalente de 5 a 8 décimas de segundo para sistemas en frecuencia de 60 Hz, es fundamental tener en cuenta que la capacidad de interrupción de los OCB varían en función de la potencia a transmitir (Núñez Ramírez, 2015).



*Ilustración 16: Disyuntor de Potencia en aceite, alta tensión, exteriores, fuente: (Núñez Ramírez, 2015).*

## 3. Disyuntores o Interruptores en Hexafluoruro de Azufre (SF6)

Estos Disyuntores están aislados en SF6 el cuál es un gas incoloro, no tóxico y no inflamable, esto permite extinguir el arco eléctrico que se crea al interior del EP, en las SE también se conoce como GIS. El SF6 conocido como un compuesto químico más estables; y también uno de los gases más densos, a  $20^{\circ}\text{C}$  ( $68^{\circ}\text{F}$ ), la densidad es 5 veces la densidad del aire, y su coeficiente de transferencia de calor, a presión atmosférica, es 1.6 veces mayor que el del aire; y a una presión de  $2\text{ Kg/cm}^2$  (28.44 PSI) este coeficiente está alrededor de 25 veces el del aire a presión atmosférica. Esta es una propiedad muy fundamental ya que facilita una rápida disipación de calor y reduce instantáneamente el aumento de temperatura del EP (Núñez Ramírez, 2015).



*Ilustración 17: Constitución interna de un Disyuntor, fuente: Grid Solutions.*

En la SE Pascuales en el patio de 230 kV en su gran mayoría se cuenta con los Disyuntores o Interruptores de Potencia tipo 200-SFMT-40A marca Mitsubishi Electric Corporación que se define como tanques muertos de fase aislada soportados por un marco de acero galvanizado, cada tanque contiene un disyuntor tipo globo de un solo descanso (horizontal) y consta con dos bushings de porcelana que se estos están encapsulados en gas SF6. El marco también es compatible con el gabinete de control (Mitsubishi Electric Power, 2019).



*Ilustración 18: Disyuntor de Potencia de 230 kV tanque muerto MITSUBISHI, fuente: CELEC EP TRANSELECTRIC SE Pascuales, Guayaquil – Ecuador.*

En el patio de 230 kV, también se cuenta con Disyuntores o Interruptores de Potencia de tanque vivo como por ejemplo, CENEMESA y ABB, estos a diferencia de los otros tiene una mayor capacidad de aislamiento y un índice menor de fuga, son diseñados con mecanismos

de funcionamiento por medio de un resorte con el fin de una disminución en los costos de mantenimiento y el coste general de propiedad (Grid Solutions, 2018).



*Ilustración 19: Disyuntor de Potencia de 230 kV tanque vivo CENEMESA, fuente: CELEC EP TRANSELECTRIC SE Pascuales, Guayaquil – Ecuador.*

### **Pararrayos**

Los pararrayos utilizados en las bahías del patio de 230 kV en su gran mayoría son de la marca OHIO BRASS, y en 2 bahías encontramos los de ABB , este equipo primario tiene la capacidad de proteger de cualquier sobretensión atmosférica que se pueda producir en una SE y como normativa general debe estar conectado paralelamente al equipo que se protegerá para que la sobrecorriente sea disparada (Surge Arresters, 2005).



*Ilustración 20: Pararrayo de 192 kV ABB, fuente: CELEC EP TRANSELECTRIC SE Pascuales, Guayaquil – Ecuador.*

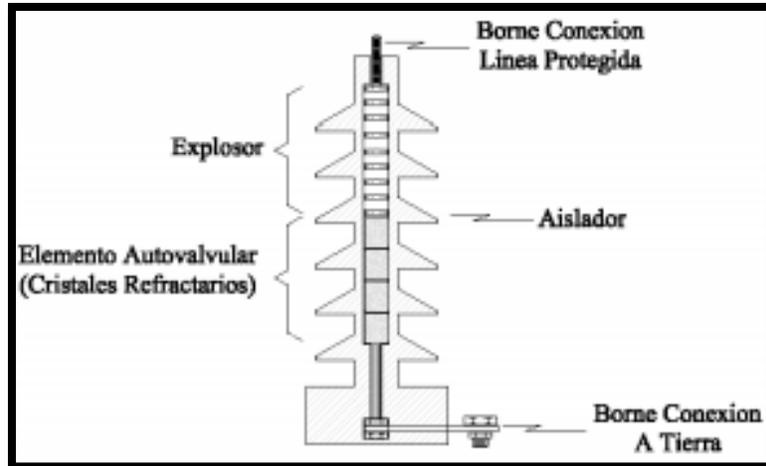


Ilustración 21: Componentes de un pararrayos de línea, fuente: (Núñez Ramírez, 2015).

Como se muestra en la ilustración anterior el pararrayos está constituido por un elemento de entrehierro el cual es robusto y puede soportar la tensión nominal conocido como explosor, está formado por un elemento de válvula conformado por discos, están alineados altamente comprimidos y con sus superficies recubiertas de cobre para hacerlas más conductoras (Núñez Ramírez, 2015).

### **Reactores de Potencia**

Los Reactores de Potencia estos EP tienen como objetivo mejorar la relación coste-eficacia para poder compensar la generación capacitiva que se encuentran en las LT de alta y muy alta tensión de una transmisión larga o en sistemas de cables de gran longitud, cada reactor de potencia deberá ser diseñado De acuerdo con las características del cliente para obtener una buena fiabilidad y confiabilidad del EP se deberá especificar todas las características técnicas que desea el usuario, deberá definirse la linealidad, la generación de armónicas y la simetría que exista entre fases (Transformers Power, 2016).



*Ilustración 22: Reactor de derivación de 10 MVAR NISSIN ELECTRIC CO., LTD., fuente: (NISSIN ELECTRIC, 2019).*

### **Seccionadores de Potencia**

Los Seccionadores de Potencia, son dispositivos de desconexión y protección de determinados EP que se encuentran en una SE, depende su utilidad se denominan seccionadores de línea, de barras, y de aterrizaje (tierra). La característica principal de este EP es que su operación o maniobra siempre debe de ser sin carga (Núñez Ramírez, 2015).



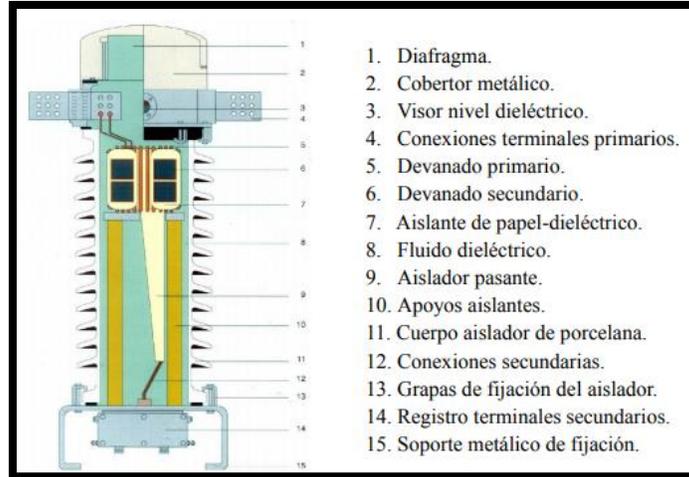
*Ilustración 23: Seccionador de potencia de 230 kV General Eléctrica Española, fuente: CELEC EP TRANSELECTRIC SE Pascuales, Guayaquil – Ecuador.*

## **Transformadores de Corriente**

Los Transformadores de Corriente tienen como fundamento que la corriente secundaria es proporcional a la primaria, y con un ángulo de desfase prácticamente nulo entre ellas, la construcción de estos EP es que existe variedad de corrientes primarias, estando la corriente secundaria normalizada a 5 amperios y solamente en casos especiales sería 1 amperio, siempre y cuando los conductores secundarios son de gran longitud con el objetivo de minimizar las pérdidas resistivas. Se conoce como razón de transformación a la relación que existe entre las corrientes primarias y secundarias (Núñez Ramírez, 2015).



*Ilustración 24: Transformador de corriente de 100 kA ABB, fuente: CELEC EP TRANSELECTRIC SE Pascuales, Guayaquil – Ecuador.*



*Ilustración 25: Componentes de un transformador de corriente, fuente: (Núñez Ramírez, 2015).*

### **Transformadores de Potencial o Divisor Capacitivo de Potencial**

Los Divisores Capacitivo de Potencial es un EP que tiene un devanado primario de alta tensión y un secundario de baja tensión, con una potencia nominal muy baja, el único objetivo es suministrar una muestra de voltaje del sistema de potencia, para que se mida con instrumentos incorporados (Núñez Ramírez, 2015).



*Ilustración 26: Transformador de potencial de 245 kV ARTECHE, fuente: CELEC EP TRANSELECTRIC SE Pascuales, Guayaquil – Ecuador.*

Además, puesto que el objetivo principal es el muestreo de voltaje deberá ser particularmente preciso como para no distorsionar los valores verdaderos. Se pueden conseguir

transformadores de potencial de varios niveles de precisión, dependiendo de qué tan precisas deban ser sus lecturas, para cada aplicación especial (Núñez Ramírez, 2015).

### **Transformadores de Servicios Auxiliares**

El Transformador Auxiliar disminuye la tensión desde el nivel de generación de 13.8 kV hasta el nivel de media tensión, 4.16/2.4 kV donde los equipos auxiliares son alimentados mediante una barra (Núñez Ramírez, 2015).

Este equipo permite obtener energía en baja tensión kVA directamente de una línea de alta tensión, estos transformadores combinan los beneficios de un TP con aplicaciones de un transformador de distribución (Solla Saenz, 2012).

Entre los Transformadores que se encuentran en la SE Pascuales son de la marca ECUATRAN, son los encargados de reducir la tensión a nivel de distribución (ECUATRAN, 2017).



*Ilustración 27: Transformador 3Ø de 150 kVA ECUATRÁN, fuente: (ECUATRAN, 2017).*

## **2.3 Estándares técnicos para las pruebas eléctricas**

A lo largo del proyecto fueron recopilada diferentes informaciones entre esas se encuentran las normativas internacionales de la IEC, ANSI, IEEE, ATSM, que son necesarias para realizar un debido procedimiento de PE de los EP en las SE estas normativas fueron una base fundamental para poder elaborar las recomendaciones de nuestra aplicación.

### **2.3.1 Normativa ANSI**

Normativa ANSI (American National Standards Institute) ( Instituto Americano de Normas) es una normativa que tiene como fin la elaboración de equipos eléctricos los cuales son

utilizados para las diferentes PE que se realizan en una SE u otros mantenimientos, adicionalmente estos equipos son revisados por diferentes fabricantes a los del equipo para que se realice una uniformidad en la área técnica, como conocida como una organizadora de normativas en los diferentes campos como eléctricos y electrónicos (GRUPO INDUSTRIAL CG, 2016).

### **2.3.2 Normativa ATSM**

La norma ATSM son utilizadas mundialmente y comprenden en las áreas de metales, pinturas, plásticos, textiles, petróleo, construcción, energía, el medio ambiente, productos para consumidores, dispositivos, servicios médicos y productos electrónicos (Asociación Española para la Calidad, 2019).

### **2.3.3 Normativa IEC**

La norma IEC es la organización de normalización en varios campos como son; eléctrico, electrónico y tecnologías relacionadas, la IEC también es conocida por sus siglas CEI, está integrada por los organismos nacionales de normalización en todas las áreas indicadas de varios países (IEC, 2019).

### **2.3.4 Normativa IEEE**

Normativa IEEE, son protocolos por seguir para diferentes áreas tecnológicas, es importante esta normativa por razones estándares conocida, así como asociación de ingenieros dedicada a estandarizar en el área técnica (Bastidas & Terán, 2016).

## **2.4 Especificaciones de los métodos de las tendencias**

Durante este proyecto se trabajó con tres principales métodos matemáticos que nos brindaron diferentes puntos de vista del análisis de la tendencia, los cuales se nombraran a continuación:

### **2.4.1 Método de interpolación (SPLINES)**

También conocida como interpolación segmentaria y consiste en generar polinomios de grado  $n$  en cada intervalo de datos, considerando la continuidad de cada segmento, la diferenciabilidad de cada segmento y que todos los puntos pertenezcan a todos los polinomios de cada intervalo (Flores Soto, 2009).

*Ecuación 1: Modelo interpolación-Splines.*

$$P(x) = a_n x^n + a_{n-1} x^{n-1} + \dots + a_1 x + a_0$$

$n \rightarrow$  Número entero no negativo

$a_n, a_{n-1}, \dots, a_1 a_0 \rightarrow$  Constantes reales

### 2.4.2 Modelo ARMA Integrado (ARIMA)

(Tashiguano Guachamin, 2015) indica que los modelos ARMA cuya serie original sufrió modificaciones (diferenciaciones) con el objetivo de cumplir restricciones de estacionalidad. Está representando por la ecuación:

*Ecuación 2: Modelo ARMA Integrado (ARIMA).*

$$\phi(B)\nabla^d Z_t = \phi(B) \in y_t$$

Dónde:

$\nabla^d \rightarrow$  Es el operador diferenciación d-ésimo.

$B \rightarrow$  Es el operador regresivo.

$Z_t \rightarrow$  Es la serie de trabajo obtenida al diferenciar la serie original  $y_t$ .

$\phi(B) \rightarrow$  Función del operador regresivo.

### 2.4.3 Método de análisis de varianza (ANOVA)

(Murray R., Schiller, & Alu Srinivasan, 2006), nos indica que el modelo de ANOVA es una colección de modelos estadísticos, la varianza trata de dividir o particionar en ciertos componentes debidos a diferentes variables explicativas. ANOVA parte de los conceptos de regresión lineal, este permite determinar si diferentes tratamientos muestran diferencias significativas o por el contrario puede suponerse que sus medias poblacionales no difieren, ANOVA permite superar las limitaciones de hacer contrastes bilaterales por parejas que son un mal método para determinar si un conjunto de variables con  $n > 2$  difieren entre sí, todo valor observado puede expresarse mediante la siguiente función:

*Ecuación 3: Modelo ANOVA.*

$$y_{ij} = \mu + \tau_i + \epsilon_{ij}$$

Dónde:

$y_{ij} \rightarrow$  Variable dependiente, valor observado {valor j-ésimo del tratamiento i-ésimo}.

$\mu \rightarrow$  Media, constante que en la recta de regresión equivale a la ordenada en el origen.

$\tau_i \rightarrow$  Variable que varía de tratamiento a tratamiento.

$\epsilon_{ij}$  → Es una variable aleatoria que añade a la función cierto error que desvía la puntuación pronostica.

## 2.5 Métodos para calcular los errores

El uso de computadoras y de aplicaciones computacionales ayuda al profesional para saber cómo se desarrolla una tarea o un proceso que se compone de muchas variables o muchos registros, tal como se presenta el proyecto del “Análisis de Tendencias de las Pruebas Eléctricas a los EP de la SE”, sin embargo, a menudo toda esta manipulación de la información acarrea varios tipos de errores y deben ser tomados en cuenta al presentar los resultados.

A saber, existen los errores: absolutos, relativos, aproximados, de truncamiento, de redondeo, entre otros; considerando también los errores de escritura, errores de visualización, que se originan con datos manuales, que son errores de naturaleza humana.

El tratamiento de datos involucra muchos aspectos que existe una ciencia llamada “Minería de Datos”, y la responsabilidad de llevar un proceso ordenado, en la recolección de los datos de mantenimientos y de pruebas técnicas, con protocolos efectivos, se llevan siguiendo normas o estándares, tal como la ISO 14224, que proporciona una normalización para la recolección estructurada de los datos. Una forma general de establecer un error cuando se realizan mediciones es:

$$\text{Valor Verdadero} = \text{Valor Aproximado} + \text{error}$$

*Ecuación 4: Error Verdadero.*

$$\text{error} = \text{Valor Verdadero} - \text{Valor Aproximado}$$

A este error se conoce como “error verdadero (Et)”, o también conocido como “valor exacto del error”, como es natural el “Valor Verdadero” es desconocido, así que no es posible, en un caso experimental real, tener un “error verdadero (Et)” y lo que realmente se puede contar será con un “error aproximado (Ea)”, esto se define como:

*Ecuación 5: Error Aproximado.*

$$\text{error Aproximado} = \text{Valor Estimado} - \text{Valor Aproximado}$$

En esta ecuación, el “Valor Estimado”, es un valor de operación adecuada, el cual depende del proceso, del equipo, del mantenimiento, de la confiabilidad, de la mantenibilidad, de la disponibilidad, que debe tener el equipo en el proceso, por lo cual es un valor casi siempre,

crítico y difícil de encontrar, suele ser estimado por los expertos del sistema, basados en las normas o estándares de la industria y de las recomendaciones de los fabricantes de dichos equipos.

$$\text{Valor Estimado} = \text{Valor Experto}$$

Naturalmente, los sistemas y los procesos son operativos, aun cuando no estén operando con sus valores óptimos y resisten operar con ciertos niveles de tolerancia, por esta razón se requiere marginar una diferencia absoluta con respecto a dicha tolerancia, lo cual es equivalente a escribir:

$$\text{Valor Aproximado} = \text{Valor Estimado} \pm \text{error Aproximado}$$

$$V. \text{ Estimado} - \text{error Aprox.} < \text{Valor Aprox.} < V. \text{ Estimado} + \text{error Aprox.}$$

Por esta razón se hace urgente y complejo definir este Valor Estimado, que sea adecuado y que proporcione un grado de certeza y de confiabilidad para el desempeño normal del proceso y del sistema, sumado a lo complejo que resulta considerar los diferentes EP y las diferentes pruebas y mediciones que se debe realizar en un proceso particular.

Cuando se conoce el valor nominal que debe tener una variable del equipo frente a una prueba hace que sea factible obtener un valor error absoluto y un valor del error relativo de la medición de la variable, sin embargo, conocer un valor nominal suele ser poco común, ya que es definido por el fabricante del equipo, considerando condiciones de trabajo, mantenimiento y de operación que no siempre son cumplidas por el usuario de los equipos, y por lo tanto, esos valores nominales no son precisos, además agregue la posibilidad de no contar con todos los equipos de medición adecuado o con una exactitud adecuada.

*Ecuación 6: Error Absoluto.*

$$\text{error Absoluta} = \left| \text{Valor Medido} - \text{Valor Nominal} \right|$$

*Ecuación 7: Error Relativo Porcentual.*

$$\% \text{ error Relativo} = \left| \frac{\text{Valor Medido} - \text{Valor Nominal}}{\text{Valor Nominal}} \right|$$

## CAPÍTULO III

### 3. MATERIALES Y MÉTODOS

#### 3.1 Tratamiento de los Datos

##### 3.1.1 Preprocesamiento de los datos

Durante la visita a la SE PASCUALES previo a la aceptación del trabajo de titulación se recibió 10 folletos por el Supervisor de Mantenimiento de la ZOSX, estos folletos constan los reportes de las PE que se realizaron desde hace 37 años ya que la más antigua data de 1982, se tomaron fotos de todos los reportes de las PE y se guardaron en archivo de imagen, tal como lo muestra en la siguiente ilustración.



*Ilustración 28: Imágenes de los reportes de las PE de los folletos antiguos.*

Hay que acotar que dentro de los folletos antiguos nos encontramos con documentos de placas y de las PE que se realizaron a los EP de los patios de; 230 kV, Autotransformadores de Potencia, Reactores de Potencia y Transformadores de SSAA, de todos estos patios se obtuvieron 429 imágenes. Al culminar la toma de fotos se clasificaron y ordenaron de acuerdo con los nombres de los folletos en distintas carpetas tal como se muestra en la siguiente ilustración.

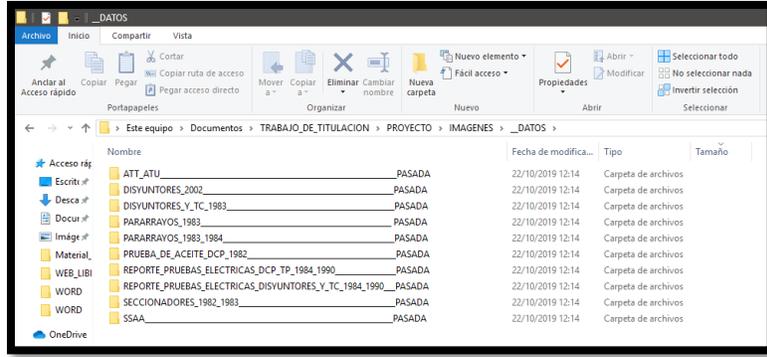


Ilustración 29: Carpetas correspondientes a los folletos antiguos.

Una vez ordenado y clasificadas las imágenes se crearon 9 archivos en formato XLS, cada una correspondiente a un EP y de inspección termográfica, así como se muestra en la siguiente ilustración.

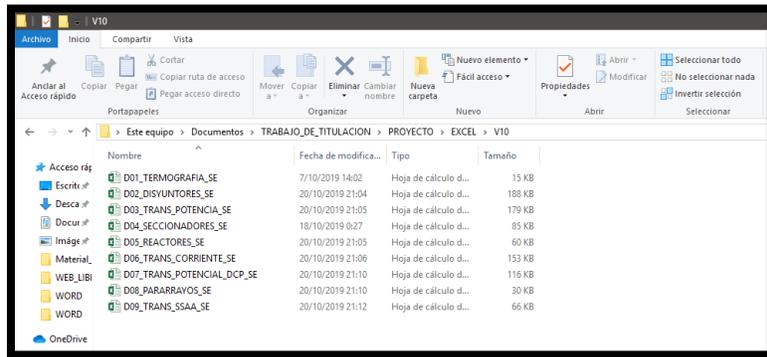


Ilustración 30: Archivos en XLS de las PE a los EP.

Cada uno de estos archivos consta con varias hojas electrónicas, en cada una de ellas se observa la nomenclatura referente a las PE que se realizan a cada uno de los EP, para más detalle de las PE que realiza el DSM de la ZOSX de la SE Pascuales referirse al Anexo A2.

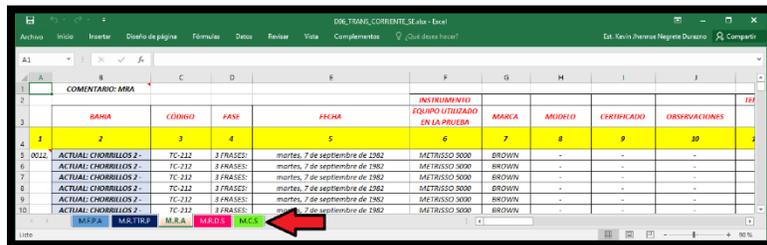


Ilustración 31: Archivo en XLS de las PE que se realizan a un EP.

Los reportes de las PE fueron ingresados de manera horizontal manteniendo todas las características, datos y parámetros que se encontró en los formatos antiguos, tal como se muestran en las siguientes ilustraciones.

Hoja 11 de 12

SUBESTACION PASCUALES REPORTE DE PRUEBAS N° \_\_\_\_\_  
FORMULARIO N° PEM-24

INECEL  
SNT

### TRANSFORMADORES DE CORRIENTE TIPO BUSHING

IDENTIFICACION DEL EQUIPO DISYUNTOR

FABRICANTE mitsubishi TIPO 200-SFMT-4CA SERIE 91387 PÁGINA A

IDENTIFICACION DEL EQUIPO EN LA QUE ESTA INSTALADO 52-212 (Guev)

SECUNDARIO BUSHING	CLASE DE PRECISION	RELACIONES DE TRANSFORMACION	POSICION T-1	TAP DE TRABAJO	USADO EN CIRCUITOS DE:
1	C 800	1200 / 5		X1 - X3	C20401) Prot. dist. Primario
2	C 800	1200 / 5		X1 - X3	C20402) Prot. dist. secundario
3	C 800	1200 / 5		X1 - X2	C20403) MEDICION
4	C 800	1200 / 5		X - X3	C20404) DIFER. BARRAS

#### PRUEBAS A SECUNDARIOS EN LOS TAPS DE TRABAJO

PRUEBA	RESISTENCIA AISLAMIENTO SECUNDARIOS EN KILOHMS	RESISTENCIA CONICA SECUNDARIOS EN KILOHMS	RELACION DE TRANSFORMACION	POLARIDAD
INSTALACION POR FICHA	ING. W. GUERRA 7-IX-82	ING. W. GUERRA	TL60.E. ARELLANO	
TIPO	METRISO 5000	222 HY (TOMSON)	YEW 0-5A	
MARCA	BROWN BOVERI	TETTEX AG	YOCO GAWA ELECTRIC	
MODELO SERIE		125 / 249		

SECUNDARIO BUSHING	REDIM.	TEMP. °C	R = 40°C (1)	REDIM.	TEMP. °C	R = 75°C (2)	SECCIONAL	REDIM.	% ERROR (3)	NOTAS
1	∞		650 x 10 <sup>3</sup>	31	0.767	240	243.9	1.62	SUST.	
2	∞		662 x 10 <sup>3</sup>	31	0.772	240	243.9	1.62	SUST.	
3	∞		652.6 x 10 <sup>3</sup>	30.5	0.762	240	163	1.87	SUST.	
4	∞		662.4 x 10 <sup>3</sup>	30.5	0.771	240	240	—	SUST.	

1) R40 = K40 · RI (K40 en INST. AV-05)  
2) R75 = K75 · RI (K75 =  $\frac{309.5}{234.5 + t}$ )  
3) % ERROR =  $\frac{\text{Relación nominal} - \text{Relación medida}}{\text{Relación nominal}} \times 100$

#### CURVAS DE SATURACION EN LOS TAPS DE TRABAJO (SI - NO incluyen los cables de control)

3 <sup>er</sup> SECUNDARIO (AKPS) PARA RELACIONES DE 200-400/5 600-1000/5 1500-3000/5	SECUNDARIO 1		SECUNDARIO 2		SECUNDARIO 3		SECUNDARIO 4	
	Iacc	Vacc	Iacc	Vacc	Iacc	Vacc	Iacc	Vacc
0.050	0.050	0.000	0.050	34	0.050	37	0.050	36
0.100	0.100	0.050	0.100	78	0.100	82	0.100	80
0.200	0.450	0.070	0.150	138	0.150	141	0.150	134
0.300	0.250	0.090	0.250	262	0.250	261	0.250	250
0.350	0.300	0.100	0.300	290	0.300	289	0.300	279
0.400	0.350	0.125	0.350	314	0.350	310	0.350	300
0.450	0.400	0.150	0.400	324	0.400	324	0.400	316
0.500	0.450	0.175	0.450	338	0.450	336	0.450	328
0.600	0.500	0.200	0.500	346	0.500	342	0.500	338
0.700	0.600	0.300	0.600	362	0.600	358	0.600	352
0.800	0.700	0.400	0.700	374	0.700	372	0.700	368
1.000	1.000	0.500	1.000	404	1.000	404	1.000	390

DIBUJAR CURVAS AL REVERSO

Ilustración 32: Formato del reporte antiguo de las PE a los EP, fuente: CELEC EP TRANSELECTRIC SE Pascuales, Guayaquil – Ecuador.

BAHIA	CÓDIGO	FASE	FECHA			INSTRUMENTO EQUIPO UTILIZADO EN LA PRUEBA	MARCA
ACTUAL: CHORRILLOS 2 -	TC-212	3 FRASES:	martes, 7 de septiembre de 1982			2222 HY	TET-TEX AG
ACTUAL: CHORRILLOS 2 -	TC-212	3 FRASES:	martes, 7 de septiembre de 1982			2222 HY	TET-TEX AG
ACTUAL: CHORRILLOS 2 -	TC-212	3 FRASES:	martes, 7 de septiembre de 1982			2222 HY	TET-TEX AG
ACTUAL: CHORRILLOS 2 -	TC-212	3 FRASES:	martes, 7 de septiembre de 1982			2222 HY	TET-TEX AG
		TEMP.	SECUNDARIO	MEDIDA	K75	R(75oC)	REALIZADO POR
	MODELO						
	125 ' 249	31	1-A	0.6581	1.165725	0.767164	ING. W. GUERRA
	125 ' 249	31	2-A	0.6622	1.165725	0.771943	ING. W. GUERRA
	125 ' 249	30.5	3-A	0.6526	1.167925	0.762188	ING. W. GUERRA
	125 ' 249	30.5	4-A	0.6604	1.167925	0.771297	ING. W. GUERRA

Ilustración 33: Ingreso de datos de los reportes de las PE de los folletos antiguos.

Al culminar el ingreso de todos los datos de las PE de los folletos antiguos, se recepto vía correo electrónico más información de las PE.

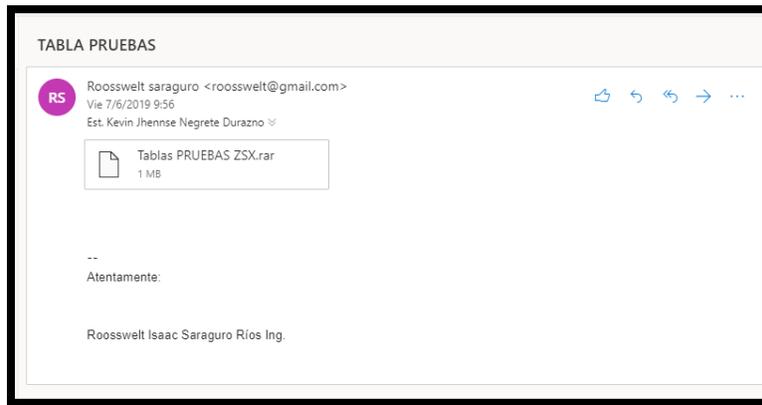


Ilustración 34: Recepción de las Tablas en General de las PE que se realizaron a los EP.

Dentro de toda esta información se encuentra una carpeta comprimida en la cual consta de 13 hojas electrónicas de las diversas PE en general que se realizaron a todos los EP que se encuentran en los patios de la SE Pascuales.

Nombre	Fecha de modifica...	Tipo	Tamaño
001_CAPACITANCIA DE BANCOS Consulta..._NO_HAY_INFO_230_KV	11/8/2019 15:39	Hoja de cálculo d...	62 KB
002_PRUEBA CORRIENTE DE EXCITACIÓN Consulta...PASADA	16/8/2019 22:41	Hoja de cálculo d...	29 KB
003_PRUEBA FD&C TRAF0 Y ACEITE Consulta...PASADA	11/8/2019 18:19	Hoja de cálculo d...	56 KB
004_PRUEBA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO Consulta...PASADA	13/8/2019 20:00	Hoja de cálculo d...	449 KB
005_PRUEBA RESISTENCIA OHMICA COMPLETA Consulta...PASADA	17/8/2019 13:38	Hoja de cálculo d...	28 KB
006_PRUEBA RIGIDEZ ACEITE Consulta...PASADA	14/8/2019 04:43	Hoja de cálculo d...	72 KB
007_PRUEBA TTR TRIFÁSICO Consulta...PASADA	15/8/2019 1:58	Hoja de cálculo d...	154 KB
008_PRUEBAS TRANSFORMADORES CORRIENTE Consulta...NO_HAY_INFO_230_KV	17/7/2019 18:50	Hoja de cálculo d...	20 KB
009_RELACION TRANSFORMACION MEDICION Consulta...PASADA	15/8/2019 2:07	Hoja de cálculo d...	53 KB
010_RESISTENCIA DEVANADOS MEDICION Consulta...PASADA	16/8/2019 23:10	Hoja de cálculo d...	31 KB
011_RESISTENCIA OHMICA Consulta...PASADA	17/8/2019 13:43	Hoja de cálculo d...	374 KB
012_RESISTENCIA OHMICA TRIFÁSICO Consulta...PASADA	17/8/2019 14:25	Hoja de cálculo d...	71 KB
013_TIEMPO DE APERTURA Y CIERRE Consulta...PASADA	7/10/2019 19:45	Hoja de cálculo d...	18 KB

Ilustración 35: Hojas electrónicas de las diferentes PE que se realizaron a los EP.

Toda esta información acerca de los datos obtenidos sobre las PE fue ingresada en las 9 hoja electrónicas que se muestra en la ilustración 30 y cabe indicar que se mantuvo en un gran porcentaje el formato que maneja el Supervisor de Mantenimiento de la ZOSX. Al culminar el ingreso de todos estos datos se receipto vía g-mail un paquete de documentos donde se encuentran más reportes de las PE que se realizaron a los EP, tal como se muestra en la siguiente ilustración.

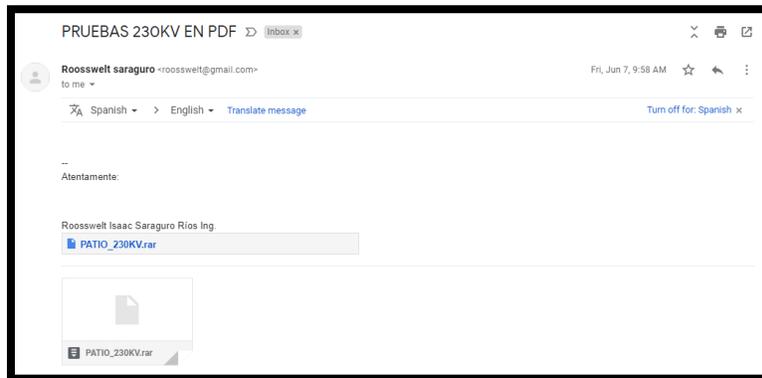


Ilustración 36: Recepción de Documentos en General de las PE que se realizaron a los EP.

Dentro de este paquete de información hay una carpeta general que consta con 58 archivos de diferentes formatos; JPG, PDF, RTF y XLS, de los cuales se encontró con diferentes reportes de las PE que se realizaron a los EP del patio de 230 kV de la SE Pascuales, en esta misma carpeta se encontró 14 subcarpetas con más información de los reportes de las PE.

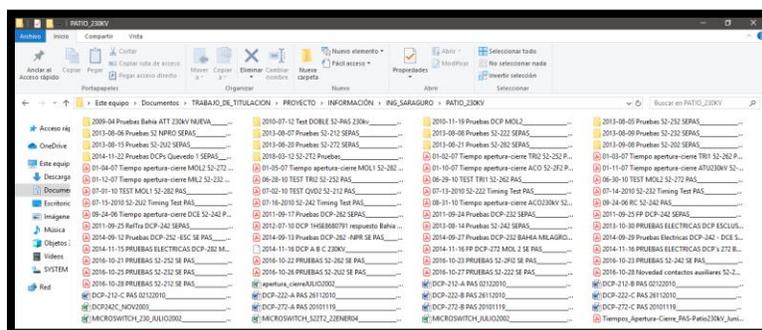


Ilustración 37: Carpeta genera de todos los reportes de las PE realizadas a los EP del Patio de 230 kV.

Todos estos reportes de las PE se ingresaron en las 9 hojas electrónicas que se muestra en la ilustración 30, manteniendo en un gran porcentaje el mismo formato que se ha establecido por el Supervisor de Mantenimiento de la ZOSX.



**TRANSELECTRIC**  
**PRUEBA DE MEDICION DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO**

---

**1.-) INFORMACIÓN DEL EQUIPO USADO EN LA PRUEBA:**

Equipo usado en la prueba:	MEGGER 10000 VDC
Modelo:	S1-1054/2
Marca:	MEGGER
Certificado:	
Observaciones:	EQUIPO DE CELEC EP-TRANSELECTRIC

**2.-) INFORMACIÓN GENERAL:**

NUMERO OT:	28522		
LOCALIZACIÓN:	S/E PASCUALES		
FECHA:	lunes, 24 de octubre de 2016		
TEMP AMB:	300C	MAX: 300C	MIN: 300C
TEMP ACEITE:	-----		
TEMP BOBINADO:	-----		
%HR:	53%	MAX: 53%	MIN: 53%
AMBIENTE:	SOLEADO		

---

**3.-) INFORMACIÓN EQUIPO PROBADO:**

EQUIPO PROBADO:	DISYUNTOR	No DE FASES:	3	CAPACIDAD:	2000Amp
ID EQUIPO:	52-242	VOLTAJE:	230KV	CLASE:	200-SFMT-40A
MARCA:	MITSUBISHI	No SERIE:	81990	CONEXION:	-----

---

**4.-) RESULTADOS OBTENIDOS EN LA PRUEBA:**

PRUEBA No	1	2	3
Factor 200C	1.98	1.98	1.98
VDC	5000	5000	5000
A LINEA	POLO A-1	POLO B-1	POLO C-1
A GUARDA	TIERRA	TIERRA	TIERRA
A TIERRA	POLO A-2	POLO B-2	POLO C-2
TIEMPO (min)	GIGAOHMS	GIGAOHMS	GIGAOHMS
0.25	42.30	70.00	56.10
0.5	49.50	68.70	57.30
0.5	98.01	136.03	113.45
0.75	50.00	71.60	61.40
1	56.40	72.20	62.30
1	111.67	142.96	123.35
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			
10			
INDICE DE ABSORCION 200C	1.14	1.05	1.09
INDICE DE POLARIZACION 200C			

---

**5.-) CONCLUSIONES / OBSERVACIONES:**

RESULTADOS OBTENIDOS: NUEVO:  BUENO:  MALO:  DUDOSO:

OBSERVACIONES: 1. PRUEBA EJECUTADA DENTRO DE PLAN DE MANTENIMIENTO 2016  
2. PRUEBA EJECUTADA CON EL INTERRUPTOR ABIERTO.  
3. HOJA 2 DE 2

---

REALIZADO POR:

REVISADO POR:

APROBADO POR:

MTTO D25X-GYE-G2

ING. R. SARAGURO

ING. BEN CEVALLOS

Ilustración 38: Formato del reporte de la prueba de medición de resistencia de aislamiento realizado por el Supervisor de Mantenimiento de la ZOSX, fuente: CELEC EP TRANSELECTRIC SE Pascuales, Guayaquil – Ecuador.

En estos reportes de las PE fueron ingresados de manera horizontal manteniendo todas las características, datos y parámetros que se encontró en los formatos actuales, tal como se muestra en la siguiente ilustración.

BANJA	CÓDIGO	FASE	FECHA	INSTRUMENTO EQUIPO UTILIZADO EN LA PRUEBA	MARCA	MODELO	CERTIFICADO	OBSERVACIONES
ACTUAL DOS CERBIOTOS	52-242	3 FASES: A	lunes, 24 de octubre de 2016	MEGGER 10000 VDC	MEGGER	52-2054/2	-	EQUIPO DE CELEC EP
ACTUAL DOS CERBIOTOS	52-242	3 FASES: A	lunes, 24 de octubre de 2016	MEGGER 10000 VDC	MEGGER	52-2054/2	-	EQUIPO DE CELEC EP
ACTUAL DOS CERBIOTOS	52-242	3 FASES: A	lunes, 24 de octubre de 2016	MEGGER 10000 VDC	MEGGER	52-2054/2	-	EQUIPO DE CELEC EP
ACTUAL DOS CERBIOTOS	52-242	3 FASES: A	lunes, 24 de octubre de 2016	MEGGER 10000 VDC	MEGGER	52-2054/2	-	EQUIPO DE CELEC EP
ACTUAL DOS CERBIOTOS	52-242	3 FASES: A	lunes, 24 de octubre de 2016	MEGGER 10000 VDC	MEGGER	52-2054/2	-	EQUIPO DE CELEC EP

TEMP.	% HR	AMBIENTE	VALOR		DATOS		VALOR DE LA PRUEBA				I - J CORREGIDOS A 20°C	
			PRUEBA Nº	VDC	A LINEA	A GUARDA	A TIERRA	35 mV - 35 mV CORREGIDOS A 20°C	30 mV - 30 mV CORREGIDOS A 20°C	45 mV - 45 mV CORREGIDOS A 20°C		
30	55%	SOLEADO	1.38	1	3000	POLO A-1	TIERRA	POLO A-2	17500	18100 - 19400	20200	21500 - 42170
30	55%	SOLEADO	1.38	2	3000	POLO B-1	TIERRA	POLO B-2	18200	19500 - 18120	19700	20300 - 40120
30	55%	SOLEADO	1.38	3	3000	POLO C-1	TIERRA	POLO C-2	18300	19010 - 19010	21100	24100 - 47720
30	55%	SOLEADO	1.38	1	3000	POLO A-1	TIERRA	POLO A-2	42300	49500 - 38010	50000	58600 - 111670
30	55%	SOLEADO	1.38	2	3000	POLO B-1	TIERRA	POLO B-2	7000	68700 - 130010	75000	72200 - 142960
30	55%	SOLEADO	1.38	3	3000	POLO C-1	TIERRA	POLO C-2	56100	57800 - 111430	61400	62300 - 121330

INDICAR										CONDICIÓN			OBSERVACIONES			REALIZADO POR	REVISADO POR	APROBADO POR		
2	1	4	5	6	7	8	9	#	#	#	INDICE DE ABRONQUEO	INDICE DE POLARIZACIÓN	NUOVO	BUENO	MALO	DUDOSO				
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.19	0	-	X	-	-	1. PRUEBA EJECUTADA DENTRO DE PLAN DE	MTTO D2X-01E-02	ING. ROOSWELT	ING. BEN CEVALLOS
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.05	0	-	X	-	-	1. PRUEBA EJECUTADA DENTRO DE PLAN DE	MTTO D2X-01E-02	ING. ROOSWELT	ING. BEN CEVALLOS
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.22	0	-	X	-	-	1. PRUEBA EJECUTADA DENTRO DE PLAN DE	MTTO D2X-01E-02	ING. ROOSWELT	ING. BEN CEVALLOS
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.14	0	-	X	-	-	1. PRUEBA EJECUTADA DENTRO DE PLAN DE	MTTO D2X-01E-02	ING. ROOSWELT	ING. BEN CEVALLOS
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.09	0	-	X	-	-	1. PRUEBA EJECUTADA DENTRO DE PLAN DE	MTTO D2X-01E-02	ING. ROOSWELT	ING. BEN CEVALLOS

Ilustración 39: Ingreso de datos de los reportes de las EP de los formatos actuales.

Hay que tener en cuenta que las EP que se realizaron a los EP que fueron reemplazados se obviaron y no se ingresaron en los 9 archivos en formato XLS mostrados en la ilustración 30.

En la columna “A” de todas las hojas electrónicas de cada uno de los archivos en formato XLS, se ha insertado un comentario que hace referencia a un documento o imagen de donde se ha extraído los datos de la PE para esa fila.



Ilustración 40: Comentario que hace referencia a un documento o imagen de donde se ha extraído los datos de una PE a un EP.

Dentro de los folletos antiguos mostrados en la ilustración 29, nos encontramos con imágenes de placas escaneadas de los EP que se encuentran en los diversos patios de la SE Pascuales, tal como se muestra en la siguiente ilustración.

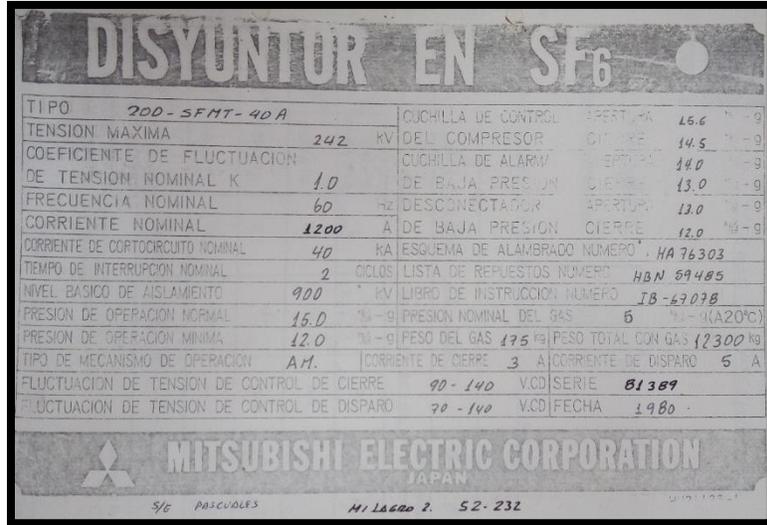


Ilustración 41: Placa escaneada de uno de los EP del patio de 230 kV, fuente: CELEC EP TRANSELECTRIC SE Pascuales, Guayaquil – Ecuador.

Los datos generales y características técnicas de los EP que se muestran en las placas fueron ingresados en un archivo denominado DATOS\_GENERALES\_EP.xls, tal como se muestra en la siguiente ilustración.

BARRA	CODIGO	FABR.	MARKA	NO. DE SERIE	CAPACIDAD CORRIENTE NOMINAL (kA)	CLASE/TIPO	TIEMPO NOMINAL DE APERTURA/ TIEMPO DE INTERRUPCION NOMINAL (s)	CAPACIDAD DE APERTURA/ CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO NOMINAL (kA)	TENSION	COEFICIENTE DE TRANS.
ACTUAL CHORRELOS 2 - ANTES QUERVEDO 2	52-232	A	ARTURUSH	82387	1200	200-SFMT-40A	2	40	242	
ACTUAL CHORRELOS 1 - ANTES QUERVEDO 1	52-232	A	ARTURUSH	82388	1200	200-SFMT-40A	2	40	242	
ACTUAL MLAGRO - ANTES MLAGRO 2	52-232	A	ARTURUSH	82389	1200	200-SFMT-40A	2	40	242	
ACTUAL DOS CERRITOS - ANTES MLAGRO 1	52-242	A	ARTURUSH	82390	1200	200-SFMT-40A	2	40	242	

Ilustración 42: Registro de los datos generales de las placas de los EP.

A falta de más información de las placas de los EP que se encuentran en los patios a analizar, se solicitó vía correo electrónico al Supervisor de Mantenimiento de la ZOSX la apertura para acceder a los patios y tomar fotos a todas las placas que faltaron de ingresar.

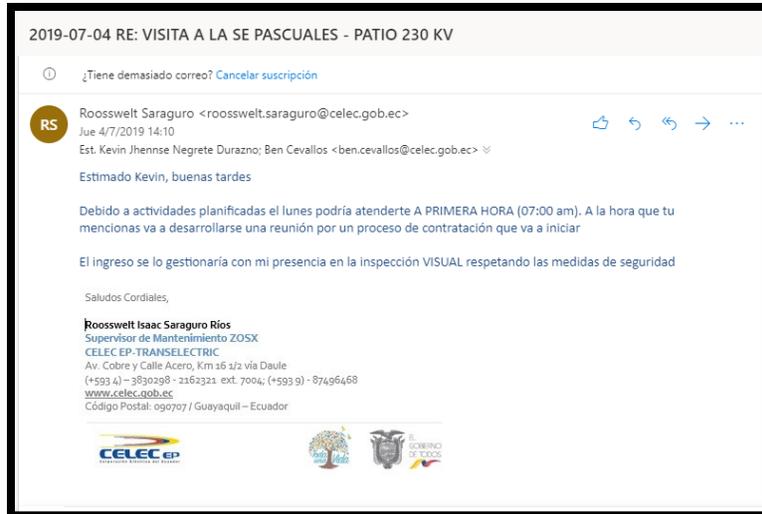


Ilustración 43: Solicitud para acceder a los patios de la SE Pascuales para la toma de fotos de las placas de los EP.

Al culminar la toma de fotos de todas las placas de los EP se guardaron en archivo de imagen, tal como lo muestra en la siguiente ilustración.

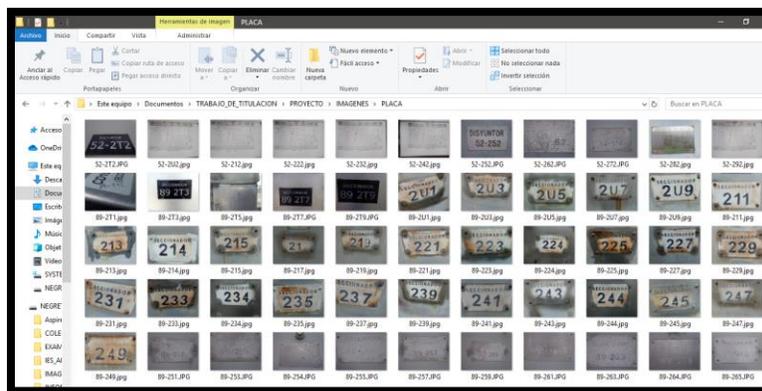
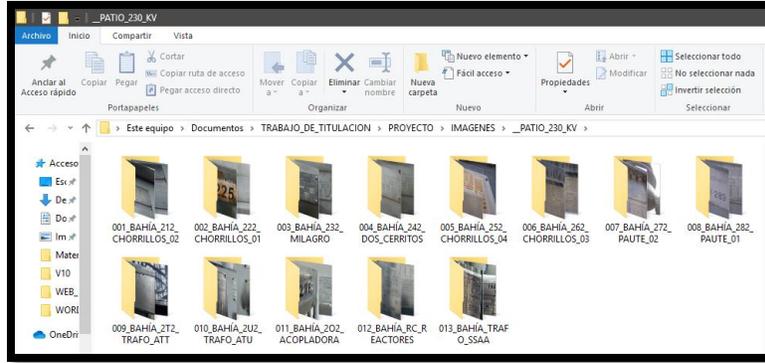


Ilustración 44: Imágenes de las placas de todos los EP a analizar.

Al culminar la toma de fotos de las todas las placas se clasificaron y ordenaron De acuerdo con los nombres de las bahías los que se encuentran en los patios de; 230 kV, Autotransformadores de Potencia, Reactores de Potencia y Transformadores de servicios auxiliares.



*Ilustración 45: Carpetas correspondientes a las placas de los EP correspondiente a cada bahía.*

Una vez ordenada las placas de los EP fueron ingresadas en el archivo DATOS\_GENERALES\_EP.xls que se muestra en la ilustración 42.

### **3.1.2 Depuración y análisis de datos**

Dentro de la información enviada vía correo electrónico por el Supervisor de mantenimiento de la ZOSX se pudo constatar que hay información repetida como, por ejemplo, la PE de Medición de Resistencia de Contactos del Disyuntor de Potencia 52-212 que se encuentra en la carpeta de uno de los folletos antiguos (DISYUNTORES\_2002), esta PE se realizó el 10 de julio del 2002 tal como se muestra en la siguiente ilustración.

33

**TRANSELECTRIC S.A.**  
Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica

## PRUEBA DE MEDICIÓN DE RESISTENCIA OHMICA / CONTACTOS

LOCALIZACIÓN DE LA PRUEBA: S/E Pascales

EQUIPO UTILIZADO EN LA PRUEBA: DOCTER

MARCA: AVO OBSERVACIONES:

MODELO:

CERTIFICADO:

EQUIPO PROBADO: Disyuntor FECHA: 10/07/2002

ID EQUIPO: 52-212 TEMP AMBIENTE: 30°C MÁX: MIN:

No DE FASES: TEMP ACETTE: MÁX: MIN:

VOLTAJE: TEMP DEVANADO H:

CAPACIDAD: TEMP DEVANADO X:

CLASE: TEMP DEVANADO Y:

MARCA: % HR: MÁX: MIN:

No DE SERIE: AMBIENTE: Soleado

UNIDAD	MODO	FORW		
$\Omega$		443	796	1000
$m\Omega$	REV	-300	-637	-820
$\mu\Omega$		71.5 $\mu R$	68.5 $\mu R$	65 $\mu R$

VALORES OBTENIDOS EN LA PRUEBA: BUENO:  MALO:  DUDOSO:

OBSERVACIONES:

REALIZADO POR: Jug. J.C Hite

REVISADO POR:

APROBADO POR:

Ilustración 46: Imagen 033 del folleto antiguo DISYUNTORES\_2002, Prueba de Medición de Resistencia de Contactos al Disyuntor 52-212.

En la ilustración 35 se muestra los 13 archivos XLS se detectó que en el archivo 011\_RESISTENCIA\_OHMICA\_Consulta.xls consta la misma PE con los mismos datos y parámetros encontrados en la Imagen 033 de uno de los folletos antiguos (DISYUNTORES\_2002).

FECHA:	LOCALIZACIÓN DE LA PRUEBA:	EQUIPO PROBADO:	ID EQUIPO:	No DE SERIE:	No DE FASES:	VOLTAJE:	CAPACIDAD:	CLASE:	MARCA:	EQUIPO UTILIZADO EN LA PRUEBA:
miércoles, julio 10, 2002	S/E PASCALES	DISYUNTOR	52-212	81367	3 (TRIPOLAR)	245 KV	1200 A	200-SFMT-40A	MITSUBISHI	D.L.R.O.

Ilustración 47: Archivo 011\_RESISTENCIA\_OHMICA\_Consulta.xls, PE al Disyuntor 52-212.

Situaciones como está han sido detectadas por lo menos en 27 ocasiones, las cuales han quedado registradas en los mismo 13 archivos en XLS mostrados en la ilustración 35.

Naturalmente todos los datos de las PE que se recibió presencialmente o vía correo electrónico fueron estandarizados al momento de ser ingresados en archivos de formato XLS, tal como se muestra en la ilustración 30, con el fin de poder comparar los datos y eliminar, en este caso, los EP que a la fecha actual no se encuentran y fueron removidos o cambiados, tal como se muestra en la siguiente ilustración.



*Ilustración 48: Ingreso de datos de una PE a un EP que actualmente no se encuentra en los patios analizados de la SE Pascuales.*

Situaciones como está han sido detectadas por lo menos en 5 ocasiones, las cuales han quedado registradas en la penúltima versión de los archivos en XLS mostrados en la ilustración 30. El objetivo de excluir esta información dado que estos EP ya no intervienen actualmente, pues ya no influirá en el proceso y no alimentará el análisis de una tendencia actual.

Se detectó que el estudio de este trabajo de titulación es muy amplio ya que se cuenta con 115 EP de los cuales; 102 son EP 3Ø y 13 son EP 1Ø, si todos los EP se lo considera monofásicamente (1Ø) serían en total 320 EP a analizar, se cuenta con 56 tipos de PE que realiza el DSM de la ZOSX a todos los EP.

Es necesario representar gráficamente la proporción y la cantidad de datos con los que se cuenta para entender las limitaciones de poder establecer una predicción, proyección o estimación de una tendencia válida, en la siguiente ilustración se muestra mediante diagramas de pastel, la proporción de absolutamente todos los reportes e información enviada por el Supervisor de Mantenimiento de la ZOSX, se presentan tanto los informes completos y los registros inconformes.

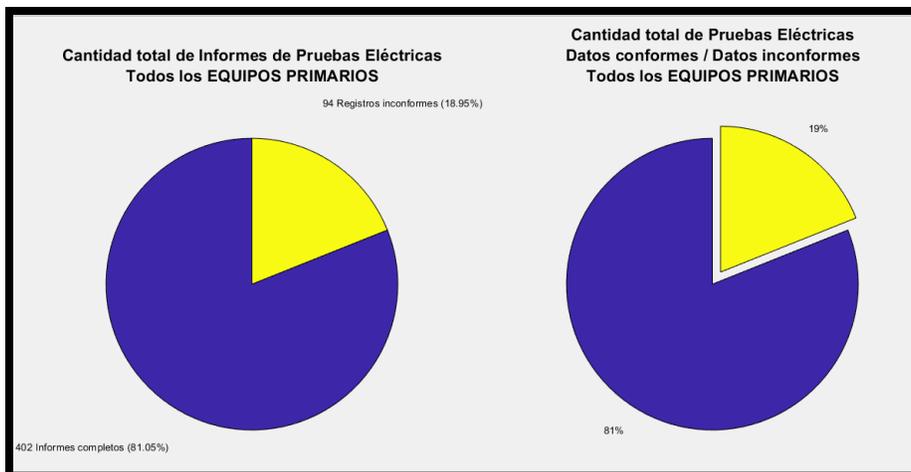


Ilustración 49: Diagramas de Pastel de los informes, registro o reportes de las PE completas e inconformes, de los EP.

En general los reportes e información de todas las PE al Disyuntor de Potencia se representa mediante la siguiente ilustración en la cual muestra tanto los informes completos y los registros inconformes.

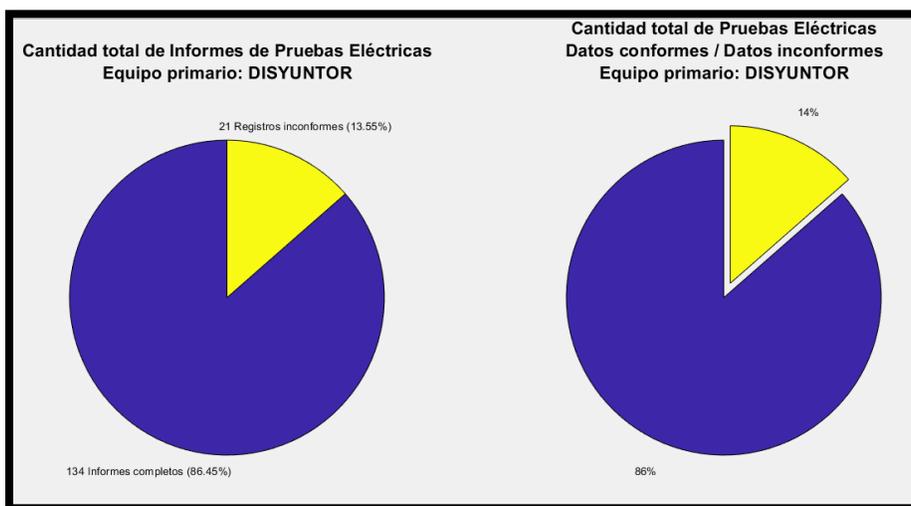


Ilustración 50: Diagramas de Pastel de los informes, registro o reportes de las PE completas e inconformes, de los Disyuntores de Potencia.

En general los reportes e información de todas las PE al Autotransformadores de Potencia se representa mediante la siguiente ilustración en la cual muestra tanto los informes completos y los registros inconformes.

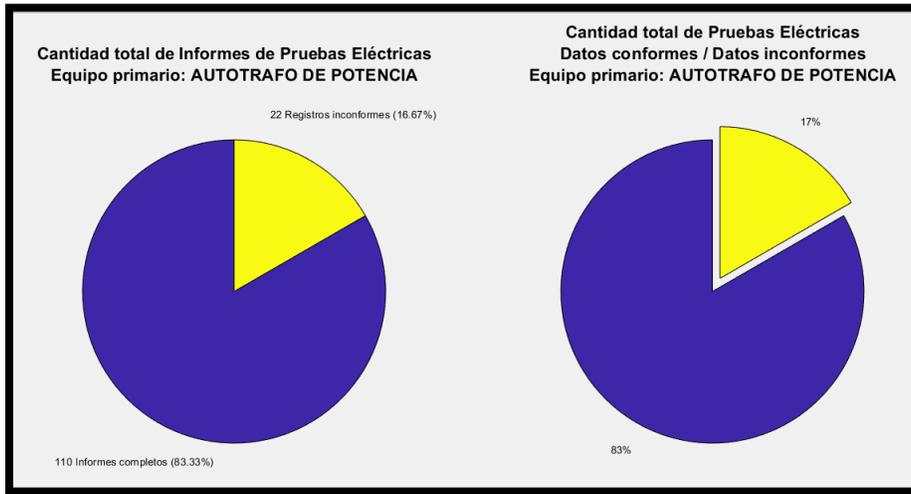


Ilustración 51: Diagramas de Pastel de los informes, registro o reportes de las PE completas e inconformes, de los Autotransformadores de Potencia.

En general los reportes e información de todas las PE a los Seccionadores de Potencia se representa mediante la siguiente ilustración en la cual muestra tanto los informes completos y los registros inconformes.

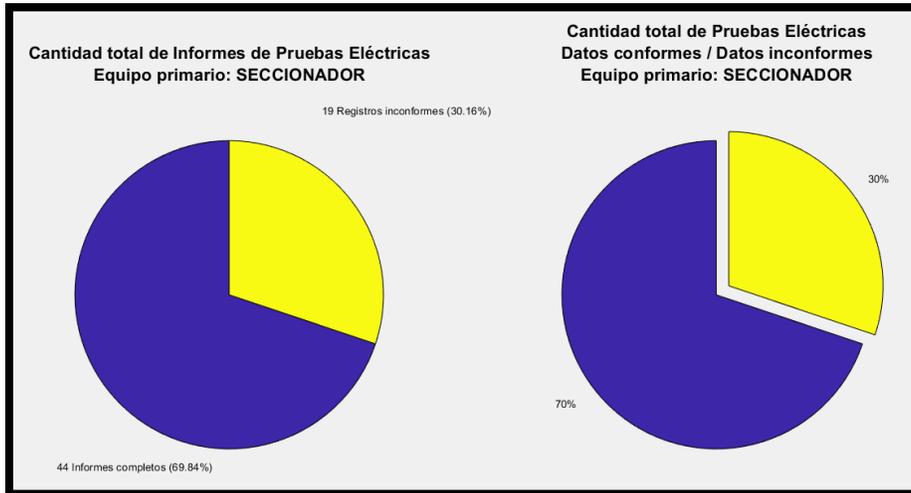
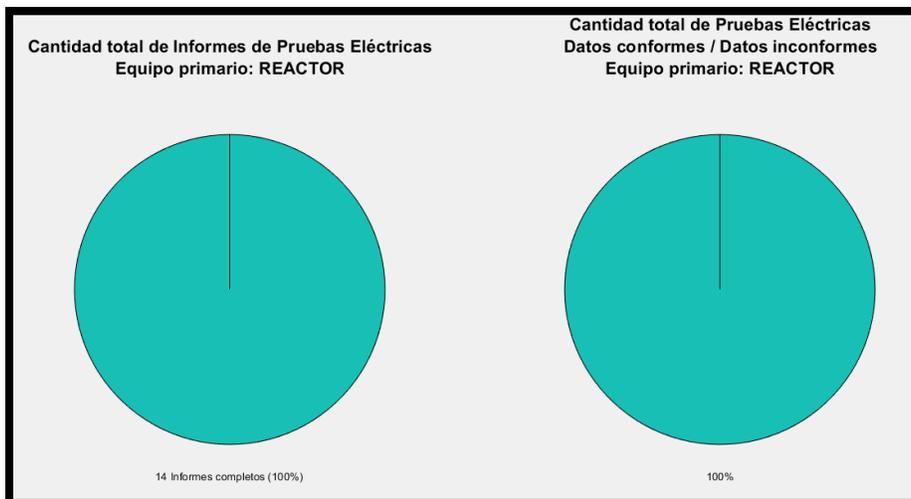


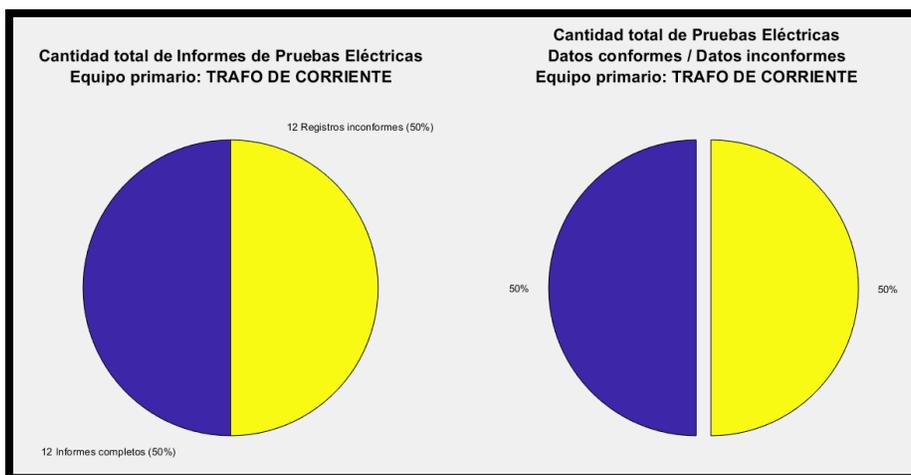
Ilustración 52: Diagramas de Pastel de los informes, registro o reportes de las PE completas e inconformes, de los Seccionadores de Potencia.

En general los reportes e información de todas las PE a los Reactores de Potencia se representa mediante la siguiente ilustración en la cual muestra tanto los informes completos y los registros inconformes.



*Ilustración 53: Diagramas de Pastel de los informes, registro o reportes de las PE completas e inconformes, de los Reactores de Potencia.*

En general los reportes e información de todas las PE a los Transformadores de Corriente se representa mediante la siguiente ilustración en la cual muestra tanto los informes completos y los registros inconformes.



*Ilustración 54: Diagramas de Pastel de los informes, registro o reportes de las PE completas e inconformes, de los Transformadores de Corriente.*

En general los reportes e información de todas las PE a los Transformadores de Potencial se representa mediante la siguiente ilustración en la cual muestra tanto los informes completos y los registros inconformes.

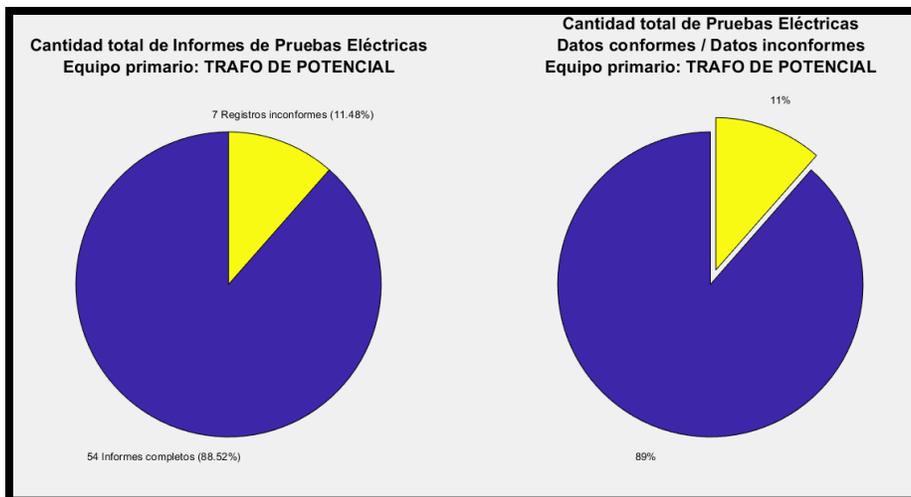


Ilustración 55: Diagramas de Pastel de los informes, registro o reportes de las PE completas e inconformes, de los Transformadores de Potencial.

En general los reportes e información de todas las PE a los Pararrayos se representa mediante la siguiente ilustración en la cual muestra tanto los informes completos y los registros inconformes.

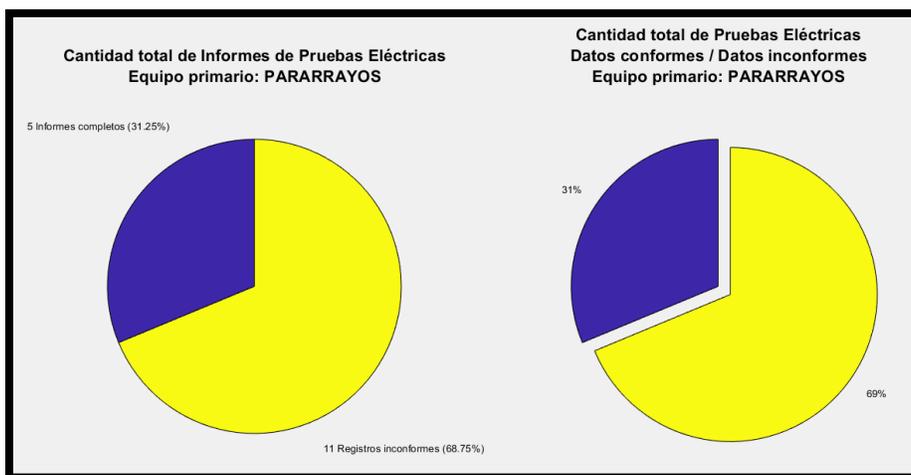


Ilustración 56: Diagramas de Pastel de los informes, registro o reportes de las PE completas e inconformes, de los Pararrayos.

En general los reportes e información de todas las PE a los Transformadores de SSAA se representa mediante la siguiente ilustración en la cual muestra tanto los informes completos y los registros inconformes.

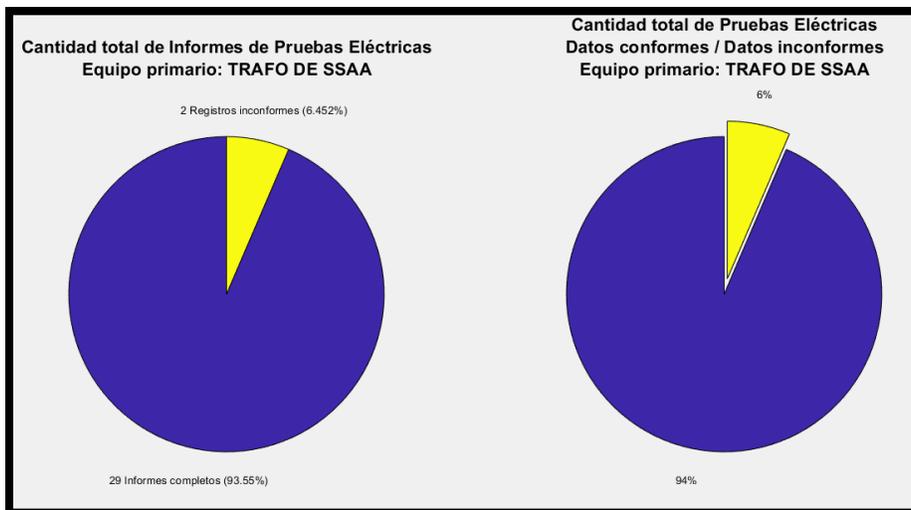


Ilustración 57: Diagramas de Pastel de los informes, registro o reportes de las PE completas e inconformes, de los Transformadores de SSAA.

Mediante diagramas de barras se muestra la cantidad de informes completos de los reportes de las PE que se han realizado a todos los EP que se encuentran en los patios de; 230 kV, Autotransformadores de Potencia, Reactores de Potencia y Transformadores de SSAA, tal como se muestra en la siguiente ilustración.

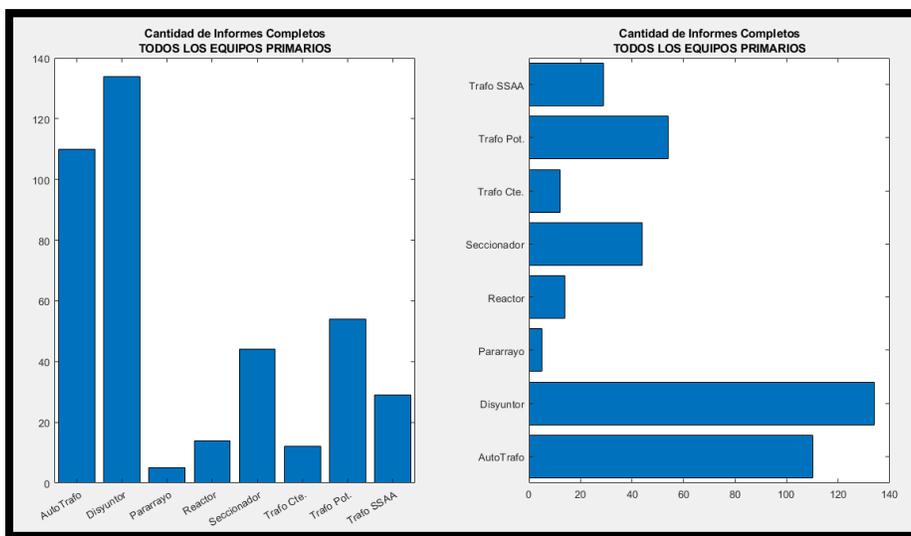


Ilustración 58: Diagramas de barras de los informes completos de los EP.

Mediante diagramas de barras se muestra la cantidad de registros inconformes de los reportes de las PE que se han realizado a todos los EP que se encuentran en los patios de; 230 kV, Autotransformadores de Potencia, Reactores de Potencia y Transformadores de SSAA, tal como se muestra en la siguiente ilustración.

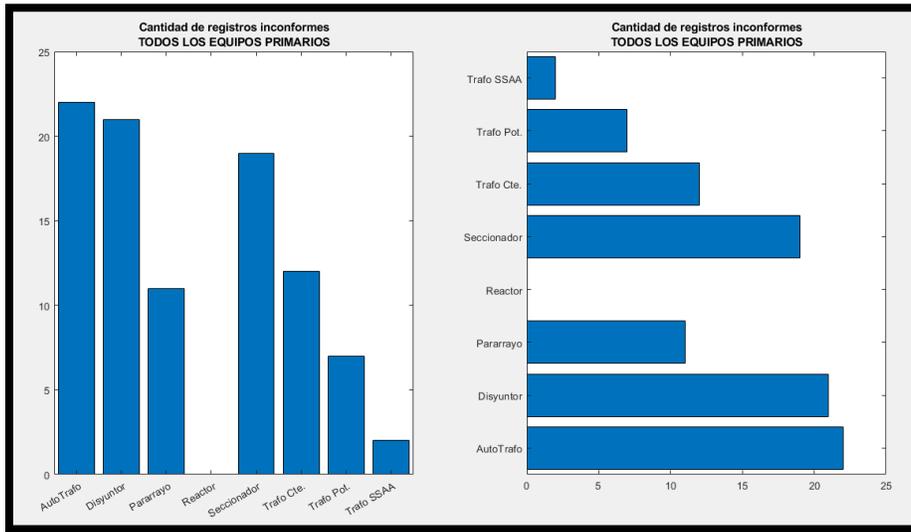


Ilustración 59: Diagramas de barras de los registros inconformes de los EP.

Mediante diagramas de barras se muestra la cantidad de informes completos de los reportes de las PE que se han realizado a todos los Disyuntores de Potencia que se encuentran en el patio 230 kV, tal como se muestra en la siguiente ilustración.

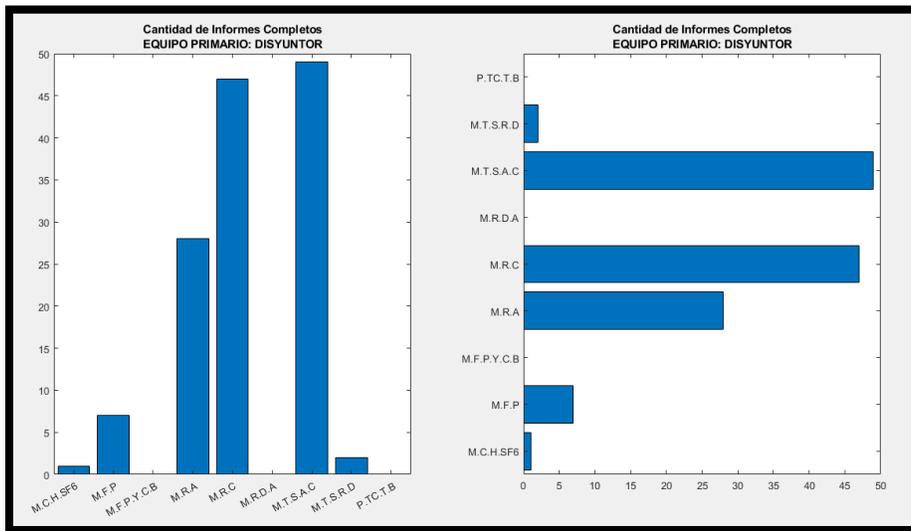


Ilustración 60: Diagramas de barras de los informes completos de los Disyuntores de Potencia.

Mediante diagramas de barras se muestra la cantidad de registros inconformes de los reportes de las PE que se han realizado a todos los Disyuntores de Potencia que se encuentran en el patio 230 kV, tal como se muestra en la siguiente ilustración.

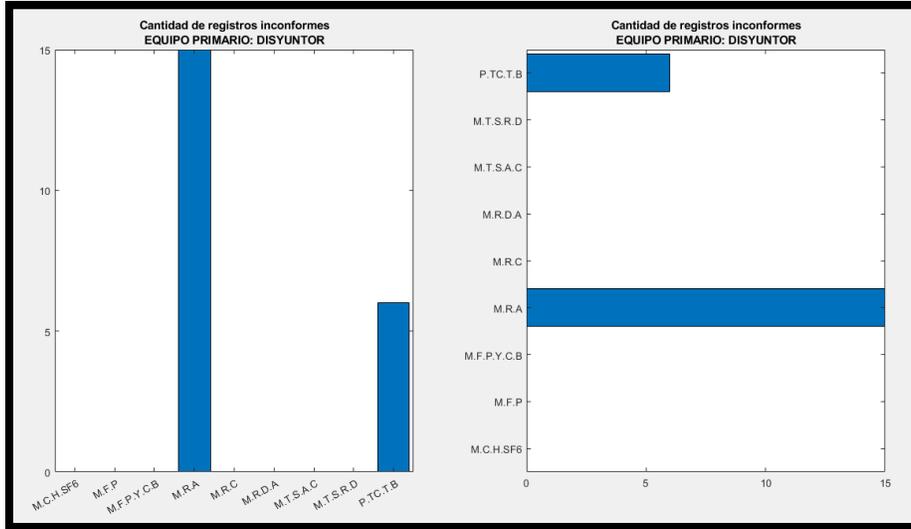


Ilustración 61: Diagramas de barras de los registros inconformes de los Disyuntors de Potencia.

Mediante diagramas de barras se muestra la cantidad de informes completos de los reportes de las PE que se han realizado a todos los Autotransformadores de Potencia que se encuentran en el patio Autotransformadores de Potencia, tal como se muestra en la siguiente ilustración.

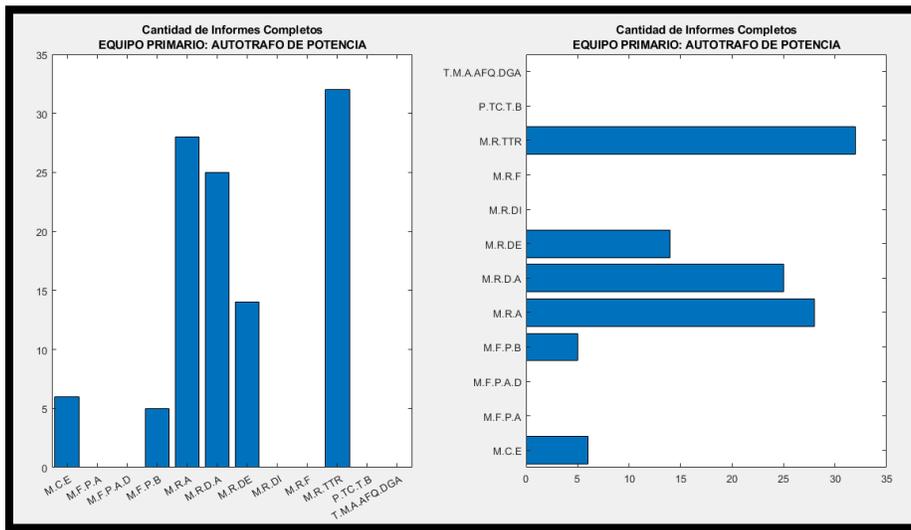


Ilustración 62: Diagramas de barras de los informes completos de los Autotransformadores de Potencia.

Mediante diagramas de barras se muestra los registros inconformes de los reportes de las PE que se han realizado a todos los Autotransformadores de Potencia que se encuentran en el patio Autotransformadores de Potencia, tal como se muestra en la siguiente ilustración.

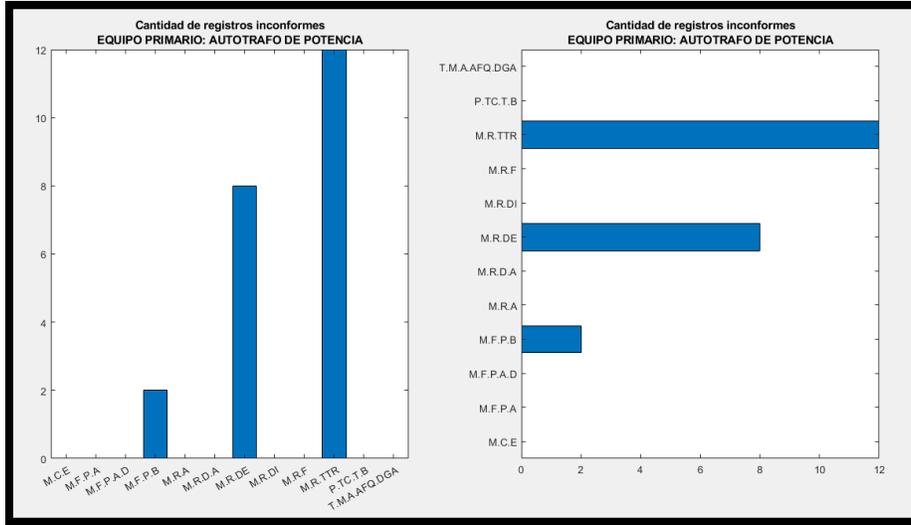


Ilustración 63: Diagramas de barras de los registros inconformes de los Autotransformadores de Potencia.

Mediante diagramas de barras se muestra la cantidad de informes completos de los reportes de las PE que se han realizado a todos los Seccionadores de Potencia que se encuentran en los patios de; 230 kV y Autotransformadores de Potencia, tal como se muestra en la siguiente ilustración.

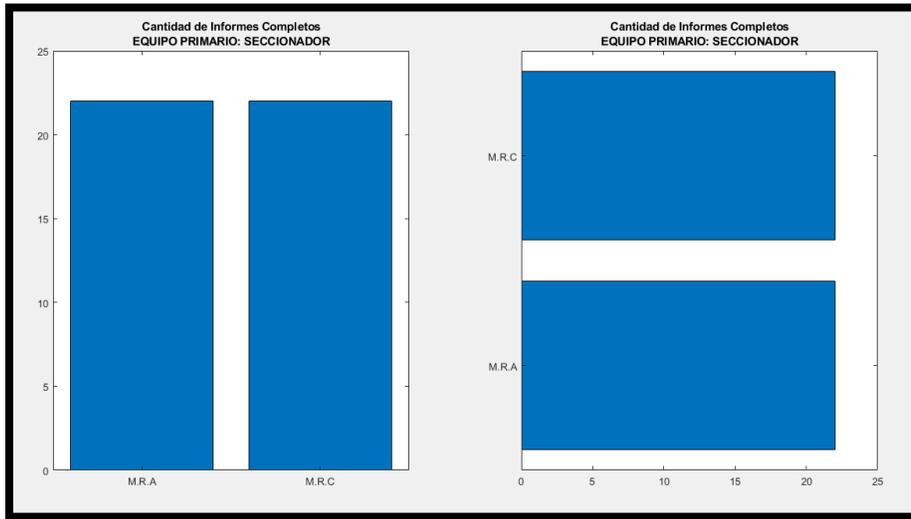


Ilustración 64: Diagramas de barras de los informes completos de los Seccionadores de Potencia.

Mediante diagramas de barras se muestra la cantidad de registros inconformes de los reportes de las PE que se han realizado a todos los Seccionadores de Potencia que se encuentran en los patios de; 230 kV y Autotransformadores de Potencia, tal como se muestra en la siguiente ilustración.

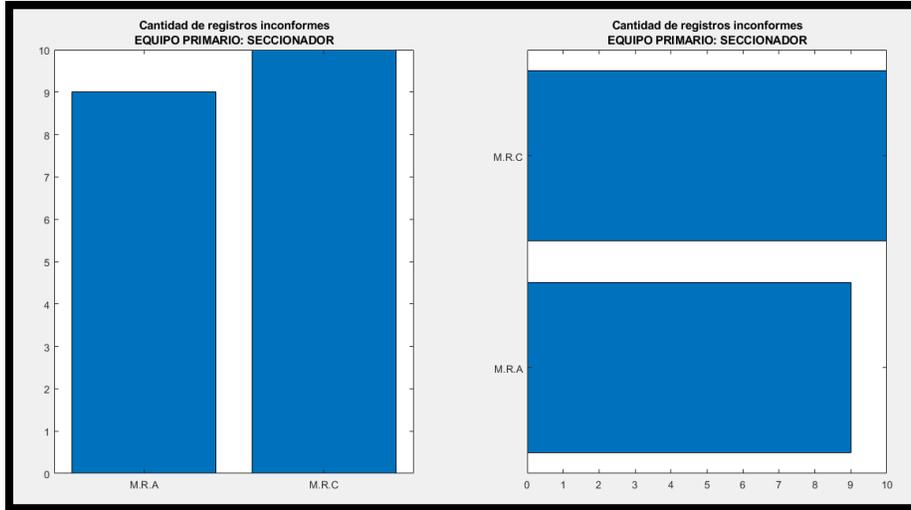


Ilustración 65: Diagramas de barras de los registros inconformes de los Seccionadores de Potencia.

Mediante diagramas de barras se muestra la cantidad de informes completos de los reportes de las PE que se han realizado a todos los Reactores de Potencia que se encuentran en el patio de Reactores de Potencia, tal como se muestra en la siguiente ilustración.

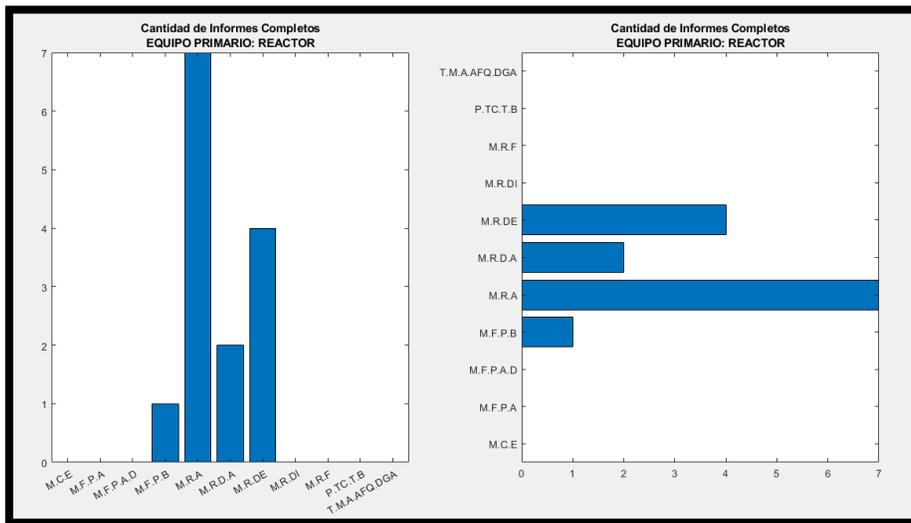


Ilustración 66: Diagramas de barras de los informes completos de todos los Reactores de Potencia.

Mediante diagramas de barras se muestra la cantidad de registros inconformes de los reportes de las PE que se han realizado a todos los Reactores de Potencia que se encuentran en el patio de Reactores de Potencia, tal como se muestra en la siguiente ilustración.

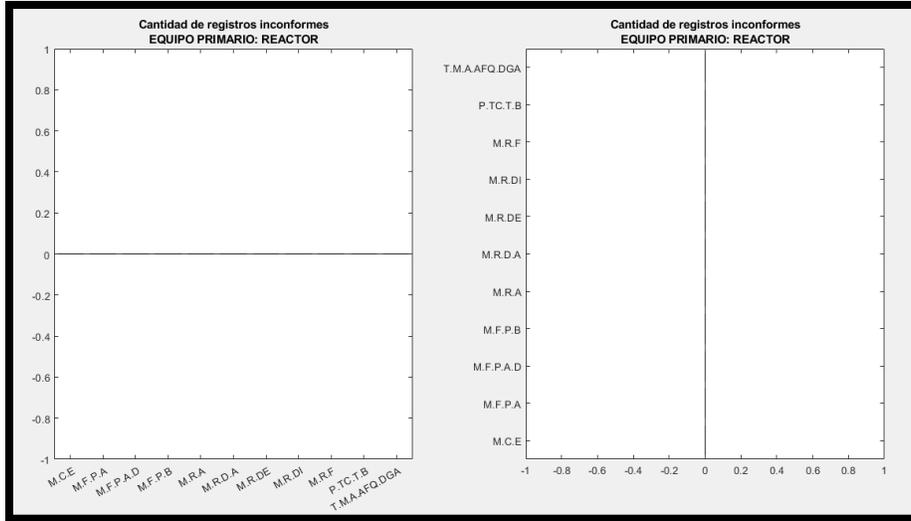


Ilustración 67: Diagramas de barras de los registros inconformes de los Reactores de Potencia.

Mediante diagramas de barras se muestra la cantidad de informes completos de los reportes de las PE que se han realizado a todos los Transformadores de Corriente que se encuentran en el patio de 230 kV, tal como se muestra en la siguiente ilustración.

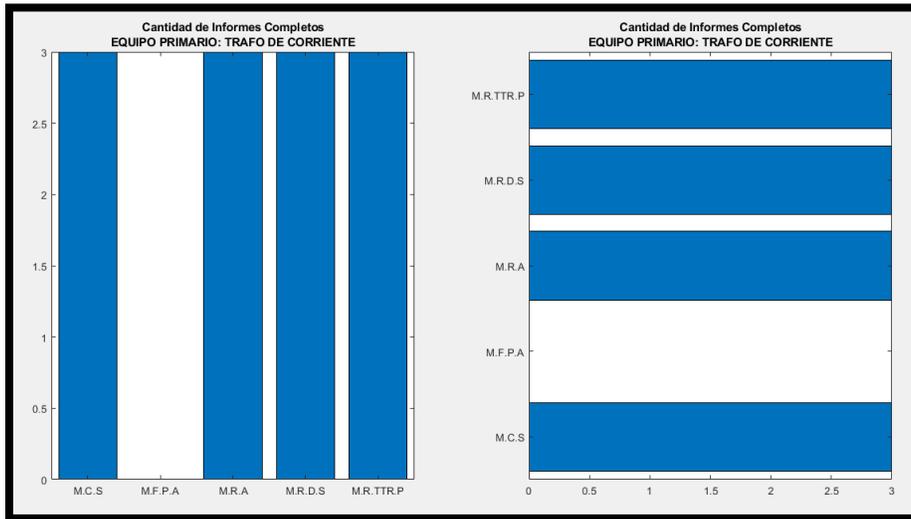


Ilustración 68: Diagramas de barras de los informes completos de los Transformadores de Corriente.

Mediante diagramas de barras se muestra la cantidad de registros inconformes de los reportes de las PE que se han realizado a todos los Transformadores de Corriente que se encuentran en el patio de 230 kV, tal como se muestra en la siguiente ilustración.

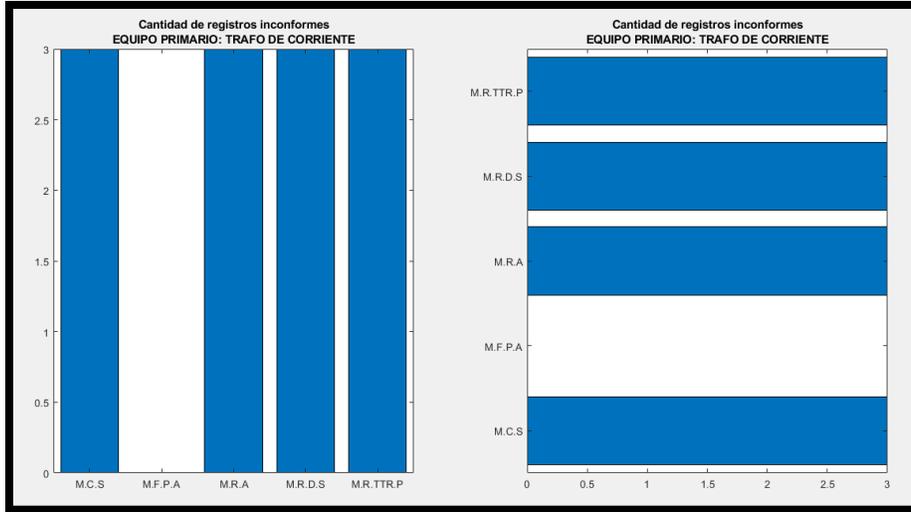


Ilustración 69: Diagramas de barras de los registros inconformes de los Transformadores de Corriente.

Mediante diagramas de barras se muestra la cantidad de informes completos de los reportes de las PE que se han realizado a todos los Transformadores de Potencial que se encuentran en el patio de 230 kV, tal como se muestra en la siguiente ilustración.

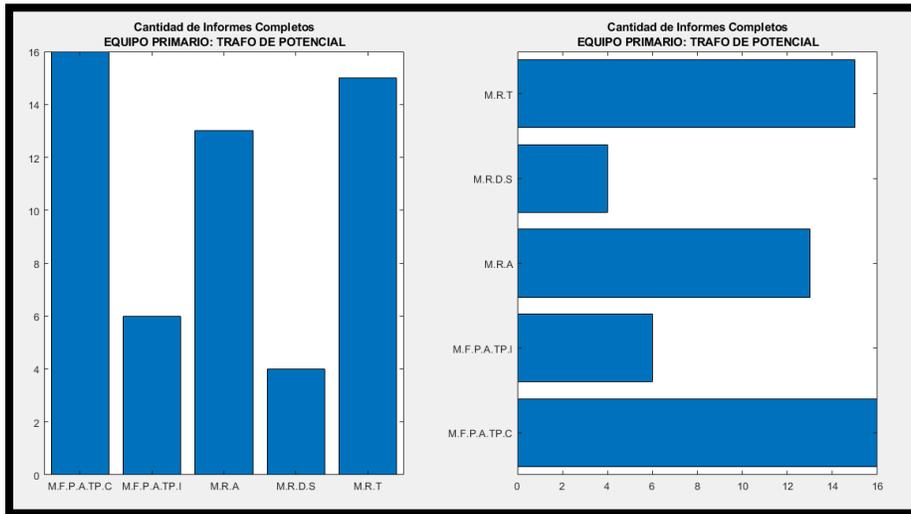
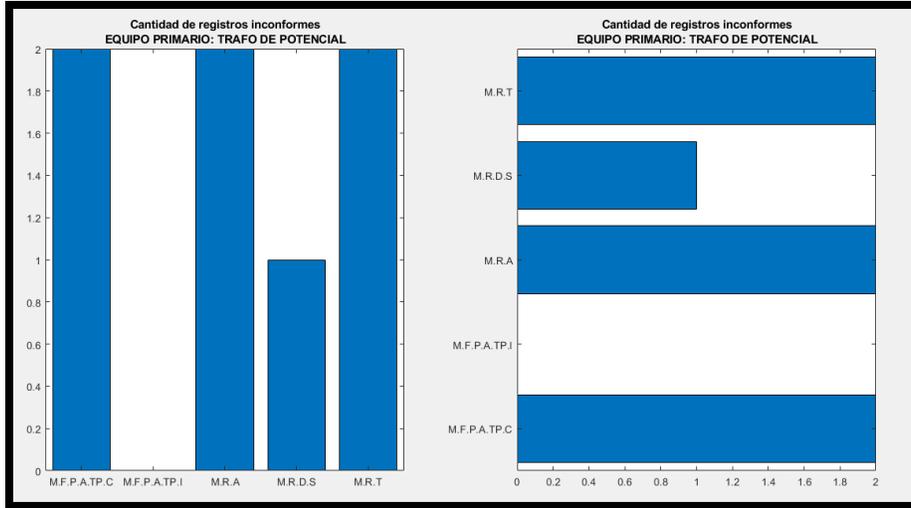


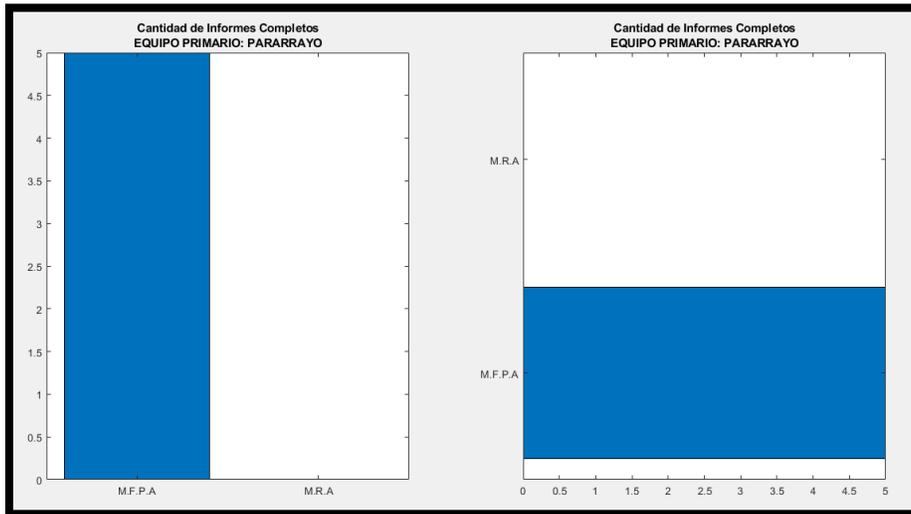
Ilustración 70: Diagramas de barras de los informes completos de los Transformadores de Potencial.

Mediante diagramas de barras se muestra la cantidad de registros inconformes de los reportes de las PE que se han realizado a todos los Transformadores de Potencial que se encuentran en el patio de 230 kV, tal como se muestra en la siguiente ilustración.



*Ilustración 71: Diagramas de barras de los registros inconformes de los Transformadores de Potencial.*

Mediante diagramas de barras se muestra la cantidad de informes completos de los reportes de las PE que se han realizado a todos los Pararrayos que se encuentran en los patios de; 230 kV y Autotransformadores de Potencia, tal como se muestra en la siguiente ilustración.



*Ilustración 72: Diagramas de barras de los informes completos de los Pararrayos.*

Mediante diagramas de barras se muestra la cantidad de registros inconformes de los reportes de las PE que se han realizado a todos los Pararrayos que se encuentran en los patios de; 230 kV y Autotransformadores de Potencia, tal como se muestra en la siguiente ilustración.

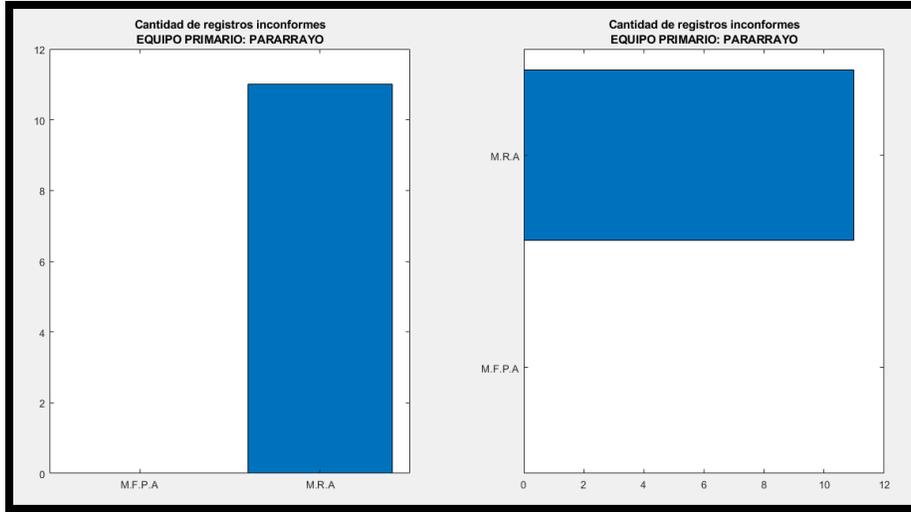


Ilustración 73: Diagramas de barras de los registros inconformes de los Pararrayos.

Mediante diagramas de barras se muestra la cantidad de informes completos de los reportes de las PE que se han realizado a todos los Transformadores de SSAA que se encuentran en el patio de Transformadores de SSAA, tal como se muestra en la siguiente ilustración.

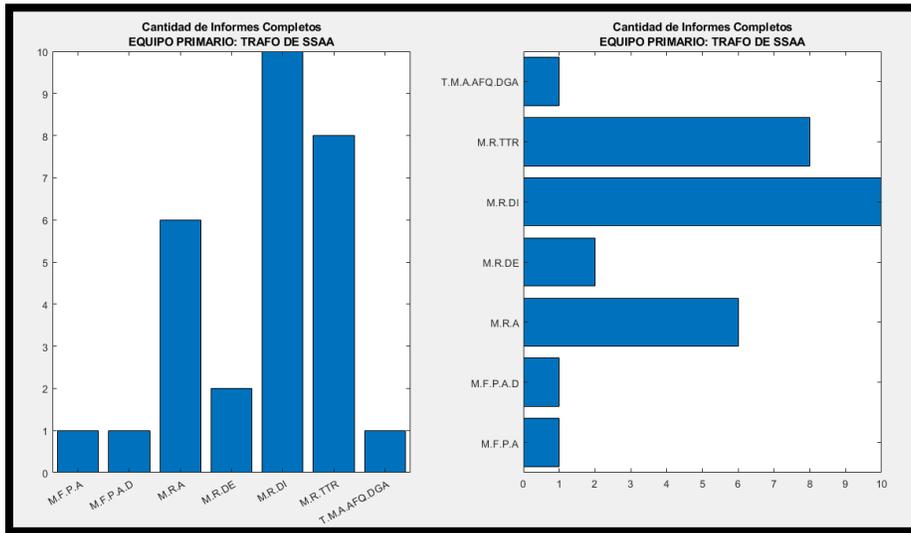


Ilustración 74: Diagramas de barras de los informes completos de los Transformadores de SSAA.

Mediante diagramas de barras se muestra la cantidad de registros inconformes de los reportes de las PE que se han realizado a todos los Transformadores de SSAA que se encuentran en el patio de Transformadores de SSAA, tal como se muestra en la siguiente ilustración.

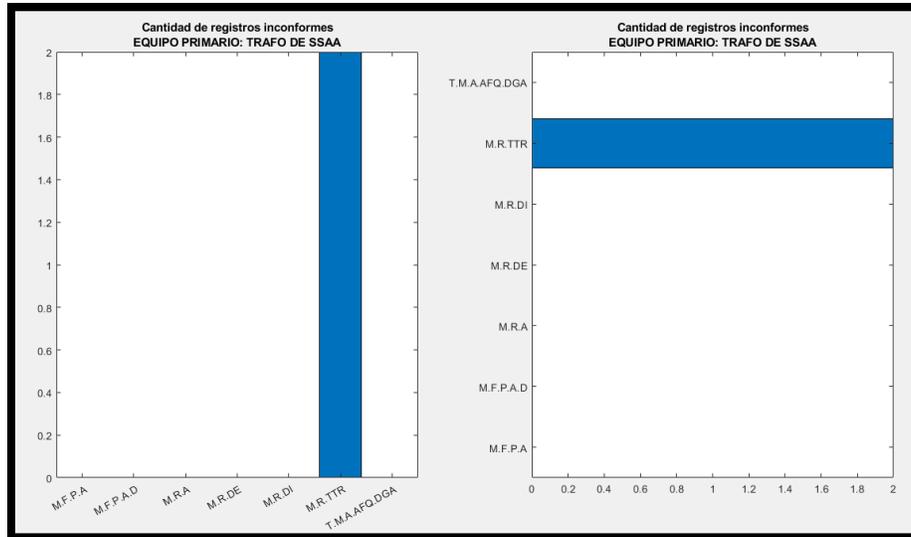


Ilustración 75: Diagramas de barras de los registros inconformes de los Transformadores de SSAA.

### 3.2 Determinación de las variables o los parámetros a partir de las pruebas eléctricas

A partir de la fundamentación en la planificación y ejecución de los mantenimientos con el cumplimiento de los estándares internacionales, de las recomendaciones de operación de los fabricantes de los EP, de los requerimientos técnicos de calidad de servicio, de los requerimientos de seguridad industrial, del nivel de confiabilidad y disponibilidad que debe tener todo el proceso transmisión de energía, se deben determinar las variables más importantes (Saraguro, 2001) y necesarias que permitan monitorear el funcionamiento efectivo y seguro del equipo primario de la subestación para evaluar la gestión del mantenimiento realizado y según sea el resultado prever los ajustes necesarios.

Es importante partir del estado actual del equipo primario que se va a analizar, así como fijar los índices, parámetros o propiedades que se deben enfocar para realizar el análisis de los resultados de las pruebas eléctricas que se hacen a estos EP (Saraguro, 2001), si se quiere realizar un pronóstico o una tendencia apropiada.

Como dos ejemplos de obtención de las variables para graficar, se tiene:

- 1.- En forma indirecta: Índice de absorción y polarización, en la prueba de resistencia de aislamiento del disyuntor de potencia.
- 2.- En forma directa: Tiempo de apertura y cierre, en la prueba medición de simultaneidad de apertura y cierre al disyuntor de potencia.

Estas variables deberán ser verificadas y se deberá referir a la norma técnica que se aplica a la PE de un EP en general, también se podrá verificar las variables con los manuales técnicos del fabricante del EP seleccionado.

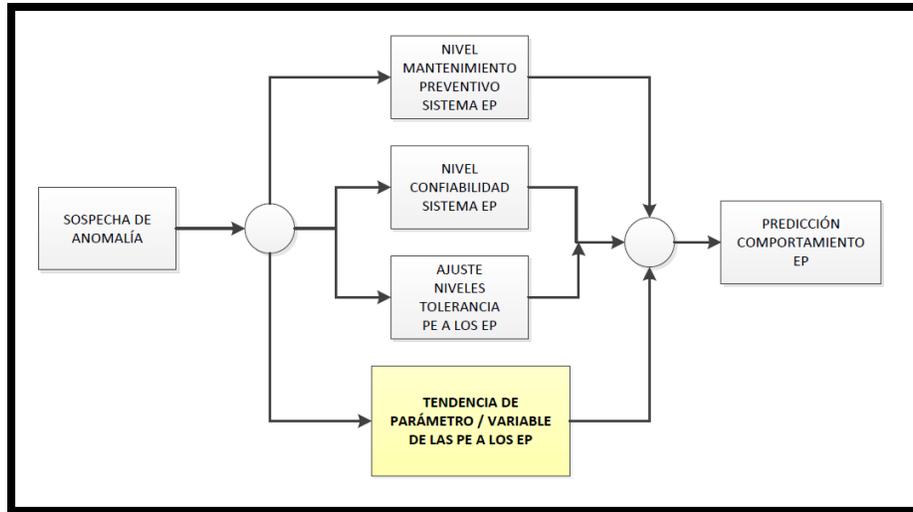
Debido a la cantidad total de EP y del número total de pruebas eléctricas que se realizan a estos equipos, se ha preferido investigar y analizar el principal equipo primario de la subestación, el autotransformador de potencia, ya que son 7 y se realizan 12 pruebas eléctrica, se dispone de 132 pruebas.

### **3.3 Diseño de la solución al problema**

En el proyecto, hasta ahora se ha enfocado el análisis de la tendencia del comportamiento de un EP basándose en la tendencia que tendría un parámetro o una variable extraído de las PE que recomienda el fabricante del EP, los estándares de normalización o los protocolos de seguridad y mantenimiento de la SE.

El comportamiento de un EP puede ser pronosticado a partir de un diagnóstico basado en un hipotético problema o sospecha de una anomalía, la misma que será confirmada a partir de la evaluación de los siguientes componentes:

- a. Nivel del mantenimiento preventivo del sistema que compone el EP, ya que su comportamiento no puede ser considerado individualmente.
- b. Nivel de confiabilidad del sistema que compone al EP.
- c. Cambios y tendencias de los parámetros o variables relacionados con las PE del EP, relacionadas con la anomalía a analizar.
- d. Ajustes a los niveles de tolerancia que deben tener los parámetros o variables, en función de la experiencia de mantenimientos y funcionalidad del EP, el diseño y la construcción del fabricante o la recomendación de la normativa, y de la calidad del servicio que requiera el proceso.



*Ilustración 76: Diagnóstico hipotético del comportamiento de un Equipo Primario.*

Con el diagrama de bloques presentado en la ilustración anterior muestra los componentes que se necesitan para poder predecir el comportamiento de cualquier EP, a falta de una herramienta amigable que muestre el comportamiento de los parámetros o variables de las PE, la empresa CELEC EP TRANSELECTRIC auspicio este proyecto el cuál, consiste en mostrar el Análisis de las tendencias de las PE que se realizan a los EP de la SE Pascuales, que corresponde al último bloque (TENDENCIA PARÁMETRO / VARIABLE DE LAS PE A LOS EP) de dicha ilustración.

En el siguiente diagrama de bloque se describe la forma como se estructura la aplicación computacional que permite mostrar los gráficos de las PE y las tendencias con diferentes técnicas de ajuste de curvas por regresión o por interpolación, lo que corresponde al método empleado en la resolución del problema.

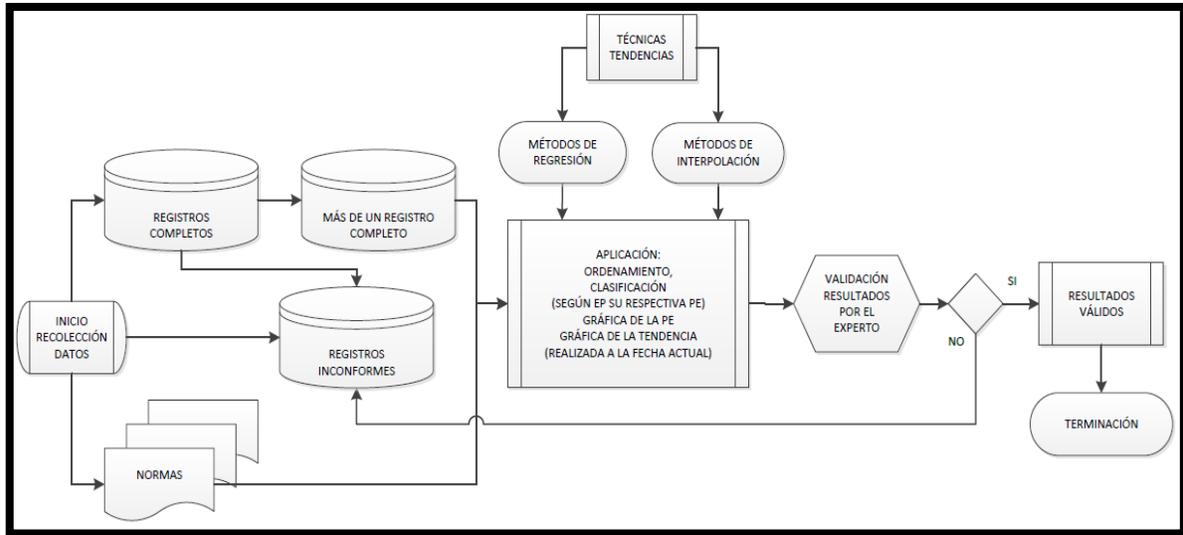


Ilustración 77: Estructura principal de la Aplicación de análisis de tendencias de las PE a los PE.

La aplicación parte o inicia de la recolección de datos y la unificación del formato de los mismos, lo cual se describe en la sección [3.1](#), los bloques correspondientes son Registros Completos, Más de un Registro Completo y Registros Inconformes, la determinación de la tolerancia que deben tener los parámetros o variables fueron consultadas con los expertos y con las normas ANSI, IEC, IEEE y NETA esto se describe en la sección [A2](#) y se ilustra en el bloque denominado Normas. Las técnicas empleadas en la aplicación computacional son descritas en la sección [2.4](#) y [3.4](#) y los bloques correspondientes son Métodos de Regresión y Métodos de Interpolación. Las validaciones de los resultados de las tendencias están descritas en la sección [4.3](#) y en las [conclusiones específicas](#) y se ilustra en el bloque denominado Validación Resultado por el Experto, los resultados serán evaluados por los conocedores de los EP y las PE, personal técnico de CELEC EP TRANSELECTRIC, fundamentalmente con el gráfico que representan las variaciones en el tiempo de los parámetros o variables de las PE permitirán decidir si es apropiado aplicar una tendencia a través de una regresión o interpolación, en cuyo caso la tendencia de la aplicación será válida. Si el gráfico que representan las variaciones en el tiempo de los parámetros o variables de las PE no muestran una secuencia coherente será identificada rápidamente por los expertos o si la periodicidad de la PE dista mucho de la fecha actual entonces no será posible realizar una tendencia con la aplicación que sea válida. Las causas por las que el experto puede excluir ciertos gráficos se deben a; una incorrecta adquisición de los datos (fallas en los equipos de medición), o un incorrecto o incompleto registro de los datos (falla humana), es posible que por la

periodicidad distante de las PE haga falta el registro de PE no entregadas que no dispone la aplicación. En el resto de los casos, tanto los gráficos como las tendencias son consideradas válidas, como no se ha filtrado este tipo de inconvenientes los expertos no han considerado necesario incluir una tasa de error para reconocer la precisión de la tendencia y se la ha dejado a la interpretación visual del experto. El alcance de este proyecto precisamente es utilizar la aplicación de tendencias para identificar y filtrar los errores mencionados anteriormente.

### **3.4 Métodos para el ajuste de curvas y predicción**

Debido a la escasa información correspondiente para cada PE de los EP, en su mayoría de 1 hasta 5 valores registrados, no es posible realizar un estudio por series de tiempo ya sea por medias móviles (ARIMA), o por medias móviles estacionales (SARIMA), a por análisis de las varianzas para determinar una prueba de hipótesis (ANOVA).

Un método tradicional de realizar una extrapolación que estime una tendencia tipo predicción es realizar el ajuste con un polinomio ya sea por regresión de los datos, estimando la mejor curva por la minimización de los errores cuadráticos entre el valor medido y el valor ajustado, de aquí se utilizan los polinomios de grado  $n$  donde se requieren mínimo  $n+1$  datos que son representados con puntos en el plano (Chapra, 2011). Cuando se realizan mediciones que tienen varias imprecisiones es recomendable utilizar las regresiones. No es posible determinar el mejor ajuste sin definir una función que mida los errores, sin embargo, la respuesta gráfica de los diferentes ajustes, en regresión lineal, cuadrática o cúbica permite tomar la decisión de cuál es el mejor ajuste.

Si se tienen datos muy confiables, tal que se quiere obtener una curva polinómica que contenga cada uno de los datos, entonces es preferible utilizar una interpolación con un polinomio, que puede ser desarrollado por el método de los polinomios de Newton o el método de los polinomios de Lagrange, se ha determinado que un ajuste con menor error se obtiene cuando se encuentran segmentos de polinomios en cada intervalo de los datos, ya que un solo polinomio suele tener mucha precisión en un intervalo de puntos y un error muy alto en otro intervalo de puntos, lo que no sucede cuando se aplica el método de ajuste por segmentos a cada uno de los intervalos de puntos.

Las interpolaciones suelen dejar polinomios cuadráticos, cúbicos o de grados superiores, todo depende de la necesidad de contar con curvas relacionadas con la función a interpolar o extrapolar, esto es si se requiere la primera y/o la segunda derivada.

Si se dispone de pocos datos [2,3] no será posible realizar ajustes con polinomios cúbicos, sino con ajuste lineal en tal caso la regresión y la interpolación lineal arrojará resultados parecidos, así mismo con 3 puntos lo que se puede hallar será un ajuste cuadrático y la curva que se obtiene con la regresión y la interpolación es similar.

Se han utilizado los siguientes métodos;

- 1) Regresión lineal por mínimos cuadrados
- 2) Regresión cuadrática por mínimos cuadrados
- 3) Regresión cúbica por mínimos cuadrados
- 4) Interpolación por extremo más cercano
- 5) Interpolación cúbica con la modificación de Akima
- 6) Interpolación por segmentos cúbicos o inferior (Splines)

### **3.5 Diseño y desarrollo de la Aplicación Informática en MATLAB ® 2019**

La aplicación “Análisis de Tendencias de las PE de los EP” se desarrolló con el App Designer de MATLAB ® 2019, que es una aplicación de diseño de Mathworks © para la elaboración de interfaces gráficas para usuarios. Se diseñó y construyó para clasificar y ordenar toda la variedad de datos relacionada con las PE de los EP, con el fin de tener fácil acceso a todos los registros de cada una de las PE, mostrar la evolución de los resultados, adicionalmente el usuario puede acceder a información general del tipo de prueba realizada, características de los equipos de medición de las PE; de la información correspondientes a la placa del EP, según su código de identificación y de los resultados de las principales variables involucradas en las mediciones realizadas en cada una de las pruebas, las normas o estándares relacionadas con las PE de los EP; la visualización gráficas de las variables de la prueba, así como la tendencia (ajuste y extrapolación de la curva) a la fecha actual con los datos, usando tres métodos de regresión y tres métodos de interpolación; finalmente, el usuario puede revisar la información relacionada con los técnicos e ingenieros que elaboraron, revisaron y aprobaron los informes de las pruebas, donde se incluyen las conclusiones, observaciones y

recomendaciones del personal de CELEC EP TRANSELECTRIC y de los autores de este proyecto.

La aplicación consta de un programa principal llamado AT01\_MP y de cuatro módulos que interactúan entre sí, llamados AT02\_IGEM, AT03\_IEPR, AT04\_IT y AT05\_COR, en la siguiente tabla se detallan las características de cada una de las interfaces:

*Tabla 1: Características de la Aplicación de Análisis de Tendencias.*

<b>MÓDULOS</b>	<b>AT01_MP</b>	<b>AT02_IGEM</b>	<b>AT03_IEPR</b>	<b>AT04_ITEP</b>	<b>AT05_COR</b>
Principal función	Selección de PE a un EP	Muestra información general y datos del equipo de medición	Muestra información de la placa del EP y Resultado de la PE	Información gráfica de la PE y de las Tendencias	Muestra las conclusiones, observaciones y recomendaciones.
Tamaño (*.m)	153 KB	17 KB	59 KB	96 KB	25 KB
Tamaño (*.mlapp)	204 KB	174 KB	207 KB	195 KB	69 KB
Nº líneas	3264	378	1577	2817	665

La ilustración 77. corresponde al diagrama de bloques que muestra la estructura funcional de la aplicación donde los datos proviene de varios archivos en formato MS-Excel, y son cargados en variables que residen en el Workspace de MATLAB ® 2019.

## CAPÍTULO IV

### 4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

#### 4.1 Análisis previo al uso de la Aplicación

Luego de adquirir toda la información, registros y folletos de las PE antiguas y recientes de los EP que se encuentran en los patios de la SE Pascuales fueron organizados y clasificados para su posterior estudio y verificar que PE deberán ser depuradas.

De los 11 Disyuntores o Interruptores de Potencia que se encuentran en el patio de 230 kV, se obtuvieron 155 registros de las 9 PE que se realizan a este EP, 134 registros son aceptables y conformes, de los cuales se podrá hacer la proyección de una tendencia y 21 registros son inconformes, de los cuales no se han consideraron para el análisis de las tendencias, la clasificación de todos los registros con cada una de las PE se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 2: PE Conformes e Inconformes a los Disyuntores de Potencia.

<i>Ítem</i>	<i>Pruebas Eléctricas a Disyuntores de Potencia</i>	<i>PE Conformes</i>	<i>PE Inconformes</i>
1	<i>Medición de tiempos y simultaneidad en apertura y cierre.</i>	49	0
2	<i>Medición de tiempos y simultaneidad en re cierre y disparo libre.</i>	2	0
3	<i>Medición de resistencia de contactos.</i>	47	0
4	<i>Medición de resistencia de aislamiento.</i>	28	15
5	<i>Medición de factor de potencia.</i>	7	0
6	<i>Medición de factor de potencia y capacitancias de bushings.</i>	0	0
7	<i>Medición de contenido de humedad del SF6.</i>	1	0
8	<i>Medición de rigidez dieléctrica del aceite.</i>	0	0
9	<i>Pruebas de TC's tipo bushings.</i>	0	6
<i>TOTAL</i>		<i>134</i>	<i>21</i>

De la tabla anterior se concluye que no es posible realizar el análisis de tendencias a todas las 134 PE, aun cuando tienen datos, pues la tendencia se la realiza a cada DISYUNTOR y la cantidad señalada se refiere al total de los 11 Disyuntores de Potencia, al ejecutar la aplicación del proyecto el usuario podrá comprobar esta afirmación.

De los 7 Autotransformadores de Potencia que se encuentran en el patio de Autotransformadores, se obtuvieron 132 registros de las 12 PE que se realizan a este EP, 110 registros son aceptables y conformes, de los cuales se podrá hacer la proyección de una tendencia y 22 registros son inconformes, de los cuales no se han consideraron para el análisis de las tendencias, la clasificación de todos los registros con cada una de las PE se muestra en la siguiente tabla.

*Tabla 3: PE Conformes e Inconformes a los Autotransformadores de Potencia.*

<i>Ítem</i>	<i>Pruebas Eléctricas a Autotransformadores de Potencia</i>	<i>PE Conformes</i>	<i>PE Inconformes</i>
1	<i>Medición de factor de potencia del aislamiento</i>	0	0
2	<i>Medición de factor de potencia de bushings</i>	5	2
3	<i>Medición de factor de potencia de aceite dieléctrico</i>	0	0
4	<i>Medición de corriente de excitación</i>	6	0
5	<i>Medición de relación de transformación (TTR)</i>	32	12
6	<i>Medición de resistencia de devanados</i>	14	8
7	<i>Medición de resistencia de aislamiento</i>	28	0
8	<i>Medición de respuesta de frecuencia</i>	0	0
9	<i>Medición de reactancia de dispersión</i>	0	0
10	<i>Pruebas de TC's tipo bushings</i>	0	0
11	<i>Tomas de muestra de aceite para AFQ y DGA</i>	0	0
12	<i>Medición de rigidez dieléctrica del aceite</i>	25	0
<i>TOTAL</i>		<i>110</i>	<i>22</i>

De la tabla anterior se concluye que no es posible realizar el análisis de tendencias a todas las 110 PE, aun cuando tienen datos, pues la tendencia se la realiza a cada AUTOTRANSFORMADOR y la cantidad señalada se refiere al total de los 7 Autotransformadores de Potencia, al ejecutar la aplicación del proyecto el usuario podrá comprobar esta afirmación.

De los 62 Seccionadores de Potencia que se encuentran en el patio de 230 kV, se obtuvieron 63 registros de las 2 PE que se realizan a este EP, 44 registros son aceptables y conformes, de los cuales se podrá hacer la proyección de una tendencia y 19 registros son inconformes,

de los cuales no se han consideraron para el análisis de las tendencias, la clasificación de todos los registros con cada una de las PE se muestra en la siguiente tabla.

*Tabla 4: PE Conformes e Inconformes a los Seccionadores de Potencia.*

<b>Ítem</b>	<b>Pruebas Eléctricas a Seccionadores de Potencia</b>	<b>PE Conformes</b>	<b>PE Inconformes</b>
1	Medición de resistencia de contactos	22	10
2	Medición de resistencia de aislamiento	22	9
<b>TOTAL</b>		<b>44</b>	<b>19</b>

De la tabla anterior se concluye que no es posible realizar el análisis de tendencias a todas las 44 PE, aun cuando tienen datos, pues la tendencia se la realiza a cada SECCIONADOR y la cantidad señalada se refiere al total de los 62 Seccionadores de Potencia, al ejecutar la aplicación del proyecto el usuario podrá comprobar esta afirmación.

De los 2 Reactores de Potencia que se encuentran en el patio de Reactores, se obtuvieron 14 registros de las 11 PE que se realizan a este EP, 14 registros son aceptables y conformes, de los cuales se podrá hacer la proyección de una tendencia y 0 registros son inconformes, la clasificación de todos los registros con cada una de las PE se muestra en la siguiente tabla.

*Tabla 5: PE Conformes e Inconformes a los Reactores de Potencia.*

<b>Ítem</b>	<b>Pruebas Eléctricas a Reactores de Potencia</b>	<b>PE Conformes</b>	<b>PE Inconformes</b>
1	Medición de factor de potencia del aislamiento	0	0
2	Medición de factor de potencia de bushings	1	0
3	Medición de factor de potencia de aceite dieléctrico	0	0
4	Medición de corriente de excitación	0	0
5	Medición de resistencia de devanados	4	0
6	Medición de resistencia de aislamiento	7	0
7	Medición de respuesta de frecuencia	0	0
8	Medición de reactancia de dispersión	0	0
9	Pruebas de TC's tipo bushings	0	0
10	Tomas de muestra de aceite para AFQ y DGA	0	0
11	Medición de rigidez dieléctrica del aceite	2	0

<i>TOTAL</i>	<i>14</i>	<i>0</i>
--------------	-----------	----------

De la tabla anterior se concluye que no es posible realizar el análisis de tendencias a todas las 14 PE, aun cuando tienen datos, pues la tendencia se la realiza a cada REACTOR y la cantidad señalada se refiere al total de los 2 Reactores de Potencia, al ejecutar la aplicación del proyecto el usuario podrá comprobar esta afirmación.

De los 10 Transformadores de Corriente que se encuentran en el patio de 230 kV, se obtuvieron 24 registros de las 5 PE que se realizan a este EP, 12 registros son aceptables y conformes, de los cuales se podrá hacer la proyección de una tendencia y 12 registros son inconformes, de los cuales no se han consideraron para el análisis de las tendencias, la clasificación de todos los registros con cada una de las PE se muestra en la siguiente tabla.

*Tabla 6: PE Conformes e Inconformes a los Transformadores de Corriente.*

<i>Ítem</i>	<i>Pruebas Eléctricas a Transformadores de Corriente</i>	<i>PE Conformes</i>	<i>PE Inconformes</i>
1	<i>Medición de factor de potencia del aislamiento</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
2	<i>Medición de relación de transformación (TTR) y polaridad</i>	<i>3</i>	<i>3</i>
3	<i>Medición de resistencia de aislamiento</i>	<i>3</i>	<i>3</i>
4	<i>Medición de resistencia de devanados secundarios</i>	<i>3</i>	<i>3</i>
5	<i>Medición de curva de saturación</i>	<i>3</i>	<i>3</i>
<i>TOTAL</i>		<i>12</i>	<i>12</i>

De la tabla anterior se concluye que no es posible realizar el análisis de tendencias a todas las 12 PE, aun cuando tienen datos, pues la tendencia se la realiza a cada TRANSFORMADOR DE CORRIENTE y la cantidad señalada se refiere al total de los 10 Transformadores de Corriente, al ejecutar la aplicación del proyecto el usuario podrá comprobar esta afirmación.

De los 10 Divisores Capacitivos de Potencia que se encuentran en el patio de 230 kV, se obtuvieron 61 registros de las 5 PE que se realizan a este EP, 54 registros son aceptables y conformes, de los cuales se podrá hacer la proyección de una tendencia y 7 registros son inconformes, de los cuales no se han consideraron para el análisis de las tendencias, la clasificación de todos los registros con cada una de las PE se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 7: PE Conformes e Inconformes a los Divisores Capacitivo de Potencial.

<b>Ítem</b>	<b>Pruebas Eléctricas a Divisores Capacitivos de Potencial</b>	<b>PE Conformes</b>	<b>PE Inconformes</b>
1	Medición de factor de potencia del aislamiento para TP inductivo	6	0
2	Medición de factor de potencia del aislamiento para TP capacitivo	16	2
3	Medición de relación de transformación	15	2
4	Medición de resistencia de aislamiento	13	2
5	Medición de resistencia de devanados secundarios	4	1
<b>TOTAL</b>		<b>54</b>	<b>7</b>

De la tabla anterior se concluye que no es posible realizar el análisis de tendencias a todas las 54 PE, aun cuando tienen datos, pues la tendencia se la realiza a cada DIVISOR DE POTENCIAL y la cantidad señalada se refiere al total de los 10 Divisores Capacitivo de Potencial, al ejecutar la aplicación del proyecto el usuario podrá comprobar esta afirmación.

De los 9 Pararrayos que se encuentran en los patios de; 230 kV y Autotransformadores, se obtuvieron 16 registros de las 2 PE que se realizan a este EP, 5 registros son aceptables y conformes, de los cuales se podrá hacer la proyección de una tendencia y 11 registros son inconformes, de los cuales no se han consideraron para el análisis de las tendencias, la clasificación de todos los registros con cada una de las PE se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 8: PE Conformes e Inconformes a los Pararrayos.

<b>Ítem</b>	<b>Pruebas Eléctricas a Pararrayos</b>	<b>PE Conformes</b>	<b>PE Inconformes</b>
1	Medición de factor de potencia del aislamiento	5	0
2	Medición de resistencia de aislamiento	0	11
<b>TOTAL</b>		<b>5</b>	<b>11</b>

De la tabla anterior se concluye que no es posible realizar el análisis de tendencias a todas las 5 PE, aun cuando tienen datos, pues la tendencia se la realiza a cada PARARRAYO y la cantidad señalada se refiere al total de los 9 Pararrayos, al ejecutar la aplicación del proyecto el usuario podrá comprobar esta afirmación.

De los 4 Transformadores de SSAA que se encuentran en el patio de SSAA, se obtuvieron 31 registros de las 7 PE que se realizan a este EP, 29 registros son aceptables y conformes,

de los cuales se podrá hacer la proyección de una tendencia y 2 registros son inconformes, de los cuales no se han consideraron para el análisis de las tendencias, la clasificación de todos los registros con cada una de las PE se muestra en la siguiente tabla.

*Tabla 9: PE Conformes e Inconformes a los Transformadores de SSAA.*

<i>Ítem</i>	<i>Pruebas Eléctricas a Transformadores de SSAA</i>	<i>PE Conformes</i>	<i>PE Inconformes</i>
1	<i>Medición de factor de potencia del aislamiento</i>	1	0
2	<i>Medición de factor de potencia de aceite dieléctrico</i>	1	0
3	<i>Medición de relación de transformación (TTR)</i>	8	2
4	<i>Medición de resistencia de devanados</i>	2	0
5	<i>Medición de resistencia de aislamiento</i>	6	0
6	<i>Medición de rigidez dieléctrica del aceite</i>	10	0
7	<i>Tomas de muestra de aceite para AFQ y DGA</i>	1	0
<i>TOTAL</i>		29	2

De la tabla anterior se concluye que no es posible realizar el análisis de tendencias a todas las 29 PE, aun cuando tienen datos, pues la tendencia se la realiza a cada TRANSFORMADOR y la cantidad señalada se refiere al total de los 4 Transformadores de SSAA, al ejecutar la aplicación del proyecto el usuario podrá comprobar esta afirmación.

A pesar de no contar con una cantidad satisfactoria de registro completos, una ventaja de la aplicación para el análisis de tendencia es mostrar al usuario la clasificación de todos los EP que se encuentran en los patios de: 230 kV, Autotransformadores, Reactores y SSAA con el fin de mostrar todas sus características y datos técnicos que se encuentran en las placas de cada EP, al ejecutar la aplicación del proyecto el usuario podrá escoger un EP y verificar lo mencionado anteriormente, otra ventaja de la aplicación es que muestra las imágenes y las principales características técnicas de los equipos de medición, siempre y cuando exista una PE al EP seleccionado.

## **4.2 Análisis a partir del uso de la Aplicación**

Al momento de ejecutar la Aplicación se podrá escoger los patios de; Maniobra de 230 kV, Autotransformadores, Reactores o Transformadores de SSAAA, tal como se muestra en la siguiente ilustración.



Ilustración 78: Ventana Principal de la Aplicación para el Análisis de Tendencias con la clasificación de los Patios de la SE Pascuales.

En cada uno de estos patios se encontrarán los ID de cada EP, tal como se muestra en las siguientes ilustraciones.



Ilustración 79: Ventana Principal de la Aplicación de Tendencias con la clasificación de los Disyuntores de Potencia.



Ilustración 80: Ventana Principal de la Aplicación de Tendencias con la clasificación de los Seccionadores de Potencia.

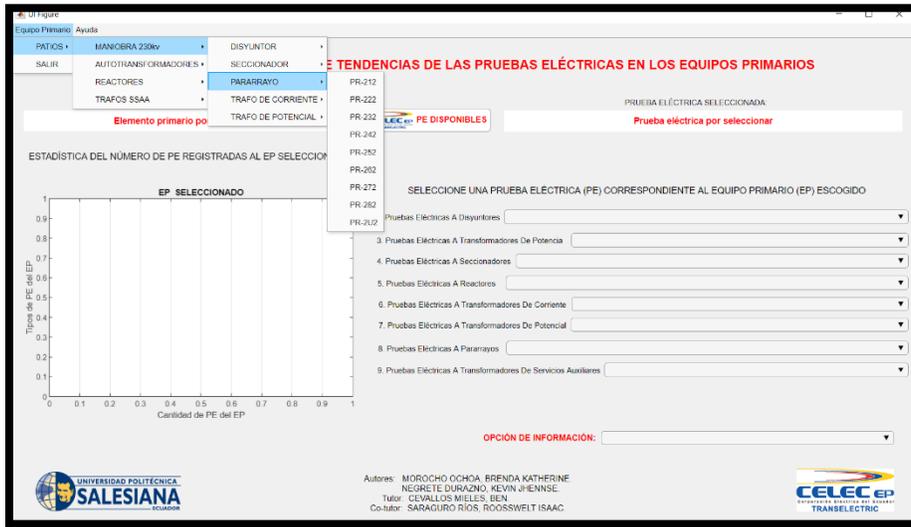


Ilustración 81: Ventana Principal de la Aplicación de Tendencias con la clasificación de los Pararrayos.

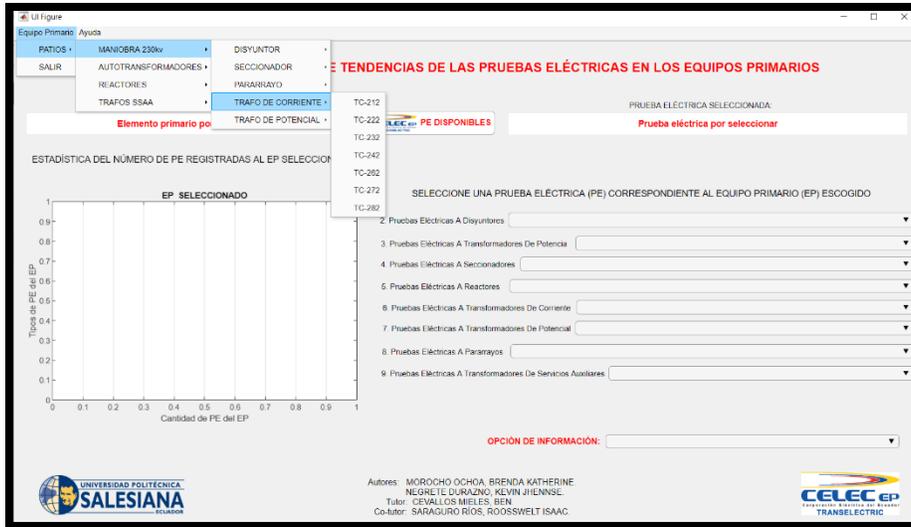


Ilustración 82: Ventana Principal de la Aplicación de Tendencias con la clasificación de los Transformadores de Corriente.

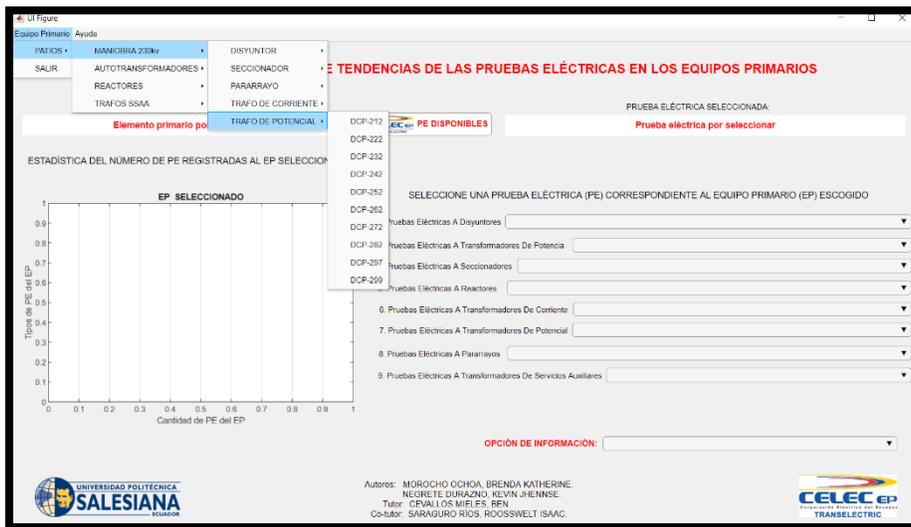


Ilustración 83: Ventana Principal de la Aplicación de Tendencias con la clasificación de los Divisores Capacitivo de Potencial.



Ilustración 84: Ventana Principal de la Aplicación de Tendencias con la clasificación de los Autotransformadores de Potencia – Banco del ATT.

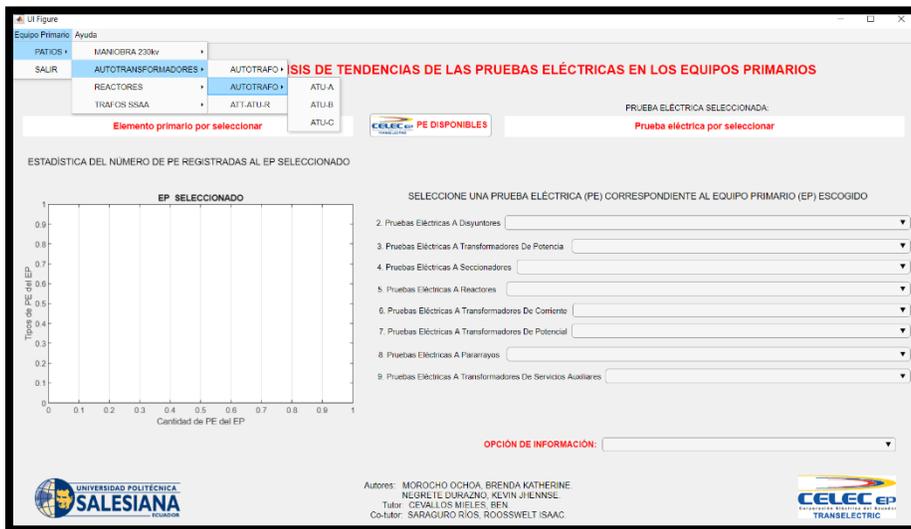


Ilustración 85: Ventana Principal de la Aplicación de Tendencias con la clasificación de los Autotransformadores de Potencia – Banco del ATU.

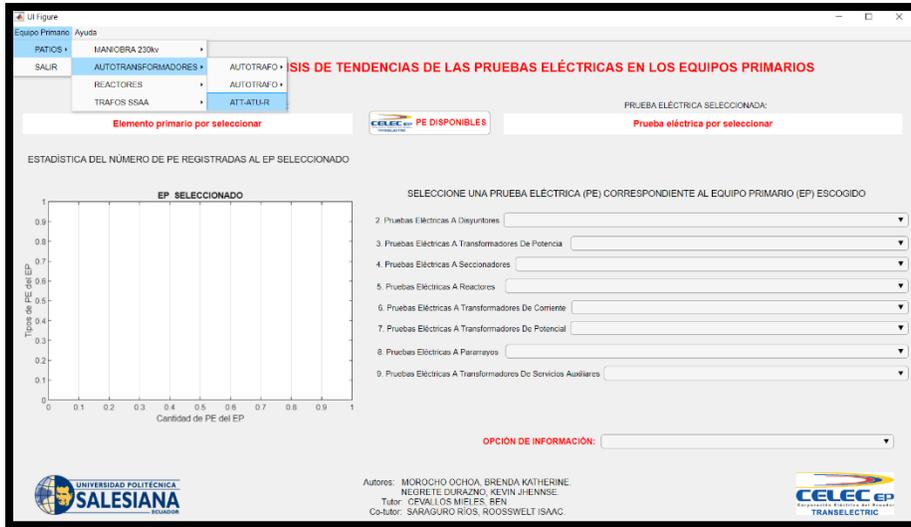


Ilustración 86: Ventana Principal de la Aplicación de Tendencias con la clasificación del Autotransformador de Potencia de Reserva – ATT-ATU-R.



Ilustración 87: Ventana Principal de la Aplicación de Tendencias con la clasificación de los Reactores.

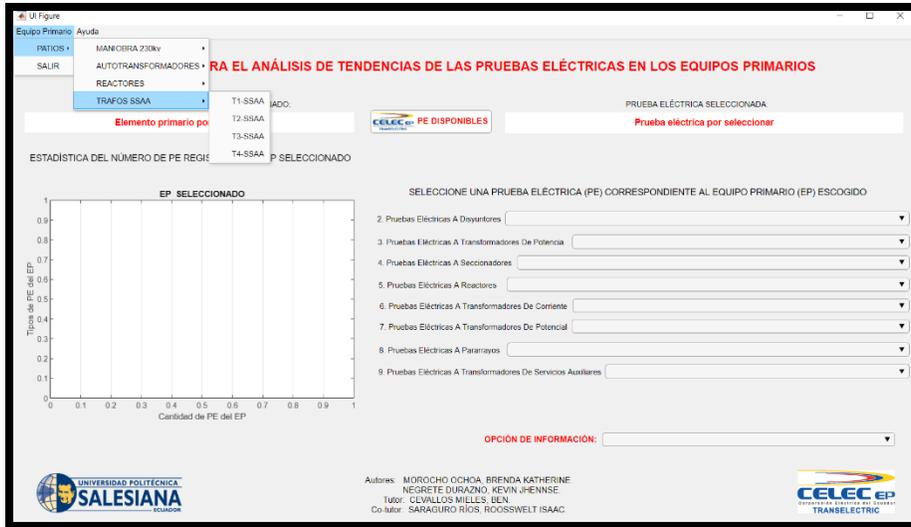


Ilustración 88: Ventana Principal de la Aplicación de Tendencias con la clasificación de los Transformadores 3Ø de SSAA.

Al momento de seleccionar cualquier ID se podrá visualizar las Cantidades vs los Tipos de PE del EP seleccionado, y a continuación podremos verificar lo antes mencionado.

Se escoge el Disyuntor de Potencia 52-212 y se ilustrará las Estadísticas del número de PE registradas:

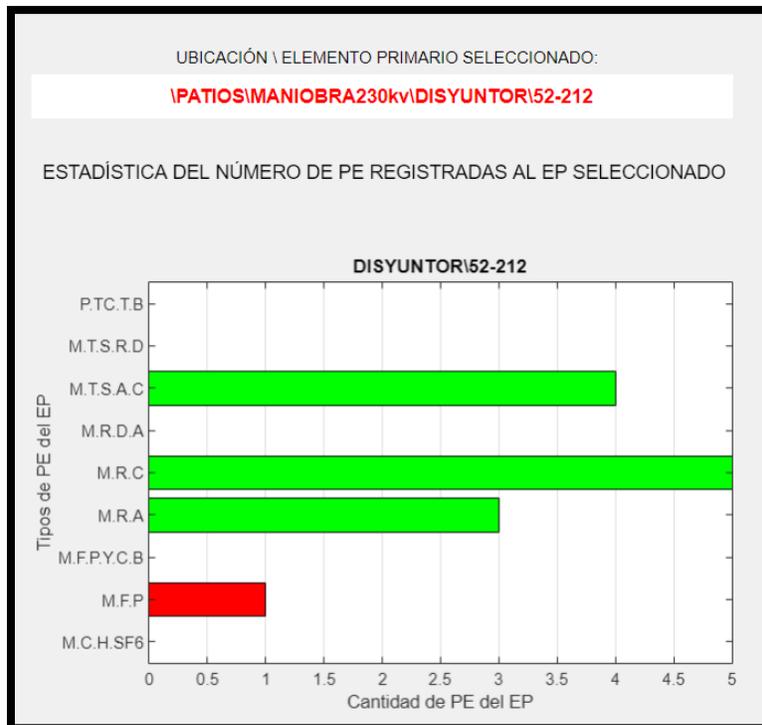


Ilustración 89: Estadísticas del número de PE registradas al 52-212.

Con la ilustración anterior se podrá verificar que PE es más significativa que otra, en este caso seleccionamos la PE de Medición de Resistencia de Contactos.

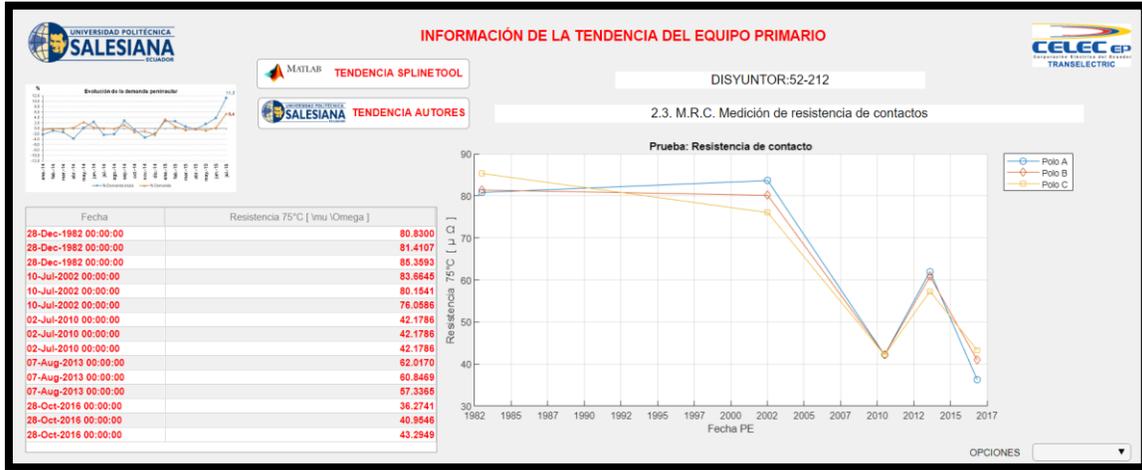


Ilustración 90: Información de la Tendencia del EP 52-212 de la PE de Medición de Resistencia de Contactos.

Se escoge el Autotransformador Fase C y se ilustrará las Estadísticas del número de PE registradas:

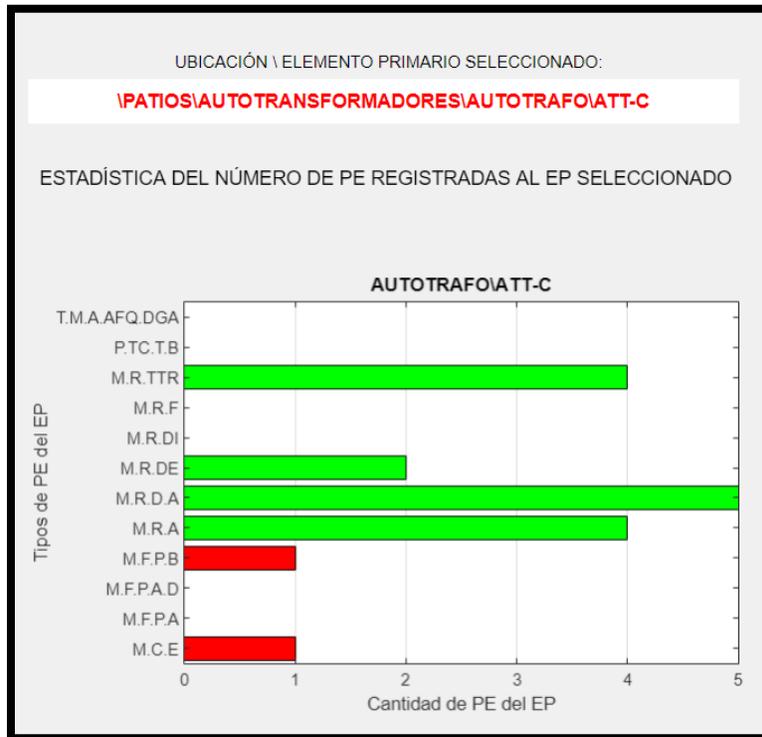


Ilustración 91: Estadísticas del número de PE registradas al ATT-C.

Con la ilustración anterior se podrá verificar que PE es más significativa que otra, en este caso seleccionamos la PE de Medición de Rigidez Dieléctrica del Aceite.

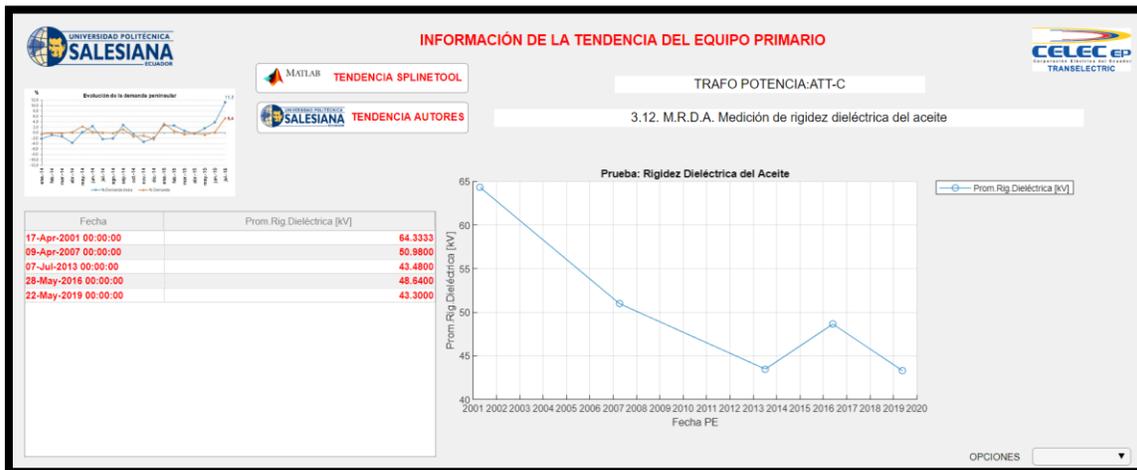


Ilustración 92: Información de la Tendencia del EP ATT-C de la PE de Medición de Rigidez Dieléctrica del Aceite.

Se escoge el Reactor RCX y se ilustrará las Estadísticas del número de PE registradas:

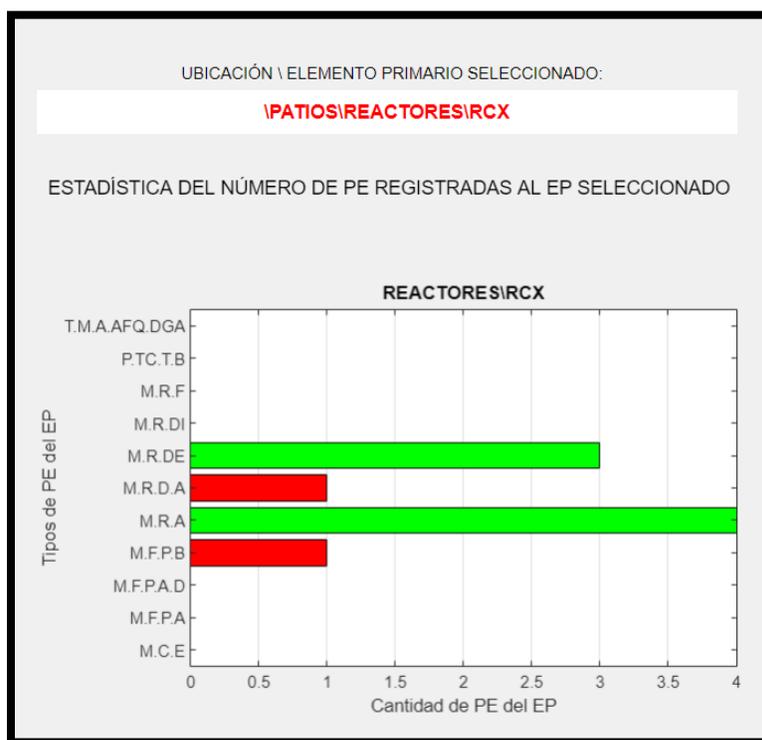


Ilustración 93: Estadísticas del número de PE registradas al RCX.

Con la ilustración anterior se podrá verificar que PE es más significativa que otra, en este caso seleccionamos la PE de Medición de Resistencia de Aislamiento.

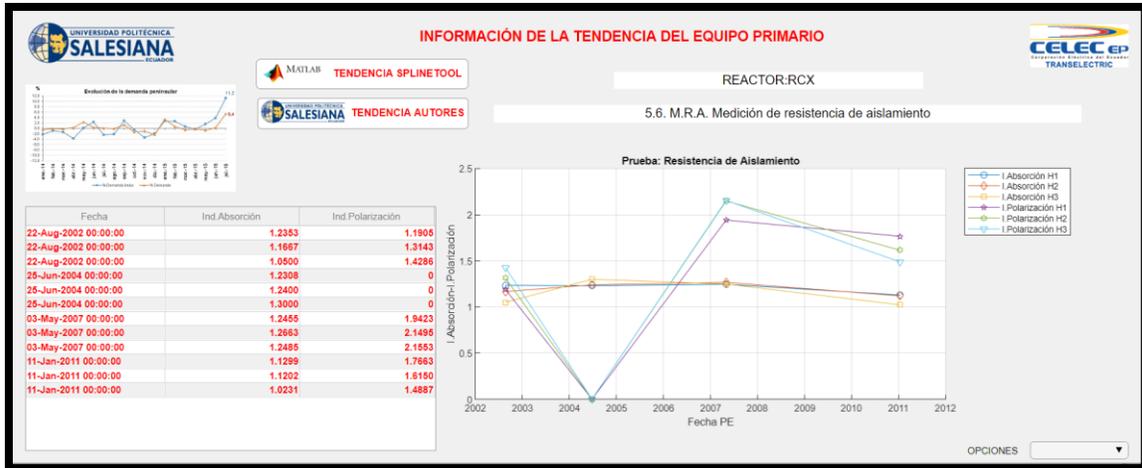


Ilustración 94: Información de la Tendencia del EP RCX de la PE de Medición de Resistencia de Aislamiento.

Se escoge el Divisor Capacitivo de Potencial DCP-232 y se ilustrará las Estadísticas del número de PE registradas:

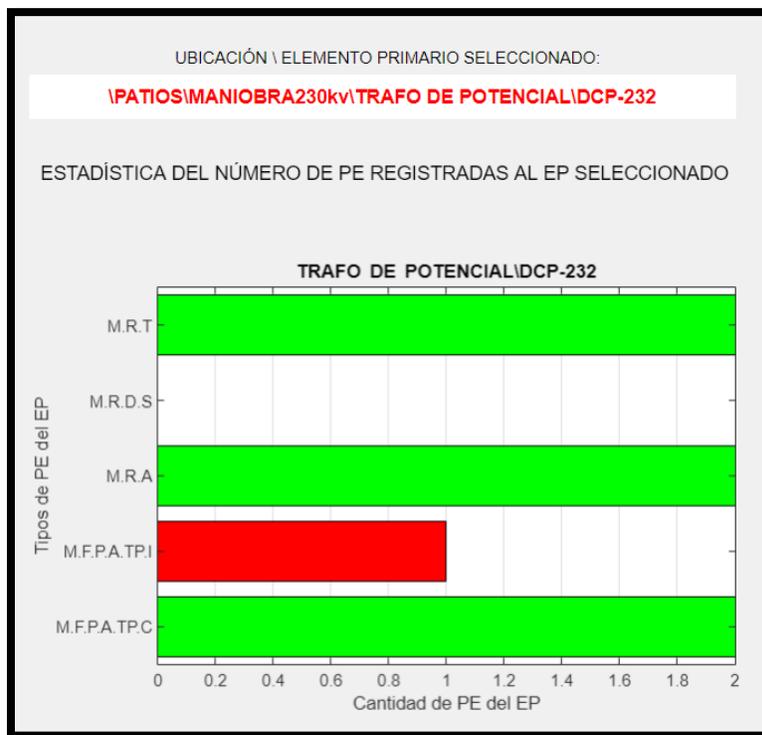


Ilustración 95: Estadísticas del número de PE registradas al DCP-232.

Con la ilustración anterior se podrá verificar que PE es más significativa que otra, en este caso seleccionamos la PE de Medición de Relación de Transformación.

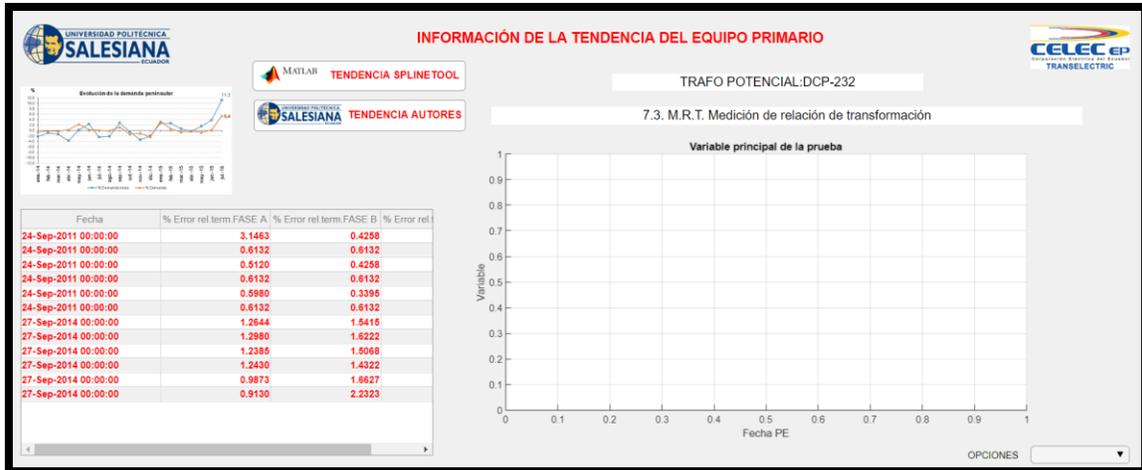


Ilustración 96: Información de la Tendencia del EP DCP-232 de la PE de Medición de Relación de Transformación.

En este caso no se ilustra las curvas en la ventana principal de la Información de las Tendencia del EP seleccionado, por el motivo de que son tres fases y en cada una de ellas cuenta con seis registros que corresponden a sus terminales, por ende, se utilizó una función en MATLAB® 2019 y se la denominó *GraficoDCP\_MRT.m* con el fin de obtener un gráfico por cada Fase, a continuación, se ilustrará lo antes mencionado.

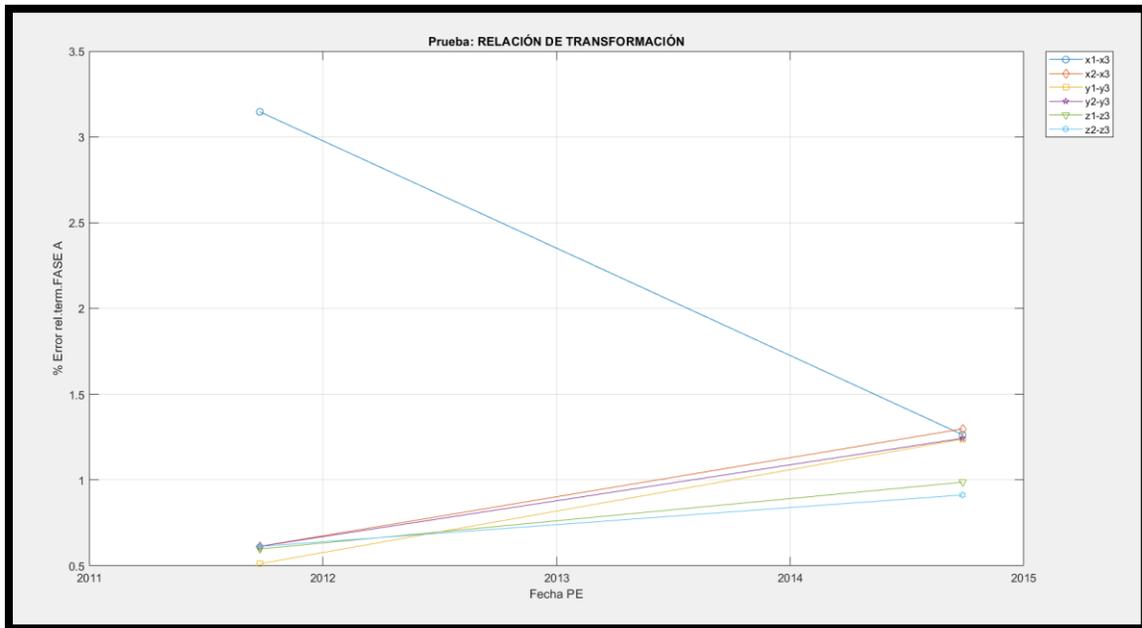


Ilustración 97: Tendencias correspondientes al % de Error entre los terminales de la Fase A del DCP-232.

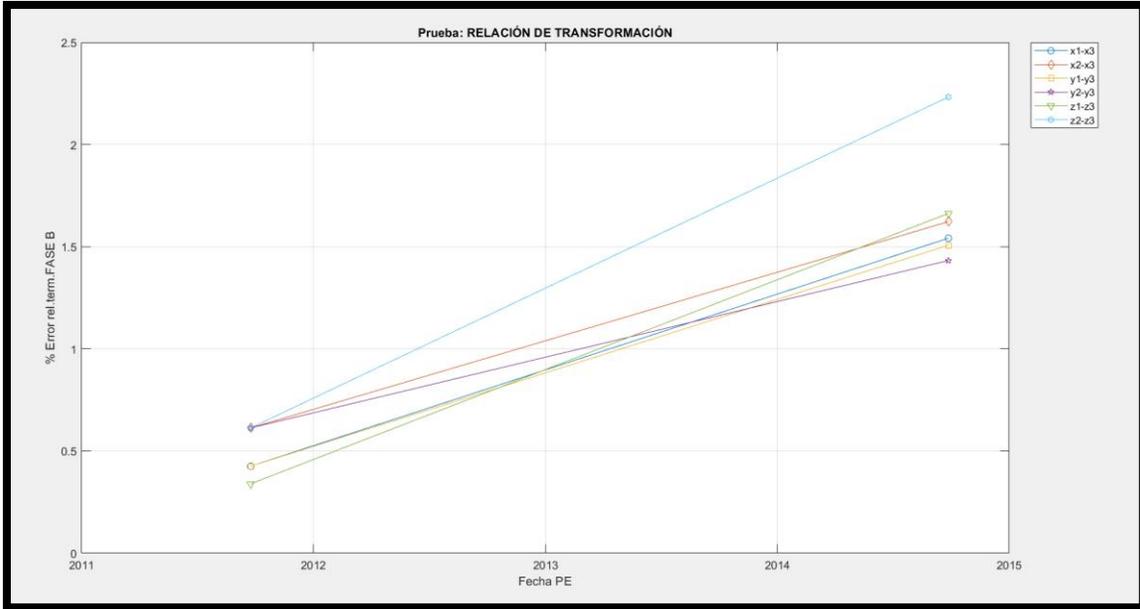


Ilustración 98: Tendencias correspondientes al % de Error entre los terminales de la Fase B del DCP-232.

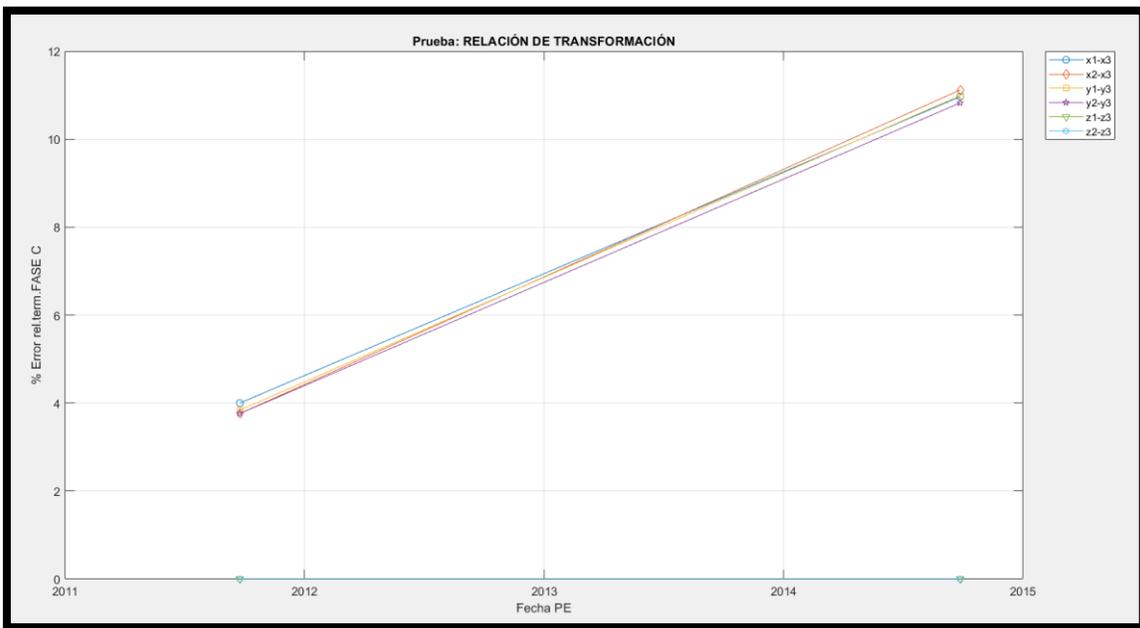


Ilustración 99: Tendencias correspondientes al % de Error entre los terminales de la Fase C del DCP-232.

Se escoge el Transformador 3Ø T3-SSAA y se ilustrará las Estadísticas del número de PE registradas:

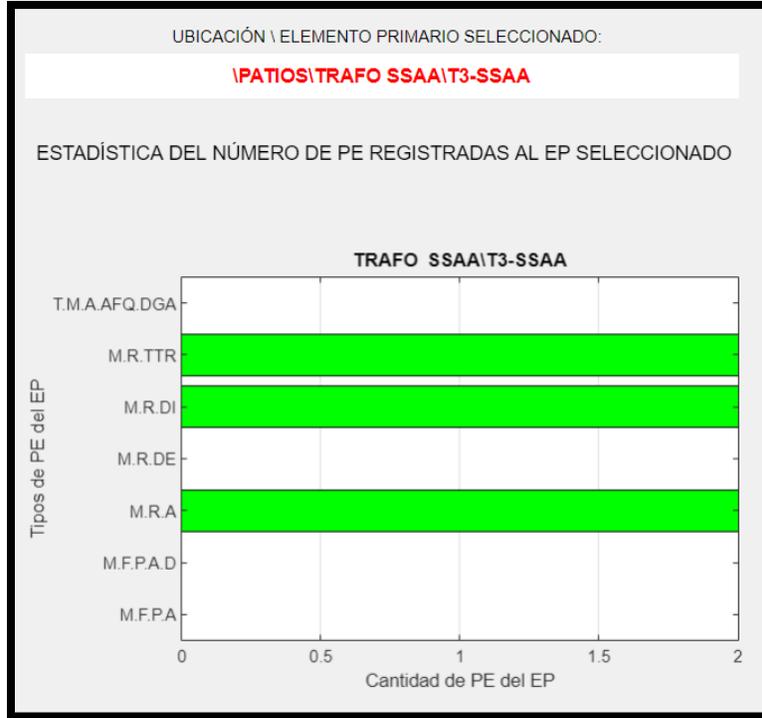


Ilustración 100: Estadísticas del número de PE registradas del T3-SSAA.

Con la ilustración anterior se podrá verificar que PE es más significativa que otra, en este caso seleccionamos la PE de Medición de Rigidez Dieléctrica del Aceite.

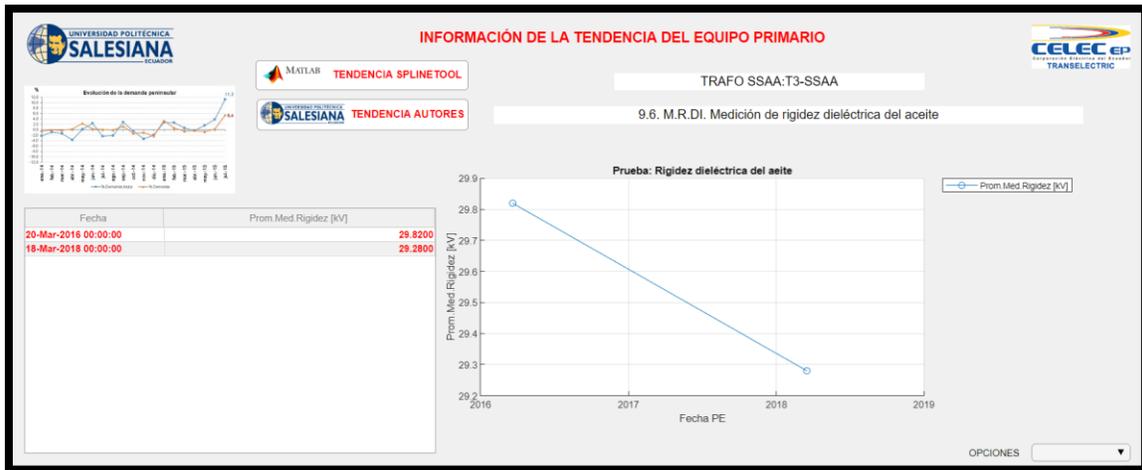


Ilustración 101: Información de la Tendencia del EP T3-SSAA de la PE de Medición de Rigidez Dieléctrica del Aceite.

### 4.3 Análisis de las tendencias a partir de la ejecución de la Aplicación

Al ejecutar la aplicación se deberá escoger específicamente una PE a uno de los EP que están distribuidos en los patios de la SE Pascuales, con las funciones creadas por los usuarios o por MATLAB® 2019, se mostraran tres tipos de Tendencias tanto por Regresión e Interpolación, tal como se muestra en las siguientes ilustraciones.

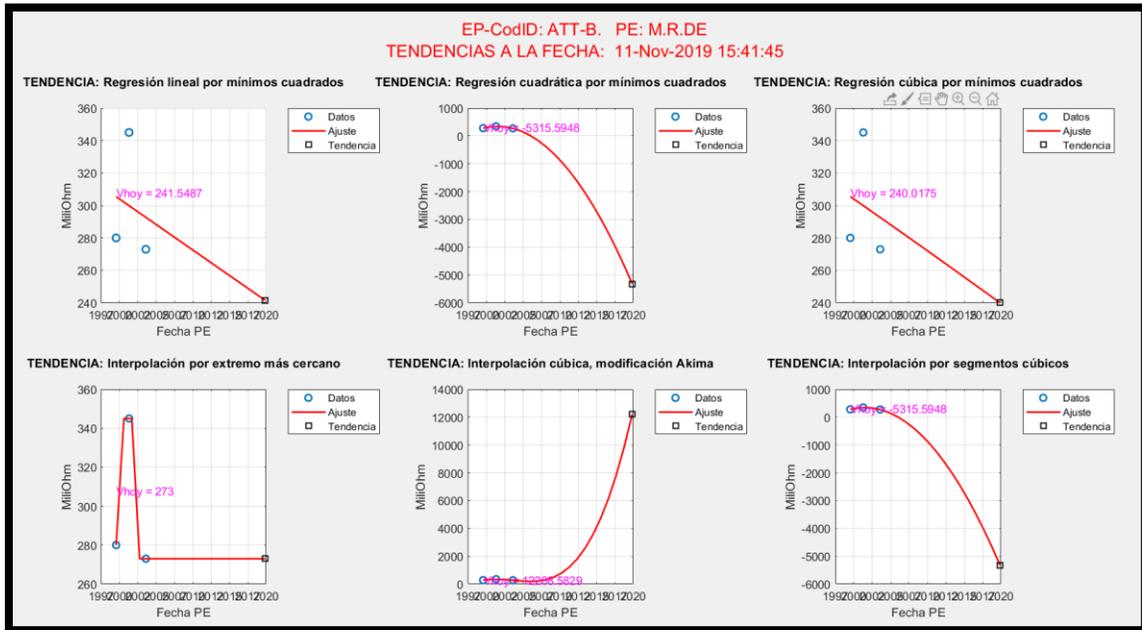


Ilustración 102: Tendencias a la fecha de las PE de M.R.DE al EP ATT-B.

En esta ilustración muestra las Tendencias que arroja la PE de Medición de Resistencia de Devanados que se ha realizado al ATT-B desde el 1992 hasta la fecha actual, se considera que las gráficas no tienen una periodicidad homogénea por lo que la tendencia actual no reflejara un valor acertado.

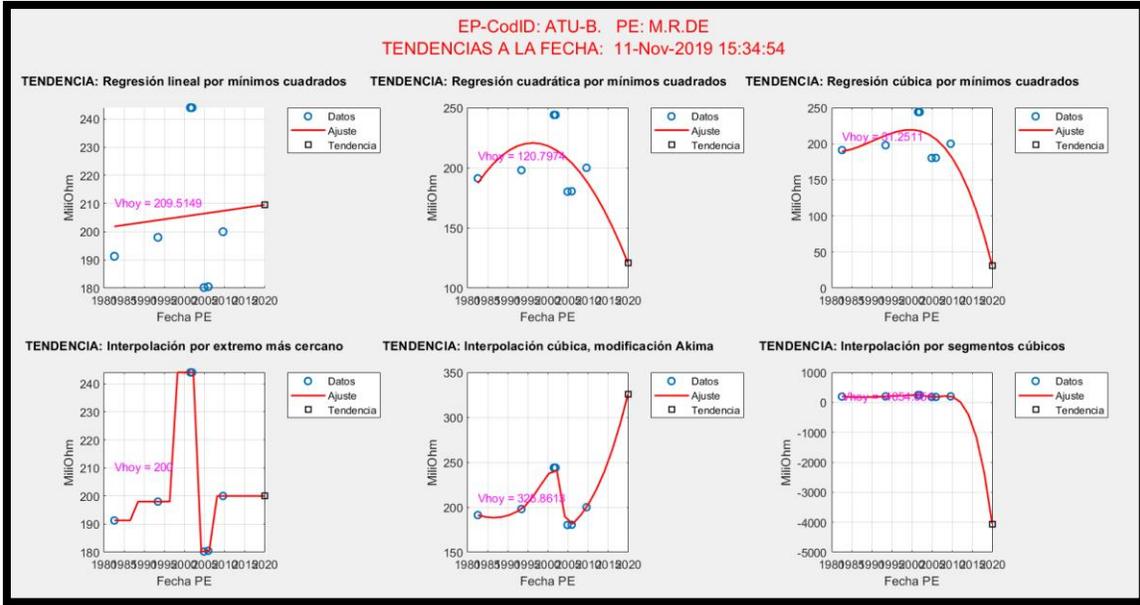


Ilustración 103: Tendencias a la fecha de las PE de M.R.DE al EP ATT-A.

En esta ilustración muestra las Tendencias que arroja la PE de Medición de Resistencia de Devanados que se ha realizado al ATU-B desde el 1982 hasta la fecha actual, se considera que las gráficas no tienen una periodicidad homogénea por lo que la tendencia actual no reflejara un valor acertado.

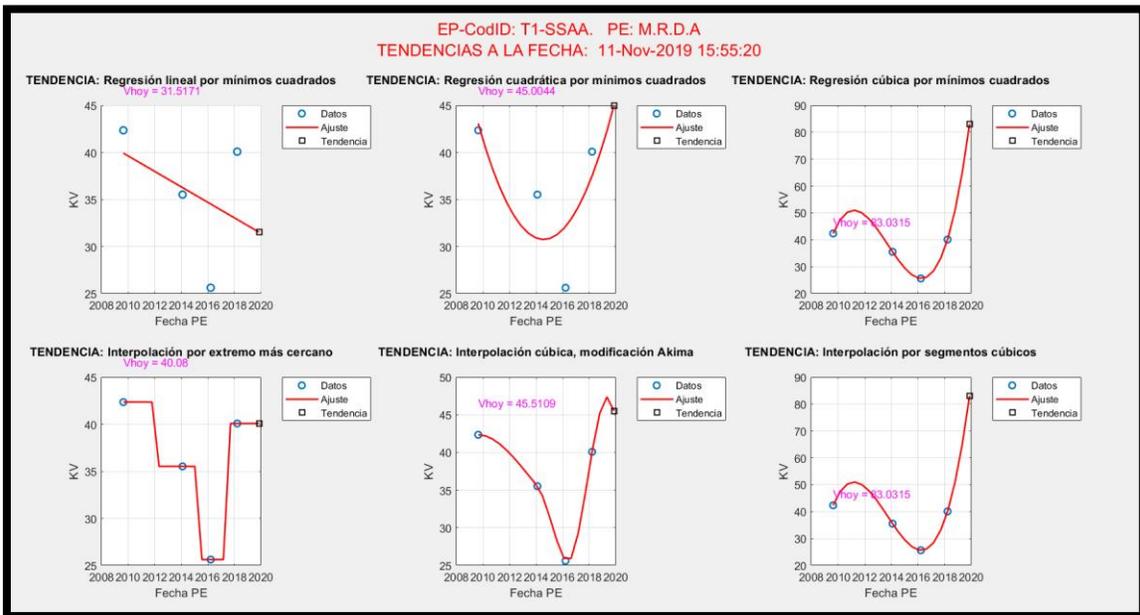


Ilustración 104: Tendencias a la fecha de las PE de M.R.D.A al EP T1-SSAA.

En esta ilustración muestra las Tendencias que arroja la PE de Medición de Rigidez Dieléctrica del Aceite que se ha realizado al T1-SSAA desde el 2009 hasta la fecha actual, se considera que las gráficas no tienen una periodicidad homogénea por lo que la tendencia actual no reflejara un valor acertado.

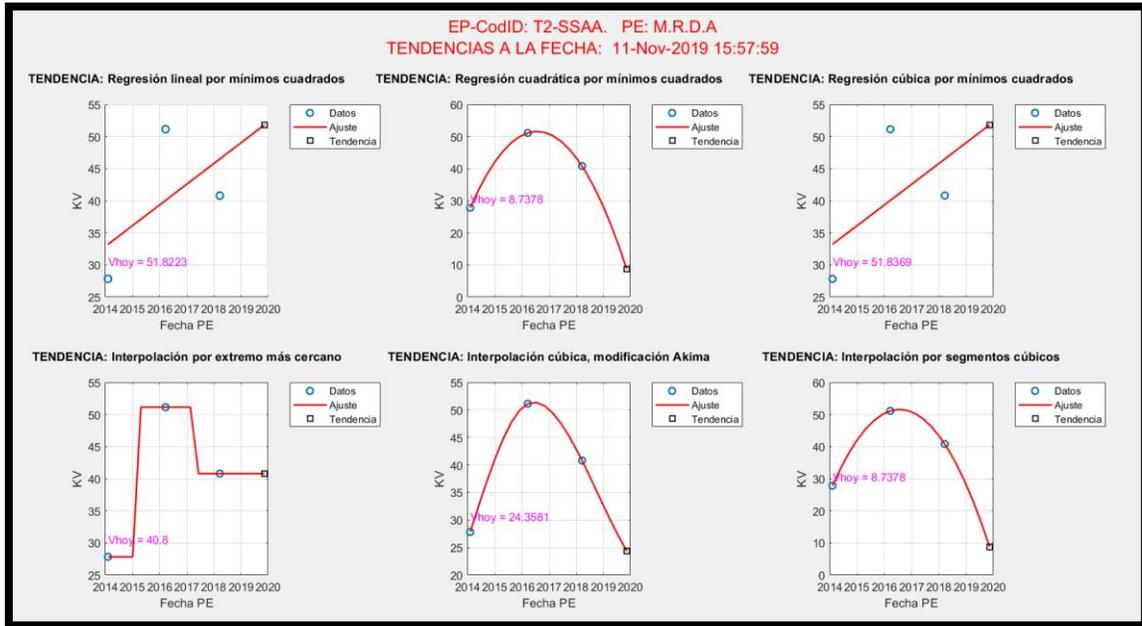


Ilustración 105: Tendencias a la fecha de las PE de M.R.D.A al EP T2-SSAA.

En esta ilustración muestra las Tendencias que arroja la PE de Medición de Rigidez Dieléctrica del Aceite que se ha realizado al T2-SSAA desde el 2014 hasta la fecha actual, aquí se considera que las gráficas si manejan una periodicidad homogénea por lo que la tendencia actual reflejará un valor esperado por los expertos de CELEC EP TRANSELECTRIC.

## **CAPÍTULO V**

### **5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

#### **5.1 Conclusión general**

Al depurar los registros de datos conformes se ha identificado algunas falencias de procedimientos en el registro de la información que debe ser evaluada para los siguientes procesos. Una vez clasificada la información en la aplicación, los usuarios tienen facilidad para detectar una secuencia correcta o no satisfactoria de los resultados de las PE, ya que la apreciación visual contribuye a la rápida estimación de dicho resultado.

La distribución estadística sobre la cantidad de PE a los EP permite evaluar qué equipos requieren mayor atención.

Los métodos y algoritmos implementados en la Aplicación para el Análisis de Tendencias muestran la proyección de las variables analizadas de cada una de las PE de cada uno de los EP, pero el comportamiento de un EP no puede ser pronosticado solo con las PE sino con el nivel de mantenimiento preventivo, el nivel de confiabilidad y los ajustes de niveles de toleraciones.

#### **5.2 Conclusiones específicas**

- Toda la información adquirida por el Supervisor de Mantenimiento de la ZOSX de CELEC EP TRANSELECTRIC fue clasificada y depurada de acuerdo con el contenido de cada una de las PE en los diferentes EP.
- Se investigaron varios métodos numéricos y estadísticos para pronosticar el estado de las variables de cada una de las PE en los diferentes EP.
- Los métodos numéricos y estadísticos fueron implementados a los algoritmos computacionales utilizados en la Aplicación para el Análisis de Tendencias.
- A falta de información de registros de fallas de los EP, se validaron las PE con la determinación de indicadores, coeficientes, índices o tazas recomendados por los estándares internacionales y también con las opiniones o experiencia de los expertos de CELEC EP TRANSELECTRIC.

- La aplicación permite realizar un control más efectivo de los resultados de las PE realizados a los EP y también contribuye al seguimiento periódico que las PE se deben realizar a los EP.
- Se ha clasificado un 80% de los registros completos y conformes de las PE, correspondientes a los últimos 37 años de información de la SE Pascuales en la aplicación, de la misma forma se puede implementar en otra SE.
- Con una visión holística de los resultados obtenidos se debe extender con una aplicación similar al departamento de Operación y Control, contando con los datos del servicio suministrado, para evaluar sus procesos.
- Se considera que la principal bondad de la aplicación es la presentación de los resultados de las pruebas en forma gráfica, aunque el estudio también incluyó análisis de tendencias con regresiones e interpolaciones, los datos y su periodicidad incidieron en sus resultados.

### **5.3 Recomendaciones y trabajo a futuro**

- Al DSM se recomienda definir, controlar y supervisar el registro y almacenamiento de la información con protocolos actualizados y en sintonía con la aplicación.
- Solicitar al DSM rescatar al menos un 10% los registros inconformes que se han detectado a la fecha, con la colaboración y análisis de los expertos.
- A la Universidad Politécnica Salesiana, sede Guayaquil, se recomienda integrar un proyecto que aborde el análisis de las pruebas de criptografía y de imágenes térmicas para completar las tendencias que permiten sumar el estado y operación de los EP.
- Se debe generar un plan que estudie y analice los datos en general, así como la experticia desarrollado por el personal técnico de las empresas del estado, para complementar lo académico y obtener las herramientas necesarias para la evaluación del rendimiento de los procesos de estas empresas.
- Las nuevas versiones de la aplicación deben permitir al personal técnico ingresar la información directamente, así como también debe tener alertas y conexiones con dispositivos móviles.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABB. (2019). *Guía de Aplicación de Transformadores de Instrumentos*. Ludvika: ABB AB.
- Akansu, A. N., Serdijn, W. A., & Selesnick, I. W. (2010). Emerging applications of wavelets: A review. *ELSEVIER*, 1-18.
- Araujo Sánchez, A. F., & Vílchez Moreno, G. A. (01 de Septiembre de 2016). MANUAL DE PRUEBAS PARA EL MANTENIMIENTO ELÉCTRICO EN PLANTAS INDUSTRIALES BASADO EN LAS NORMAS DE CONTROL DE CALIDAD ISO 9000. *MANUAL DE PRUEBAS PARA EL MANTENIMIENTO ELÉCTRICO EN PLANTAS INDUSTRIALES BASADO EN LAS NORMAS DE CONTROL DE CALIDAD ISO 9000*. Zulia, Maracaibo, Venezuela: Universidad del Zulia.
- Asociación Española para la Calidad. (24 de Octubre de 2019). *Asociación Española para la Calidad*. Obtenido de Normas ASTM: <https://www.aec.es/web/guest/centro-conocimiento/normas-astm#targetText=Desde%20su%20fundaci%C3%B3n%20en%201898,crear%20normas%20de%20consenso%20voluntarias>.
- Bastidas, R., & Terán, E. (2016). *Estudios y Diseños de Subestaciones*. Guayaquil: CELEC EP TRANSELECTRIC.
- Bautista, E. (N/A de Noviembre de 2013). *Revista ELECTRO INDUSTRIA*. Obtenido de Subestación Encapsulada en SF6: <http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=2174&srch=mantenimiento&act=3>
- Brockwell, P. J., & Davis, R. A. (2002). *Introduction to Time Series and Forecasting*. Colorado: Springer.
- Chapra, S. C. (2011). *Métodos numéricos para ingenieros*. Ciudad de México: Mc Graw Hill.
- Comuval, I. E. (29 de Octubre de 2019). *COMUVAL*. Obtenido de COMUVAL: <http://www.comuval.com/blog/elementos-de-una-subestacion-electrica-de-alto-voltaje.html>
- ECUATRAN. (2017). TRANSFORMADORES PEDESTAL Y SUMERGIBLES MONOFÁSICOS-TRIFÁSICOS. *UKAS Management Systems*, 1-24.
- Flores Soto, B. E. (2009). Una Propuesta de Uso de Tecnología en la Enseñanza del Tema: Interpolación por Splines. *GAUSS*, 53-59.

- Gill, P. (2009). ELECTRICAL POWER EQUIPMENT MAINTENANCE AND TESTING. En P. Gill, *ELECTRICAL POWER EQUIPMENT MAINTENANCE AND TESTING* (págs. 124-125). New York: CRC Press.
- Gönen, T. (2014). *Electric Power Distribution Engineering*. California: CRC Press Taylor & Francis Group.
- Grid Solutions. (2018). *Interrupedores de tanque vivo*. BRASIL: N-A.
- GRUPO INDUSTRIAL CG. (24 de Octubre de 2016). *GRUPO INDUSTRIAL CG*. Obtenido de GRUPO INDUSTRIAL CG: <http://grupointustrialcg.com.mx/que-es-normas-ansi>
- Hao, J., Hui, L., Linlin, W., & Haixiang, X. (2016). Literature Review of Power System Stochastic Stability. *IEEE*, 1-4.
- Hernández Samperti, R., Fernández Collado, C., & Baptista Lucio, M. d. (2010). *Metodología de la investigación*. Ciudad de México: Mc Graw Hill.
- Hou, J. Z., Etingov, P. V., Makarov, Y. V., & Samaan, N. A. (2014). Uncertainty Reduction in Power Generation Forecast Using Coupled Wavelet-ARIMA. *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, 1-5.
- IEC. (24 de Octubre de 2019). *International Electrotechnical Commission*. Obtenido de International Electrotechnical Commission: <https://www.iec.ch>
- INTEC. (2004). PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA. *INTEC GROWING TECHNOLOGIES*, 15-20.
- Jan, S. U., Lee, Y. D., Shin, J., & Koo, I. (2017). Sensor Fault Classification Based on Support. *IEEE Access*, 8682-8690.
- Jaramillo Carrión, L. R., & Miño Santander, L. B. (21 de Octubre de 2019). Manual de verificación y mantenimiento Subestación Eléctrica CC Santo Domingo. *Manual de verificación y mantenimiento Subestación Eléctrica CC Santo Domingo*. Guayaquil, Guayas, Ecuador: Universidad de Cuenca.
- Megger. (2019). *Conjunto de prueba de relación de transformación del transformador*. Villaviciosa de Odón Madrid: Megger.
- Megger. (2019). *Gama OTS PB y OTS AF*. Villaviciosa de Odón Madrid: Megger.
- MG CONTROL Y PROTECCIONES, L. (21 de Octubre de 2019). *PRUEBAS, SERVICIO Y MONTAJES DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE ATA, MEDIA Y BAJA TENSIÓN*.

- Obtenido de PRUEBAS, SERVICIO Y MONTAJES DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE ATA, MEDIA Y BAJA TENSIÓN: <http://mgcontrolyprotecciones.com/equipos/>
- Mi, X., Wang, J., & Wang, R. (2018). Stochastic small disturbance stability analysis of nonlinear multi-machine system with Itô differential equation. *ELSEVIER*, 439-457.
- Mike, H., Joe, K., Scott, M., & Randy, S. (2005). *Guía para el Mantenimiento del Transformador*. Estados Unidos de América: Transformer Maintenance Institute. Recuperado el 14 de Abril de 2019
- Mitsubishi Electric Power. (29 de Octubre de 2019). *WWW.MEPPI.COM*. Obtenido de *WWW.MEPPI.COM*:  
<http://www.meppi.com/Products/PowerCircuitBreakers/HVGC/Synchronous%20Breaker%20Brochures/3page200SFMT4050SE.pdf>
- Mondal, D., & Percival, D. B. (2012). Wavelet Variance Analysis for Random Fields on a Regular Lattice. *IEEE TRANSACTIONS ON IMAGE PROCESSING*, 537-549.
- Morán Álvarez, A. (N/A de Septiembre de 2012). Análisis y predicción de perfiles de consumo energético en edificios públicos mediante técnicas de minería de datos. *N/A*. Gijón, Asturias, España: Universidad de Oviedo.
- Murray R., S., Schiller, J. J., & Alu Srinivasan, R. (2006). *PROBABILIDAD Y ESTADÍSTICA*. Ciudad de México: Mc Graw Hill.
- NISSIN ELECTRIC, C. (24 de Octubre de 2019). *NISSIN ELECTRIC CO., LTD*. Obtenido de Shunt Reactor: <http://nissin.jp/e/product/electric/shr/index.html>
- Núñez Ramírez, F. H. (2015). *CENTRALES DE GENERACIÓN Y SUBESTACIONES ELÉCTRICAS*. REPUBLICA DOMINICANA: Varios.
- OMICRON. (2018). *Sistema Multifunción de Prueba y Diagnóstico de Subestación*. Wisconsin: OMICRON.
- Ponce Cruz, P. (2010). *INTELIGENCIA ARTIFICIAL CON APLICACIÓN A LA INGENIERÍA*. Ciudad de México: Alfaomega.
- Ramírez, C. F. (1991). *Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión*. Medellín: HMV INGENIEROS.
- Ráull Martín, J. (1987). *Diseño de subestaciones eléctricas*. Ciudad de México: Mc Graw Hill.

- Rueda, V. M., Velásquez Henao, J. D., & Franco Cardona, C. J. (2011). AVANCES RECIENTES EN LA PREDICCIÓN DE LA DEMANDA DE ELECTRICIDAD USANDO MODELOS NO LINEALES. *DYNA*, 36-43.
- Saavedra Ferreira, A., & Gutierrez Morales, M. T. (21 de Octubre de 2019). MANUAL DE MANTENIMIENTO Y PRUEBAS A INTERRUPTORES DE 115 kV, CON AISLAMIENTO EN SF6 Y ACEITE DIELECTRICO. *MANUAL DE MANTENIMIENTO Y PRUEBAS A INTERRUPTORES DE 115 kV, CON AISLAMIENTO EN SF6 Y ACEITE DIELECTRICO*. Guayaquil, Guayas, Ecuador: Universidad de la Salle.
- Schinas, N., & Moullas, A. (2016). Optimal Control for the Voltage Regulation of a Power Line Including an Interconnection with a Wind Park and FACTS. *Science and Education Publishing*, 9-15.
- Solla Saenz, J. M. (03 de 09 de 2012). *Subestaciones eléctricas*. CORUÑA: Gas Natural fenosa.
- Subba Rao, T., Subba Rao, S., & Rao, C. R. (2012). *Handbook of statistics 30*. Amsterdam: ELSEVIER.
- Surge Arresters, A. (2005). Descargadores de sobretensiones de alto voltaje. *Guía para el Comprador*, 1-96.
- Tashiguano Guachamin, M. V. (13 de Marzo de 2015). MODELAMIENTO Y SIMULACIÓN PARA LA ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA FUTURA, DE LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO S.A. N/A. Quito, Pichincha, Ecuador: Universidad Politécnica Salesiana.
- Technologies Power, A. (2005). Descargadores de sobretensiones de alto voltaje. *ABB Surge Arresters*, 1-5.
- TransEquipos. (21 de Octubre de 2019). Confiabilidad con Valor Agregado. *CURSO DE CERTIFICACIÓN DE TERMÓGRAFOS NIVEL I*. Guayaquil, Guayas, Ecuador: TransEquipos S. A.
- Transformers Power, A. (2016). Transmisión de potencia con una buena relación coste-eficacia. *Reactores de potencia*, 1-20.
- Westerlund, P., Hilber, P., & Lindquist, T. (2016). Prediction of current in a substation in order to schedule thermography. *IEEE*, 1-7.

- Wiegand, A. (2018). *Soluciones innovadoras para SF6*. Barcelona: WEgrid.
- Wu, W., Wang, K., Li, G., & Hu, Y. (2014). A Stochastic Model for Power System Transient Stability with Wind Power. *IEEE*, 1-5.
- Yuan, M., Wu, Y., & Lin, L. (2016). Fault diagnosis and remaining useful life estimation of aero engine using LSTM neural network. *IEEE/CSAA International Conference on Aircraft Utility Systems (AUS)*, 135-140.
- Zhang, S., Wang, Y., Liu, M., & Bao, Z. (2017). Data-Based Line Trip Fault Prediction in Power Systems Using LSTM Networks and SVM. *IEEE Access*, 7675-7686.

## ANEXOS

### A1.- ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL FABRICANTE DE LOS EP Y EQUIPOS DE MEDICIÓN

Enlace WEB:

[https://drive.google.com/open?id=10aICQpeW\\_JJbqOOnhv8V8JdHiik\\_6XtO](https://drive.google.com/open?id=10aICQpeW_JJbqOOnhv8V8JdHiik_6XtO)

### A2- PRUEBAS ELÉCTRICAS Y ESTANDARES UTILIZADOS EN LOS EP DE UNA SE

#### A2.1 Inspección Termográfica De Subestación

Dentro de las inspecciones termográficas dentro de los EP de una SE presenciamos dos tipos de procesos, los cuales son:

- Proceso Exotérmico: Es aquel proceso en el cuál libera calor y manifiesta aumento en la temperatura.
- Proceso Endotérmico: Es aquel proceso en el cuál absorbe calor y manifiesta disminución de temperatura.



*Ilustración 106: Panorámica del patio 230 kV de la SE PASCUALES, fuente: CELEC EP TRANSELECTRIC SE Pascuales, Guayaquil – Ecuador.*

(TransEquipos, 2019, pág. 25)

#### ACTIVIDADES:

### a. Inspección termográfica de conexionado aéreo y equipos

La inspección termográfica se hace por lo menos una vez año a toda la SE, se verifican cada uno de sus EP y el conexionado aéreo en cada bahía de cada patio de una SE ya sea subestación encapsulado o convencional.

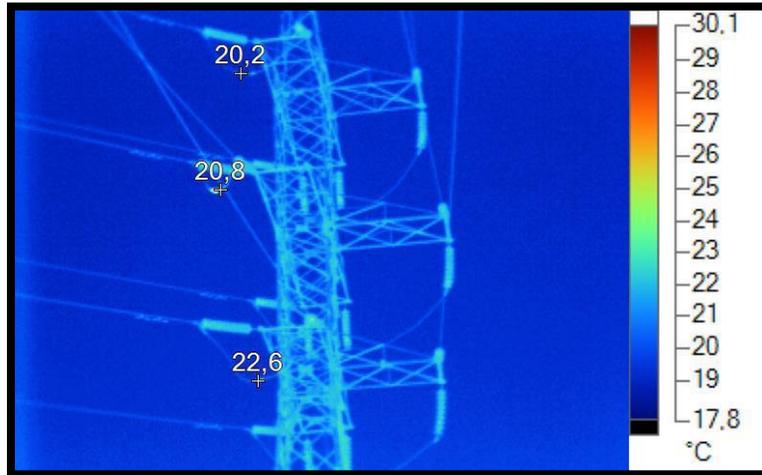


Ilustración 107: Inspección termográfica de conexionado aéreo, fuente: CELEC EP TRANSELECTRIC SE Pascuales, Guayaquil – Ecuador.



Ilustración 108: Inspección termográfica de un equipo primario, fuente: CELEC EP TRANSELECTRIC SE Pascuales, Guayaquil – Ecuador.

### b. Inspección termográfica de servicios auxiliares

La inspección termográfica en los elementos que conforman los servicios auxiliares al igual que los EP y el conexionado aéreo se lo realiza por lo menos una vez al año.



*Ilustración 109: Inspección termográfica de un transformador de servicios auxiliares, fuente: CELEC EP TRANSELECTRIC SE Pascuales, Guayaquil – Ecuador.*

**c. Identificación de puntos calientes**

Al momento de realizar las inspecciones termográficas tanto de los conexiones aéreas, equipos y servicios auxiliares, se puede lograr obtener un punto caliente el cuál debe ser mayor a lo indicado por los expertos o alguna norma que la sustente.



*Ilustración 110: Identificación de punto caliente, fuente: CELEC EP TRANSELECTRIC SE Pascuales, Guayaquil – Ecuador.*

**NORMA:**

De acuerdo con la norma IEEE Std C57.152™ – 2013, Anexo C Informativo, sección C.2.- Se ha encontrado que las comparaciones de temperatura que se muestran en la Tabla C.1 entre componentes similares bajo cargas similares y aumentos de temperatura superiores a la

temperatura ambiente son prácticas durante la inspección de temperatura por infrarrojos de acuerdo con la Tabla 100.18 de la norma ANSI NETA ATS 2009.

*Tabla 10: Tabla C.1 de la norma IEEE Std C57.152™ – 2013: Comparaciones de temperatura entre componentes similares.*

<b>Diferencia de temperatura (<math>\Delta T</math>) basada en comparaciones entre componentes similares bajo carga similar en °C</b>	<b>Diferencia de temperatura (<math>\Delta T</math>) basada en comparaciones entre componentes y temperatura ambiente en °C</b>	<b>Acción sugerida</b>
1 a 3	1 a 10	Normal, posibles deficiencias.
4 a 15	11 a 20	Indica deficiencia probable; reparar según lo permita el tiempo.
Mayor a 15	21 a 40	Monitoree hasta que se puedan lograr las medidas correctivas.
Mayor a 15	Mayor a 40	Mayor discrepancia; reparar de inmediato. Para que la temperatura máxima del líquido aumente a 65°C, puede haber casos en los que hasta 65°C sea normal.

## **A2.2 Pruebas Eléctricas A Disyuntores**

### **ACTIVIDADES:**

#### **a. Medición de tiempos y simultaneidad en apertura y cierre**

El objetivo de esta prueba es poder determinar los tiempos y simultaneidad en apertura y cierre para disminuir el daño ocasionado por las fuertes intensidades de fuga y también el daño ocasionado por las sobretensiones que se suelen producir, también nos ayuda a determinar el sincronismo que existe entre los polos y las fases, esta prueba se realiza

principalmente con un cronógrafo y los oscilógrafos (Jaramillo Carrión & Miño Santander, 2019, pág. 89).

**NORMA:**

De acuerdo con la norma ANSI NETA 2011, sección 7.6.4.2, inciso 5.1.- Con el interruptor en una posición de prueba, realice la prueba de apertura y cierre del interruptor con la caja de control. Y De acuerdo con la sección 7.6.4.3.2, inciso 5.- Las funciones de abrir, cerrar, sin disparos y antivuelco deben funcionar de acuerdo con el diseño del fabricante. La recolección mínima para bobinas de disparo y cierre debe cumplir con los datos publicados por el fabricante.

**b. Medición de tiempos y simultaneidad en re cierre y disparo libre**

El objetivo de esta prueba es ver la sincronización de cierre y abertura, existiendo algunas marcas y tipos, pero generalmente se utilizan los tipos cronógrafo y los del tipo oscilógrafo (Jaramillo Carrión & Miño Santander, 2019, pág. 89).

**NORMA:**

De acuerdo con la norma ANSI NETA 2011, sección 7.6.4.2, inciso 5.2.- Con el interruptor en una posición de prueba, realice la prueba de re cierre y disparo libre del interruptor con la caja de control. Y De acuerdo con la sección 7.6.4.3.2, inciso 5.- Las funciones de abrir, cerrar, sin disparos y antivuelco deben funcionar de acuerdo con el diseño del fabricante. La recolección mínima para bobinas de disparo y cierre debe cumplir con los datos publicados por el fabricante.

**Nota:** Para las pruebas anteriores; Medición de tiempos y simultaneidad en apertura y cierre, y Medición de tiempos y simultaneidad en re cierre y disparo libre, en el caso de ausencia de datos publicados por el fabricante la norma IEEE ANSI C37.06™ – 2000 nos indica que se debe de consultar la Tabla 8.

*Notas para la Tabla 8 de la norma IEEE ANSI C37.06™ – 2000*

(1) Los motores, contactores, solenoides, válvulas y similares, operados eléctricamente, no necesitan llevar una clasificación de voltaje de placa de identificación que corresponda a la clasificación de voltaje de control que se muestra en la tabla, siempre que estos componentes realicen el ciclo de trabajo previsto (generalmente intermitente) en El rango de voltaje especificado.

- (2) Los relés, motores u otros equipos auxiliares que funcionan como parte del control de un dispositivo estarán sujetos a los límites de voltaje impuestos por esta norma, ya sea que estén montados en el dispositivo o en una ubicación remota.
- (3) Los dispositivos de interruptor de circuito, en algunas aplicaciones, pueden estar expuestos a voltajes de control que exceden los especificados aquí debido a condiciones anormales, tales como cambios abruptos en la carga de la línea. Dichas aplicaciones requieren un estudio específico y se debe consultar al fabricante. Además, la aplicación de dispositivos de conmutación que contienen control de estado sólido, expuestos continuamente a voltajes de control que se aproximan a los límites superiores de los rangos especificados en este documento, requieren atención específica, y se debe consultar al fabricante antes de realizar la aplicación.
- (4) Incluye suministro para motores de bomba o compresor. Tenga en cuenta que los voltajes nominales para motores y sus rangos de operación están cubiertos en ANSI / NEMA MG-1.
- (5) Se recomienda que las bobinas de los dispositivos de cierre, auxiliares y de disparo que estén conectados continuamente a un potencial de CC se conecten al bus de control negativo para minimizar el deterioro electrolítico.
- (6) Las funciones auxiliares de disparo, cierre y auxiliar de 24 voltios o 48 voltios se recomiendan solo cuando el dispositivo se encuentra cerca de la batería o cuando se hace un esfuerzo especial para garantizar la adecuación de los conductores entre la batería y los terminales de control. No se recomienda el cierre de 24 voltios.
- (7) Incluye circuitos de calefacción.
- (8) Los rangos de voltaje se aplican a todos los dispositivos de cierre y auxiliares cuando están fríos. Es posible que los interruptores que utilizan relés auxiliares estándar para funciones de control no cumplan en los rangos de voltaje extremos más bajos cuando las bobinas del relé están calientes, como después de una operación repetida o continua.
- (9) Las fuentes de voltaje de control de corriente continua, como las derivadas de la corriente alternan rectificadas, pueden contener una ondulación inherente suficiente para modificar el funcionamiento de los dispositivos de control en la medida en que no funcionen en todos los rangos de voltaje especificados.
- (10) Esta tabla también se aplica a interruptores automáticos en instalaciones de SE con aislamiento de gas.

(11) En los casos en que otras clasificaciones operativas sean una función del voltaje de control específico aplicado, las pruebas en C37.09 pueden referirse al "Voltaje de control nominal". En estos casos, las pruebas se realizarán en los niveles de esta columna.

(12) Para un interruptor de circuito exterior, el punto de conexión del usuario al interruptor de circuito es el punto secundario del bloque de terminales en el que los cables de los componentes del mecanismo de operación del interruptor de circuito se conectan al cableado del circuito de control del usuario.

(13) Para un interruptor de circuito interior, el punto de conexión del usuario al interruptor de circuito es el contacto de desconexión secundario (donde la alimentación de control está conectada desde la carcasa estacionaria al interruptor de circuito extraíble) o el punto del bloque de terminales en la carcasa más cercana al contacto de desconexión secundario.

Los mecanismos operativos están diseñados para los voltajes de control nominales enumerados con capacidad operativa a lo largo de los rangos de voltaje indicados para acomodar variaciones en la regulación de la fuente, junto con bajos niveles de carga, así como altos niveles de carga mantenidos con cargas flotantes. El voltaje máximo se mide en el punto de conexión del usuario al interruptor de circuito [vea las notas (12) y (13)] sin flujo de corriente de operación, y el voltaje mínimo se mide con flujo de corriente de operación máxima.

Tabla 11: Tabla 8 de la norma IEEE ANSI C37.06™ – 2000: Tensiones nominales de control y sus rangos para disyuntores.

N <sup>a</sup>	(11) Tensión nominal de control	Rangos de voltaje de corriente continua (1) (2) (3) (5) Voltios, CC (8) (9)			Tensión nominal de control (60 Hz)	Rangos de voltaje de corriente alterna (1) (2) (3) (4) (8)
		Funciones de cierre y auxiliares		Funciones de apertura de todos los tipos		
		Disyuntores de interior	Disyuntores al aire libre		Una fase	Una fase
	Columna 1	Columna 2	Columna 3	Columna 4	Columna 5	Columna 6
1	24 (6)	--	--	14-28	120	104-127 (7)
2	48 (6)	38-56	36-56	28-56	240	208-254 (7)

3	125	100-140	90-140	70-140	<b>Polifásico</b>	<b>Polifásico</b>
4	250	200-280	180-280	140-280		
5	--	--	--	--	208Y/120	180Y/104- 220Y/127
6	--	--	--	--	240	208-254

### c. Medición de resistencia de contactos

El objetivo de esta prueba es verificar el estado mecánico de los contactos, determinando si los valores obtenidos se encuentran dentro de los rangos establecidos por las normas eléctricas, la medición de la resistencia óhmica de los contactos de alta presión nos ayuda a identificar si alrededor existe suciedad, puentes o conexiones flojas en los terminales de los bushings, si estas condiciones no son detectadas en el momento de los mantenimientos rutinarios pueden ocasionar calentamiento y deterioro en el Disyuntor de Potencia (Saavedra Ferreira & Gutierrez Morales, 2019, pág. 83).

#### **NORMA:**

De acuerdo con la norma IEC 60694, sección 7.3.- Para la prueba de rutina, la caída de voltaje de CC o la resistencia de cada polo del circuito principal se medirá en condiciones lo más parecidas posible con respecto a la temperatura del aire ambiente y los puntos de medición a los que se realizó la prueba de tipo correspondiente, la resistencia no debe exceder a 1.2 del valor del diseño de 250  $\mu\Omega$ .

### d. Medición de resistencia de aislamiento

El objetivo de esta prueba consiste en aplicar un voltaje entre 500 a 15000 voltios en CC, al disyuntor para determinar el valor de  $M\Omega$  de resistencia de aislamiento, esta prueba no indica la calidad del aislamiento, se deben recordar varios factores al realizar esta prueba. La primera es que esta prueba puede indicar valores bajos de resistencia de aislamiento debido a muchos factores. La otra es que un sistema de aislamiento con baja resistencia dieléctrica puede indicar altos valores de resistencia. En vista de esto, los resultados de la prueba solo deben interpretarse con fines comparativos. esto no indica la confiabilidad del sistema de aislamiento primario con respecto a la resistencia dieléctrica para soportar altos voltajes. El diagrama de conexión para realizar esta prueba a los Disyuntores de Potencia se muestra en la siguiente ilustración

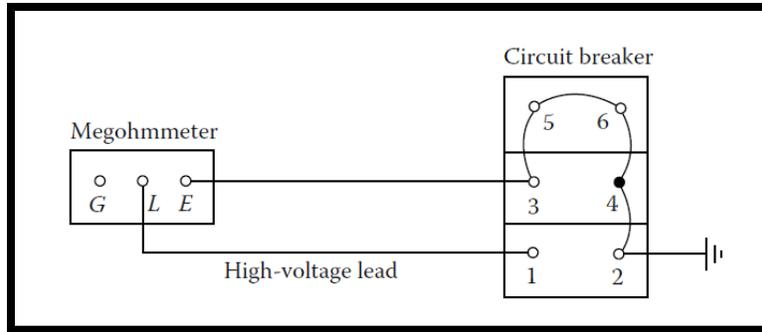


Ilustración 111: Conexión típica para prueba de resistencia de aislamiento del interruptor automático en posición abierta, fuente: (Gill, 2009).

El diagrama de conexión para probar la resistencia de aislamiento de cada circuito derivado en un panel de distribución se muestra en la siguiente ilustración.

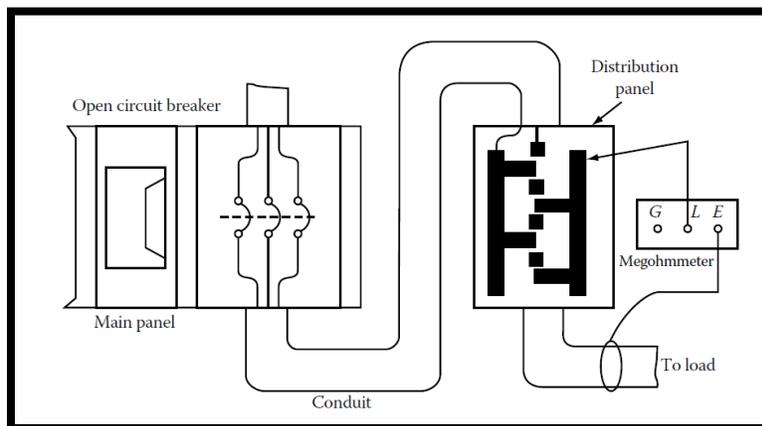


Ilustración 112: Prueba de resistencia de aislamiento del circuito derivado a tierra de un panel de distribución, fuente: (Gill, 2009).

Al realizar pruebas de aislamiento, se recomienda que los equipos auxiliares, como los transformadores potenciales y los pararrayos, estén aislados del Disyuntor de Potencia junto con el equipo de medición (Gill, 2009, págs. 124-125).

**NORMA:**

De acuerdo con la norma ANSI NETA 2011, sección 7.6.4.2, inciso 2.- Realice pruebas de resistencia de aislamiento durante un minuto en cada polo, fase a fase y fase a tierra con el interruptor cerrado, y en cada polo abierto. Para los interruptores de un solo tanque, realice pruebas de resistencia de aislamiento de polo a polo. Aplique voltaje de acuerdo con los datos publicados por el fabricante. En ausencia de datos publicados por el fabricante, use la Tabla 100.1. Y De acuerdo con la sección 7.6.4.3.2, inciso 2.- Los valores de resistencia de aislamiento de los interruptores automáticos deben estar de acuerdo con los datos publicados

por el fabricante. En ausencia de los datos publicados por el fabricante, use la Tabla 100.1. Deben investigarse los valores de resistencia de aislamiento inferiores a esta tabla o las recomendaciones del fabricante.

*Tabla 12: Tabla 100.1 de la norma ANSI NETA 2011: Valores de prueba de resistencia de aislamiento Aparatos y sistemas eléctricos.*

<b>Clasificación del equipo en voltaje nominal</b>	<b>Tensión de Prueba Mínima (DC)</b>	<b>Resistencia de aislamiento mínima recomendada (MΩ)</b>
250	500	25
600	1000	100
1000	1000	100
2500	1000	500
5000	2500	1000
8000	2500	2000
15000	2500	5000
25000	5000	20000
34500 y más	15000	100000

En ausencia de normas de consenso que se ocupen de pruebas de resistencia de aislamiento, el Consejo de Revisión de Normas de NETA sugiere los valores representativos anteriores.

#### **e. Medición de factor de potencia**

El objetivo de esta prueba es obtener el valor del aislamiento y deben efectuarse en cada uno de los polos de los Disyuntores de Potencia, el aislamiento está constituido principalmente por las boquillas, los elementos de soporte de los contactos, las cámaras de arqueo y el medio aislante que en este caso es el SF6 (INTEC, 2004, págs. 15-20).

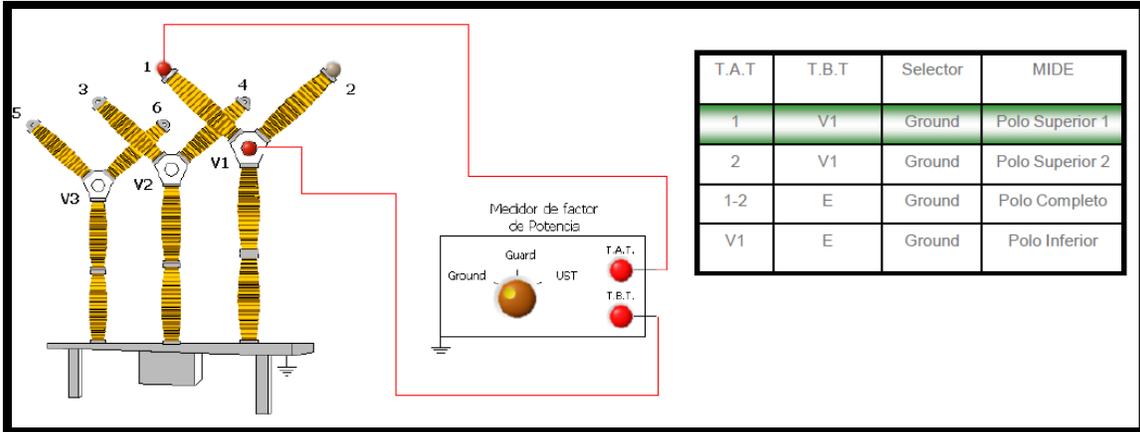


Ilustración 113: Conexión para polo superior 1, fuente: (INTEC, 2004).

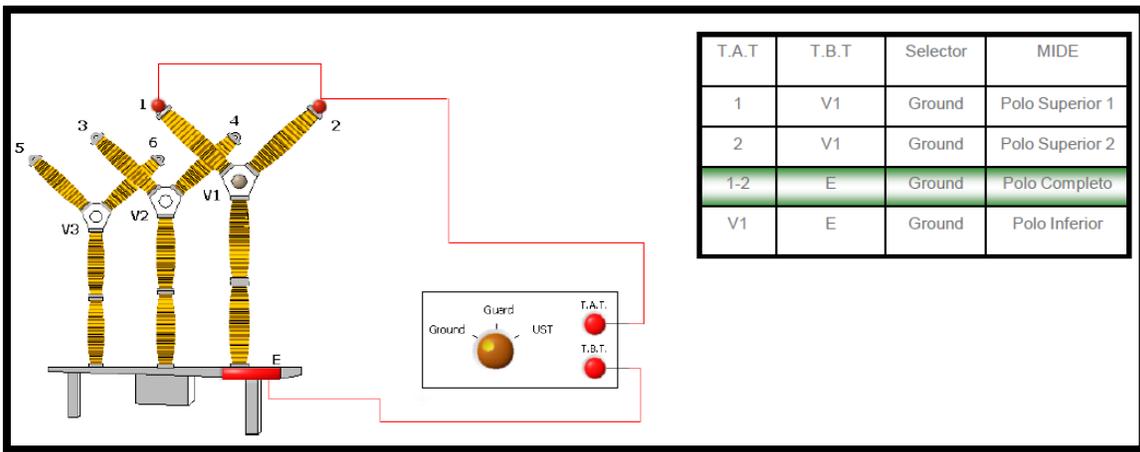


Ilustración 114: Conexión para la prueba de polo completo, fuente: (INTEC, 2004).

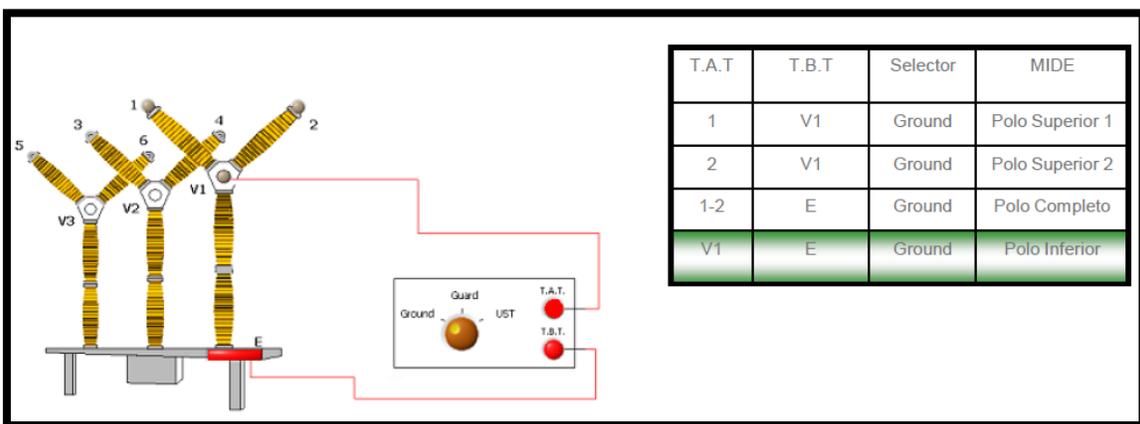


Ilustración 115: Conexión para prueba polo inferior, fuente: (INTEC, 2004).

**NORMA:**

De acuerdo con la norma ANSI NETA 2011, sección 7.6.4.2, inciso 6.- Realice pruebas de factor de potencia o de factor de disipación en cada polo con el interruptor abierto y en cada fase con el interruptor cerrado. Y De acuerdo con la sección 7.6.4.3.2, inciso 6.- Los valores del factor de potencia o del factor de disipación se compararán con los datos publicados por el fabricante. En ausencia de datos publicados por el fabricante, la comparación se realizará para probar datos de interruptores similares o datos de fabricantes de equipos de prueba.

De acuerdo con la norma IEC 60056, para los Disyuntores de Potencia con un nivel de voltaje mayor a 69 kV, el nivel de voltaje de prueba debe de ser alrededor de 10 kV CA y los valores tolerables serían menor a 1% y menor a 0.02 Watts.

#### f. Medición de factor de potencia y capacitancias de bushings

El objetivo de esta prueba es medir la capacidad de los bushings de los Disyuntores de Potencia, este equipo contiene gas SF<sub>6</sub> que es inerte y no es tóxico debe de mantenerse bajo presión de alrededor de 45 a 240 lb/pulg<sup>2</sup>, y extingue el arco eléctrico muy rápidamente, es exclusivo para el uso de un nivel de voltaje muy alto. Las capacitancias de los bushings en los Disyuntores de Potencia en SF<sub>6</sub> se muestra en la siguiente ilustración (Gill, 2009, pág. 177).

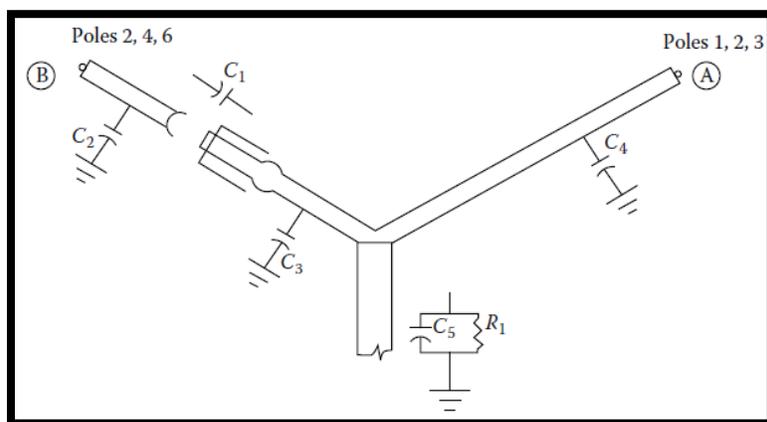


Ilustración 116: Capacitancia en los bushings de los Disyuntores de Potencia, fuente: (Gill, 2009).

#### NORMA:

De acuerdo con la norma ANSI NETA 2011, sección 7.6.4.2, inciso 7.- Realice pruebas de FP o disipación en cada bushings del Disyuntor o Interruptor de potencia, esta prueba se realizará de acuerdo con los datos publicados por el fabricante del EP, y deberán cumplir con los valores descritos en las placas.

Y De acuerdo con la sección 7.6.4.3.2, inciso 7.- Los valores de prueba de FP o de disipación y capacitancia deben estar dentro del diez por ciento de la clasificación de la placa de identificación para los bushings. Las pruebas de collar caliente se evalúan sobre una base de pérdida de mA / mW, y los resultados deben compararse con los valores del Bushing similar. De acuerdo con la norma IEC 60056, para los Disyuntores de Potencia con un nivel de voltaje mayor a 69 kV, el nivel de voltaje de prueba debe de ser alrededor de 10 kV CA y los valores tolerables serían menor a 1% y menor a 0.02 Watts.

#### **g. Medición de contenido de humedad del SF6**

El objetivo de esta prueba es primordial ya que el aislamiento SF6 del Disyuntor de Potencia debe de resistir a las condiciones difíciles que se vea afecta como, por ejemplo; altas temperaturas, vientos extremadamente fuertes y alta humedad del aire. La generación de productos de descompensación depende de la cantidad de los agentes reactivos aire y humedad en gas SF6 o gas alternativo durante la descarga, estas contaminaciones que son: aire, humedad y productos de descomposición, evitan una operación duradera y segura del equipo primario (Wiegand, 2018, págs. 8-18).

#### **NORMA:**

De acuerdo con la norma IEC 60376 – 2055, lo máximo de humedad que puede aceptar el SF6 es hasta 25 ppm p a una presión atmosférica de 1 Bar a 35°C, y De acuerdo con la norma IEC 60480 – 2004, el SF6 que puede ser reutilizado cuando la humedad esté a 95 ppm p la Presión no debe de mayor a 200 kPa y cuando la humedad este a 25 ppm 25 ppm p la Presión deberá ser mayor a 200 kPa.

#### **h. Medición de rigidez dieléctrica del aceite**

La Gama OTS PB y OTS AF son equipos específicamente para la medición de rigidez dieléctrica del aceite en los disyuntores, estos equipos nos ayudan a medir cuando el aceite esta con alta o baja rigidez (cuando se puede abrir el disyuntor por su desgaste de rigidez dieléctrica) así prevenimos las fallas que se produzcan a causa de lo mencionado anteriormente (Megger, Gama OTS PB y OTS AF, 2019, págs. 1-9).

#### **NORMA:**

De acuerdo con la norma ANSI NETA 2011, sección 7.6.2.2, inciso 5.1.- Tensión de ruptura dieléctrica: ASTM D 877. Y De acuerdo con la sección 7.6.2.3.2, inciso 5. – Los resultados de la prueba del líquido aislante deben estar de acuerdo con la Tabla 100.4.

Tabla 13: Tabla 100.4.1 de la norma ANSI NETA 2011: Límites sugeridos para el aceite aislante de clase I.

<b>Prueba</b>	<b>NORMA ASTM</b>	<b>Valor aceptable por encima de 230 kV</b>
Ruptura dieléctrica	D 877	26

Tabla 14: Tabla 100.4.2 de la norma ANSI NETA 2011: Límites sugeridos para líquidos aislantes de hidrocarburos menos inflamables.

<b>Prueba</b>	<b>NORMA ASTM</b>	<b>Valor aceptable por encima de 230 kV</b>
Tensión de ruptura dieléctrica, kV mínimo	D 877	24

Tabla 15: Tabla 100.4.3 de la norma ANSI NETA 2011: Límites sugeridos para el líquido aislante de silicona envejecido en servicio.

<b>Prueba</b>	<b>NORMA ASTM</b>	<b>Valor aceptable por encima de 230 kV</b>
Tensión de ruptura dieléctrica, kV mínimo	D 877	25

Tabla 16: Tabla 100.4.4 de la norma ANSI NETA 2011: Límites sugeridos para el fluido aislante de Tetracloroetileno envejecido en servicio.

<b>Prueba</b>	<b>NORMA ASTM</b>	<b>Valor aceptable por encima de 230 kV</b>
Tensión de ruptura dieléctrica, kV mínimo	D 877	26

#### **i. Pruebas de TC's tipo bushings**

Se realiza para cada BCT que se encuentra instalado. Dicha prueba se puede realizar aplicando corriente continua al casquillo mientras se observa el voltímetro conectado al BCT secundario.

**NORMA:**

De acuerdo con la norma IEEE C57.152™ – 2013 ítem 7.5.5 indica que se puede realizar una prueba de resistencia de aislamiento en cada BCT a tierra, se debe establecer el conjunto de prueba para una salida de 500 V.

Componente	Prueba	Transformador	Reactor	Regulador
Bujes	Capacidad	X	X	X
	Pérdida dieléctrica	X	X	X
	Factor de potencia (factor de disipación), C <sub>1</sub> y C <sub>2</sub> PF (DF)	X	X	X
	Descarga parcial	X	X	X
	Temperatura (infrarrojo)	X	X	X
	Nivel de líquido aislante	X	X	X
	Inspección visual	X	X	X

Ilustración 117: Cuadro de pruebas de diagnóstico a varios EP, fuente: IEEE C57.152™ – 2013.

### A2.3 Pruebas Eléctricas A Transformadores De Potencia

#### ACTIVIDADES:

##### a. Medición de factor de potencia del aislamiento

En los transformadores de dos devanados 3 Ø o 1Ø, están compuestos de un sistema de tres aislamientos, los cuales son:

C<sub>H</sub>. - Aislamiento del devanado de alto voltaje.

C<sub>L</sub>.- Aislamiento del devanado de bajo voltaje.

C<sub>HL</sub>. - Aislamiento entre los devanados de alta y bajo voltaje.

El sistema de tres aislamientos se muestra en la siguiente ilustración:

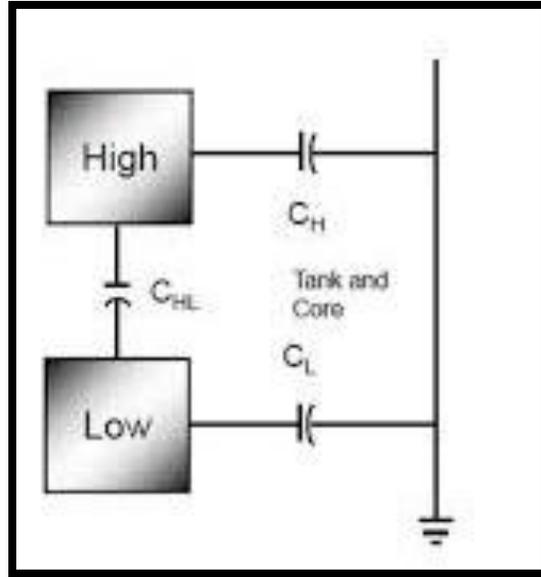


Ilustración 118: Circuito de aislamiento para transformadores de dos devanados, fuente: (Mike, Joe, Scott, & Randy, 2005).

El factor de potencia del aislamiento no debe confundirse con el factor de potencia del sistema en una red de corriente alterna, este factor de potencia del aislamiento es un indicador de la calidad del aislamiento, cualquiera de los devanados del transformador se debe encontrar separados de los otros devanados y también de las partes puestas a tierra mediante el aislamiento sólido. El aislamiento de celulosa se forma una red efectiva de capacitancias, como se muestra en la siguiente ilustración.

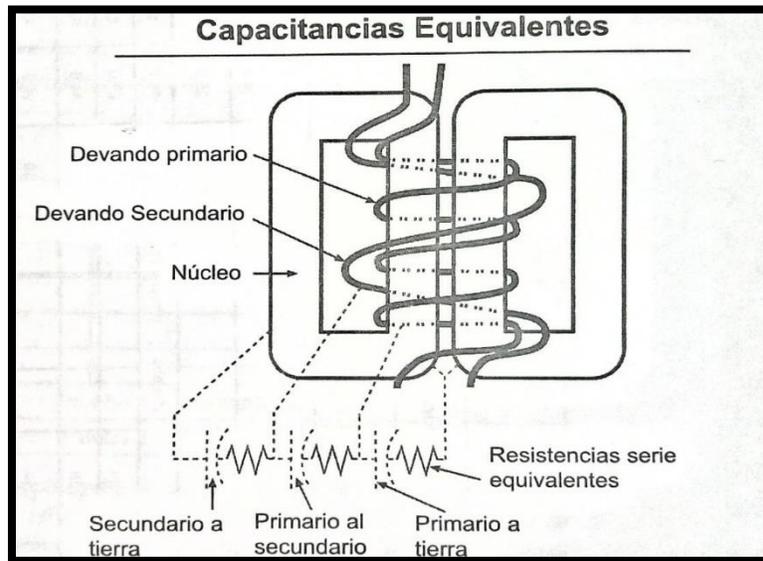


Ilustración 119: Capacitancias Equivalentes, fuente: (Mike, Joe, Scott, & Randy, 2005, pág. 228).

Todo el aislamiento eléctrico tiene una cantidad medible de pérdidas dieléctricas, independientemente de su edad, las pruebas de factor de potencia miden la capacitancia del aislamiento, las pérdidas dieléctricas en CA y la relación entre las cantidades medidas, el factor de potencia es el coseno del ángulo de fase, primero se debe aplicar una diferencia de potencial al largo de la capacitancia y luego medir los amperios y los vatios de pérdidas, para finalmente calcular el factor de potencia (Mike, Joe, Scott, & Randy, 2005, págs. 228-229).

*Ecuación 8: Factor de Potencia.*

$$\frac{W}{VA} \times 100 = \% FP$$

#### **NORMA:**

De acuerdo con la norma IEEE C57.152™ – 2013, sección 7.2.14.1, nos indica que, para casi todos los transformadores, FP, DF y tan-delta tienen el mismo valor calculado de hasta dos dígitos significativos para la mayoría de los sistemas de aislamiento por debajo del 10% de FP y, por lo tanto, se pueden usar indistintamente para la evaluación del aislamiento del transformador.

#### **b. Medición de factor de potencia de bushings**

Las pruebas de factor de potencia en los bushings son usualmente desarrolladas mediante la energización del conductor del bushings y la medición de la corriente de prueba y las pérdidas para el sistema de aislación entre el conductor y la cubierta exterior aterrizada. Muchos de los bushings modernos poseen TAPS capacitivos o TAPS para la prueba del factor de potencia. Las pruebas en bushings con TAPS, pueden separadamente determinar el aislamiento interno del núcleo o el aislamiento de toda la zona interna del bushings (C1) del aislamiento del TAP (C2).

Los aisladores pasas tapas pueden probarse de varias maneras sin removerlos del transformador. El método de prueba más efectivo emplea las tomas capacitivas o de factor de potencia en la base de los aisladores pasas tapas, este método es conocido como Pruebas de Espécimen No Puesto a Tierra (UST), tal como se muestra en la siguiente ilustración.

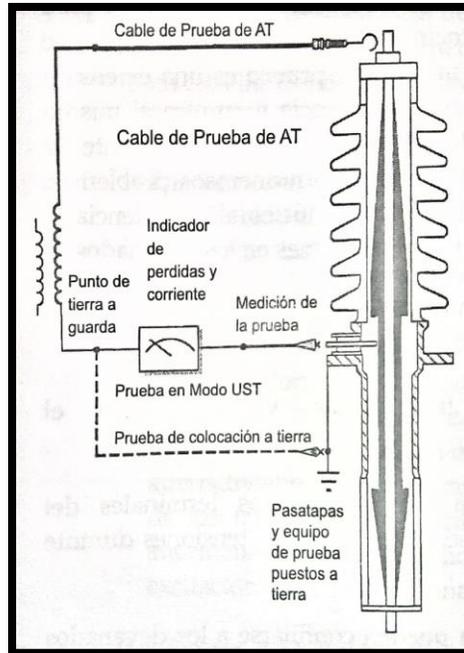


Ilustración 120: Prueba de Espécimen No Puesto a Tierra a Aisladores Pasa tapas de Transformadores, fuente: (Mike, Joe, Scott, & Randy, 2005, pág. 236).

Pruebas de Aisladores Pasatapas												
	Placa de características		Capacitancia (pF)	Factor de potencia %	kV de prueba	Equivalente 10 kV		%FP		Capacitancia medida (fp)	Clase de aislamiento	
						mA	Vatios	Medido	corregido			factor de corrección
H <sub>1</sub>	C1	332	0,52	10	1,260	0,060	0,48	0,47	0,98	332,00	G	
H <sub>2</sub>	C1	331	0,52	10	1,260	0,060	0,48	0,47	0,98	334,20	G	
H <sub>3</sub>	C1	333	0,52	10	1,260	0,060	0,48	0,47	0,98	336,60	G	
H <sub>0</sub>	C1											
X <sub>1</sub>	C1			10	1,300	0,140	1,08	0,99	0,92	346,60	G	
X <sub>2</sub>	C1			10	1,280	0,140	1,09	1,00	0,92	340,00	G	
X <sub>3</sub>	C1			10	1,340	0,160	1,19	1,09	0,92	356,40	G	
X <sub>0</sub>	C1											
H <sub>1</sub>	C1	1240		0,5	4,800	0,080	0,17	0,17	1,00	1296,0	G	
H <sub>2</sub>	C1	1100		0,5	4,000	0,080	0,20	0,20	1,00	1122,0	G	
H <sub>3</sub>	C1	1010		0,5	4,000	0,080	0,20	0,20	1,00	1055,0	G	
H <sub>0</sub>	C1											
X <sub>1</sub>	C1			0,5	8,000	0,800	1,00	1,00	1,00	2067,0	G	
X <sub>2</sub>	C1			0,5	8,000	0,880	1,10	1,10	1,00	2136,0	G	
X <sub>3</sub>	C1			0,5	8,000	0,880	1,10	1,10	1,00	2140,0	G	
X <sub>0</sub>	C1											

Ilustración 121: Datos típicos de prueba en campo a un aislador pasa tapas de un transformador de gran tamaño. Prueba de Espécimen No Puesto a Tierra (UST), fuente: (Mike, Joe, Scott, & Randy, 2005, pág. 237).

La ilustración anterior muestra la lista de los datos típicos de la prueba en el campo. Se debe ser particularmente cuidadoso de no exceder la tensión de prueba de la toma (Mike, Joe, Scott, & Randy, 2005, págs. 235-237).

**NORMA:**

De acuerdo con la norma IEEE C57.152™ – 2013, sección 7.3.2, Anexo B.- Nos dice lo siguiente:

- Prueba del TAP de 350 kV BIL y bushings inferiores; el nivel de resistencia es de 2 kV / 1 min.
- Toma de voltaje para 350 kV BIL sobre los bushings; El nivel de resistencia es de 20 kV / 1 min.

**c. Medición de factor de potencia de aceite dieléctrico**

La medición de factor de potencia del aislamiento dieléctrico sirve para completar las pruebas principales de factor de potencia del sistema de aislamiento del transformador, se toma una muestra del transformador y se realiza la prueba, aunque está sola prueba revela muy poco sobre la expectativa de vida remanente del aceite, si se aplican los resultados apropiadamente a otras pruebas de aceite se asegura que el aceite es adecuado para continuar en servicio.

Una muestra de aceite nuevo, según la norma ASTM D 3487-95, debería tener un factor de potencia de 0,05% o menos a 20°C. Los factores de potencia de aceites en servicio pueden aumentar gradualmente de 0,5% hasta 20°C, sin embargo, el factor de potencia que exceda el valor de 0,5% requiere una investigación minuciosa. Las pruebas de contenido de humedad por el método de Karl Fisher pueden indicar si la humedad es la causa de un alto factor de potencia (Mike, Joe, Scott, & Randy, 2005, pág. 238).

**NORMA:**

De acuerdo con la norma IEEE C57.152™ – 2013, sección 7.2.5.8, nos indica cual debe de ser utilizada para indicar la pérdida en el líquido aislante y a continuación se presenta la tabla 7 de la normativa en la cual nos indica el factor disipación.

*Tabla 17: Tabla 7 de la norma IEEE C57.152™ – 2013: Valores factores de disipación aceptables para líquidos aislantes nuevos y envejecidos.*

	<b>FACTOR DE DISIPACIÓN MÁXIMO</b>

ESTADO DEL LÍQUIDO AISLANTE	ACEITE MINERAL		LFH		SILICONA		ESTER NATURAL	
	25°C	100°C	25°C	100°C	25°C	100°C	25°C	100°C
NUEVO LÍQUIDO AISLANTE EN NUEVO EQUIPO	0.05	0.40	0.1	1	0.1	-	0.5	-
LÍQUIDO AISLANTE ANTIGUO SERVICIO	0.5	5.0	1	-	0.2	-	0.5	-

#### d. Medición de corriente de excitación

La prueba de medición de corriente de excitación puede ser desarrollada con un set o equipo doble de prueba. Aplicando el alto voltaje a uno de los extremos y/o terminales (Bushings) de uno de los devanados del transformador de potencia, y conectado el otro extremo y/o terminales (Bushings) del mismo devanado al switch de bajo voltaje en la posición de UST, la corriente de excitación podrá ser medida y registrada.

Las mediciones de corriente de excitación monofásica para la detección de espiras cortocircuitadas y daño en el núcleo se desarrollaron aproximadamente en el año 1967. Este método de prueba es una extensión natural de la prueba de factor de potencia y emplea el mismo equipo de prueba. Mediante las mediciones de la corriente de excitación monofásica, se han detectado numerosos problemas, como laminaciones cortocircuitadas en el núcleo, alta resistencia de cortocircuito entre espiras y otros problemas en los devanados (Mike, Joe, Scott, & Randy, 2005, pág. 239).

#### **NORMA:**

De acuerdo con la norma IEEE C57.152<sup>TM</sup> – 2013, sección 7.2.11.2.1, la prueba de corriente de excitación consiste en una simple medición de circuito abierto de la magnitud y pérdida de corriente, típicamente en el lado de alta tensión del transformador, con los terminales de los otros devanados que quedan flotando (con la excepción de un neutro a tierra). La corriente de excitación se mide a la frecuencia nominal y generalmente a voltajes de hasta 10 kV. Los transformadores 3Ø se prueban aplicando un voltaje de prueba 1Ø a una fase a la vez. En la

tabla 10 que se encuentra en la sección 7.2.11.2.4 se puede mostrar las mediciones requeridas para la prueba de corriente de excitación.

*Tabla 18: Tabla 10 de la norma IEEE C57.152™ – 2013: Medidas requeridas para la prueba actual de excitación.*

LTC	MEDIDAS DE PRUEBA REQUERIDAS
<b>PRESENTE</b>	Prueba en las posiciones del LTC: La mitad de las posiciones del LTC, neutro y un paso en la dirección opuesta. Ver nota 1, nota 2, nota 3.
<b>NO PRESENTE</b>	Posición de DETC que se dicta por las condiciones de servicio
<p>NOTA 1.- El DETC debe establecerse en la posición de toma de voltaje que dicta las condiciones de servicio para estas pruebas.</p> <p>NOTA 2.- la prueba actual de excitación no se afecta significativamente al cambiar las posiciones del grifo a menos que el cambio resulte en un cambio al circuito de excitación magnética. Por lo tanto, las posiciones del grifo anteriores son suficientes para demostrar el rendimiento aceptable, sujeto a los comentarios de la nota 3.</p> <p>NOTA 3.- algunos transformadores se diseñan con voltajes de paso desiguales. Si el voltaje de paso se utiliza para excitar un transformador auxiliar, tal como un reactor o autotransformador preventivo, la prueba de corriente de excitación adicional debe realizarse en la posición LTC voltaje máximo de excitación en el transformador auxiliar.</p>	

#### **e. Medición de relación de transformación (TTR)**

Para la fabricación de transformadores nuevos, la prueba de relación de espiras se realiza en todas las posiciones del cambiador de tomas para verificar que las conexiones internas estén correctas y que no haya espiras que se encuentren cortocircuitadas, esta prueba es fundamental ya que aparece en la lista de pruebas para el diseño de un transformador como lo indica ANSI/IEEE C57.12.00™ – 2000.

La prueba de relación de espiras debería realizarse en todas las posiciones del cambiador de tomas para poder identificar espiras cortocircuitadas, ajustes incorrectos de las tomas, errores en el conteo de espiras, terminales identificados incorrectamente y fallas en los cambiadores de tomas (Mike, Joe, Scott, & Randy, 2005, pág. 250).

#### **NORMA:**

De acuerdo con la norma IEEE C57.152™ – 2013, sección 7.2.10.2, el principio de funcionamiento es aplicar un voltaje reducido a los terminales de AT y producir un voltaje resultante en los terminales de BT. Los dos voltajes se miden con precisión y se utilizan para calcular y mostrar la relación de voltaje del transformador. Cuando se realiza una prueba de

relación de voltaje del transformador  $3\emptyset$  o de  $1\emptyset$ , se deben considerar las conexiones y las relaciones de vector de fase adecuadas. Los cuadros de conexión detallados con las fórmulas correspondientes que refieren la relación de voltaje medida a la relación de voltaje de la placa de identificación generalmente se proporcionan con el instrumento de medición de relación para este método.

#### **f. Medición de resistencia de devanados**

La medición de resistencia en los devanados es medida con un óhmetro, este indicará un cambio en la resistencia de corriente continua (CC) del devanado cuando haya espiras cortocircuitadas, juntas débiles, falsos contactos y cambios en los devanados debido a un cambio en la capacitancia, todas las mediciones deberían compararse con los resultados de la prueba en fábrica o con mediciones previas en el campo. Si no se dispone de esos datos, utilice los datos de esta prueba para comparar los valores de las fases de un transformador  $3\emptyset$  o con otra unidad idéntica (Mike, Joe, Scott, & Randy, 2005, pág. 253).

#### **NORMA:**

De acuerdo con la norma IEEE C57.152<sup>TM</sup> – 2013, sección 7.2.7, los resultados generalmente se interpretan en base a la comparación de mediciones realizadas por separado en cada fase de un devanado conectado en estrella o entre pares de terminales en un devanado conectado en triángulo. La comparación también se puede hacer con los datos originales medidos en la fábrica. Las resistencias entre fases deben estar dentro del 2% entre sí. El acuerdo dentro del 5% para cualquiera de las comparaciones anteriores generalmente se considera satisfactorio. Puede ser necesario convertir las mediciones de resistencia a valores correspondientes a la temperatura de referencia en el informe de prueba del transformador.

#### **g. Medición de resistencia de aislamiento**

Se puede determinar también la condición del sistema de aislamiento si la resistencia medida está por encima del valor calculado de la resistencia mínima, esta prueba se realiza principalmente para transformadores y se calcula antes del inicio de la serie de pruebas, el número calculado se convierte entonces en el punto de referencia con el que se compara la medición realizada al cabo del primer minuto, los valores de resistencia del aislamiento cercanos o inferiores a los mínimos calculados apuntan a probables problemas, en cualquier caso se requiere un mantenimiento correctivo (Mike, Joe, Scott, & Randy, 2005, pág. 247).

#### **NORMA:**

De acuerdo con la norma IEEE C57.152™ – 2013, sección 7.2.6.2, para resistencia de aislamiento y pruebas de tierra involuntarias, el voltaje no debe exceder 1000 V.

*Tabla 19: Tabla 9 de la norma IEEE C57.152™ – 2013: Rangos típicos de resistencia de aislamiento para varias condiciones de aislamiento básico.*

<b>TIPO DE EQUIPAMIENTO</b>	<b>RESISTENCIA BÁSICA DE AISLAMIENTO(MΩ)</b>	<b>CONDICIÓN DE AISLAMIENTO</b>
Nuevo	>500	El fabricante será consultado para valores inferiores a 500 (MΩ) para el curso de acción adecuado.
	>100	Normal.
Servicio Envejecido	10 a 100	Indicativo de deterioro del aislamiento.
	<10	Necesita ser investigado.

#### **h. Medición de respuesta de frecuencia**

La prueba de medición de respuesta de frecuencia o también conocida como Análisis de respuesta de frecuencia actualmente las empresas europeas que trabajan con energía eléctrica emplean esta prueba para poder obtener los patrones de equipos nuevos y usados. La información obtenida será luego utilizada para investigar la integridad mecánica del transformador en una fecha posterior. El método de análisis de respuesta de frecuencia detecta los problemas mecánicos dentro del transformador, causados por eventos tales como cortocircuitos o sobretensiones transitorias. En años recientes, esta prueba ha demostrado ser fácil de realizar y de proveer información confiable sobre la integridad mecánica de la unidad. Los resultados obtenidos son útiles incluso si no se poseen datos previos.

Durante un cortocircuito en un transformador puede llegar a tener fuerzas de cientos de miles de kilogramos, todos los transformadores deben ser diseñados para soportar estas fuerzas, siempre que la rigidez mecánica de la unidad se haya mantenido, para ello se espera que los transformadores soporten muchos cortocircuitos durante su vida de servicio (Mike, Joe, Scott, & Randy, 2005, págs. 260-261).

#### **NORMA:**

De acuerdo con la norma IEEE C57.152™ – 2013, sección 7.2.17, Anexo F.- Nos indica que las pruebas ARF ha sido impulsada por el deseo de detectar fallas mecánicas dentro de un transformador. Los modos de falla no son exclusivos de las variaciones geométricas dentro

de un transformador y pueden incluir variaciones en el circuito magnético del núcleo y la resistencia de contacto. Las variaciones de la prueba ARF pueden ser causadas por un solo tipo de falla o una combinación de dos o más.

### i. Medición de reactancia de dispersión

La prueba de medición de reactancia de dispersión también es conocida como prueba de reactancia de fuga las mediciones de reactancia de fuga se emplean para detectar el movimiento o desplazamiento de los devanados en los transformadores de potencia, por lo general una unidad permanecerá en servicio con devanados parcialmente deformados; sin embargo, la confiabilidad de esta unidad se reducirá significativamente. Dado un ejemplo a una prueba útil, se inspecciona los transformadores después de un evento como un cortocircuito. Se compara las mediciones de reactancia de fuga obtenidas en la fábrica con las pruebas recientes en el campo. Al no existir las pruebas recientes en campo, puede ser difícil determinar si el daño se debió a un evento reciente o se había acumulado a lo largo de los años. Estas pruebas pueden resultar beneficiosas para lograr detectar problemas antes de que ocurra una falla.

Estas mediciones de reactancia de fuga pueden ser realizadas con el equipo de factor de potencia del aislamiento Doble M4000, mediante la Interfaz de Reactancia de Fuga como se muestra en la siguiente ilustración (Mike, Joe, Scott, & Randy, 2005, págs. 260-261).

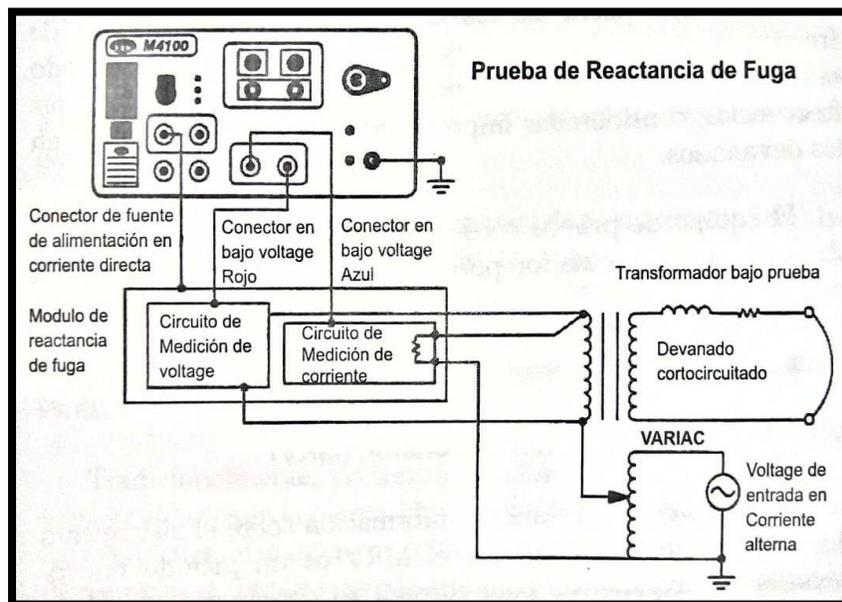


Ilustración 122: Conexiones del instrumento de prueba M4100 y de la interfaz de reactancia de fuga M4110, fuente: (Mike, Joe, Scott, & Randy, 2005, pág. 261).

**NORMA:**

De acuerdo con la norma IEEE C57.152™ – 2013 ítem 7.2.12.3. La prueba equivalente trifásica se puede utilizar para ver el promedio de las tres fases y compararlas con los valores de la placa de identificación. Dado que se promedian las tres fases, se pueden enmascarar los resultados que podrían examinarse más de cerca en la prueba por fase. En general, las tres fases deben compararse muy bien. La diferencia en el promedio es la diferencia entre el resultado por fase de una sola fase y el promedio de los tres resultados por fase. Normalmente, la diferencia promedio no debe ser mayor al 3%.

**j. Pruebas de TC's tipo bushings**

Se realiza para cada BCT que se encuentra instalado. Dicha prueba se puede realizar aplicando corriente continua al casquillo mientras se observa el voltímetro conectado al BCT secundario.

**NORMA:**

De acuerdo con la norma IEEE C57.152™ – 2013 ítem 7.5.5 indica que se puede realizar una prueba de resistencia de aislamiento en cada BCT a tierra, se debe establecer el conjunto de prueba para una salida de 500 V.

Componente	Prueba	Transformador	Reactor	Regulador
Bujes	Capacidad	X	X	X
	Pérdida dieléctrica	X	X	X
	Factor de potencia (factor de disipación), C <sub>1</sub> y C <sub>2</sub> PF (DF)	X	X	X
	Descarga parcial	X	X	X
	Temperatura (infrarrojo)	X	X	X
	Nivel de líquido aislante	X	X	X
	Inspección visual	X	X	X

Ilustración 123: Cuadro de pruebas de diagnóstico a varios EP, fuente: IEEE C57.152™ – 2013.

**k. Tomas de muestra de aceite para AFQ y DGA**

Dentro de las pruebas primordiales que se realizan a un transformador de potencia está la toma de muestra de aceite para el AFQ y el DGA que se encuentran en el transformador de potencia, para el AGD en el aceite de un transformador en operación puede ser la herramienta de diagnóstico más útil que tenga disponible el propietario de un transformador. Si el propietario adquiere un LTC que comparte el aceite con el tanque del transformador, o que tiene una barrera entre el tanque del LTC y el tanque principal del transformador permeable a los gases disueltos en aceite, se pierde la utilidad de esta herramienta de diagnóstico tan

importante. Dado el caso de existir acetileno producido en el interior del transformador requiere atención inmediata. Un transformador de potencia que produce acetileno podría estar en modo de falla y requeriría una investigación inmediata. Por otro lado, el LTC produce acetileno durante su operación normal. Si el acetileno que emite el LTC enmascara el acetileno producido por el transformador, se podría perder la oportunidad de detectar y prevenir una falla prematura. A medida que el transformador se ve sometido a esfuerzos eléctricos y térmicos se van generando gases combustibles en el interior del transformador de potencia. Los materiales aislantes, tanto el aceite como la celulosa, se descomponen como consecuencia de los esfuerzos eléctricos y térmicos por lo cual se generan y producen gases. La presencia y cantidad de estos gases son extraídos del aceite y luego analizados, revelan el tipo y grado de la condición que causa la generación de los gases detectados.

Es de suma importancia obtener la tasa y cantidad de gas generado. El proceso de envejecimiento normal genera gases; sin embargo, estos se generan a una tasa extremadamente lenta. Las condiciones de falla incipiente o de falla de formación reciente ocasionan grandes cambios inmediatos y observables en el contenido de gases disueltos en el aceite del transformador. La CG es el método más idóneo disponible para identificar los gases combustibles. La CG supone tanto un análisis cualitativo y cuantitativo de los gases disueltos que se encuentran en el interior del aceite del transformador. Tal como se muestra en la siguiente ilustración (Mike, Joe, Scott, & Randy, 2005, págs. 148-149).

Nombre	Símbolo
Hidrógeno <sup>2</sup>	H <sub>2</sub>
Oxígeno	O <sub>2</sub>
Nitrógeno	N <sub>2</sub>
Metano <sup>2</sup>	CH <sub>4</sub>
Monóxido de carbono <sup>2</sup>	CO
Etano <sup>2</sup>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>
Dióxido de carbono	CO <sub>2</sub>
Etileno <sup>2</sup>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>
Acetileno <sup>2</sup>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>
<sup>1</sup> Aun cuando son detectables e identificables, la presencia de propano (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> ), propileno (C <sub>3</sub> H <sub>6</sub> ) y butano (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> ) no se toman en cuenta en las metodologías de diagnóstico.	
<sup>2</sup> Denota gas combustible	

Ilustración 124: Gases generados típicamente por fallas en el transformador de potencia, fuente: (Mike, Joe, Scott, & Randy, 2005, pág. 149).

## NORMA:

De acuerdo con la norma ANSI NETA 2011, sección 7.2.2.2, incisos:

10.- Retire una muestra de líquido aislante de acuerdo con ASTM D 923. La muestra se analizará para lo siguiente.

10.1.- Número de neutralización ácida: ANSI / ASTM D 974.

10.2.- Gravedad específica: ANSI / ASTM D 1298.

10.3.- Tensión interfaz: ANSI / ASTM D 971 o ANSI / ASTM D 2285.

10.4.- Color: ANSI / ASTM D 1500.

10.5.- Condición visual: ASTM D 1524.

10.6.- Agua en líquidos aislantes: ASTM D 1533. (Requerido en voltajes de 25 kV o más y en todas las unidades llenas de silicona).

10.7.- Mida el factor de potencia o el factor de disipación de acuerdo con ASTM D 924.

11.- Retire una muestra de líquido aislante de acuerdo con ASTM D 3613 y realice DGA de acuerdo con ANSI / IEEE C57.104™ o ASTM D3612.

Y De acuerdo con la sección 7.2.2.3.2, incisos:

10.- Los valores del líquido aislante deben estar de acuerdo con la Tabla 100.4.

Tabla 20: Tabla 100.4.1 de la norma ANSI NETA 2011: Límites sugeridos para el aceite aislante de clase I.

<b>Prueba</b>	<b>NORMA ASTM</b>	<b>Valor aceptable por encima de 230 kV</b>
Número de neutralización, mg KOH / g máximo	D 974	0.10
Gravedad específica (densidad relativa) @ 15°C máximo	D 1298	0.91
Tensión interfacial mN/m mínimo	D 971 o D 2285	32
Color	D 1500	3.5
Condición visual	D 1524	Brillante, claro y libre de partículas.
Contenido de agua, ppm máxima @ 60°C	D 1533	20
Factor de potencia a 25°C, %	D 924	0.5
Factor de potencia a 100°C, %	D 924	5.0

11.- Evaluar los resultados del análisis de gas disuelto de acuerdo con la norma ANSI / IEEE C57.104™ – 2008.

Y De acuerdo con la norma IEEE Std C57.104™ – 2008, sección 9.4 Determinación de gases individuales presentes en la capa de gas El análisis de los gases individuales presentes en la capa de gas sobre el aceite se puede hacer utilizando ASTM D 3612, comenzando en la Sección 10 de esa norma.

Y De acuerdo con la norma ASTM D 3612 la detección mínima para los gases es:

Tabla 21: Análisis de Gases De acuerdo con la norma ASTM D 3612.

<b>Componente</b>	<b>Límite de detección GAS (ppm)</b>
CO2	0.4
Acetileno	0.2
Etileno	0.4

Etano	0.6
Hidrógeno	2
Oxígeno	< 25
Nitrógeno	< 25
Metano	0.2
CO	0.3

Otras pruebas que se realizan a las tomas de muestra para el análisis físico químico y análisis de gases disueltos según la ASTM son:

*Tabla 22: Otras pruebas para el AFQ y DGA.*

<b>Prueba</b>	<b>NORMA ASTM</b>	<b>Parámetros referenciales</b>
Punto de Inflamación	D 92	Mínimo 140°C
Viscosidad a 40°C	D 445	Máximo 12 cSt
Contenido de PCB's	USEPA SW-846	No contaminado < 50 ppm; Contaminado: 50 a 500 ppm; PCB's puro: $\geq$ 500 ppm
Azufre corrosivo	D 1275	Corrosivo: C; No Corrosivo: NC
Punto de anilina	D 611	Aceites nuevos $\approx$ 92°C

### **1. Medición de rigidez dieléctrica del aceite**

El dieléctrico es un medio en el cual es posible mantener un campo eléctrico con un reducido suministro de energía proveniente de fuentes externas, dado que la energía para producir el campo eléctrico es recuperable en su totalidad o de manera parcial. El vacío, al igual que cualquier material aislante es dieléctrico. (Mike, Joe, Scott, & Randy, 2005, pág. 81)

La prueba de medición de rigidez dieléctrica del aceite nos sirve para obtener la tensión de ruptura dieléctrica para ellos existen dos métodos normalizados para obtener la tensión de ruptura dieléctrica del aceite aislante, la D 877 y la D 1816. La primera mide la tensión de ruptura dieléctrica mediante una celda de prueba que tiene dos electrodos de disco plano separados 0,10 in. La prueba de tensión de ruptura dieléctrica se realiza de la siguiente manera: se someten ambos electrodos a un potencial eléctrico progresivo estable hasta que

se produzca una descarga de un electrodo a otro, a través del líquido sometido a prueba. En la norma ASTM D 877, la tensión en los electrodos se aumenta en 3 kV cada segundo hasta que ocurre la ruptura dieléctrica. Por lo general, en esta prueba las lecturas para aceite aislante en servicio son de 30 kV a 60 kV aproximadamente.

**NORMA:**

De acuerdo con la norma IEEE C57.152-2<sup>TM</sup> – 2013 el método de tensión de ruptura dieléctrica se basará de la normativa indicada en la ASTM D 877, ya que era aceptado sin ninguna excepción y había una manifiesta renuncia para aceptar que la utilidad de la prueba era limitada. En los últimos años se ha determinado por reconocer las limitaciones de dicha prueba. Al publicarse la norma IEEE C57.106<sup>TM</sup> – 2002, se eliminaron todas las referencias a la prueba ASTM D 877, como prueba aplicable al aceite y se favoreció el uso de la prueba D1816. Varias empresas y laboratorios han abandonado por completo el uso de la prueba ASTM D 877.

	Aceptable (AC)	Cuestionable (CU)	Inaceptable (IN)
kilovoltios (kV)	≥ 30 kV	< 30 kV ≥ 25 kV	< 25 kV

*Ilustración 125: Tensión de ruptura dieléctrica Método ASTM D 877 con electrodos planos, fuente: (Mike, Joe, Scott, & Randy, 2005, pág. 134).*

La segunda norma ASTM D 1816 para este método de medición de la ruptura dieléctrica utiliza electrodos de disco planos según normas alemanas VDE. El método se ejecuta en una de las dos separaciones establecidas, 1 mm (0,04 in) o 2 mm (0,08 in). Este método para determinar la tensión de ruptura dieléctrica es más sensible a la humedad y a los compuestos polares, como por ejemplo los productos de la oxidación del aceite. Este método, además, ofrece mayor consistencia en cuanto a la sensibilidad ante la presencia de ciertas partículas, especialmente en fibras provenientes del sistema de aislamiento sólido. En el año del 2002, en la revisión de la Norma IEEE C57.106<sup>TM</sup> se incorporaron los parámetros del método de ASTM D 1816 para aceites nuevos y en servicio.

Para la clasificación de los resultados de tensión de ruptura dieléctrica dada en la norma ASTM D 1816 depende de la clase de tensión primaria del equipo y se puede observar en los cuadros que aparecen a continuación, para las dos separaciones establecidas (Mike, Joe, Scott, & Randy, 2005, págs. 132-135).

Clase de tensión del equipo	Aceptable (AC)	Cuestionable (CU)	Inaceptable (IN)
≤ 69 kV	≥ 23 kV	< 23 kV ≥ 18 kV	< 18 kV
> 69 kV < 230 kV	≥ 28 kV	< 28 kV ≥ 23 kV	< 23 kV
≥ 230 kV	≥ 30 kV	< 30 kV ≥ 25 kV	< 25 kV

Ilustración 126: Tensión de ruptura dieléctrica ASTM D 1816 - Separación 1 mm, fuente: (Mike, Joe, Scott, & Randy, 2005, pág. 135).

Clase de tensión del equipo	Aceptable (AC)	Cuestionable (CU)	Inaceptable (IN)
≤ 69 kV	≥ 40 kV	< 40 kV ≥ 35 kV	< 35 kV
> 69 kV < 230 kV	≥ 47 kV	< 47 kV ≥ 42 kV	< 42 kV
≥ 230 kV	≥ 50 kV	< 50 kV ≥ 45 kV	< 45 kV

Ilustración 127: Tensión de ruptura dieléctrica ASTM D 1816 - Separación 2 mm, fuente: (Mike, Joe, Scott, & Randy, 2005, pág. 135).

## A2.4 Pruebas Eléctricas A Seccionadores

### ACTIVIDADES:

#### a. Medición de resistencia de contactos

Estas pruebas de resistencia de contacto son realizadas para prevenir sobrecalentamientos o fallas, esto puede dar como consecuencia la pérdida parcial o total de los equipos de una subestación en este caso las bahías del patio de 230 kV de la SE Pascuales. Estas mediciones son realizadas por un equipo llamado CPC 100 ya que realiza mediciones confiables de  $\mu\Omega$  de tierra y de conexión a barra, esta es una medición de 4 hilos, da una confiabilidad mucho más grande (OMICRON, 2018).

### NORMA:

De acuerdo con la norma ANSI NETA 2011, nos indica que los valores de las mediciones de dicha prueba no deben exceder los  $120 \mu\Omega$  (Araujo Sánchez & Vílchez Moreno, 2016, pág. 229).

### b. Medición de resistencia de aislamiento

El aislamiento eléctrico se realiza para prevenir las fallas al futuro, para entender el ensayo del aislamiento se da a conocer la siguiente ecuación:

*Ecuación 9: Ley de Ohm.*

$$V = I \cdot R$$

Donde:

V= Tensión en V.

I= Tensión en A

R= Resistencia en  $\Omega$ .

Para esta prueba debe de usarse un equipo de medición profesional, en la gran mayoría se usa el METREL 3200 Tera Ohm 10 kV este se usa en varios EP de alta y muy alta tensión (MG CONTROL Y PROTECCIONES, 2019).

#### **NORMA:**

De acuerdo con la norma ANSI NETA 2011, para el método de lectura puntual, la resistencia de aislamiento debe ser aproximadamente 1 M $\Omega$  por cada 1 kV (Araujo Sánchez & Vílchez Moreno, 2016, pág. 229).

*Tabla 23: Resistencia de aislamiento mínima recomendada para los diferentes niveles de tensión, fuente: ANSI NETA 2011.*

<b>Tensión Nominal</b>	<b>Tensión de prueba Mínima CD</b>	<b>Resistencia de Aislamiento Mínima Recomendada en M<math>\Omega</math></b>
0 - 250	500	50
251 - 600	1000	100
601 – 5000	2500	1000
5001 – 15000	2500	5000
15001 – 25000	5000	20000
25001 - 35000	15000	100000

### **A2.5 Pruebas Eléctricas A Reactores**

#### **ACTIVIDADES:**

### a. Medición de factor de potencia del aislamiento

#### NORMA:

De acuerdo con la norma IEEE C57.152™ – 2013, sección 7.2.14.1, nos indica que, para casi todos los transformadores, FP, DF y tan-delta tienen el mismo valor calculado de hasta dos dígitos significativos para la mayoría de los sistemas de aislamiento por debajo del 10% de FP y, por lo tanto, se pueden usar indistintamente para la evaluación del aislamiento del reactor.

### b. Medición de factor de potencia de bushings

#### NORMA:

De acuerdo con la norma IEEE C57.152™ – 2013, sección 7.3.2, Anexo B.- Nos dice lo siguiente:

- Prueba del TAP de 350 kV BIL y bushings inferiores; el nivel de resistencia es de 2 kV / 1 min.
- Toma de voltaje para 350 kV BIL sobre los bushings; El nivel de resistencia es de 20 kV / 1 min.

### c. Medición de factor de potencia de aceite dieléctrico

#### NORMA:

De acuerdo con la norma IEEE C57.152™ – 2013, sección 7.2.5.8, nos indica cual debe de ser utilizada para indicar la pérdida en el líquido aislante y a continuación se presenta la tabla 7 de la normativa en la cual nos indica el factor disipación.

Tabla 24: Tabla 7 de la norma IEEE C57.152™ – 2013: Valores factores de disipación aceptables para líquidos aislantes nuevos y envejecidos.

ESTADO DEL LÍQUIDO AISLANTE	FACTOR DE DISIPACIÓN MÁXIMO							
	ACEITE MINERAL		LFH		SILICONA		ESTER NATURAL	
	25°C	100°C	25°C	100°C	25°C	100°C	25°C	100°C
NUEVO LÍQUIDO AISLANTE EN NUEVO EQUIPO	0.05	0.40	0.1	1	0.1	-	0.5	-

<b>LÍQUIDO AISLANTE</b>	0.5	5.0	1	-	0.2	-	0.5	-
<b>ANTIGUO</b>								
<b>SERVICIO</b>								

#### d. Medición de corriente de excitación

##### NORMA:

De acuerdo con la norma IEEE C57.152™ – 2013, sección 7.2.11.2.1, la prueba de corriente de excitación consiste en una simple medición de circuito abierto de la magnitud y pérdida de corriente, típicamente en el lado de alta tensión del transformador, con los terminales de los otros devanados que quedan flotando (con la excepción de un neutro a tierra). La corriente de excitación se mide a la frecuencia nominal y generalmente a voltajes de hasta 10 kV. Los transformadores 3Ø se prueban aplicando un voltaje de prueba 1Ø a una fase a la vez. En la tabla 10 que se encuentra en la sección 7.2.11.2.4 se puede mostrar las mediciones requeridas para la prueba de corriente de excitación.

*Tabla 25: Tabla 10 de la norma IEEE C57.152™ – 2013: Medidas requeridas para la prueba actual de excitación.*

<b>LTC</b>	<b>MEDIDAS DE PRUEBA REQUERIDAS</b>
<b>PRESENTE</b>	Prueba en las posiciones del LTC: La mitad de las posiciones del LTC, neutro y un paso en la dirección opuesta. Ver nota 1, nota 2, nota 3.
<b>NO PRESENTE</b>	Posición de DETC que se dicta por las condiciones de servicio
<p>NOTA 1.- El DETC debe establecerse en la posición de toma de voltaje que dicta las condiciones de servicio para estas pruebas.</p> <p>NOTA 2.- la prueba actual de excitación no se afecta significativamente al cambiar las posiciones del grifo a menos que el cambio resulte en un cambio al circuito de excitación magnética. Por lo tanto, las posiciones del grifo anteriores son suficientes para demostrar el rendimiento aceptable, sujeto a los comentarios de la nota 3.</p> <p>NOTA 3.- algunos transformadores se diseñan con voltajes de paso desiguales. Si el voltaje de paso se utiliza para excitar un transformador auxiliar, tal como un reactor o autotransformador preventivo, la prueba de corriente de excitación adicional debe realizarse en la posición LTC voltaje máximo de excitación en el transformador auxiliar.</p>	

#### e. Medición de resistencia de devanados

##### NORMA:

De acuerdo con la norma IEEE C57.152™ – 2013, sección 7.2.7, los resultados generalmente se interpretan en base a la comparación de mediciones realizadas por separado en cada fase

de un devanado conectado en estrella o entre pares de terminales en un devanado conectado en triángulo. La comparación también se puede hacer con los datos originales medidos en la fábrica. Las resistencias entre fases deben estar dentro del 2% entre sí. El acuerdo dentro del 5% para cualquiera de las comparaciones anteriores generalmente se considera satisfactorio. Puede ser necesario convertir las mediciones de resistencia a valores correspondientes a la temperatura de referencia en el informe de prueba del reactor.

#### f. Medición de resistencia de aislamiento

##### NORMA:

De acuerdo con la norma IEEE C57.152™ – 2013, sección 7.2.6.2, para resistencia de aislamiento y pruebas de tierra involuntarias, el voltaje no debe exceder 1000 V.

*Tabla 26: Tabla 9 de la norma IEEE C57.152™ – 2013: Rangos típicos de resistencia de aislamiento para varias condiciones de aislamiento básico.*

TIPO DE EQUIPAMIENTO	RESISTENCIA BÁSICA DE AISLAMIENTO(MΩ)	CONDICIÓN DE AISLAMIENTO
Nuevo	>500	El fabricante será consultado para valores inferiores a 500 (MΩ) para el curso de acción adecuado.
	>100	Normal.
Servicio Envejecido	10 a 100	Indicativo de deterioro del aislamiento.
	<10	Necesita ser investigado.

#### g. Medición de respuesta de frecuencia

##### NORMA:

De acuerdo con la norma IEEE C57.152™ – 2013, sección 7.2.17, Anexo F.- Nos indica que las pruebas ARF ha sido impulsada por el deseo de detectar fallas mecánicas dentro de un transformador. Los modos de falla no son exclusivos de las variaciones geométricas dentro de un transformador y pueden incluir variaciones en el circuito magnético del núcleo y la resistencia de contacto. Las variaciones de la prueba ARF pueden ser causadas por un solo tipo de falla o una combinación de dos o más.

#### h. Medición de reactancia de dispersión

##### NORMA:

De acuerdo con la norma IEEE C57.152™ – 2013 ítem 7.2.12.3. La prueba equivalente trifásica se puede utilizar para ver el promedio de las tres fases y compararlas con los valores de la placa de identificación. Dado que se promedian las tres fases, se pueden enmascarar los resultados que podrían examinarse más de cerca en la prueba por fase. En general, las tres fases deben compararse muy bien. La diferencia en el promedio es la diferencia entre el resultado por fase de una sola fase y el promedio de los tres resultados por fase. Normalmente, la diferencia promedio no debe ser mayor al 3%.

#### i. Pruebas de TC's tipo bushings

##### NORMA:

De acuerdo con la norma IEEE C57.152™ – 2013 ítem 7.5.5 indica que se puede realizar una prueba de resistencia de aislamiento en cada BCT a tierra, se debe establecer el conjunto de prueba para una salida de 500 V.

Componente	Prueba	Transformador	Reactor	Regulador
Bujes	Capacidad	X	X	X
	Pérdida dieléctrica	X	X	X
	Factor de potencia (factor de disipación), C <sub>1</sub> y C <sub>2</sub> PF (DF)	X	X	X
	Descarga parcial	X	X	X
	Temperatura (infrarrojo)	X	X	X
	Nivel de líquido aislante	X	X	X
	Inspección visual	X	X	X

Ilustración 128: Cuadro de pruebas de diagnóstico a varios EP, fuente: IEEE C57.152™ – 2013.

#### j. Tomas de muestra de aceite para AFQ y DGA

##### NORMA:

De acuerdo con la norma ANSI NETA 2011, sección 7. 20.3.2, incisos:

7.- Retire una muestra de líquido aislante de acuerdo con ASTM D 923. La muestra se analizará para lo siguiente.

7.1.- Número de neutralización ácida: ANSI / ASTM D 974.

7.2.- Gravedad específica: ANSI / ASTM D 1298.

7.3.- Tensión interfaz: ANSI / ASTM D 971 o ANSI / ASTM D 2285.

7.4.- Color: ANSI / ASTM D 1500.

7.5.- Condición visual: ASTM D 1524.

7.6.- Agua en líquidos aislantes: ASTM D 1533. (Requerido en voltajes de 25 kV o más y en todas las unidades llenas de silicona).

7.7.- Mida el factor de potencia o el factor de disipación de acuerdo con ASTM D 924.

8.- Retire una muestra de líquido aislante de acuerdo con ASTM D 3613 y realice DGA de acuerdo con ANSI / IEEE C57.104™ o ASTM D3612.

Y De acuerdo con la sección 7. 20.3.3.2, incisos:

7.- Los valores del líquido aislante deben estar de acuerdo con la Tabla 100.4.

*Tabla 27: Tabla 100.4.1 de la norma ANSI NETA 2011: Límites sugeridos para el aceite aislante de clase I.*

<b>Prueba</b>	<b>NORMA ASTM</b>	<b>Valor aceptable por debajo de 69 kV</b>
Número de neutralización, mg KOH / g máximo	D 974	0.20
Gravedad específica (densidad relativa) @ 15°C máximo	D 1298	0.91
Tensión interfacial mN/m mínimo	D 971 o D 2285	25
Color	D 1500	3.5
Condición visual	D 1524	Brillante, claro y libre de partículas.
Contenido de agua, ppm máxima @ 60°C	D 1533	35
Factor de potencia a 25°C, %	D 924	0.5
Factor de potencia a 100°C, %	D 924	5.0

8.- Evaluar los resultados del análisis de gas disuelto de acuerdo con la norma ANSI / IEEE C57.104™.

Y De acuerdo con la norma IEEE Std C57.104™ – 2008, sección 9.4 Determinación de gases individuales presentes en la capa de gas El análisis de los gases individuales presentes en la capa de gas sobre el aceite se puede hacer utilizando ASTM D 3612, comenzando en la Sección 10 de esa norma.

Y De acuerdo con la norma ASTM D 3612 la detección mínima para los gases es:

Tabla 28: Análisis de Gases De acuerdo con la norma ASTM D 3612.

Componente	Límite de detección GAS (ppm)
CO <sub>2</sub>	0.4
Acetileno	0.2
Etileno	0.4
Etano	0.6
Hidrógeno	2
Oxígeno	< 25
Nitrógeno	< 25
Metano	0.2
CO	0.3

Otras pruebas que se realizan a las tomas de muestra para el análisis físico químico y análisis de gases disueltos según la ASTM son:

Tabla 29: Otras pruebas para el AFQ y DGA.

Prueba	NORMA ASTM	Parámetros referenciales
Punto de Inflamación	D 92	Mínimo 140°C
Viscosidad a 40°C	D 445	Máximo 12 cSt
Contenido de PCB's	USEPA SW-846	No contaminado < 50 ppm; Contaminado: 50 a 500 ppm; PCB's puro: ≥ 500 ppm
Azufre corrosivo	D 1275	Corrosivo: C; No Corrosivo: NC
Punto de anilina	D 611	Aceites nuevos ≈ 92°C

#### k. Medición de rigidez dieléctrica del aceite

##### NORMA:

De acuerdo con la norma ANSI NETA 2011, sección 7.20.3.2, inciso 7.1.- Tensión de ruptura dieléctrica: ASTM D 877.

Y De acuerdo con la sección 7. 20.3.3.2, inciso 7. - Los valores del líquido aislante deben estar de acuerdo con la Tabla 100.4.

*Tabla 30: Tabla 100.4.1 de la norma ANSI NETA 2011: Límites sugeridos para el aceite aislante de clase I.*

<b>Prueba</b>	<b>NORMA ASTM</b>	<b>Valor aceptable por debajo de 69 kV</b>
Ruptura dieléctrica	D 877	26

*Tabla 31: Tabla 100.4.2 de la norma ANSI NETA 2011: Límites sugeridos para líquidos aislantes de hidrocarburos menos inflamables.*

<b>Prueba</b>	<b>NORMA ASTM</b>	<b>Valor aceptable por debajo de 69 kV</b>
Tensión de ruptura dieléctrica, kV mínimo	D 877	24

*Tabla 32: Tabla 100.4.3 de la norma ANSI NETA 2011: Límites sugeridos para el líquido aislante de silicona envejecido en servicio.*

<b>Prueba</b>	<b>NORMA ASTM</b>	<b>Valor aceptable por debajo de 69 kV</b>
Tensión de ruptura dieléctrica, kV mínimo	D 877	25

*Tabla 33: Tabla 100.4.4 de la norma ANSI NETA 2011: Límites sugeridos para el fluido aislante de Tetracloroetileno envejecido en servicio.*

<b>Prueba</b>	<b>NORMA ASTM</b>	<b>Valor aceptable por debajo de 69 kV</b>
Tensión de ruptura dieléctrica, kV mínimo	D 877	26

## **A2.6 Pruebas Eléctricas A Transformadores De Corriente**

### **ACTIVIDADES:**

#### **a. Medición de factor de potencia del aislamiento**

Con la prueba de factor de potencia se determinan las pérdidas dieléctricas de los aislamientos de los devanados primario y secundario de los transformadores de instrumento.

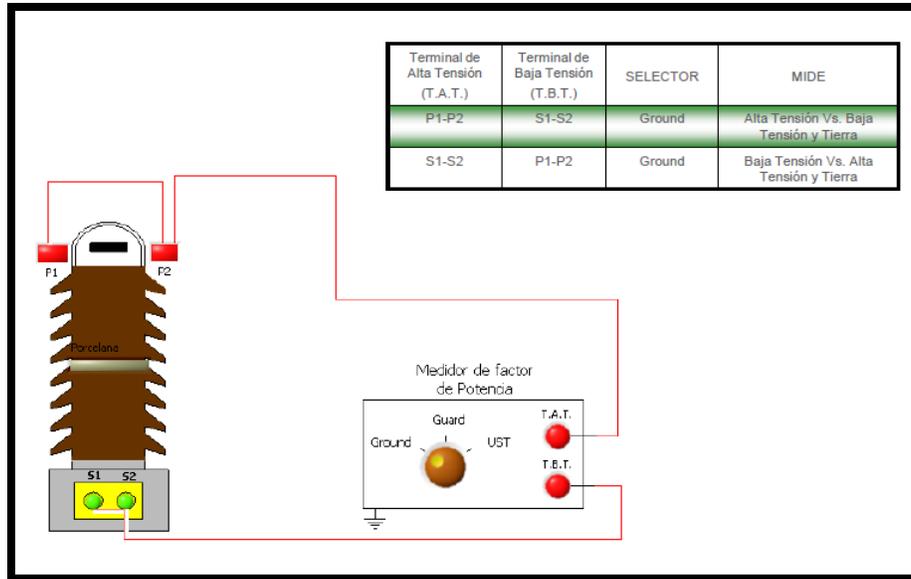


Ilustración 129: Pruebas de FP en los TC – Alta Tensión VS Baja Tensión y Tierra, fuente: (INTEC, 2004).

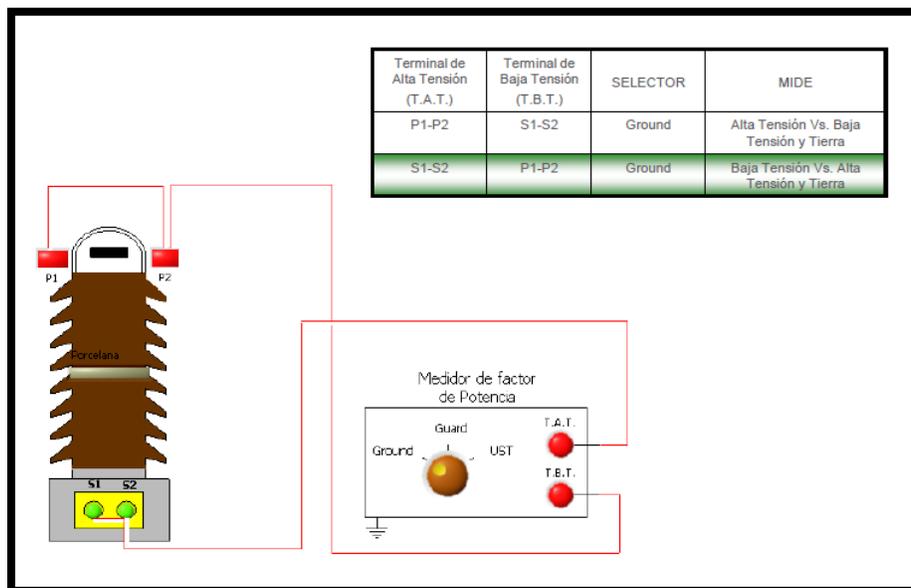


Ilustración 130: Pruebas de FP en los TC - Baja Tensión VS Alta Tensión y Tierra, fuente: (INTEC, 2004).

(INTEC, 2004, págs. 27-29)

**NORMA:**

De acuerdo con la norma ANSI NETA 2011, sección 7.10.2.1, inciso 9 nos indica que se debe medir el factor de potencia del aislamiento o el factor de disipación de acuerdo con el equipo de prueba o de medición.

De acuerdo con la norma IEC 60044-1, sección 11.2 y 12.5, se demostrará mediante una prueba directa en la que una corriente sustancialmente sinusoidal pasa a través del devanado primario con el devanado secundario conectado a una carga de magnitud igual a la carga nominal especificado por el fabricante (Dato de Placa de los TC), La carga secundaria utilizada para fines de prueba tendrá un factor de potencia de 0,8 de retraso, excepto que cuando la carga sea inferior a 5 VA, se utilizará un factor de potencia de 1,0. En ningún caso la carga de la prueba será inferior a 1 VA, el factor de potencia deberá dar entre 0,8 a 1 inductivo (ver anexo A, IS/IEC 60044-1: 2003). La prueba puede llevarse a cabo en un transformador similar al que se está suministrando, excepto que se puede usar aislamiento reducido, siempre que la misma disposición geométrica sea retenida.

#### **b. Medición de relación de transformación (TTR) y polaridad**

La prueba TTR aplica voltaje a un devanado de un transformador y detecta el voltaje que se genera en otro devanado en el mismo núcleo. En el caso de un TTR accionado por manivela de bajo voltaje, se aplican 8 VCA al devanado de bajo voltaje del transformador bajo prueba y un transformador de referencia en el conjunto TTR. Los devanados de alto voltaje del transformador bajo prueba y el transformador de referencia TTR están conectados a través de un instrumento de detección nulo. Después de establecer la polaridad a 8 V, cuando la lectura nula es cero, las lecturas del dial indican la relación del transformador bajo prueba.

En el caso de un equipo de prueba TTR electrónico, se aplica un voltaje (típicamente 80 V CA) al devanado de alta tensión del transformador bajo prueba. Se mide el voltaje generado en el devanado de bajo voltaje y se calcula la relación de voltaje entre los devanados alto y bajo. La relación de voltaje es proporcionalmente igual a la relación de vueltas. El TTR accionado por manivela, el TTR electrónico de mano y el TTR electrónico 3Ø se muestran en la siguiente ilustración.



Ilustración 131: TTR Tipo Manivela, fuente: (Gill, 2009).

(Gill, 2009, pág. 276)

**NORMA:**

De acuerdo con la norma ANSI NETA 2011, sección 7.10.2.1, inciso 3.- Realice una prueba de polaridad de cada transformador de corriente de acuerdo con ANSI / IEEE C57.13.1™, inciso 4.- Realice una prueba de verificación de relación utilizando el método de voltaje o corriente de acuerdo con ANSI / IEEE C57.13.1™.

De acuerdo con la norma ANSI NETA 2011, sección 7.10.3.2.1, incisos;

3. Los resultados de polaridad deben estar de acuerdo con las marcas del transformador.
4. Los errores de relación no deben ser mayores que los valores que se muestran en la Tabla 100.21.

Tabla 34: Tabla 100.21 de la norma ANSI NETA 2011 Precisión de transformadores de corriente IEC Clase TP Límite de Error.

Clase	Corriente Nominal		En condición de límite de precisión
	Error de relación (%)	Desplazamiento de fase mínimo	Error instantáneo pico (%)
TPX	± 0.5	± 30	10
TPY	± 1.0	± 60	10

TPZ	$\pm 1.0$	$180 \pm 18$	10 (Observar Nota)
Nota: Error de componente de corriente alterna.			

Hay cuatro clasificaciones TP diferentes para cumplir con los diferentes requisitos funcionales de la siguiente manera:

1. TPS es un diseño de flujo con baja fuga.
2. TPX es un TC de núcleo cerrado para el ciclo de trabajo especificado.
3. TPY es un TC para un ciclo de trabajo transitorio especificado con baja remanencia.
4. TPZ es un TC línea sin remanencia.

El límite de error para el TC o los TPS en términos de error de relación de giro es  $\pm .25\%$  y el voltaje de excitación en condiciones limitantes no debe ser inferior al valor especificado; Además, este valor es tal que un aumento del 10 por ciento en magnitud no da como resultado un aumento en la corriente excitante instantánea pico correspondiente superior al 100 por ciento. En otras palabras, el TC no debe estar en estado saturado al voltaje de operación máximo especificado.

Las condiciones límite de precisión se especifican en la placa de características. La información de la placa de características requerida se muestra en la tabla a continuación. (No se muestra la información obvia, como las corrientes primarias y secundarias nominales). De acuerdo con la norma IEEE Std C57.13.1™, sección 6.1 Prueba de relación. - Esta prueba no se basa en probar la precisión de la relación de los TC, al contrario, se basará en demostrar que la relación tal y como está instalada en el TC es como se especifica en su placa y que las conexiones sean las correctas.

De acuerdo con la sección 8.1 Prueba de relación con el método de voltaje. – El voltaje adecuado será asignado por debajo de la saturación y se aplica al devanado secundario y el voltaje primario es quien lea con un voltímetro de bajo rango de alta impedancia de 20 000  $\Omega/V$  o superior, tal como se muestra en la siguiente ilustración.

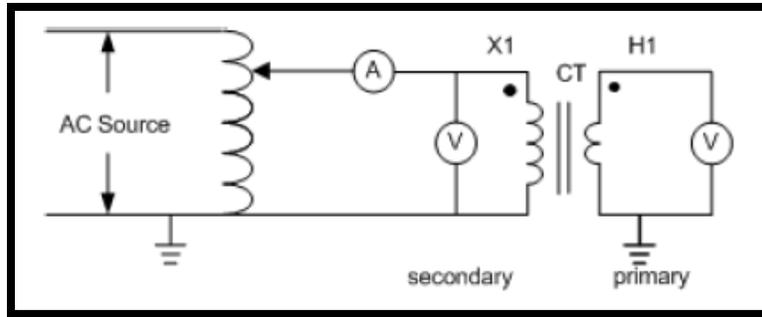


Ilustración 132: Prueba de relación por método de voltaje, fuente: IEEE Std C57.13.1™.

Como advertencia o precaución, en el caso de que los TC la relación sea muy alta, se deberá aplicar un voltaje de prueba con un valor de un voltio por vuelta, aún más bajo para evitar riesgos al personal y posibles daños a los equipos. La clase de precisión del relé ANSI no se debe exceder la tensión nominal durante la prueba.

Sección 6.2 Prueba de polaridad. – Esta prueba demuestra que la dirección predicha del flujo de corriente secundaria es correcta para una dirección asignada al flujo de corriente primaria. Esto es importante cuando las corrientes se suman, en comparación en modo diferencial eléctrica y/o magnéticamente, o donde se comparan las corrientes y voltajes en los IED o los relés de protección.

De acuerdo con la sección 9 Prueba de Polaridad. – Existen cuatro métodos aceptados para probar la polaridad de los TC, los cuales son:

9.1 Prueba de voltaje de Corriente Continua. - En esta prueba se usa una batería de Corriente Continua de 6 V a 10 V (generalmente de diseño tipo linterna) se conecta momentáneamente al secundario del TC con un miliamperímetro analógico o un mili voltímetro analógico y la momentánea desviación del miliamperímetro o mili voltímetro indicado. Si el terminal positivo de la batería es conectado al terminal X1 y el terminal positivo del miliamperímetro está conectado al terminal H1, como que se muestra en la siguiente ilustración y las marcas de polaridad son correctas, el medidor se desviará cuando la batería esté encendida conectado y desviará la escala descendente cuando se desconecte la batería. Esta prueba también es válida con la batería aplicada al primario y el medidor conectado al secundario. Está aconsejable desmagnetizar el TC que se prueba al imprimir voltaje de CC a través de un devanado. Si un TC de buje instalado en un transformador de potencia se está probando, conectando la batería a la alimentación terminales del transformador, los otros devanados en

la misma fase del transformador de potencia pueden tener que ser cortos en circuito para obtener una lectura.

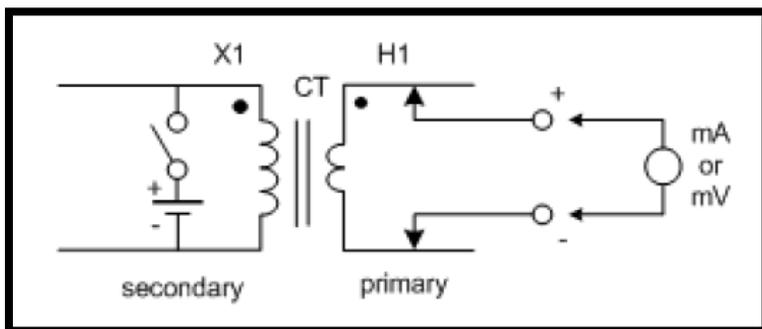


Ilustración 133: Prueba de polaridad con voltaje, fuente: IEEE Std C57.13.1™.

Como advertencia o precaución, podría llegar a generar un voltaje peligroso al desconectar la batería del devanado del transformador, para ello se puede conectar una resistencia en paralelo con el devanado del TC antes de desconectar la fuente de CC. El valor óhmico de la resistencia deberá estar en el rango de la resistencia de CC del devanado y debe ser de potencia adecuada, esto ayudará a evitar sobretensiones y arcos cuando la fuente de CC se desconecte, luego de unos segundos la resistencia se podrá desconectar. El uso de guantes de goma es extremadamente necesario al conectar y desconectar la batería.

9.2 Prueba de voltaje de Corriente Alterna: Osciloscopio. – Para esta prueba usamos un osciloscopio para verificar la polaridad del TC tal como se muestra en la siguiente ilustración.

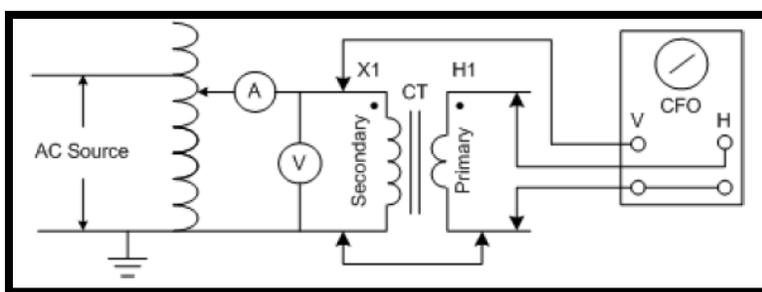


Ilustración 134: Prueba de polaridad con voltaje CA, fuente: IEEE Std C57.13.1™.

El método consiste en aplicar un voltaje de CA al devanado secundario y compararlo con el voltaje inducido en el devanado primario. Si el osciloscopio es de un solo canal el método preferible es aplicar un voltaje en el lado secundario de entrada vertical V y un voltaje primario a las terminales de entrada horizontal H con polaridades como está indicado en la ilustración. Si el osciloscopio es de doble canal, los voltajes primarios y secundarios deben

mostrarse en canales separados. Si las formas de onda resultantes están de acuerdo, como lo estarían cuando se aplica el mismo voltaje a ambos canales, la polaridad es correcta. Si el osciloscopio está calibrado, la relación de transformación de corriente puede obtenerse directamente midiendo la magnitud de las formas de onda de voltaje y multiplicándola por las constantes de escala del osciloscopio.

9.3 Método Actual. – Después de la prueba de relación de transformación, la polaridad se puede verificar conectando en paralelo el devanado secundario del TC de referencia con el devanado secundario del TC de prueba a través de dos amperios como se muestra en la siguiente ilustración.

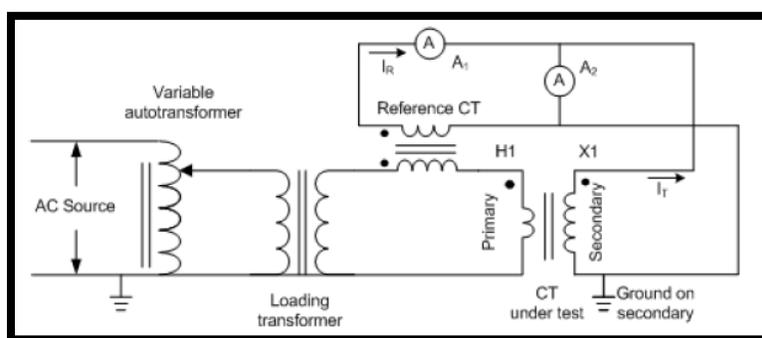


Ilustración 135: Prueba de polaridad con corriente alterna, fuente: IEEE Std C57.13.1™.

Si el amperímetro A2 está leyendo más alto que A1, la polaridad está de acuerdo con las marcas de terminal.

9.4 Método de ángulo de fase. – La medición del ángulo de fase también se puede utilizar para verificar la polaridad del TC. Dependiendo del instrumento de prueba, esto puede ser una lectura del medidor o como una luz que indica la polaridad correcta o inversa, o como un mensaje de texto en una pantalla.

9.4.1 Con voltímetro. – Si se aplica un voltaje de CA a un devanado del TC, el voltaje transformado aparece en el otro devanado. El voltaje secundario debe estar en fase con el voltaje del devanado primario, o rezagado en unos pocos grados. Por lo consiguiente el voltímetro que está conectado como se muestra en la siguiente ilustración debería leer 0 si el TC la relación es 1:1. Si la polaridad se invierte y la relación TC es 1:1, el voltímetro leería dos veces la entrada del voltaje, y el ángulo sería aproximadamente 180°.

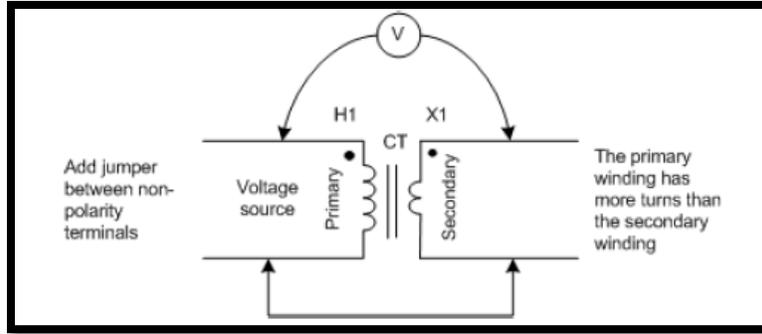


Ilustración 136: Prueba de polaridad con un voltímetro, fuente: IEEE Std C57.13.1™.

9.4.2. Con medidor de ángulo de fase. – Alternativamente, un voltaje de prueba de CA de magnitud menor que el voltaje de punto de rodilla del CT se puede conectar al devanado secundario del CT como se muestra en la Figura 7. El ángulo de fase entre los voltajes  $V_p$  y  $V$  se monitorea independientemente de la magnitud. Para una polaridad correcta, el ángulo de fase será casi cero ( $355^\circ$  a  $359^\circ$  son valores típicos). Para polaridad invertida, sería típica una lectura cercana a los  $180^\circ$ .

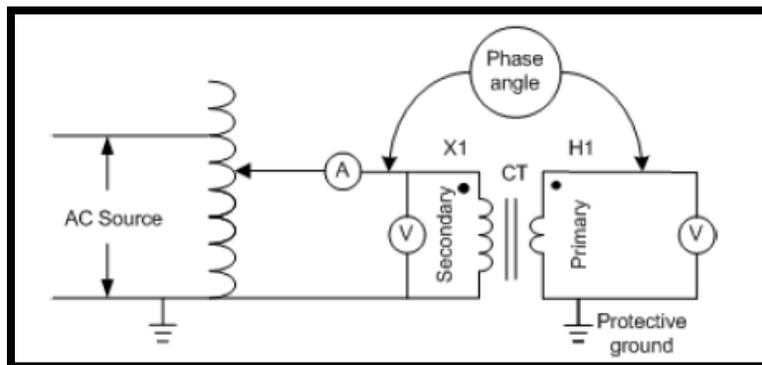


Ilustración 137: Prueba de polaridad con medidor de ángulo de fase, fuente: IEEE Std C57.13.1™.

9.4.3 Con otros instrumentos. – También hay instrumentos de prueba disponibles que pueden capturar y registrar los datos de prueba, así como graficar e imprimir automáticamente las pruebas de excitación, la relación y la polaridad. Sin embargo, aún depende del usuario determinar que todos los cables de prueba se han conectado correctamente con la observancia correcta de las polaridades de los cables de prueba. Tenga en cuenta que, en un interruptor automático, el conductor primario pasa a través de los TC, lo que puede ser una ventaja cuando el interruptor automático está cerrado.

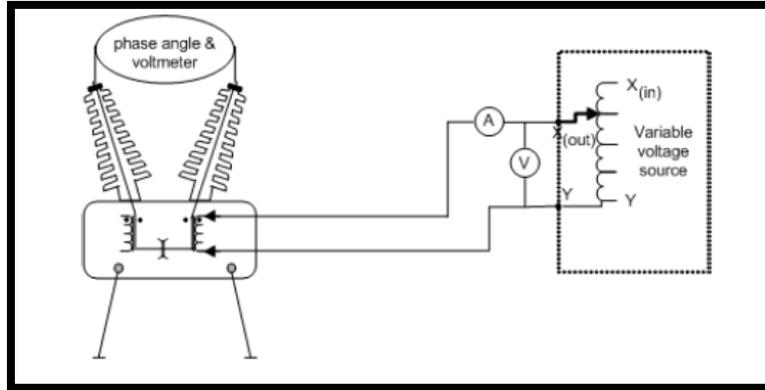


Ilustración 138: Prueba de polaridad, relación de espiras y excitación para un Bushing tipo TC, fuente: IEEE Std C57.13.1™.

Como advertencia o precaución, cuando se prueba un TC proporcionado en un entorno como se muestra en la ilustración anterior, se deben tomar precauciones para garantizar que el interruptor de potencia se ponga fuera de servicio abriendo las desconexiones apropiadas antes de realizar esa prueba.

### c. Medición de resistencia de aislamiento

El transformador de corriente debe soportar el voltaje operativo y las sobretensiones en la red. Los voltajes de prueba se especifican en las normas en relación con el voltaje del sistema. Estas pruebas mostrarán la capacidad de un transformador de corriente para soportar las sobretensiones que pueden ocurrir en la red. La prueba de impulso del rayo se realiza con una forma de onda de 1.2 / 50  $\mu$ s y simula una sobretensión del rayo. Para transformadores de corriente con un voltaje de sistema de 300 kV y más, la prueba de impulso de conmutación se realiza con una forma de onda de 250/2500  $\mu$ s simulando sobretensiones de conmutación. Se realiza como una prueba húmeda. Para voltajes por debajo de 300 kV, se realiza una prueba de frecuencia de potencia húmeda.

(ABB, 2019, págs. 36-37)

### NORMA:

De acuerdo con la norma ANSI NETA 2011, sección 7.10.2.1, incisos;

2.- Realice la prueba de resistencia de aislamiento de cada transformador de corriente y cableado a tierra a 1000 voltios DC por un minuto. Para unidades con componentes de estado sólido que no pueden tolerar lo aplicado voltaje, siga las recomendaciones del fabricante.

7.- Cuando corresponda, realice pruebas de resistencia de aislamiento en el devanado primario con el secundario conectado a tierra. Los voltajes de prueba deben estar de acuerdo con la Tabla 100.5.

De acuerdo con la norma ANSI NETA 2011, sección 7.10.3.2.1, inciso 2 y 7.- Los valores de resistencia de aislamiento de los transformadores de instrumentos no deben ser inferiores a los valores mostrados en la Tabla 100.5.

*Tabla 35: Tabla 100.5 de la norma ANSI NETA 2011: Pruebas de mantenimiento de resistencia de aislamiento de transformadores.*

Tipo de clasificación de bobina de transformador (voltios)	Voltaje mínimo de prueba de CC	Resistencia de aislamiento mínima recomendada (MΩ)	
		Llena de Líquido	Seco
0 – 600	1000	100	500
601 – 5000	2500	1000	5000
Mayor de 5000	5000	5000	2500

NOTA: Dado que la resistencia de aislamiento depende de la clasificación de aislamiento (kV) y la capacidad de devanado (kVA), los valores obtenidos deben compararse con los datos publicados por el fabricante.

De acuerdo con la norma IEEE Std C57.13.1™, sección 6.3 Prueba de resistencia de aislamiento. - El TC debe probarse para demostrar que el aislamiento de devanado a devanado y de devanado a tierra es satisfactorio.

De acuerdo con la sección 10. Pruebas de resistencia de aislamiento. - La resistencia de aislamiento entre el devanado TC y la tierra generalmente se verifica mediante el uso de instrumentos de prueba de aislamiento convencionales. Se pueden realizar las siguientes cinco pruebas:

- a) Terminal H1 y H2 conectados juntos a X1, X2 y chasis conectados juntos.
- b) Terminal X1 y X2 conectados juntos a H1, H2 y chasis conectados juntos.
- c) Terminal X1 y X2 conectados juntos a H1 y H2 conectados juntos.
- d) Terminal H1 y H2 conectados juntos al chasis.
- e) Terminal X1 y X2 conectados juntos al chasis.

Las pruebas de los incisos a y b, se pueden realizar para confirmar que la resistencia de aislamiento del TC es buena. Otra alternativa es realizar las pruebas de los incisos c, d y e,

en lugar de las pruebas a y b. Las conexiones para la prueba a se muestran en la siguiente ilustración.

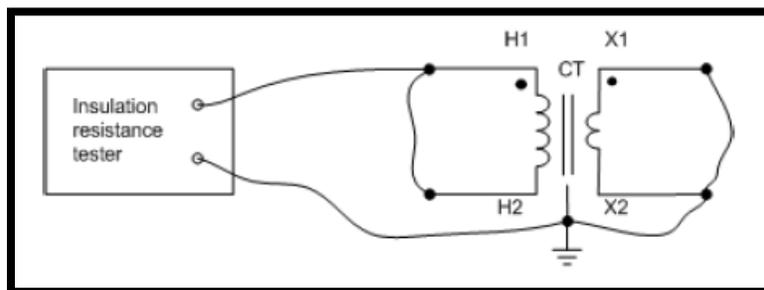


Ilustración 139: Prueba de resistencia de aislamiento fuente: IEEE Std C57.13.1™.

La resistencia medida debe compararse con la de dispositivos o circuitos similares. Las lecturas inferiores a las que se sabe que son buenas deben investigarse cuidadosamente. La resistencia de aislamiento mínima generalmente aceptada es de 1 MΩ. Una de las razones más comunes para lecturas bajas es la presencia de humedad. Se debe considerar secar el equipo y volver a probarlo antes de desmontarlo.

Como advertencia o precaución, cuando se realizan pruebas de aislamiento de alto voltaje, se debe tener cuidado de no exponer los relés / dispositivos de estado sólido al alto voltaje.

**d. Medición de resistencia de devanados secundarios**

La tensión asignada para soporta a frecuencia industrial de los devanados secundarios de ser de 3 kV en valor eficaz (Ramírez, 1991, pág. 284).

**NORMA:**

De acuerdo con la norma ANSI NETA 2011, sección 7.10.2.1, inciso 8.- Cuando corresponda, realice pruebas de tensión de resistencia dieléctrica en el devanado primario con el secundario conectado a tierra. Los voltajes de prueba deben estar de acuerdo con la Tabla 100.9 respectivamente.

Tabla 36: Tabla 100.9 de la norma ANSI NETA 2011: Transformador de instrumentos Pruebas dieléctricas Mantenimiento de campo.

Sistema Nominal (kV)	BIL (kV)	Voltaje de prueba de campo de prueba de resistencia dieléctrica periódica (kV)	
		AC	DC <sup>b</sup>
0.6	10	2.6	4

1.1	30	6.5	10
2.4	45	9.7	15
4.8	60	12.3	19
8.32	75	16.9	26
13.8	95	22.1	34
13.8	110	22.1	34
25	125	26.0	40
25	150	32.5	50
34.5	150	32.5	50
34.5	200	45.5	70
46	250	61.7	a
69	350	91.0	a
115	450	120.0	a
115	550	149.0	a
138	550	149.0	a
138	650	178.0	a
161	650	178.0	a
161	750	211.0	a
230	900	256.0	a
230	1050	299.0	a

a.- No se recomiendan pruebas periódicas de potencial de CC para transformadores de más de 34.5 kV.

b.- En algunas condiciones, los transformadores pueden ser sometidos a pruebas periódicas de aislamiento utilizando voltaje directo. En tales casos, la tensión directa de prueba no debe exceder la tensión alterna RMS original de prueba de fábrica. Las pruebas periódicas de voltaje directo no deben aplicarse a transformadores (de instrumentos) de una clasificación de voltaje superior a 34,5 kV.

De acuerdo con la norma IEC 60044-1, sección 8.3, el voltaje de prueba será aplicado durante 60 segundos a su vez entre los terminales en cortocircuito de cada sección del devanado, o

de cada devanado secundario y tierra. El voltaje de resistencia de frecuencia de potencia nominal para aislamiento de bobinados secundarios debe ser de 3 kV (RMS).

#### e. Medición de curva de saturación

Se pueden realizar pruebas de voltaje y corriente de excitación en los TC de clase C (devanado distribuido) y T (devanado no distribuido) para evaluar si el TC funciona correctamente y determinar si hay desviaciones. Para realizar esta prueba, se aplica un voltaje de CA al devanado secundario con el devanado primario en circuito abierto como se muestra en la siguiente ilustración.

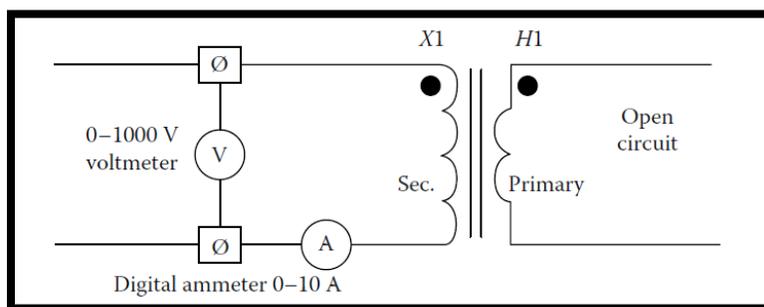


Ilustración 140: Circuito de prueba de excitación de una TC, fuente: (Gill, 2009).

El voltaje aplicado al devanado secundario varía, y se registra la corriente consumida por el devanado en cada valor de voltaje seleccionado. Se traza una curva del voltaje secundario versus la corriente para compararla con la curva de excitación (saturación) del fabricante original.

En la siguiente ilustración se muestra una variedad de curvas de excitación con diferentes relaciones de transformación en los TC. Las lecturas cerca de la rodilla de la curva de excitación son importantes al trazar esta curva. Para los TC de relación múltiple, se debe usar la toma más alta siempre que el transformador de corriente se pueda saturar en la toma seleccionada con el equipo de prueba disponible (Gill, 2009, págs. 505-507).

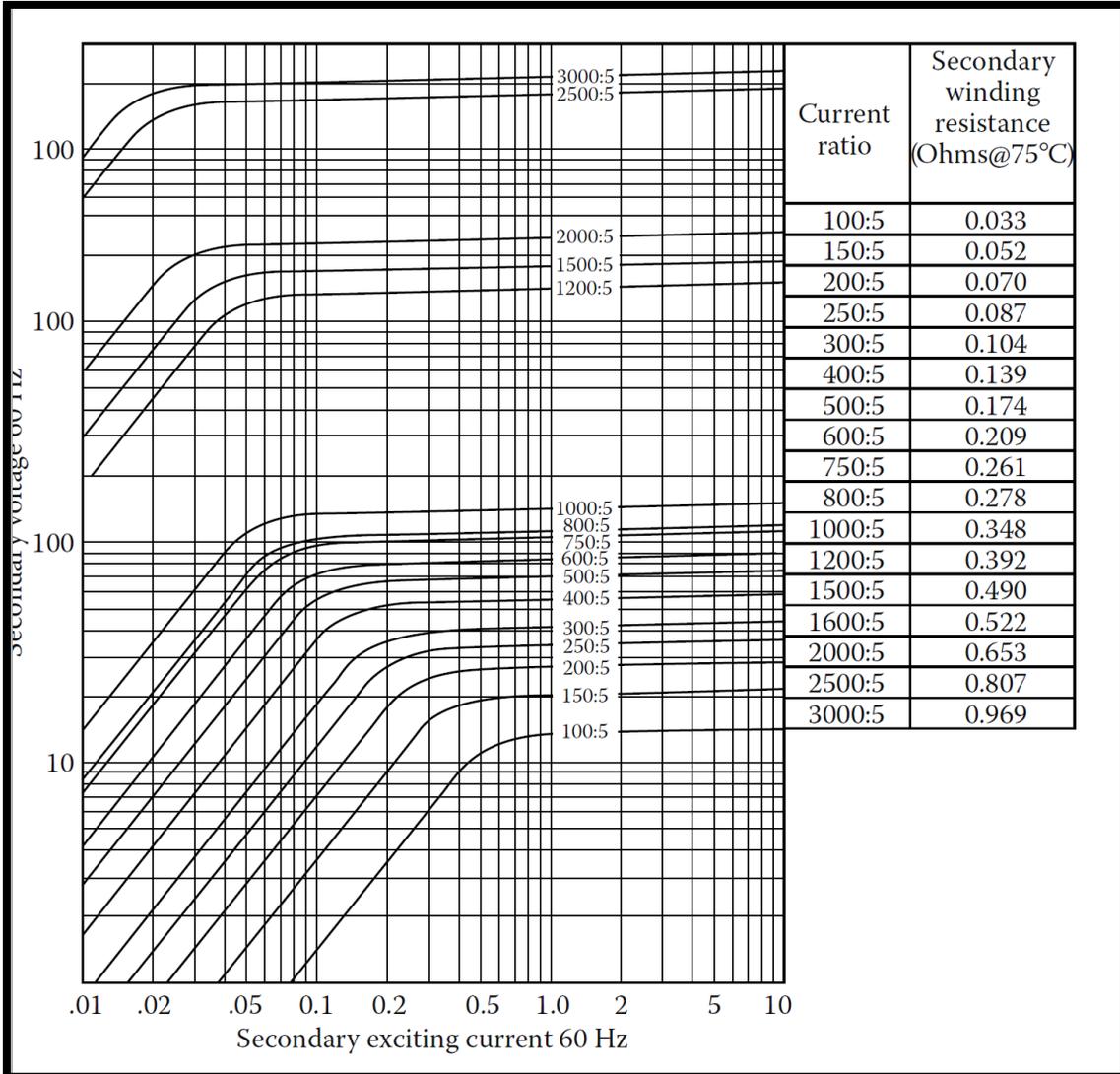


Ilustración 141: Curva de excitación típica para clase C, con distintas relaciones en los TC. (Cortesía de Instrument Transformers, Inc., Clearwater, FL.), fuente: (Gill, 2009).

**NORMA:**

De acuerdo con la norma IEEE Std C57.13.1™, sección 12 Prueba de excitación. - Se pueden realizar pruebas de excitación en los TC de clase C y T para permitir la comparación con datos publicados o datos medidos previamente para determinar si se han producido desviaciones. Se aplica un voltaje de prueba de CA al devanado secundario del TC mientras el devanado primario se deja abierto en circuito como se muestra en la siguiente ilustración.

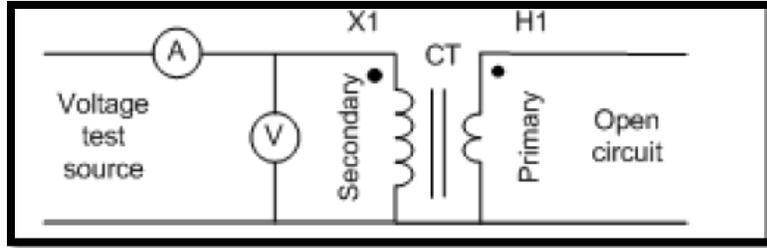


Ilustración 142: Prueba de excitación para obtener las curvas de saturación, fuente: IEEE Std C57.13.1™.

Es necesario desmagnetizar el TC antes de realizar esta prueba tal como lo indica en la sección 5.1.

La selección de instrumentos es sumamente importante para esta prueba. El amperímetro debe ser un instrumento en RMS. El voltímetro debe ser un voltímetro de lectura promedio, el voltímetro de respuesta promedio hará que el voltaje sea menos dependiente de los armónicos causados por la impedancia del devanado no lineal que se conecta a una fuente de impedancia finita. Debe calibrarse para dar la misma indicación numérica que un voltímetro RMS en el voltaje de onda sinusoidal. (ver anexo B, IEEE Std C57.13.1™ – 2006 para observar los diferentes instrumentos de medición).

Se debe investigar cualquier desviación sustancial de la curva de excitación para el TC bajo prueba de las curvas de TC similares o datos del fabricante. Las curvas de excitación típicas para una TC de tomas múltiples se muestran en la siguiente ilustración.

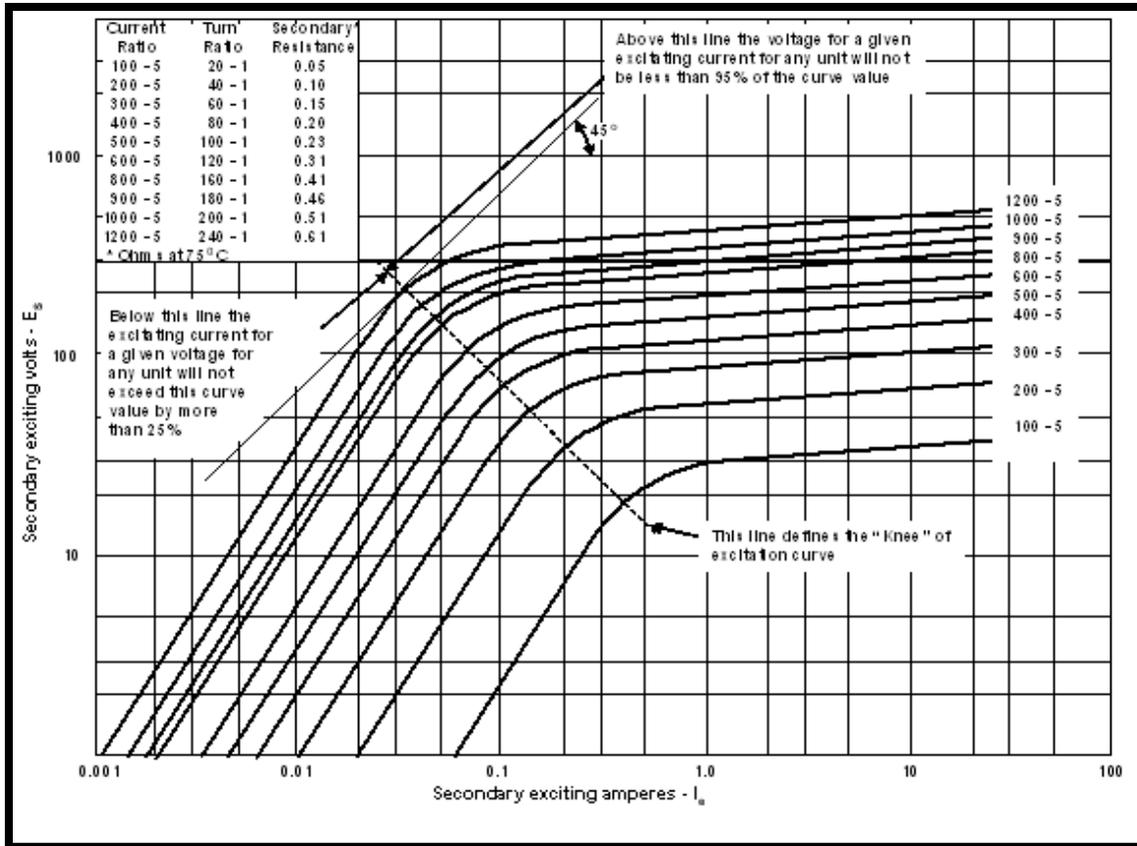


Ilustración 143: Curva de excitación típica para TC de relación múltiple de clase C, fuente: IEEE Std C57.13.1™ – 2006.

Como advertencia o precaución Si se aplica voltaje a una parte del devanado secundario, el voltaje en todo el devanado será proporcionalmente mayor debido a la acción del autotransformador. Los TC no deben permanecer energizados a voltajes por encima de la rodilla de la curva de excitación más tiempo del necesario para tomar lecturas.

## A2.7 Pruebas Eléctricas A Transformadores De Potencial

### ACTIVIDADES:

#### a. Medición de factor de potencia del aislamiento para TP inductivo

Los transformadores de voltaje inductivo son más económicos hasta un voltaje de sistema de aproximadamente 145 kV y transformadores de voltaje de condensador por encima de 145 kV.



*Ilustración 144: Transformador de voltaje inductivo, fuente: (ABB, 2019).*

(ABB, 2019, pág. 63)

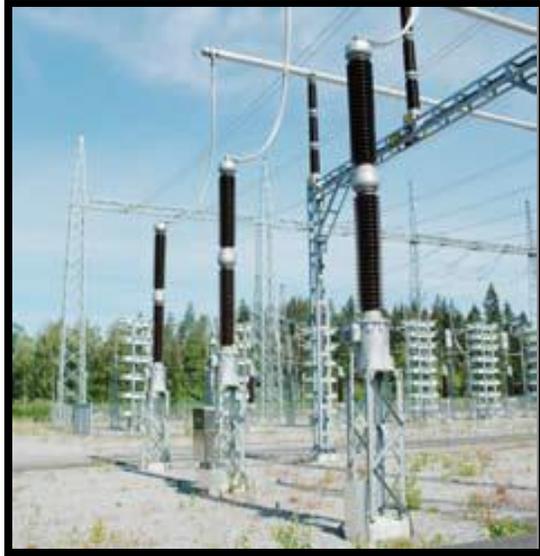
**NORMA:**

De acuerdo con la norma ANSI NETA 2011, sección 7.10.2.2, inciso 7.- Mida el factor de potencia de aislamiento o el factor de disipación de acuerdo con el equipo de prueba, Datos publicados por el fabricante.

Y De acuerdo con la sección 7.10.3.2.2, inciso 7.- Los valores del factor de potencia o del factor de disipación deben estar de acuerdo con los datos publicados por el fabricante. En ausencia de los datos publicados por el fabricante, use los datos publicados por el fabricante del equipo de prueba.

**b. Medición de factor de potencia del aislamiento para TP capacitivo**

Hay dos tipos de transformadores de voltaje de condensador en el mercado: tipos de capacitancia alta y baja. Con requisitos de precisión en diferentes condiciones de operación, como contaminación, perturbaciones, variaciones de la temperatura de frecuencia y respuesta transitoria, el tipo de alta capacitancia es la mejor opción. Un transformador de voltaje de condensador también se puede combinar con equipos PLC para la comunicación a través de la línea de transmisión de alto voltaje, también para voltajes inferiores a 145 kV (ABB, 2019, pág. 63).



*Ilustración 145: Transformador de voltaje capacitivo, fuente: (ABB, 2019).*

#### **NORMA:**

De acuerdo con la norma ANSI NETA 2011, sección 7.10.2.3, inciso 8.- Mida el factor de potencia de aislamiento o el factor de disipación de acuerdo con el equipo de prueba datos publicados por el fabricante.

Y De acuerdo con la sección 7.10.3.2.3, inciso 8.- Los valores del factor de potencia o del factor de disipación deben estar de acuerdo con los datos publicados por el fabricante. En ausencia de los datos publicados por el fabricante, use los datos publicados por el fabricante del equipo de prueba.

#### **c. Medición de relación de transformación**

La relación de transformación se define como la relación de vueltas o de los voltajes del primario al secundario, o también como la relación de corrientes del secundario al primario en los transformadores de instrumentos. Con esta prueba es posible detectar corto circuito entre las espiras o hallar falsos contactos, circuitos abiertos, entre otros (Gill, 2009, págs. 266-267).

#### **NORMA**

De acuerdo con la norma ANSI NETA 2011, sección 7.10.2.2 y 7.10.2.3, inciso 4.- Realice una prueba de relación de giro en todas las posiciones de toma, si corresponde.

Y De acuerdo con la sección 7.10.3.2.2 y 7.10.3.2.3, inciso 4.- De conformidad con IEEE C57.13™; 8.1.1 el error de relación debería ser el siguiente:

1. Aplicaciones de medición de ingresos: igual o inferior a  $\pm 0.1$  por ciento para relación y  $\pm 0.9$  MRAD (tres minutos) para el ángulo de fase.
2. Otras aplicaciones: igual o inferior a  $+1.2$  por ciento para relación y  $\pm 17.5$  mrad (uno grado) para el ángulo de fase.

**d. Medición de resistencia de aislamiento**

Para el caso de los devanados con tensión más elevada del material igual o superior a 300 kV, el nivel de aislamiento asignado es determinado por la tensión soportada asignada a la frecuencia industrial y al impulso tipo rayo, De acuerdo con la Tabla 8.14 (Ramírez, 1991, págs. 271-273).

*Tabla 37: Tabla 8.14 del libro (Ramírez, 1991): Nivel de aislamiento asignado para devanados primarios de transformadores con tensión máxima  $U_m \geq 300$  kV.*

<b>Tensión más elevada para material <math>U_m</math> [kV] (valor eficaz)</b>	<b>Tensión soportada asignada al impulso tipo maniobra <math>U_s</math> [kV] (valor pico)</b>	<b>Tensión soportada asignada al impulso tipo rayo <math>U_p</math> [kV] (valor pico)</b>
300	750	950
	850	1050
362	850	1050
	950	1175
420	1050	1300
	1050	1425
525	1050	1425
	1175	1550
765	1425	1950
	1550	2100

Notas:

- 1.- Para instalaciones expuestas es recomendable seleccionar el nivel de aislamiento más elevado.
- 2.- Como las tensiones de prueba para niveles de 765 kV no han sido aún establecidas, puede haber cambios en los niveles de aislamiento al impulso tipo rayo y al impulso tipo maniobra.

**NORMA:**

De acuerdo con la norma ANSI NETA 2011, sección 7.10.2.2 y 7.10.2.3, inciso 2.- Realice pruebas de resistencia de aislamiento durante un minuto, de devanado a devanado y cada devanado a tierra. Los voltajes de prueba se aplicarán de acuerdo con la Tabla 100.5. Para las unidades con componentes de estado sólido que no pueden tolerar el voltaje aplicado, siga las recomendaciones del fabricante.

Y De acuerdo con la sección 7.10.3.2.2 y 7.10.3.2.3, inciso 2.- Los valores de resistencia de aislamiento de los transformadores de instrumentos no deben ser inferiores a los valores que se muestran en la Tabla 100.5.

*Tabla 38: Tabla 100.5 de la norma ANSI NETA 2011: Pruebas de mantenimiento de resistencia de aislamiento de transformadores.*

Tipo de clasificación de bobina de transformador (voltios)	Voltaje mínimo de prueba de CC	Resistencia de aislamiento mínima recomendada (MΩ)	
		Llena de Líquido	Seco
0 – 600	1000	100	500
601 – 5000	2500	1000	5000
Mayor de 5000	5000	5000	2500

#### **e. Medición de resistencia de devanados secundarios**

La tensión asignada para soporta a frecuencia industrial de los devanados secundarios de ser de 3 kV en valor eficaz (Ramírez, 1991, pág. 274).

#### **NORMA:**

De acuerdo con la norma ANSI NETA 2011, sección 7.10.2.2 y 7.10.2.3, inciso 6.- Realice una prueba de tensión de resistencia dieléctrica en los devanados primarios con los devanados secundarios conectados a tierra. El voltaje dieléctrico debe estar de acuerdo con la Tabla 100.9. El voltaje de prueba se aplicará durante un minuto.

Y De acuerdo con la sección 7.10.3.2.2 y 7.10.3.2.3, inciso 6.- Si al final del tiempo total de la aplicación de voltaje no se observa evidencia de angustia o falla de aislamiento durante la prueba de voltaje de resistencia dieléctrica, se considera que los devanados primarios han pasado la prueba.

Tabla 39: Tabla 100.9 de la norma ANSI NETA 2011: Transformador de instrumentos Pruebas dieléctricas Mantenimiento de campo.

Sistema Nominal (kV)	BIL (kV)	Voltaje de prueba de campo de prueba de resistencia dieléctrica periódica (kV)	
		AC	DC <sup>b</sup>
0.6	10	2.6	4
1.1	30	6.5	10
2.4	45	9.7	15
4.8	60	12.3	19
8.32	75	16.9	26
13.8	95	22.1	34
13.8	110	22.1	34
25	125	26.0	40
25	150	32.5	50
34.5	150	32.5	50
34.5	200	45.5	70
46	250	61.7	a
69	350	91.0	a
115	450	120.0	a
115	550	149.0	a
138	550	149.0	a
138	650	178.0	a
161	650	178.0	a
161	750	211.0	a
230	900	256.0	a
230	1050	299.0	a

a.- No se recomiendan pruebas periódicas de potencial de CC para transformadores de más de 34.5 kV.

b.- En algunas condiciones, los transformadores pueden ser sometidos a pruebas periódicas de aislamiento utilizando voltaje directo. En tales casos, la tensión directa de prueba no debe exceder la tensión alterna RMS original de prueba de fábrica. Las pruebas periódicas de voltaje directo no deben aplicarse a transformadores de instrumentos de una clasificación de voltaje superior a 34,5 kV.

### **A2.8 Pruebas Eléctricas A Pararrayos**

#### **ACTIVIDADES:**

##### **a. Medición de factor de potencia del aislamiento**

La mayoría de los pararrayos de estación y de clase intermedia son de diseño de unidad, donde los elementos de espacio y válvula están encerrados en una sola carcasa de porcelana. Estos emplean una serie de elementos de separación con resistencias de derivación para proteger los espacios y proporcionar una distribución de voltaje uniforme a través de los espacios individuales y la unidad. El descargador tiene características eléctricas, como corriente de graduación de CA y pérdida dieléctrica, que es medible. La falla de los pararrayos puede atribuirse a varias causas, tales como unidades dañadas, defectuosas o contaminadas, rayos, sobretensiones de larga duración debido al cambio y la aplicación incorrecta. Los pararrayos tienen baja capacitancia y la experiencia ha demostrado que la medición de la pérdida dieléctrica es efectiva para detectar pararrayos defectuosos, contaminados y deteriorados. La pérdida dieléctrica indica la condición mecánica y las cualidades aislantes del pararrayos. Los pararrayos pueden consistir en unidades individuales o conjuntos dependiendo de la aplicación para una clasificación de equipo dada. Los pararrayos se prueban como unidades individuales para asegurar que la integridad mecánica y de aislamiento del pararrayos esté intacta para que pueda realizar su función prevista.

Antes de realizar cualquier prueba en los supresores, la línea conectada al supresor primero debe desenergizarse y conectarse a tierra, luego desconectarse de los supresores. Los conjuntos de pararrayos que consisten en unidades individuales se desconectan primero del bus y luego se prueban mediante el método GST como se muestra en la siguiente ilustración.

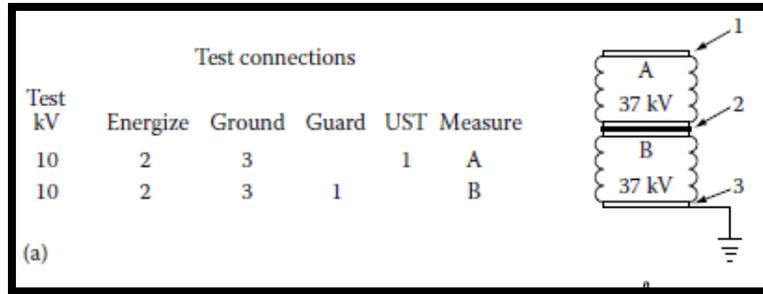


Ilustración 146: Medición del factor de potencia en pararrayos de dos unidades, fuente: (Gill, 2009).

Los conjuntos que constan de dos o más unidades se prueban utilizando una combinación del método GST y el método UST como se muestra en la siguiente ilustración.

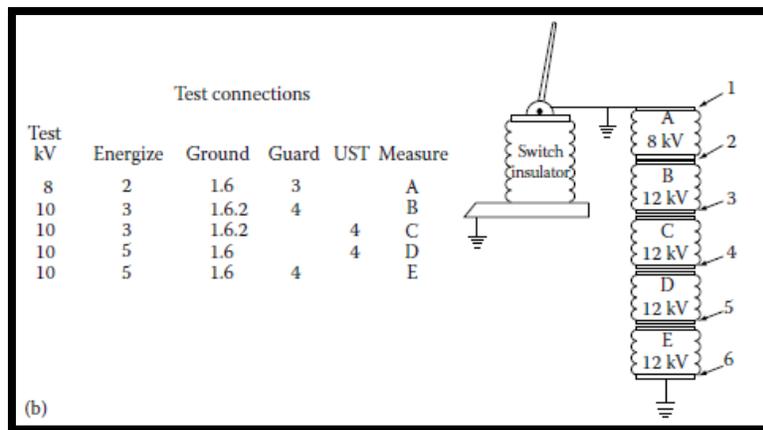


Ilustración 147: Medición del factor de potencia en pararrayos de varias unidades, fuente: (Gill, 2009).

En el caso de conjuntos de tres o más unidades por fase, solo es necesario des energizar la línea y conectar a tierra la parte superior de la pila del pararrayos. En este caso, el bus no necesita ser desconectado de la pila del descargador. Como los descargadores presentan características no lineales, las pérdidas pueden variar dependiendo de los voltajes de prueba aplicados. Para comparar las pérdidas dieléctricas de las distintas unidades, todas las pruebas deben realizarse a los voltajes prescritos. La siguiente tabla proporciona los voltajes recomendados para probar pararrayos (Gill, 2009, págs. 171-172).

Tabla 40: Tensiones de prueba recomendadas para pararrayos del libro (Gill, 2009).

Unidad de los pararrayos (kV)	Potencial de prueba (kV)
3.0	2.5
4.5	4.0
6.0	5.0

7.5	7.0
9.0	7.5
12 y más	10.0

**NORMA:**

De acuerdo con la norma IEEE Std C62.11™, sección 8.5.2.1.- Determinación de relación de transformación – Factor de Potencia. – Se debe calentar las muestras a  $115^{\circ}\text{C} \pm 2^{\circ}\text{C}$  y energiza al voltaje de funcionamiento continuo máximo durante 1000 horas, excepto lo siguiente:

- a) Las muestras de pararrayos sumergidas en líquido se calentarán en aceite mineral aislante que cumpla con los requisitos de la norma ASTM D3487-00 y se energizarán al voltaje de funcionamiento continuo máximo durante un período de 7000 h.
- b) Las muestras de pararrayos de frente muerto se calentarán y energizarán al voltaje de funcionamiento continuo máximo durante un período de 2000 horas.

A  $115^{\circ}\text{C} \pm 2^{\circ}\text{C}$ , mida la disipación de potencia de la muestra (pérdida de potencia) a la tensión máxima de funcionamiento continuo y a la tensión del ciclo de trabajo de 2 a 5 horas después del inicio de la prueba y al final del período de prueba mientras aún está energizado. El período de prueba puede extenderse hasta 100 h solo para fines de prueba. El tiempo total utilizado para elevar desde el voltaje de operación continuo máximo hasta la clasificación de voltaje del ciclo de trabajo, tomar lecturas de potencia y bajar el voltaje al voltaje de operación continuo máximo no debe exceder los 5 minutos.

Para cada elemento de la válvula, determine la relación de la disipación de potencia (pérdida de potencia) al final del período de prueba a la disipación de potencia inicial después de 2 a 5 horas al voltaje de funcionamiento continuo máximo y al voltaje del ciclo de trabajo. Para cada elemento de válvula, divida el final de la lectura del período por la lectura de 2 a 5 horas. La relación de potencia máxima determinada a partir de los tres elementos de válvula se utilizará para determinar el voltaje de operación continuo máximo elevado y los factores de clasificación de voltaje del ciclo de trabajo.

**b. Medición de resistencia de aislamiento**

Es el valor máximo de la tensión aplicada (para una forma de onda especificada) que no genera un arco en el descargador. A diferencia de otros equipos, los descargadores están

diseñados para descargar internamente y la tensión en el revestimiento no puede sobrepasar nunca los niveles de protección. Así, el aislamiento externo está auto protegido si su resistencia es superior a los niveles de protección corregidos para la altitud de instalación (Technologies Power, 2005, págs. 1-5). Las normas especifican los siguientes factores de seguridad adicional, excepto corrección de altitud:

- IEC: 15% para impulsos cortos y 10% para impulsos largos (al nivel del mar)
- ANSI: 20% para impulsos cortos y 15% para impulsos largos (al nivel del mar)

**NORMA:**

De acuerdo con la norma ANSI NETA 2011, sección 7.19.2.2, inciso 2.- Realice pruebas de resistencia de aislamiento desde los terminales de fase a la caja durante un minuto. El voltaje de prueba y la resistencia mínima deben estar de acuerdo con los datos publicados por el fabricante. En ausencia de datos publicados por el fabricante, consulte la Tabla 100.1.

Y De acuerdo con la sección 7.19.2.3.2, inciso 2.- Los valores de resistencia de aislamiento deben estar de acuerdo con los datos publicados por el fabricante. En ausencia de datos publicados por el fabricante, use la Tabla 100.1. Deben investigarse los valores de resistencia de aislamiento inferiores a esta tabla o las recomendaciones del fabricante.

*Tabla 41: Tabla 100.1 de la norma ANSI NETA 2011: Valores de prueba de resistencia de aislamiento Aparatos y sistemas eléctricos.*

<b>Clasificación del equipo en voltaje nominal</b>	<b>Tensión de Prueba Mínima (DC)</b>	<b>Resistencia de aislamiento mínima recomendada (MΩ)</b>
250	500	25
600	1000	100
1000	1000	100
2500	1000	500
5000	2500	1000
8000	2500	2000
15000	2500	5000
25000	5000	20000
34500 y más	15000	100000

En ausencia de normas de consenso que se ocupen de pruebas de resistencia de aislamiento, el Consejo de Revisión de Normas de NETA sugiere los valores representativos anteriores.

### **A2.9 Pruebas Eléctricas A Transformadores De Servicios Auxiliares**

#### **ACTIVIDADES:**

##### **a. Medición de factor de potencia del aislamiento**

Los resultados generales de la prueba de FP para los transformadores de potencia y distribución llenos de aceite indican la condición de aislamiento de los devanados sólidos, aceite, barreras, bushings, etc. El valor total de FP para el aislamiento de bobinados individuales a tierra y entrelazados de petróleo moderno. Los transformadores llenos deben ser 0.5% o menos, corregidos a 20°C. Los transformadores de potencia envejecidos en servicio tendrán valores de FP algo más altos debido al envejecimiento normal, carga (calor) y tensión de tensión (Gill, 2009, págs. 146-148).

#### **NORMA:**

De acuerdo con la norma ANSI NETA 2011, sección 7.2.2.2, inciso 4. - Realice pruebas de factor de potencia de aislamiento o de factor de disipación en todos los devanados de acuerdo con los datos publicados por el fabricante del equipo de prueba.

Y De acuerdo con la sección 7.2.2.3.2, inciso 4 Los valores máximos de factor de potencia / factor de disipación de los transformadores llenos de líquido corregidos a 20°C deben estar de acuerdo con los datos publicados por el fabricante del transformador. Los valores representativos se indican en la Tabla 100.3.

*Tabla 42: Tabla 100.3 de la norma ANSI NETA 2011: Valores de prueba de mantenimiento Factor de disipación recomendado / Factor de potencia a 20 C Transformadores, reguladores y reactores llenos de líquido.*

	<b>Máximo de aceite</b>	<b>Porcentaje máximo</b>	<b>Tetracloroetileno Máximo</b>	<b>Máximo hidrocarburo de alto punto de incendio</b>
<b>Transformadores de Potencia</b>	1.0%	0.5%	3.0%	2.0%
<b>Transformadores de Distribución</b>	2.0%	0.5%	3.0%	3.0%

En ausencia de estándares de consenso relacionados con los valores de disipación de transformadores / factor de potencia, el Consejo de Revisión de Estándares de NETA sugiere los valores representativos anteriores. Los valores máximos para el aceite se basan en datos de Doble Engineering Company.

De acuerdo con la norma IEEE Std C57.12.90™ – 2015, sección 10.10.2. - El factor de potencia de aislamiento puede medirse mediante circuitos de puente especiales o mediante el método de VA-W. La precisión de la medición debe estar dentro del factor de potencia de aislamiento de  $\pm 0.25\%$ , y la medición debe realizarse a una frecuencia de 60 Hz o cerca de ella.

#### **b. Medición de factor de potencia de aceite dieléctrico**

Se espera que el FP del aceite nuevo bueno sea del 0.05% o menos a 20°C. El aceite usado en buenas condiciones debe tener un FP de 0.5% o menos a 20°C, y si el FP excede 0.5%, entonces el aceite se considera cuestionable para su uso continuo. El aceite con un FP superior al 1,0% a 20°C debe investigarse, reacondicionarse o reemplazarse. Un alto FP del aceite es una indicación de la presencia de contaminación, como humedad, carbono, ácidos, contaminantes polares, etc. (Gill, 2009, pág. 187).

#### **NORMA:**

De acuerdo con la norma IEEE Std C57.152™ – 2013, sección 7.2.14.8. - El líquido aislante más común para transformadores de potencia es el aceite mineral. Como tal, los dieléctricos aislantes primarios dentro de un transformador son aceite mineral y papel impregnado de aceite mineral. Este tipo de sistema de aislamiento tiene un historial de FP bien documentado. Dado que los transformadores de mayor voltaje están sujetos a mayores tensiones eléctricas, es razonable que tengan FP aún más bajos. Como se muestra en la Tabla 18, el límite normal de FP en servicio y nuevo para transformadores de potencia llenos de aceite mineral <230 kV es 0.5% FP a 20°C, y el límite normal y nuevo para transformadores  $\geq 230$  kV es 0.4%. Para ayudar a reducir el riesgo de fallas catastróficas, el límite de servicio de todos los transformadores llenos de aceite mineral es 1.0% FP a 20°C. Los FP entre 0.5% y 1.0% a 20°C requieren pruebas e investigaciones adicionales para confirmar que un problema no empeora. En algunos casos raros, la selección de materiales de baja calidad utilizados en la fabricación de transformadores puede conducir a mediciones de FP mayores que las mencionadas anteriormente. En estos casos, los usuarios finales deben discutir con los

fabricantes los FP aceptables. No se recomienda aumentar arbitrariamente los límites de FP porque se desconocen los materiales porque esto puede enmascarar un transformador degradante sin causa.

Tabla 43: Tabla 18 de la norma IEEE Std C57.152™ – 2013: Límite de antigüedad del servicio nominal y de servicio.

<b>Líquido Aislante</b>	<b>Niveles de voltaje (kV)</b>	<b>Límite del factor de potencia nominal</b>	<b>Límite de edad de servicio</b>
Aceite mineral	< 230	0.5%	1.0%
Aceite mineral	≥ 230	0.4%	1.0%
Éster natural	Todos	1.0%	1.0%

NOTA: Todos los FP se corrigen a 20°C, excepto los ésteres naturales, que en este momento de escribir la guía no tenían curvas de corrección de temperatura publicadas. Se necesita trabajo futuro para abordar este problema.

### c. Medición de relación de transformación (TTR)

Un transformador auxiliar extiende el rango de relación de los modelos 1Ø a 329.99: 1. La relación de vueltas es de 100: 1 y 200: 1, y tiene una precisión de ± 0.1%. El transformador auxiliar incluye todos los cables necesarios para la conexión al conjunto TTR y al transformador bajo prueba (Megger, Conjunto de prueba de relación de transformación del transformador, 2019).

#### **NORMA:**

De acuerdo con la norma ANSI NETA 2011, sección 7.2.2.2, inciso 3. - Realice pruebas de relación de espiras en la posición de toma designada.

Y De acuerdo con la sección 7.2.2.3.2, inciso 3. - Los resultados de la prueba de relación de vueltas no deben desviarse en más del medio por ciento de las bobinas adyacentes o de la relación calculada.

De acuerdo con la norma IEEE Std C57.12.00™ – 2015, sección 9.1.- Las relaciones de espiras entre devanados serán tales que, con el transformador sin carga y con el voltaje nominal en el devanado con el menor número de vueltas, los voltajes de todos los demás devanados y todas las conexiones de derivación deberán estar dentro del 0.5% de los voltajes de la placa de identificación. Sin embargo, cuando los voltios por vuelta del devanado

exceden el 0.5% del voltaje de la placa de identificación, la relación de vueltas del devanado en todas las conexiones de derivación debe ser al giro más cercano.

Para los devanados  $3\emptyset$  conectados en Y, esta tolerancia se aplica al voltaje de fase a neutro. Cuando el voltaje de fase a neutro no está marcado explícitamente en la placa de identificación, el voltaje nominal de fase a neutro se calculará dividiendo las marcas de voltaje de fase a fase por  $\sqrt{3}$ .

#### d. Medición de resistencia de devanados

Esta prueba mide la resistencia de CC de los cables y bobinados del transformador y se realiza con un ohmímetro de baja resistencia o un puente Kelvin. La resistencia del devanado cambiará debido a giros cortos, conexiones flojas o contactos deteriorados en los cambiadores de tomas. Uno de los problemas asociados con la medición de la resistencia de CC de un transformador es el circuito inductivo que debe energizarse. La inductancia debe cargarse y estabilizarse para permitir una lectura precisa. Los ohmímetros especiales de baja resistencia están disponibles específicamente para realizar esta prueba. En la siguiente ilustración se muestra un ohmímetro de baja resistencia hecho específicamente para medir la resistencia del devanado de transformadores (Gill, 2009, pág. 285).

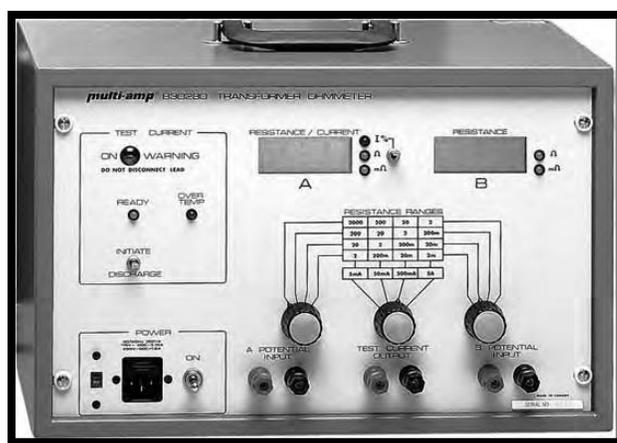


Ilustración 148: Transformador de baja resistencia ohmímetro, fuente: (Cortesía de Megger Inc., Valley Forge, PA).

#### NORMA:

De acuerdo con la norma ANSI NETA 2011, sección 7.2.2.2, inciso 7.- Mida la resistencia de cada devanado en la posición de derivación designada.

Y De acuerdo con la sección 7.2.2.3.2, inciso 7.- Los valores de resistencia al devanado corregidos por temperatura deben compararse dentro del uno por ciento de los resultados obtenidos previamente.

De acuerdo con la norma IEEE Std C57.152™ – 2013, sección 7.2.7.1. - La resistencia del devanado del transformador generalmente se mide mediante una de las siguientes técnicas: puente, el método de voltímetro-amperímetro o un micro ohmímetro. Cuando se usan puentes, se prefiere un puente Wheatstone para valores de resistencia de MΩ. Se prefiere un puente Kelvin o un micro ohmímetro para valores de resistencia de <1000 MΩ.

#### **e. Medición de resistencia de aislamiento**

Esta prueba se realiza a voltaje nominal o superior para determinar si hay caminos de baja resistencia a tierra o entre devanados a devanado como resultado del deterioro del aislamiento del devanado. Los valores de medición de prueba se ven afectados por variables como la temperatura, la humedad, el voltaje de prueba y el tamaño del transformador. Esta prueba debe realizarse antes y después de la reparación o cuando se realiza el mantenimiento. Los datos de la prueba deben registrarse para fines comparativos futuros. Los valores de prueba deben normalizarse a 20°C para fines de comparación. La regla general que se usa para valores aceptables para una energización segura es 1 MΩ por 1000 V de voltaje de prueba aplicado más 1 MΩ (Gill, 2009, págs. 106-107).

#### **NORMA:**

De acuerdo con la norma ANSI NETA 2011, sección 7.2.2.2, incisos:

2.- Realice pruebas de resistencia de aislamiento, de devanado a devanado y cada devanado a tierra. Aplique voltaje de acuerdo con los datos publicados por el fabricante. En ausencia de datos publicados por el fabricante, use la Tabla 100.5. Calcule el índice de polarización.

8.- Si se puede acceder a la correa de conexión a tierra del núcleo, retire y mida la resistencia de aislamiento del núcleo a 500 voltios CC.

Y De acuerdo con la sección 7.2.2.3.2, incisos:

2.- Los valores mínimos de resistencia de aislamiento del transformador deben estar de acuerdo con los datos publicados por el fabricante. En ausencia de datos publicados por el fabricante, use la Tabla 100.5. Deben investigarse los valores de resistencia de aislamiento inferiores a esta tabla o las recomendaciones del fabricante. El índice de

polarización se comparará con los resultados obtenidos previamente y no deberá ser inferior a 1,0.

8.- Los valores de aislamiento del núcleo deben ser comparables con los resultados obtenidos previamente, pero no menos de 1 MΩ a 500 voltios de CC.

*Tabla 44: Tabla 100.5 de la norma ANSI NETA 2011: Pruebas de mantenimiento de resistencia de aislamiento de transformadores.*

Tipo de clasificación de bobina de transformador (voltios)	Voltaje mínimo de prueba de CC	Resistencia de aislamiento mínima recomendada (MΩ)	
		Llena de Líquido	Seco
0 – 600	1000	100	500
601 – 5000	2500	1000	5000
Mayor de 5000	5000	5000	2500

NOTA: Dado que la resistencia de aislamiento depende de la clasificación de aislamiento (kV) y la capacidad de devanado (kVA), los valores obtenidos deben compararse con los datos publicados por el fabricante.

#### **f. Medición de rigidez dieléctrica del aceite**

La contaminación del aislamiento de aceite con agua aumenta las pérdidas dieléctricas en el aceite y al mismo tiempo reduce la rigidez dieléctrica del aislamiento. Debido al aumento de las pérdidas en el aislamiento del aceite con el tiempo, se degradará y finalmente fallará (Gill, 2009, págs. 39-41).

#### **NORMA:**

De acuerdo con la norma ANSI NETA 2011, sección 7.2.2.2, inciso 10.1.- Tensión de ruptura dieléctrica: ASTM D 877 y / o ASTM D 1816.

Y De acuerdo con la sección 7.2.2.3.2, inciso 10. - Los valores del líquido aislante deben estar de acuerdo con la Tabla 100.4.

*Tabla 45: Tabla 100.4.1 de la norma ANSI NETA 2011: Límites sugeridos para el aceite aislante de clase I.*

Prueba	NORMA ASTM	Valor aceptable por debajo de 69 kV
Ruptura dieléctrica	D 877	26

Tabla 46: Tabla 100.4.2 de la norma ANSI NETA 2011: Límites sugeridos para líquidos aislantes de hidrocarburos menos inflamables.

<b>Prueba</b>	<b>NORMA ASTM</b>	<b>Valor aceptable por debajo de 69 kV</b>
Tensión de ruptura dieléctrica, kV mínimo	D 877	24

Tabla 47: Tabla 100.4.3 de la norma ANSI NETA 2011: Límites sugeridos para el líquido aislante de silicona envejecido en servicio.

<b>Prueba</b>	<b>NORMA ASTM</b>	<b>Valor aceptable por debajo de 69 kV</b>
Tensión de ruptura dieléctrica, kV mínimo	D 877	25

Tabla 48: Tabla 100.4.4 de la norma ANSI NETA 2011: Límites sugeridos para el fluido aislante de Tetracloroetileno envejecido en servicio.

<b>Prueba</b>	<b>NORMA ASTM</b>	<b>Valor aceptable por debajo de 69 kV</b>
Tensión de ruptura dieléctrica, kV mínimo	D 877	26

#### **g. Tomas de muestra de aceite para AFQ y DGA**

Pruebas de mantenimiento de fluidos: las propiedades físicas, químicas y eléctricas se utilizan para evaluar los fluidos aislantes eléctricos nuevos y en servicio. Las pruebas de mantenimiento periódicas para equipos llenos de líquido FR3 deben seguir el mismo programa utilizado para los transformadores llenos con aceite de transformador convencional. Sin embargo, algunos indicadores de rendimiento de aceite mineral tradicionalmente aceptables pueden no aplicarse o tener valores diferentes para el FR3. Cuando se comparan las pruebas ASTM estándar y las especificaciones de aceite mineral con las de los ésteres naturales, se indica que muchas pruebas pueden requerir una consideración especial. La batería de pruebas se puede separar en rendimiento, calidad y diagnóstico. Estas pruebas se analizan a continuación.

El DGA es una de las muchas pruebas que se utilizan para controlar la salud de los transformadores de potencia llenos de aceite. Las pruebas de DGA fuera de línea se han llevado a cabo tradicionalmente utilizando análisis de DGA de laboratorio realizados a intervalos periódicos, como trimestral, semestral o anualmente. La DGA del aceite del transformador es el mejor indicador individual del estado general del transformador y se lleva a cabo sin dejarlo fuera de servicio. Esta es una práctica universal hoy que comenzó en serio en la década de 1960 (Gill, 2009, págs. 292-296).

**NORMA:**

De acuerdo con la norma ANSI NETA 2011, sección 7.2.2.2, incisos:

10.- Retire una muestra de líquido aislante de acuerdo con ASTM D 923. La muestra se analizará para lo siguiente.

10.1.- Número de neutralización ácida: ANSI / ASTM D 974.

10.2.- Gravedad específica: ANSI / ASTM D 1298.

10.3.- Tensión interfaz: ANSI / ASTM D 971 o ANSI / ASTM D 2285

10.4.- Color: ANSI / ASTM D 1500.

10.5.- Condición visual: ASTM D 1524.

10.6.- Agua en líquidos aislantes: ASTM D 1533. (Requerido en voltajes de 25 kV o más y en todas las unidades llenas de silicona).

10.7.- Mida el factor de potencia o el factor de disipación de acuerdo con ASTM D 924.

11.- Retire una muestra de líquido aislante de acuerdo con ASTM D 3613 y realice un análisis de gas disuelto (DGA) de acuerdo con ANSI / IEEE C57.104™ o ASTM D3612.

Y De acuerdo con la sección 7.2.2.3.2, incisos:

10.- Los valores del líquido aislante deben estar de acuerdo con la Tabla 100.4.

*Tabla 49: Tabla 100.4.1 de la norma ANSI NETA 2011: Límites sugeridos para el aceite aislante de clase I.*

<b>Prueba</b>	<b>NORMA ASTM</b>	<b>Valor aceptable por debajo de 69 kV</b>
Número de neutralización, mg KOH / g máximo	D 974	0.20

Gravedad específica (densidad relativa) @ 15°C máximo	D 1298	0.91
Tensión interfacial mN/m mínimo	D 971 o D 2285	25
Color	D 1500	3.5
Condición visual	D 1524	Brillante, claro y libre de partículas.
Contenido de agua, ppm máxima @ 60°C	D 1533	35
Factor de potencia a 25°C, %	D 924	0.5
Factor de potencia a 100°C, %	D 924	5.0

11.- Evaluar los resultados del análisis de gas disuelto de acuerdo con la norma ANSI / IEEE C57.104™ – 2008.

Y De acuerdo con la norma IEEE Std C57.104™ – 2008, sección 9.4 Determinación de gases individuales presentes en la capa de gas El análisis de los gases individuales presentes en la capa de gas sobre el aceite se puede hacer utilizando ASTM D 3612, comenzando en la Sección 10 de esa norma.

Y De acuerdo con la norma ASTM D 3612 la detección mínima para los gases es:

*Tabla 50: Análisis de Gases De acuerdo con la norma ASTM D 3612.*

<b>Componente</b>	<b>Límite de detección GAS (ppm)</b>
CO2	0.4
Acetileno	0.2
Etileno	0.4
Etano	0.6
Hidrógeno	2
Oxígeno	< 25
Nitrógeno	< 25

Metano	0.2
CO	0.3

Otras pruebas que se realizan a las tomas de muestra para el análisis físico químico y análisis de gases disueltos según la ASTM son:

*Tabla 51: Otras pruebas para el AFQ y DGA.*

<b>Prueba</b>	<b>NORMA ASTM</b>	<b>Parámetros referenciales</b>
Punto de Inflamación	D 92	Mínimo 140°C
Viscosidad a 40°C	D 445	Máximo 12 cSt
Contenido de PCB's	USEPA SW-846	No contaminado < 50 ppm; Contaminado: 50 a 500 ppm; PCB's puro: ≥ 500 ppm
Azufre corrosivo	D 1275	Corrosivo: C; No Corrosivo: NC
Punto de anilina	D 611	Aceites nuevos ≈ 92°C

### **A3.- ALGORITMOS MATEMÁTICOS Y ESTADÍSTICOS**

Enlace WEB:

<https://drive.google.com/open?id=13IwVflgYbIILiQWip94861UrhxY5X8q>

### **A4.- MANUAL DEL USUARIO DE LA APLICACIÓN**

Enlace WEB:

<https://drive.google.com/open?id=1Xi61i1OoDbvJEo-Lu1q2NREPByLgCwWW>

### **A5.- CODIFICACIÓN DE LA APLICACIÓN**

CODIFICACIÓN DEL PROGRAMA PRINCIPAL

Enlaces WEB:

\*.m:

<https://drive.google.com/open?id=18KIVTwMkcKYTiQyTZZqYnnENWcMq3IIT>

\*.mlapp:

<https://drive.google.com/open?id=1I9TaQkAzGsT1RWK55iwHiO-T7kQQ7ZjL>

CODIFICACIÓN DEL MÓDULO:

INFORMACIÓN GENERAL Y EQUIPO DE MEDICIÓN

Enlaces WEB:

\*.m:

<https://drive.google.com/open?id=1anRKzqFhATsRIH8aSGi0OuJ5g3ajIqNv>

\*.mlapp:

<https://drive.google.com/open?id=1K-mePvIP1EILkex-I8RmIsko3zVajBD9>

CODIFICACIÓN DEL MÓDULO:

INFORMACIÓN DEL EQUIPO PRIMARIO Y RESULTADOS DE LAS PRUEBAS

Enlaces WEB:

\*.m:

<https://drive.google.com/open?id=1FtsAKMGQ2qzqfFMpp9pcxCcXmB243kMp>

\*.mlapp:

<https://drive.google.com/open?id=1gD7CDLkbxrQXrtq5UKLtcUrNjPXXpL-0>

CODIFICACIÓN DEL MÓDULO:

INFORMACIÓN DE TENDENCIAS DE LOS EQUIPOS PRIMARIOS

Enlaces WEB:

\*.m:

<https://drive.google.com/open?id=1R3Y987i4H71wGxH-TIEiLUZSXsZDMPbw>

\*.mlapp:

[https://drive.google.com/open?id=1u2B\\_vvjPcfwqOPnmm65BoyqLLmUpXXhQ](https://drive.google.com/open?id=1u2B_vvjPcfwqOPnmm65BoyqLLmUpXXhQ)

CODIFICACIÓN DEL MÓDULO:

INFORMACIÓN DE CONCLUSIONES,  
OBSERVACIONES Y RECOMENDACIONES

Enlaces WEB:

\*.m:

<https://drive.google.com/open?id=1Md4sDGgEuIPMks02d5Mc1d4MmgmBETol>

\*.mlapp:

[https://drive.google.com/open?id=1q\\_os80KXTQiv9zw8Ccn8-8jTTgs7urHC](https://drive.google.com/open?id=1q_os80KXTQiv9zw8Ccn8-8jTTgs7urHC)