

Universidad Nacional de Ingeniería

Facultad de Ingeniería Mecánica



TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

Análisis de las pruebas eléctricas de campo en transformadores de potencia para optimizar su tiempo de ejecución durante un corte de energía programado

Para obtener el título profesional de Ingeniero Mecánico Electricista

Elaborado por

Marcos Antonio Baldoceda Valverde

 [0009-0008-9902-8893](https://orcid.org/0009-0008-9902-8893)

Asesor

Dr. Ing. Javier Chávez Vívar

 [0000-0002-1979-4264](https://orcid.org/0000-0002-1979-4264)

LIMA – PERÚ

2024

Citar/How to cite	Baldoceda Valverde [1]
Referencia/Reference	[1] M. Baldoceda Valverde, " <i>Análisis de las pruebas eléctricas de campo en transformadores de potencia para optimizar su tiempo de ejecución durante un corte de energía programado</i> " [Trabajo de suficiencia profesional]. Lima (Perú): Universidad Nacional de Ingeniería, 2022.
Estilo/Style: IEEE (2020)	

Citar/How to cite	(Baldoceda, 2024)
Referencia/Reference	Baldoceda, M. (2024). <i>Análisis de las pruebas eléctricas de campo en transformadores de potencia para optimizar su tiempo de ejecución durante un corte de energía programado</i> . [Trabajo de suficiencia profesional, Universidad Nacional de Ingeniería]. Repositorio institucional Cybertesis UNI.
Estilo/Style: APA (7ma ed.)	

Dedicatoria

*A mis padres y a mis hermanas por la paciencia,
apoyo constante e incondicional que me
permitieron la realización del presente trabajo.*

Agradecimientos

A Dios por hacer posible este esfuerzo y deseo de triunfar en la vida.

A mi familia por todo lo que hicieron por mí.

Finalmente, a todos aquellos que participaron de manera directa e indirectamente en la elaboración y culminación de este trabajo de investigación.

Resumen

En el presente trabajo de investigación se realizó un análisis de las pruebas eléctricas de campo en los transformadores de potencia para optimizar el tiempo de ejecución durante un corte de energía programado.

Para analizar las pruebas eléctricas de campo (PEC) se consideraron todos los aspectos que involucran la ejecución del servicio de mantenimiento preventivo basado en las pruebas eléctricas de campo para el diagnóstico y evaluación de la condición de un transformador de potencia, como son la planificación del servicio, la gestión logística, la gestión de seguridad, el conocimiento del personal involucrado en la actividad, la tecnología de los equipos de medición empleados y la metodología de ejecución de las pruebas eléctricas. Se analizó la manera de cómo influye cada aspecto en la optimización del tiempo de ejecución de las pruebas eléctricas de campo a los transformadores de potencia.

En el compendio de este análisis se investigó las causas principales del retraso en la ejecución de las PEC de los transformadores de potencia, como también se analizó la efectividad de las PEC en los diferentes servicios realizados por una empresa especializada.

Palabras claves: Transformadores de potencia – Mantenimiento preventivo – Pruebas eléctricas de campo – Diagnóstico – Equipo de medición – Tiempo de ejecución – Retraso – Efectividad

Abstract

In the current research work, an analysis of the electrical field tests in power transformers was carried out to optimize the performance time during a programmed power outage.

To analyze the electrical field tests (PEC), all aspects that involve the performance of the preventive maintenance service based on the electrical field tests for the diagnostic and evaluation of the condition of a power transformer were considered, such as the planning of the service, logistics management, safety management, knowledge of the personnel involved in the activity, the technology of the measuring equipment used and the methodology for carrying out electrical tests. The way in which each aspect influences the optimization of the performance time of electrical field tests on power transformers was analyzed.

In the compendium of this analysis, the main causes of the delay in the performance of the PEC of the power transformers were investigated, as well as the effectiveness of the PEC in the different services performed by a specialized company.

Keywords: Power transformers – Preventive maintenance – Electrical field tests – Diagnostic – Measurement equipment – Performance time – Delay – Effectiveness

Introducción

El presente trabajo de investigación abarca seis capítulos donde se desarrolla el análisis de las pruebas eléctricas de campo en transformadores de potencia para optimizar el tiempo de ejecución durante un corte de energía programado.

En el Primer Capítulo, se desarrolla la introducción en donde se detallan las generalidades, la descripción del problema de investigación, los objetivos del estudio y los antecedentes investigativos del trabajo de investigación.

En el Segundo Capítulo se muestra el marco teórico y conceptual, abarcando conceptos como la definición de transformador, la clasificación de los transformadores, los componentes del transformador, el mantenimiento preventivo, las fallas internas y las pruebas eléctricas de campo en los Transformadores de Potencia para el desarrollo de la presente investigación.

En el Tercer Capítulo se desarrolla la hipótesis y operacionalización de variables, se plantea una hipótesis principal y se definen las variables dependiente e independiente de la presente investigación.

En el Cuarto Capítulo se describe la metodología de la investigación, donde se detalla el tipo de diseño de la investigación, la unidad de análisis y la matriz de consistencia del trabajo de suficiencia profesional.

En el Quinto Capítulo contiene el desarrollo del trabajo de investigación que comprende el análisis de las causas principales que generan los retrasos en la ejecución de las pruebas eléctricas de campo en los transformadores de potencia durante un corte de energía programado.

En el Sexto Capítulo se aborda el análisis y discusión de resultados de la investigación realizada en el capítulo anterior, también se analizó la efectividad de las pruebas eléctricas

de campo en los diferentes servicios realizados por una empresa especializada. Se proponen alternativas de optimización del desempeño del proceso de realización de las pruebas eléctricas de campo. Asimismo, se realiza la contrastación de hipótesis del trabajo de investigación.

Finalmente, se presentan las respectivas Conclusiones, Recomendaciones, Referencias Bibliográficas y Anexos utilizados para la elaboración del presente trabajo de investigación.

Tabla de Contenido

	Pág.
Resumen.....	v
Abstract.....	vi
Introducción.....	vii
Tabla de Contenido.....	ix
Capítulo I. Parte Introdutoria del trabajo.....	1
1.1. Generalidades.....	1
1.2. Descripción del Problema de Investigación.....	1
1.3. Objetivos del estudio.....	3
1.3.1. Objetivo General:.....	3
1.4. Antecedentes Investigativos.....	4
1.4.1. Investigaciones Internacionales.....	4
1.4.2. Investigaciones Nacionales.....	5
Capítulo II. Marco teórico y conceptual.....	8
2.1. Marco teórico.....	8
2.1.1. Definición de transformador de potencia.....	8
2.1.2. Clasificación de los transformadores.....	8
2.1.2.1. Por el tipo de núcleo.....	8
2.1.2.2. Por el número de fases.....	8
2.1.2.3. Por la clase de aislamiento.....	9
2.1.2.4. Por su operación.....	9
2.1.3. Componentes de los transformadores de potencia.....	9
2.1.3.1. Parte activa.....	9
2.1.3.2. Sistema de aislamiento.....	10
2.1.4. Mantenimiento preventivo.....	11
2.1.5. Fallas internas del transformador.....	11
2.1.5.1. Fallas en los devanados.....	11
2.1.5.2. Fallas en el núcleo.....	12

2.1.6. Pruebas eléctricas de campo en transformadores de potencia ...	12
2.2. Marco conceptual	15
Capítulo III. Hipótesis y operacionalización de variables	17
3.1. Hipótesis	17
3.2. Variables e indicadores	17
Capítulo IV. Metodología de la investigación	18
4.1. Tipo y diseño de la investigación.....	18
4.2. Unidad de análisis	19
4.3. Matriz de consistencia	20
Capítulo V. Desarrollo del trabajo de investigación.....	21
5.1. Causas de los retrasos durante la realización de las PEC	23
5.2. Diagrama Causa – Efecto	23
5.2.1. Personal	24
5.2.2. Equipamiento.....	25
5.2.2.1. Gestión Logística.	25
5.2.2.2. Equipos de medición.....	27
5.2.3. Gestión.....	29
5.2.3.1. Gestiones de seguridad antes, durante y después de las PEC. 29	
5.2.3.2. Gestión de Calibración y Mantenimiento de equipos de medición. 32	
5.2.4. Proceso	32
5.2.4.1. Metodología de realización de las PEC.....	32
Capítulo VI. Análisis y discusión de resultados.....	40
6.1. Análisis de la efectividad en la ejecución de las PEC a los Transformadores de Potencia	40
6.2. Análisis de los aspectos que influyen en el retraso de las PEC.....	41
6.2.1. Equipamiento.....	41
6.2.2. Personal	44
6.2.3. Gestión.....	46

6.2.4. Proceso	49
Si la etapa de planificación del trabajo se realiza de manera correcta, llegado el día del servicio no se presentarán dificultades que impidan la ejecución efectiva de las PEC. 50	
6.3. Propuestas de optimización	54
6.3.1. Capacitación para personal sobre mantenimiento de transformadores de potencia.	55
6.3.2. Utilización de nuevas tecnologías para la realización de las PEC.	55
6.3.3. Mejoramiento del procedimiento de las PEC a Transformadores de Potencia.	61
6.4. Prueba de Hipótesis	62
6.4.1. Planteamiento de la Hipótesis.....	62
6.4.2. Estadístico de Prueba	62
6.5. Discusión de Resultados	63
6.5.1. Resultados del análisis de la efectividad en la ejecución de las PEC a Transformadores de Potencia.....	63
6.5.2. Resultados del análisis de las causas de los retrasos de las PEC	64
Conclusiones.....	68
Recomendaciones.....	70
Referencias bibliográficas	71
Anexos	74

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 2.1: Partes del transformador y sus posibles fallas	14
Tabla 3.1: Indicadores de la variable independiente.	17
Tabla 4.1: Matriz de consistencia.....	20
Tabla 5.1: Lista de transformadores de potencia intervenidos	22
Tabla 5.2: Tipos de causas en el retraso de las PEC.....	23
Tabla 5.3: Lista de equipos de medición.....	28
Tabla 5.4: Tiempos promedios de realización de las pruebas eléctricas estándar de campo en un transformador de potencia	34
Tabla 5.5: Tiempos promedios de realización de las pruebas eléctricas totales de campo en un transformador de potencia	35
Tabla 5.6: Mediciones para un transformador de potencia de dos devanados.....	36
Tabla 5.7: Mediciones para un transformador de potencia de tres devanados.....	37
Tabla 6.1: Cuadro de análisis de la efectividad de las PEC en los transformadores de potencia	41

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 5.1: Diagrama de causa-efecto del retraso en la realización de las PEC	24
Figura 6.1: Valoración de los equipos de medición para realización de las PEC....	42
Figura 6.2: Valoración de las herramientas, equipos y recursos para las PEC.....	43
Figura 6.3: Valoración de la utilización de la tecnología en las PEC	44
Figura 6.4: Valoración de la cantidad de personal en las PEC	46
Figura 6.5: Valoración de la capacitación al personal técnico en las PEC	47
Figura 6.6: Valoración de la gestión de seguridad	47
Figura 6.7: Valoración del mantenimiento preventivo de los equipos de medición..	48
Figura 6.8: Valoración de las calibraciones periódicas de los equipos de medición....	49
Figura 6.9: Valoración de la gestión de la supervisión	50
Figura 6.10: Valoración de la eficiencia de la planificación del trabajo.....	51
Figura 6.11: Valoración de las PETS sobre las PEC a transformadores.....	53
Figura 6.12: Valoración de la metodología de las pruebas eléctricas de campo	57
Figura 6.13: Valoración del soporte técnico durante las PEC.....	59
Figura 6.14: Concepto de conexión de TESTRANO 600	58
Figura 6.15: Vista de la ventana de pruebas del software PTM. Parte 1	59
Figura 6.16: Vista de la ventana de pruebas del software PTM. Parte 2.....	60
Figura 6.17: Resultados del estadístico de la prueba de hipótesis.....	62

Capítulo I. Parte Introductoria del trabajo

1.1. Generalidades

Los transformadores son componentes de suma importancia en los sistemas de potencia, y el mantenimiento que se les debe realizar a los transformadores de potencia es vital para prolongar su tiempo de vida útil y prevenir la presencia de fallas. Las pruebas eléctricas de campo en los Transformadores de Potencia son una herramienta clave en su mantenimiento preventivo para diagnosticar su condición.

Cuando se programa un corte de energía para el mantenimiento preventivo del transformador de potencia basado en las pruebas eléctricas de campo, las empresas especializadas en este tipo de servicio deben realizar de manera eficiente las pruebas eléctricas para optimizar el tiempo de ejecución de las mismas.

Bajo este contexto el presente trabajo de investigación pretende desarrollar un análisis de las causas principales que retrasan los tiempos de realización de las pruebas eléctricas de campo en los transformadores de potencia. Y de esta forma, conocer que aspectos se deben mejorar para conseguir la optimización del tiempo de ejecución durante un corte programado de energía.

1.2. Descripción del Problema de Investigación

Los retrasos en el tiempo de preparación y medición, así como retrasos en el tiempo general fuera de línea de los activos de alta tensión, no favorecen en minimizar el tiempo para las mediciones de diagnóstico en campo de los activos de alta tensión. Además, si es que no se cuenta con un equipo de prueba que sea fácil de utilizar y que funcione rápido, no se ahorrará tiempo. Por todo lo mencionado anteriormente, el tiempo de ejecución de pruebas eléctricas a equipos de alta tensión representa un desafío para las empresas especializadas en estos servicios, según lo indicado por OMICRON electronic GmbH.

(2017). "Subestaciones: Los retos de la puesta en servicio", Magazine Volumen 8 Número 2 [13].

Una tarea que requiere mucho tiempo son las pruebas de transformadores de potencia. De este modo, se necesita tiempo para: la configuración, el conexionado de los cables de medición y la medición de los parámetros de cada una de las pruebas. Lo descrito representa una problemática que impacta directamente para la culminación por completo de todas las pruebas eléctricas de campo en transformadores de potencia durante un corte energía programado, según lo indicado por OMICRON electronic GmbH. (2018). "Diagnóstico del transformador de potencia en un solo día", Magazine Volumen 9 Número 1 [14].

Según el trabajo de investigación de Salas Chamocho, D.D. (2013). "Diagnóstico, análisis y propuesta de mejora al proceso de gestión de interrupciones imprevistas en el suministro eléctrico de baja tensión. Caso: empresa distribuidora de electricidad en Lima" [18], si bien la energía eléctrica no representa una parte importante dentro del costo de producción, los costos que genera su ausencia son mayores. El impacto de la falta de energía eléctrica representa valores importantes.

Las empresas especializadas al no aplicar los procedimientos, los métodos y las buenas prácticas que le permitan ejecutar correctamente las PEC a los transformadores de potencia no conseguirán minimizar el tiempo de ejecución del servicio. Estas empresas estarán predispuestas a cometer errores durante el servicio si no conocen los procedimientos y la metodología adecuada, ocasionando retrasos que no permitirán completar el servicio en el tiempo programado del corte energía. Por lo mencionado anteriormente, el personal a cargo de la realización de las pruebas debe conocer el procedimiento de cada una de las pruebas, puesto que, si no se ocasionaría daños irreversibles tanto a las unidades de prueba, como al transformador de potencia, trayendo consigo costos muy elevados de reparación o reposición, según lo indicado por Astocóndor

Rabanal, E. (2018). "Implementación de manual de medición y análisis para transformadores eléctricos de potencia, utilizando maleta de pruebas multifunción y desarrollando aplicativo móvil" [3].

Si una empresa especializada no culmina con todas las PEC planificadas a realizar según las actividades descritas en la orden de servicio o contrato, incurrirá en el incumplimiento parcial del servicio que conllevará en la aplicación de un descuento, valorización o penalización del monto contractual del servicio por parte del cliente. Por consiguiente, representa una problemática para la empresa contratista que la Entidad contratante le aplique penalidades por incumplimiento, según indica el Reglamento de la Ley de Contrataciones del Estado [17].

Al no realizarse todas las PEC planificadas a un transformador de potencia no se obtendrá un diagnóstico completo de su condición actual, y será riesgoso si está en condición de pre falla. Un mal diagnóstico ocasionará que se realice un mantenimiento innecesario a un equipo que no lo necesita o peor aún que no se le realice a un equipo que está en malas condiciones, según lo indicado por Sánchez Chavarría, L. (2010). "Guía para la elaboración de ensayos de diagnóstico en campo a transformadores eléctricos de potencia" [19].

Por todo lo mencionado en los párrafos anteriores, se enuncia como problemática de este trabajo de investigación lo siguiente:

¿Qué factores generan retrasos en tiempo de ejecución de las pruebas eléctricas de campo a un transformador de potencia durante un corte de energía programado?

1.3. Objetivos del estudio

1.3.1. Objetivo General:

Desarrollar el análisis de las pruebas eléctricas de campo en los transformadores de potencia para optimizar el tiempo de ejecución durante un corte de energía programado.

1.4. Antecedentes Investigativos

Se han realizado diversos estudios, tanto de guías, manuales o protocolos sobre los instructivos de las pruebas eléctricas de campo a transformadores de potencia, como también del análisis, sistema o método de diagnóstico de la condición del transformador de potencia a partir de los resultados de las pruebas eléctricas de campo. A continuación, se realiza una breve descripción de algunas de ellas:

1.4.1. Investigaciones Internacionales

- Aguilar Herrera, O. (2012) en su trabajo de graduación “Mantenimiento Predictivo de Transformadores por Análisis tendencial de resultados de pruebas dieléctricas y aceites en Transformadores de Potencia del Departamento Central del INDE” [2], describe los diferentes tipos de pruebas dieléctricas y al aceite realizados a los transformadores de potencia. Asimismo, Aguilar presenta los resultados de las pruebas dieléctricas y al aceite, realizadas desde el año 1998 hasta el año 2008, ordenadas en tablas. Y finalmente, Aguilar realiza un análisis del estado del transformador en función de los resultados obtenidos tanto en las pruebas dieléctricas, como en las pruebas al aceite del transformador.
- Sánchez Chavarría, L. (2010) en su trabajo parcial para obtener el grado de bachiller en ingeniería eléctrica, titulada “Guía para la elaboración de ensayos de diagnóstico en campo a transformadores eléctricos de potencia” [19], realiza una guía para la realización de ensayos a los transformadores eléctricos de potencia de las subestaciones de distribución y generación de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A. Además, define los ensayos básicos, y las frecuencias a la que se deben realizar cada una para obtener un diagnóstico correcto del estado de los transformadores. Asimismo, Sánchez presenta los instructivos para cada una de las pruebas que se deben realizar a los

transformadores de potencia, como parte del mantenimiento predictivo. Adicionalmente, Sánchez propone los criterios de calificación para los resultados de cada prueba, y los métodos para el análisis y la interpretación de los resultados de los ensayos.

- Núñez Forestieri, J. (2004) en su tesis de grado previa a la obtención del título de Ingeniero en Electricidad, titulada “Guía para el mantenimiento de transformadores de potencia” [10], realiza una breve explicación de los componentes de un transformador de potencia en aceite. Asimismo, Núñez analiza los diferentes factores que influyen en el deterioro del sistema de aislamiento del transformador. Adicionalmente, Núñez expone el método de diagnóstico del estado del transformador mediante la cromatografía de gases. Posteriormente, Núñez presenta las pruebas de diagnóstico, que en el laboratorio o en el campo, permiten determinar el estado del transformador. Finalmente, Núñez propone una guía para el desarrollo y aplicación de un programa de mantenimiento preventivo periódico para transformadores de potencia en aceite, conjuntamente se analiza diferentes procedimientos y procesos útiles a la hora de realizar un mantenimiento correctivo del transformador.

1.4.2. Investigaciones Nacionales

- Flores Paredes, C. (2020) en su trabajo de investigación para obtener el grado académico de bachiller en ingeniería eléctrica, titulada “Propuesta de protocolo de pruebas eléctricas en campo para mejorar el diagnóstico del estado de los transformadores de potencia sumergidos en aceite en Empresa Minera – Arequipa, 2020” [8], propone un protocolo de pruebas eléctricas en campo que permita mejorar los métodos de diagnóstico de los transformadores de potencia en campo de forma efectiva.

- Astocóndor Rabanal, E. (2018) en su trabajo de suficiencia profesional para optar el título profesional de ingeniero mecánico electricista, titulada “Implementación de manual de medición y análisis para transformadores eléctricos de potencia, utilizando maleta de pruebas multifunción y desarrollando aplicativo móvil” [3], propone un manual que contiene unas guías con los protocolos necesarios para la ejecución de pruebas en transformadores. Adicionalmente, Astocóndor desarrolla un aplicativo móvil como una herramienta que permita reducir los tiempos tomados en mediciones y elaboración de informes.
- Quispe Carita, V. (2014) en su trabajo de tesis para optar el título profesional de ingeniero de sistemas, titulada “Sistema de diagnóstico de fallas incipientes en los transformadores de potencia eléctrica en la empresa de generación eléctrica San Gabán S.A. Puno - 2014” [16], presenta el desarrollo de un sistema de diagnóstico de fallas incipientes con el fin de optimizar en un 80% el diagnóstico de fallas incipientes de origen térmico, eléctrico y el deterioro normal para la prolongación de vida y el mantenimiento preventivo en los transformadores de potencia eléctrica. Este sistema lo desarrolla con la metodología de desarrollo de software ágil Scrum, para la inspección y adaptación de sucesivas iteraciones de incrementos potencialmente entregables de este. Además, Quispe presenta los resultados comparativos entre el diagnóstico del sistema y el resultado del especialista de los casos procesados de los transformadores tomados de la Empresa de Generación Eléctrica San Gabán y de una investigación publicada en la Comisión Internacional Electrotécnica (IEC-60599, 1999), fueron a partir de evaluación de los datos cromatográficos por tres metodologías de interpretación: Método de Rogers, Doernenburg y NBR 7274. Finalmente, Quispe aplica la moda estadística para demostrar que su sistema de diagnóstico es óptimo y acertado

en un 80 por ciento de los casos procesados en relación a los resultados obtenidos por un especialista.

Capítulo II. Marco teórico y conceptual

2.1. Marco teórico

2.1.1. Definición de transformador de potencia

Según CHEC Grupo EPM (2018). “Manual de Mantenimiento Preventivo – Predictivo – Correctivo para Trabajos con Tensión en Subestaciones y Líneas CHEC” [6], el transformador de potencia es el activo más importante de una subestación eléctrica; se basa en el fenómeno de la inducción electro magnética, dado que si se aplica una fuerza electromotriz alterna en el devanado primario, debido a la variación de la intensidad y sentido de la corriente alterna, se produce la inducción de un flujo magnético variable en el núcleo de hierro. Este flujo originará por inducción electromagnética, el surgimiento de una fuerza electromotriz en el devanado secundario. La tensión en el devanado secundario dependerá directamente del número de espiras que tengan los devanados y de la tensión del devanado primario.

2.1.2. Clasificación de los transformadores

Según Corrales León, J.C (1999) “Pruebas para la instalación, puesta en servicio, operación y mantenimiento de transformadores de potencia” [7], señala que los transformadores pueden clasificarse desde diferentes puntos de vista.

2.1.2.1. Por el tipo de núcleo.

- a) **Acorazado (Shell)**. Se caracteriza porque el núcleo es el que envuelve a las bobinas [7].
- b) **De columnas (Core)**. Su característica principal es que las bobinas envuelven al núcleo [7].

2.1.2.2. Por el número de fases.

- a) **Monofásicos**
- b) **Trifásicos**

2.1.2.3. Por la clase de aislamiento.

- a) **Transformadores secos.** Aislamiento en resina o papel y enfriamiento por contacto con el aire. Potencia hasta 5 MVA, 36kV [7].
- b) **Transformadores sumergidos en aceite.** Aislamiento y enfriamiento por medio de aceite mineral [7].
- c) **Transformadores sumergidos en gas.** Aislamiento y enfriamiento por medio de SF₆ [7].

2.1.2.4. Por su operación.

- a) **Potencia.** Es un transformador que transfiere energía eléctrica de cualquier parte del circuito entre el generador y los circuitos primarios de distribución. Normalmente los transformadores de potencia son de más de 500 kVA y más 34.5 kV [7].
- b) **Distribución.** Es un transformador para transferir energía eléctrica desde un circuito primario de distribución a un circuito secundario de distribución o circuito de servicio al consumidor. Normalmente los transformadores de distribución van hasta 500 kVA y hasta 34.5 kV [7].

2.1.3. Componentes de los transformadores de potencia

2.1.3.1. Parte activa.

a) Núcleo.

Según CHEC Grupo EPM (2018). “Manual de Mantenimiento Preventivo – Predictivo – Correctivo para Trabajos con Tensión en Subestaciones y Líneas CHEC” [6], el núcleo constituye el circuito magnético, que está formado por varias chapas u hojas de metal (generalmente material ferromagnético) que están apiladas una junto a la otra, sin soldar, similar a las hojas de un libro. La función del núcleo es mantener el flujo magnético confinado dentro de él y evitar que este fluya por el aire favoreciendo las pérdidas en el núcleo y reduciendo la eficiencia.

b) Devanados.

Según CHEC Grupo EPM (2018). “Manual de Mantenimiento Preventivo – Predictivo – Correctivo para Trabajos con Tensión en Subestaciones y Líneas CHEC” [6], los devanados constituyen el circuito eléctrico, se fabrican utilizando alambre de cobre o aluminio. Los conductores están formados por material aislante, que tienen diferentes características, según la tensión de servicio de la bobina y la temperatura de operación.

2.1.3.2. Sistema de aislamiento.

a) Aislamientos sólidos.

Según Corrales León, J.C (1999) “Pruebas para la instalación, puesta en servicio, operación y mantenimiento de transformadores de potencia” [7], los aislamientos sólidos de los transformadores de potencia están conformados principalmente por papel, cartón y madera; generalmente un 95% de estos aislamientos son papel “Kraft” y cartón (Press Board), los cuales tienen como principal componente la celulosa, la que desde el punto de vista químico está considerada como una cadena de glucosa.

b) Aislantes líquidos.

Briones Martínez, M.G. (2005) en su tesis de grado titulada “Análisis técnico y económico de la recuperación de los aceites dieléctricos con tierra fuller y descodificación de bobinados en transformadores” [5], refiere que los primeros diseños de los transformadores dependían del aceite mineral para proveer transferencia de calor y para mantener aisladas las partes energizadas. A medida que se desarrolló la utilización del aceite mineral se sabe que se cumple cuatro funciones que contribuyen con la operación del transformador.

Las cuatro funciones del aceite del transformador son:

- Actuar como un material dieléctrico y aislante.
- Proveer la transferencia de calor y actuar como un medio refrigerante.

- Proteger el aislamiento sólido y actuar como barrera entre el papel y los efectos dañinos del oxígeno y la humedad.
- Probar las condiciones internas del transformador y actuar como una herramienta de diagnóstico para evaluar el estado del aislamiento sólido.

2.1.4. Mantenimiento preventivo.

Desde la perspectiva de Boero, C. (2009). "Mantenimiento Industrial", el mantenimiento preventivo es también llamado "mantenimiento planificado" [4], y tiene lugar antes de que ocurra una falla o avería, se efectúa bajo condiciones controladas sin la existencia de algún error en el sistema. Se realiza a razón de la experiencia y pericia del personal a cargo, los cuales son los encargados de determinar el momento adecuado para llevar dicho procedimiento; el fabricante también estipula el momento adecuado a través de sus manuales técnicos.

2.1.5. Fallas internas del transformador

Según ABB (2007) en su "Manual del Usuario: Operación y Mantenimiento de Transformadores de Potencia" [1], las fallas internas en el transformador se dividen de la siguiente manera:

2.1.5.1. Fallas en los devanados

a) Cortocircuitos

Hay cortocircuitos entre las espiras, entre las fases y entre las bobinas. La mayoría de las fallas de los cortocircuitos se deben a tensión anormal en el pararrayos, y algunas se deben al deterioro del aceite de aislamiento y a la penetración de la lluvia. También algunos cortocircuitos se deben al deterioro por calor, causado por una fuerza mecánica electromagnética o por una carga excesiva anormal. En general, los cortocircuitos internos causan deformaciones graves en las bobinas, como efecto secundario [1].

b) Rompimiento de los terminales de los devanados

Los terminales de los devanados sufren daños por un exceso de corriente (cortocircuito externo, etc.) o por un rayo. También los accidentes de cortocircuito del sistema que se acumulan, causan daños en el soporte del bobinado, por su fuerza destructora mecánica repetida, que finalmente rompe los terminales [1].

c) Cortocircuito a tierra.

El voltaje de impulso o el deterioro del aislamiento causarán un cortocircuito a tierra del bobinado o de sus terminales al núcleo o al tanque [1].

Las fallas mencionadas se detectan fácilmente mediante un diagnóstico externo o una verificación eléctrica [1].

2.1.5.2. Fallas en el núcleo.

Hay fallas debidas a un aislamiento deficiente de los tornillos de afianzamiento del núcleo, o a un canal de enfriamiento de aceite obstruido, lo que causa un calentamiento excesivo del núcleo. Las fallas del núcleo se desarrollan lentamente. El aislamiento y el contacto a tierra deficientes ya mencionados, causan una corriente de cortocircuito parcial, un deterioro del aceite de los materiales de aislamiento en sus alrededores, los cuales gradualmente se convierten en fallas serias [1].

Una sujeción deficiente entre el núcleo y las bridas del bobinado causan una vibración perjudicial [1].

2.1.6. Pruebas eléctricas de campo en transformadores de potencia

Para Valles Bercia, M.A. (2007) "Procedimiento de supervisión y mantenimiento de transformadores de alta tensión 138 a 230 kV" [20], las pruebas eléctricas de campo son un conjunto de procedimientos que se realizan en el sitio sobre el equipo completo o partes de este, para determinar el estado en que se encuentra. Las pruebas eléctricas de campo realizadas al transformador forman parte del mantenimiento preventivo. Estas pruebas se denominan "pruebas offline" y se

realizan cuando el transformador esté fuera de servicio, debido a un corte de energía programado o ante una eventualidad.

Para conocer y localizar exactamente dónde está la falla o avería de un transformador de potencia se necesita realizar distintas pruebas eléctricas a cada parte del transformador (bornas, transformadores de corriente de borna, materiales de aislamiento, cables, OLTC, devanados, núcleo, disipadores de sobretensión).

La tabla 2.1 muestra las cuales son las pruebas eléctricas que se deben realizar en diferentes partes del transformador para detectar la falla con exactitud.

Tabla 2.1

Partes del transformador y sus posibles fallas

Parte	Fallas detectables	Capacitancia, factor de potencia / factor de disipación a 50/60 Hz	Impedancia de cortocircuito / reactancia de disipación	Relación de transformación	Corriente de excitación	Resistencia de devanado en CC	Factor de potencia/factor de disipación /prueba "tip-up"	Factor de potencia/factor de disipación de frecuencia variable	Respuesta en frecuencia de pérdidas de disipación	Resistencia dinámica	Medición de corriente y pérdidas de watts	Análisis de Respuesta dieléctrica	Análisis de Respuesta en Frecuencia	Análisis de descargas parciales	Análisis de transformador de corriente
Bornas	Rotura parcial entre capas potenciales de compensación, fisuras en el aislamiento con ligante de resina.	X						X				X		X	
	Envejecimiento y humedad.	X						X				X			
	Conexión defectuosa de la toma de medición.						X	X							
	Descargas parciales.						X							X	
	Pérdidas de aceite en una borna con relleno de aceite.										X				
TC de borna	Error de relación de corriente o de fase teniendo en cuenta la carga, remanencia excesiva, incumplimiento de la norma IEC o IEEE correspondiente.														X
Materiales de aislamiento	Humedad en el aislamiento sólido	X						X				X			
	Envejecimiento, humedad, contaminación de los fluidos de aislamiento	X						X				X			
	Descargas parciales.						X							X	
Cables	Problemas de contacto.					X							X		
	Deformación mecánica												X		
OLTC	Problemas de contacto en el selector de toma y en el interruptor de derivación.				X	X				X			X		
	Circuito abierto, espiras cortocircuitadas o conexión de alta resistencia en el transformador automático preventivo del OLTC, transformador automático serie o transformador serie				X	X							X		
	Problemas de contacto en el DETC				X	X							X		
Devanados	Cortocircuitos en devanados y entre espiras			X	X	X							X		
	Cortocircuito de hebras paralelas								X				X		
	Circuitos abiertos de hebras					X			X				X		
	Cortocircuito a tierra	X			X			X							
	Deformación mecánica	X	X					X					X		
	Problemas de contacto, circuito abierto					X							X		
Núcleo	Deformación mecánica	X						X					X		
	Conexión a tierra del núcleo flotante	X						X					X		
	Laminados del núcleo cortocircuitados				X								X		
Disipadores de sobretensión	Deterioro y envejecimiento									X					

Fuente: OMICRON electronic GmbH (2011). "Soluciones de diagnóstico para Transformadores de Potencia" [11].

2.2. Marco conceptual

- **Fase:** Es el término que se utiliza para referirse a una de las líneas o conductores de un circuito eléctrico, que está sometido a un nivel de tensión.
- **Tierra:** Es el término que hace referencia al potencial cero de un circuito eléctrico que se conecta a un sistema de puesta a tierra.
- **Prueba:** Es un ensayo o medición que se le realiza a un equipo o máquina eléctrica para diagnosticar su condición a partir de los valores obtenidos de las mediciones o ensayos realizados.
- **Aislamiento:** Es el material con propiedades dieléctricas que permiten aislar el conductor de una fase de los conductores de las otras fases o de la masa o la tierra del circuito eléctrico de un equipo o máquina eléctrica.
- **Conductor:** Es el alambre, cable o barra por donde circula la corriente eléctrica del circuito eléctrico de un equipo o máquina eléctrica.
- **Aislador:** Es el componente aislante diseñado para soportar un conductor y separarlo eléctricamente de otros conductores.
- **Equipo:** Es el instrumento de medición para la realización de las pruebas eléctricas a un equipamiento eléctrico de un sistema de potencia.
- **Frecuencia:** Es la inversa del periodo de la onda de sinusoidal de la tensión o voltaje de un sistema eléctrico, la cual se expresa en ciclos por segundo o Hertz (Hz).
- **Tensión:** Es una magnitud física que cuantifica la diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos, es también llamado voltaje.
- **Terminal:** Es la parte extrema del conductor de una de las fases de un equipo eléctrico que se conecta a un cable eléctrico.
- **Neutro:** Es el terminal o conductor con potencial cero de una configuración de trifásica del circuito o esquema eléctrico de una máquina eléctrica.

- **Diagnóstico:** Es la actividad que consiste en analizar los datos, parámetros y/o valores obtenidos de las pruebas y mediciones realizadas a un activo, con el fin de identificar y evaluar su condición.
- **Eficiencia:** Es realizar una tarea o actividad de manera correcta en la que se cumpla con el objetivo de la tarea, utilizando los recursos y el tiempo necesario para obtener un resultado deseado.
- **Efectividad:** Es la suma de la eficiencia y de la eficacia para alcanzar un resultado deseado, efectuando una tarea o actividad de manera correcta y optimizando los recursos y el tiempo previstos.

Capítulo III. Hipótesis y operacionalización de variables

3.1. Hipótesis

El análisis de las PEC en los transformadores de potencia permitirá optimizar el tiempo de ejecución durante un corte de energía programado.

3.2. Variables e indicadores

- a. **Variable Dependiente (VD):** Tiempo de ejecución durante un corte de energía programado.
- b. **Variable Independiente (VI):** Análisis de las pruebas eléctricas de campo en transformadores de potencia.

En la tabla 3.1 se desarrolla los indicadores de la variable independiente.

Tabla 3.1

Indicadores de la variable independiente.

VARIABLE INDEPENDIENTE	INDICADORES
VI: Análisis de las pruebas eléctricas de campo en transformadores de potencia.	<ul style="list-style-type: none">• Normas técnicas y estándares internacionales.• Capacitaciones del personal participante.• Cantidad de pruebas eléctricas de campo.• Criterios de evaluación de los resultados.• Método para realizar la prueba.• Aspectos de seguridad.• Cantidad de personal participante.• Tecnología de equipos de medición• Cantidad de equipos de medición• Condiciones ambientales de la zona.

Fuente: (Elaboración propia).

Capítulo IV. Metodología de la investigación

4.1. Tipo y diseño de la investigación

El presente trabajo de investigación es de naturaleza mixta porque cuatro de las características epistemológicas corresponden a una investigación cualitativa, y tres de las características epistemológicas corresponden a una investigación cuantitativa.

Según lo indicado por Icart Isern, M.T.; et al (2000) “Elaboración y presentación de un proyecto de investigación y una tesina” [9], para el presente trabajo de investigación, las características epistemológicas de naturaleza cuantitativa son: el razonamiento, la finalidad y el principio de la verdad.

- El razonamiento es deductivo porque se contrastará la hipótesis formulada.
- Tiene una finalidad de comprobación porque se desea comprobar que realizando un análisis de las pruebas eléctricas de campo se optimizará su tiempo de ejecución.
- El principio de la verdad es estable porque no cambia por las observaciones realizadas.

Las características epistemológicas de naturaleza cualitativa son: la percepción de la realidad, la orientación de la investigación, la perspectiva del investigador y la causalidad [9].

- La percepción de la realidad de la investigación es subjetiva e incluyente porque el análisis de las pruebas eléctricas de campo en los transformadores de potencia está basado en la experiencia de todo el personal de la empresa que haya participado en la realización de estas actividades.
- La investigación está orientada al proceso porque está basada en el análisis de los componentes que abarcan la ejecución eficiente de todo el proceso de las pruebas eléctricas de campo en los transformadores de potencia, con la

finalidad de plantear propuestas de mejora que optimicen el tiempo de ejecución del servicio.

- La perspectiva del investigador en el análisis de los datos es interna (desde dentro o próximo a los datos) porque el investigador involucra en el análisis realizado de las pruebas eléctricas de campo en los transformadores de potencia sus propios antecedentes y experiencia.
- La causalidad de la investigación está basada en la interacción de los factores que comprenden el análisis de las pruebas eléctricas de campo en los transformadores de potencia influenciadas por las experiencias de los participantes.

El alcance de la investigación será explicativo porque se analizarán las causas de los retrasos en la ejecución de las pruebas eléctricas de campo en los transformadores de potencia.

El diseño de investigación será no experimental debido a que no se modificaron o controlaron las variables que determinan el tiempo de ejecución de las pruebas eléctricas de campo en los transformadores de potencia, simplemente se analizará la información recolectada de los servicios realizados con anterioridad por la empresa especializada M&P Ingenieros.

4.2. Unidad de análisis

La investigación considerará como unidad de análisis a los transformadores de potencia sumergidos en aceite aislante con capacidades mayores a 2 MVA. M&P Ingenieros S.A.C., empresa especializada en realizar el mantenimiento preventivo basado en pruebas eléctricas de campo a los transformadores de potencia, será sujeto de estudio para la investigación. M&P Ingenieros es una organización líder en el sector energético en el Perú que se constituyó en el año 1995, que cuenta con dos plantas industriales, una ubicada en la provincia de Lima y la otra en la provincia de Huancayo.

4.3. Matriz de consistencia

Título: Análisis de las pruebas eléctricas de campo en transformadores de potencia para optimizar su tiempo de ejecución durante un corte de energía programado

Tabla 4.1.

Matriz de Consistencia.

PROBLEMA	OBJETIVO	HIPÓTESIS	VARIABLES		INDICADORES	TÉCNICA E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS
			DEPENDIENTE	INDEPENDIENTE		
¿Qué factores generan retrasos en tiempo de ejecución de las pruebas eléctricas de campo a un transformador de potencia durante un corte de energía programado?	Desarrollar el análisis de las pruebas eléctricas de campo en los transformadores de potencia para optimizar el tiempo de ejecución durante un corte de energía programado.	El análisis de las PEC en los transformadores de potencia permitirá optimizar el tiempo de ejecución durante el corte de energía programado.	VD: Tiempo de ejecución durante un corte de energía programado.	VI: Análisis de las pruebas eléctricas de campo en transformadores de potencia.	<ul style="list-style-type: none"> • Normas técnicas y estándares internacionales. • Capacitaciones del personal participante. • Cantidad de pruebas eléctricas de campo. • Criterios de evaluación de los resultados. • Metodologías de las pruebas. • Criterios de seguridad. • Cantidad de personal participante. • Tecnología de equipos de medición • Cantidad de equipos de medición • Condiciones ambientales de la zona. 	<ul style="list-style-type: none"> • Consulta a expertos • Levantamiento de información (datos históricos de los informes técnicos, protocolos de pruebas y reportes de mediciones) • Cuestionario (encuesta)

Fuente: (Elaboración propia).

Capítulo V. Desarrollo del trabajo de investigación

Las pruebas eléctricas de campo en transformadores de potencia, cuando forman parte de un mantenimiento preventivo o rutinario, se realizan fuera de línea (OFF LINE), para lo cual se programa un corte de energía por un tiempo limitado de horas basado en un cronograma elaborado por la empresa propietaria del transformador o por la empresa especializada.

La empresa M&P Ingenieros comenzó a brindar el servicio de pruebas eléctricas de campo en los transformadores de potencia, aproximadamente en el año 2010. Y para el desarrollo de la presente investigación se seleccionaron los servicios de pruebas eléctricas de campo a transformadores de potencia sumergidos en aceite aislante con capacidades mayores a 2 MVA.

Se recopiló la información de las observaciones realizadas por los técnicos electricistas y personal especialista de la empresa M&P Ingenieros, referente a la efectividad con la que se ejecutaron los servicios de pruebas eléctricas de campo a los transformadores de potencia desde el año 2017 hasta el año 2022.

En el Tabla 5.1, se muestra la lista de transformadores de potencia que se consideraron para la investigación.

Tabla 5.1*Lista de Transformadores de Potencia intervenidos.*

Transformador de Potencia	Marca	N° Serie	Potencia (MVA)	Tensión (kV)	Cliente	N° Contrato/N° Orden de Servicio	Fecha de ejecución de servicio
Transformador N°1	ABB	PT0015-1	13	60-44/35	Cía. Minera San Ignacio de Morococha S.A.A.	O.S. N° 5170000458	dic-17
Transformador N°2	PAUWELS TRAFO	9444612	24	66/10.5	Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A.	O.S. N° 092-AM-2018-S	may-18
Transformador N°3	DELCROSA	144502	8	10.5/4.16	Sociedad Minera El Brocal S.A.A.	O.S. N° 4800070234	nov-18
Transformador N°4	ABB	HDB5468-001T	10/12.5	66/4.16	Compañía Minera Antamina S.A.	O.S. N° S07820	feb-19
Transformador N°5	SIEMENS	8128922	120	13.8/220	Compañía Eléctrica El Platanal S.A.	O.T. N° 4400081735	jun-19
Transformador N°6	VERBANO	16766	62.5	146/13.8	Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A.	Contrato N° 028-2019	oct-19
Transformador N°7	DELCROSA	147074	12	22.9/4.16	GCZ Ingenieros S.A.C	O.S. N° 92189	jul-20
Transformador N°8	TRAFO	XA1762A001	8 /10	48/10.5	Hidroeléctrica Huanchor S.A.C.	O.C. N° 4000181988	nov-20
Transformador N°9	EPLI	TR2012-10065-02	3	22.9/0.48	Compañía Minera Volcan S.A.A.	O.C. N° 4000184028	nov-20
Transformador N°10	EPLI	TR2012-04026-01	2	22.9/0.48	Compañía Minera Volcan S.A.A.	O.C. N° 4000194743	oct-21
Transformador N°11	WEG	1028194524	16	72.5/13.8	Compañía Eléctrica El Platanal S.A.	O.T. N° 4400173091	jun-22
Transformador N°12	WEG	1032374502	50	220/60/33	Compañía Eléctrica El Platanal S.A.	O.T. N° 4400190778	set-22

Fuente: (Elaboración propia).

Luego se identificaron y analizaron las principales variables del proceso de realización de las pruebas eléctricas de campo en transformadores de potencia con el fin de encontrar las causas que afectan el desempeño del proceso.

De acuerdo a los resultados del diagnóstico se procedió a definir las acciones que la empresa debería implementar para atender cada uno de los problemas detectados.

5.1. Causas de los retrasos durante la realización de las PEC

Las causas de los retrasos durante la realización de las PEC se observan en la Tabla 5.2. Esta tabla contempla las principales causas que generan retrasos en las PEC e incluye una breve descripción de las mismas.

Tabla 5.2

Tipos de causas en el retraso de las PEC.

Causas	Descripción
Inapropiados equipos de medición	No se cuenta con todos los equipos e instrumentos de medición apropiados para las PEC.
Ausencia de capacitaciones al personal técnico	Ausencia de un programa de capacitaciones teóricos y prácticos sobre las PEC.
Insuficiente cantidad de personal técnico	El número de personas que participan de las PEC no es suficiente para culminar de manera eficiente los trabajos.
Ineficiencias de la Supervisión	Malas gestiones de los supervisores que generan retrasos para el inicio de las PEC.
Desactualización de Procedimientos de Trabajo	Falta de actualización y revisión de los Procedimientos Escrito de Trabajo Seguro por el área de seguridad en conjunto con el área técnico/operativa.
Ineficiente Metodología de las PEC	Falta de mejoras en la metodología de realización de las PEC para optimizar el tiempo de ejecución.
Ineficiente Planificación del trabajo	Mala planificación de las actividades relacionadas a las PEC.
Ineficiencias de la Gestión logística	No se cuentan con las herramientas, equipamiento y recursos apropiados para la óptima realización de las PEC.
Ausencia de Soporte técnico	Falta de manuales, soporte técnico y/o asistencia de los expertos cuando se requiera durante la ejecución de las PEC.
Ineficiente Gestión en Seguridad	Mala gestión de seguridad que genera actos y condiciones sub estándares.
Desactualización Tecnológica	Falta del empleo de nuevas tecnologías en los equipos de medición para las PEC.
Incumplimiento del Mantenimiento preventivo de equipos de medición.	Falta del cumplimiento de programa de mantenimiento preventivo y correctivo de los equipos de medición para las PEC.
Incumplimiento de Calibración periódica de equipos de medición.	Falta del cumplimiento de programa de calibración periódica de los equipos de medición para las PEC.

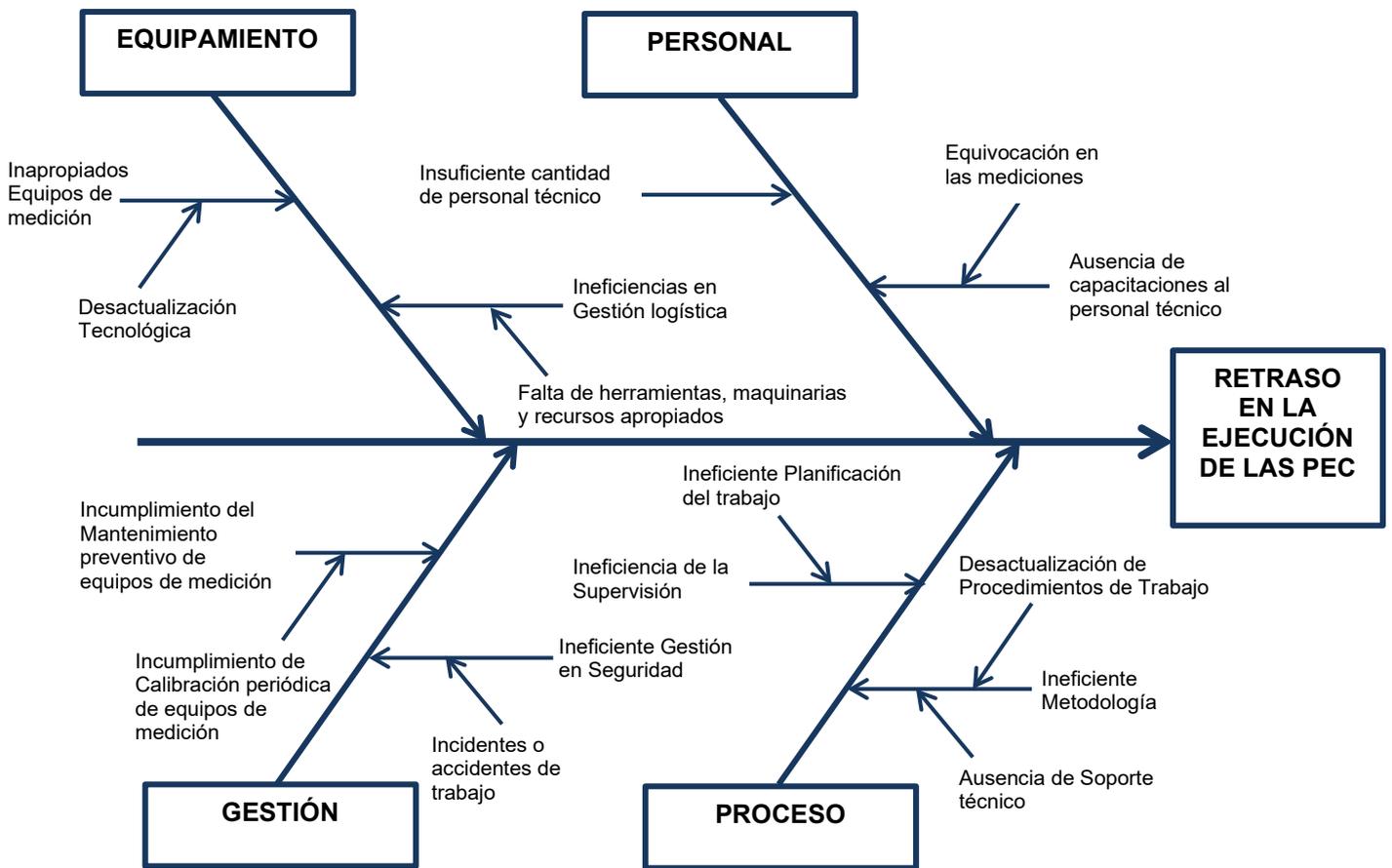
Fuente: (Elaboración propia).

5.2. Diagrama Causa – Efecto

En la Figura 5.1, se evidencian los aspectos que influyen en el retraso de las PEC. De esta manera, utilizando este diagrama, se procedió a evaluar los principales factores que afectan el óptimo desarrollo de las PEC.

Figura 5.1

Diagrama de Causa-Efecto del Retraso en la realización de las PEC.



Fuente: (Elaboración propia).

5.2.1. Personal

La capacitación del personal es importante para una correcta y efectiva realización de las pruebas eléctricas a un transformador de potencia. La forma de emplear correctamente los equipos de medición debe ser conocida por el operador de dichos equipos. El conexionado de los cables de salida de tensión/corriente y/o los cables de entrada de tensión/corriente del equipo de medición deben ser identificados por el operador. Una mala conexión provocará daños en los cables, en el equipo de medición o producirá lesiones al operador.

El personal técnico debe conocer la metodología de realización de las PEC de los transformadores, las recomendaciones de los fabricantes de equipos y/o expertos sobre la materia, y las buenas prácticas en la ejecución de las PEC.

El conocimiento del personal especialista sobre la realización de las PEC no solo abarca la ejecución de las mismas de manera correcta y eficiente, sino que también en el diagnóstico previo de los resultados obtenidos de cada medición realizada. Es importante realizar una evaluación previa de los valores obtenidos de las mediciones, puesto que si se tiene un valor anormal en alguna de las mediciones se deberá verificar que la prueba eléctrica se realizó correctamente y no es un error de medición.

La cantidad de personal asignada para la realización de las pruebas eléctricas debe ser la apropiada basándose en el tamaño del transformador, la cantidad de las PEC a ejecutar y del tiempo programado del corte de energía. Generalmente, para estas actividades se asigna el siguiente equipo de trabajo:

- 01 Técnico electricista.
- 01 ayudante electricista.
- 01 Operador de los equipos de medición.
- 01 Supervisor operativo.

Si se ausentase alguno de los miembros del equipo de trabajo, durante la realización de las PEC, se generarán retrasos indeseados, a causa de que algún otro miembro del equipo de trabajo deberá encargarse de realizar la labor del miembro ausente y por consecuencia se culminarán las labores en un mayor tiempo de lo planificado.

5.2.2. Equipamiento

5.2.2.1. Gestión Logística.

a) La movilidad.

Para el traslado de los equipos, herramientas, materiales y personal, la empresa debe proveer de un vehículo lo suficientemente amplio en su interior o en su tolva, dependiendo del tipo de vehículo.

Se debe trasladar todo aquello que será necesario para la ejecución efectiva de las pruebas eléctricas de campo en los transformadores de potencia.

El vehículo provisto por la empresa debe trasladar todo el equipamiento y el personal técnico al lugar donde esté ubicado el transformador de potencia a intervenir. Este vehículo debe estar completamente implementado, según los estándares vehiculares de cada cliente. Si la empresa no provee de un vehículo para la movilización dentro de las instalaciones del cliente, se generarán dificultades que retrasarán la ejecución de las PEC.

Si el lugar de ejecución del servicio es un lugar de difícil acceso o no es posible trasladarse mediante un vehículo terrestre, se debe optar por otro medio de transporte como un avión comercial, avioneta, barco, lancha, etc. En estos casos y como en otros en los que no se cuente con vehículo provisto por la empresa, es el cliente quien debe brindar las facilidades para movilizarse dentro de sus instalaciones.

La logística del traslado es importante pues depende de éste que se realicen los trabajos oportunamente y sin problemas de penalizaciones por retrasos en los tiempos de ejecución. Esto es aún más importante cuando se trata de paradas de planta o cortes de energía en Subestaciones Eléctricas donde se tienen aproximadamente entre 4 a 8 horas para la realización completa del servicio de pruebas eléctricas a los transformadores de potencia.

b) Herramientas, materiales y otros recursos.

La disponibilidad de utilización de materiales, herramientas y otros recursos necesarios, según el transformador de potencia al cual se va a intervenir, es importante para la ejecución efectiva de las PEC.

Según el transformador a intervenir se requerirán principalmente las siguientes herramientas y materiales:

- Juego de llaves mixtas.
- Juego de dados con su llave Ratchet.
- Llaves Francesas.
- Atornillador eléctrico

- Perilleros.
- Destornilladores
- Trapo industrial.
- Solvente dieléctrico.
- Cepillo con cerdas de acero.
- Lija para fierro.
- Pasta o vaselina conductora, etc.

También se requerirá el empleo de un manlift o plataforma articulada para cuando el nivel de tensión de los bushings del transformador sea superior a 220 kV.

La ausencia de alguna de estas herramientas, materiales o equipamiento conllevará a que durante la realización de las PEC se generen retrasos.

c) Fuente de alimentación eléctrica.

Es importante coordinar con el cliente, una fuente de alimentación en 220V y 5kW aprox., para la alimentación eléctrica de los equipos de medición y los ordenadores portátiles (laptops).

Si en caso no se dispone de un punto de alimentación dentro de las instalaciones del cliente lo que se debe realizar es trasladar hacia el lugar de ejecución del servicio, un pequeño grupo electrógeno con una potencia aproximada de 5kW, el cual debe estar en buenas condiciones para su funcionamiento, además debe contener la cantidad necesaria de combustible para que suministre energía eléctrica durante todo el tiempo que dure la realización de las PEC.

5.2.2.2. Equipos de medición.

El desarrollo de la tecnología de los equipos de medición ha alcanzado grandes avances respecto a la forma de realización de las pruebas eléctricas en distintos aparatos eléctricos. Buscando siempre en sus innovaciones la simplicidad de las conexiones a realizar, la reducción del esfuerzo del recableado para la siguiente prueba y la mejora en la seguridad de los operadores del equipo de pruebas como del mismo equipo. Los

distintos fabricantes de equipos de medición para las PEC ofrecen diferentes opciones según la necesidad del cliente.

M&P Ingenieros es una empresa especializada en la ejecución de las PEC en Transformadores de Potencia que emplea diversos equipos de medición para este tipo de servicio, los cuales se detallan en la Tabla 5.3.

Tabla 5.3

Lista de Equipos de Medición

ITEM	Equipo de Medición	Marca	Modelo
01	Unidad Multifuncional de parámetros eléctricos	OMICRON	CPC 100
02	Sistema de pruebas de aislamiento	OMICRON	CP TD1
03	Caja de conmutación	OMICRON	CP SB1
04	Analizador de la Respuesta del Barrido de Frecuencia	OMICRON	FRAnalyzer
05	Termohigrómetro digital	AIRFLOW	TH3631
06	Megóhmetro Digital	MEGGER	MIT1525

Fuente: (Elaboración propia).

Para la realización de las PEC, previamente se debe introducir en una plantilla de pruebas los datos del transformador a intervenir, con la finalidad de optimizar los tiempos de ejecución de las PEC durante el corte de energía. Dicha plantilla se creará de dos formas:

- La primera forma es mediante el uso de plantillas por defecto del equipo de medición CPC 100. Este procedimiento es utilizado para la realización de las pruebas eléctricas sin utilizar el software Primary Test Manager (PTM) para la aplicación de diagnóstico y evaluación de transformadores.
- La segunda forma es mediante el uso de plantillas por defecto del software PTM para las pruebas de diagnósticos de interruptores, transformadores de corriente y de tensión, máquinas rotatorias, sistemas de puesta a tierra, transformadores

de potencia y equipos asociados como bornas y cambiadores de tomas bajo carga (OLTC).

5.2.3. Gestión

5.2.3.1. Gestiones de seguridad antes, durante y después de las PEC.

Antes de la realización de las pruebas eléctricas del transformador de potencia, el personal involucrado en la ejecución del servicio deberá cumplir con las instrucciones de seguridad que a continuación se indican:

- a) Cumplir las cinco reglas de oro en trabajos eléctricos en equipos sin tensión indicadas en el Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo con Electricidad – 2013 (Resolución Ministerial N°111-2013-MEM-DM):

- Regla N°1: “corte efectivo de todas las fuentes de tensión”

Efectuar la desconexión de todas las fuentes de tensión, mediante interruptores y demás equipos de seccionamiento. En aquellos aparatos en que el corte no sea visible, debe existir un dispositivo que permita identificar claramente las posiciones de apertura y cierre de manera que se garantice que el corte sea efectivo.

- Regla N°2: “Enclavamiento o bloqueo de los aparatos de corte”.

Operación que impide la reconexión del dispositivo sobre el que se ha efectuado el corte efectivo, permite mantenerlo en la posición determinada e imposibilita su cierre intempestivo. Para su materialización se debería utilizar candado de seguridad y complementarse con la instalación de las tarjetas de seguridad o aviso. En los casos en que no sea posible el bloqueo mecánico, deben adoptarse medidas equivalentes como, por ejemplo, retirar de su alojamiento los elementos extraíbles.

- Regla N°3: “Verificación de ausencia de tensión”.

Haciendo uso de los elementos de protección personal y del detector o revelador de tensión, se verificará la ausencia de la misma en todos los activos de la instalación o circuito. Esta verificación debe realizarse en el sitio más cercano a la zona de trabajo. El

equipo de protección personal y el detector de tensión del circuito. El detector debe probarse antes y después de su uso para verificar su buen funcionamiento.

- Regla N°4 “Poner a tierra y en corto circuito temporal”.

Poner a tierra y en cortocircuito temporal todas las posibles fuentes de tensión que inciden en la zona de trabajo, teniendo en cuenta los siguientes aspectos: i) El equipo de puesta a tierra temporal debe estar en perfecto estado, y ser compatible para las características del circuito a trabajar; los conductores utilizados deben ser adecuados y tener la sección suficiente para la corriente de cortocircuito de la instalación en que se utilizan. ii) Se deben usar los elementos de protección personal. iii) debe guardarse las distancias seguridad dependiendo del nivel de tensión. iv) El equipo de puesta a tierra se conectará primero a malla o electrodo de puesta a tierra de la instalación, luego a la barra o silleta o acceso adecuado equipotencial o neutro (si existiese), y después a cada una de las fases, iniciando por el conductor o fase más cercana. v) Los conectores o mordazas del equipo de puesta a tierra temporal deben asegurarse firmemente. vi) Siempre que exista conductor neutro se debe tratar como si fuera una fase.

- Regla N°5: “Señalizar y demarcar la zona de trabajo”.

Es la delimitación perimetral del área de trabajo para evitar el ingreso y circulación de personas no autorizadas; operación de indicar mediante carteles o señalizaciones de seguridad que debe cumplirse para prevenir el riesgo de accidente. Esta actividad debe garantizarse desde el arribo o ubicación en el sitio de trabajo y hasta la completa culminación del servicio.

- b) Rellenar todos los permisos que el área de seguridad (contratista o cliente) exige como parte de su gestión de seguridad y salud en el trabajo:
- ✓ Permiso de Trabajo.
 - ✓ Charla de 5 minutos.
 - ✓ Check list de equipos, herramientas y EPP's.

- ✓ Procedimiento Escrito de Trabajo Seguro (PETS), Análisis de Trabajo Seguro (ATS) o Análisis de Riesgo (AR).
- ✓ Procedimiento Escrito de Trabajo de Alto Riesgo (PETAR).
- ✓ Identificación de Peligros y Evaluación de Riesgos y Control (IPERC).

Durante la medición de las pruebas eléctricas, el operador del equipo y los demás colaboradores que participan de la ejecución del servicio deben de cumplir con las pautas que se describen en los documentos de seguridad, (PETS, AR, ATS e IPERC), con el propósito de que las pruebas eléctricas al transformador se realicen de manera segura, sin incidentes o accidentes.

Entre estas pautas podemos mencionar las siguientes:

- Utilizar correctamente los equipos de protección personal (EPP's): arnés de cuerpo completo con línea retráctil, casco o protector craneal con barbiquejo, zapatos dieléctricos, guantes de badana o maniobra, lentes de seguridad y ropa de trabajo.
- Para transformadores de potencia de gran tamaño con niveles de tensión de 220 kV o más, el personal técnico debe utilizar una escalera y un manlift o plataforma articulada, debido a dos razones: i) A la altura de la cuba o tanque principal del transformador, y ii) A la altura de las bornas o bushings del transformador.
- Cuando todos los cables estén debidamente conectados para la realización de una medición, el personal técnico que realiza las conexiones y desconexiones de los cables de inyección de corriente/tensión y los cables de medición, debe mantener una distancia de seguridad de los terminales del transformador en prueba, evitando que se produzca una corriente eléctrica por inducción.

- Cuando se realizan pruebas eléctricas con corriente continua (CC) finalizado una medición se debe descargar los devanados del transformador antes de realizar la siguiente medición.

5.2.3.2. Gestión de Calibración y Mantenimiento de equipos de medición.

a) Programa de Calibración de equipos de medición. Los equipos de medición deben ser calibrados de acuerdo a lo establecido en un programa de calibración. Este programa contiene un cronograma de calibración de los equipos de medición, en donde se indican las fechas en las cuales se requiere de la calibración de cada equipo de medición según su periodicidad o frecuencia de calibración. Es importante cumplir con este programa de calibración porque en el cualquier momento un equipo de medición no calibrado va a arrojar valores erróneos que conllevarán a que el operador y/o especialista tenga que realizar nuevamente la medición con otro equipo que, si esté calibrado, generándose así un retraso en la culminación de las PEC o peor aún no se culminen con algunas pruebas.

b) Programa de Mantenimiento de equipos de medición. Al igual que el programa de calibración de los equipos de medición, el programa de mantenimiento contiene un cronograma de mantenimiento preventivo para asegurar el buen funcionamiento de los equipos de medición. También se realizan mantenimientos correctivos como son las reparaciones del mismo equipo de medición o de sus accesorios.

5.2.4. Proceso

5.2.4.1. Metodología de realización de las PEC.

a) Planificación del trabajo.

Si ya está programada la realización de las PEC, se debe de conocer dos aspectos importantes para la planificación del trabajo; el primero es qué pruebas eléctricas se van a realizar y cuántos transformadores de potencia se van a intervenir; y segundo es el tiempo de corte de energía programado por el cliente.

Teniendo en cuenta estos dos aspectos se elaborará un plan de trabajo que permitirá la ejecución efectiva del servicio de mantenimiento preventivo basado en pruebas eléctricas de campo en transformadores de potencia.

Se clasificará las pruebas eléctricas de campo a transformadores en dos grupos, los cuales se detallarán a continuación:

i. Pruebas eléctricas estándar de Campo.

Las pruebas eléctricas estándar de campo son aquellas pruebas que generalmente se solicitan realizar durante un mantenimiento preventivo de un transformador de potencia. Estas pruebas permiten detectar distintos tipos de fallas en el Transformador de Potencia, pero no brindan un diagnóstico completo de la condición del transformador.

En la Tabla 5.4 se detalla las pruebas eléctricas estándar de campo y el tiempo promedio de medición de cada prueba y el tiempo total de todas las pruebas.

Tabla 5.4

Tiempos promedios de realización de las pruebas eléctricas estándar de campo en un Transformador de Potencia.

PRUEBAS ELÉCTRICAS	TIEMPO PROMEDIO DE MEDICIÓN	
	TP DE DOS DEVANADOS	TP DE TRES DEVANADOS
➤ Factor de Potencia y Capacitancia de los Devanados	40 MIN	50 MIN
➤ Corriente de Excitación	20 MIN	20 MIN
➤ Relación de Transformación	30 MIN	50 MIN
➤ Resistencia Óhmica de los Devanados	40 MIN	50 MIN
➤ Resistencia de Aislamiento	40 MIN	70 MIN
TIEMPO TOTAL DE EJECUCIÓN	2 HORAS Y 50 MIN	4 HORAS

Fuente: (Elaboración propia).

ii. Pruebas eléctricas totales de Campo.

Las pruebas eléctricas totales de campo son las pruebas eléctricas estándar antes vistas, más otras pruebas especializadas. Estas pruebas especializadas complementan a las pruebas estándar, y en conjunto brindan un diagnóstico más completo de la condición del transformador de potencia, detectándose posibles fallas que se estén presentando en el transformador.

En la Tabla 5.5 se detallan las pruebas eléctricas totales de campo y el tiempo promedio de medición de cada prueba y el tiempo total de todas las pruebas.

Tabla 5.5

Tiempos promedios de realización de las pruebas eléctricas totales de campo en un Transformador de Potencia.

PRUEBAS ELECTRICAS	TIEMPO PROMEDIO DE MEDICIÓN	
	TP DE DOS DEVANADOS	TP DE TRES DEVANADOS
➤ SFRA	55 MIN	70 MIN
➤ Factor de Potencia y Capacitancia de los Devanados	40 MIN	50 MIN
➤ Factor de Potencia y Capacitancia de los Bushings	30 MIN	40 MIN
➤ Corriente de Excitación	20 MIN	20 MIN
➤ Relación de Transformación de los TC's	35 MIN	60 MIN
➤ Relación de Transformación	30 MIN	50 MIN
➤ Resistencia Óhmica de los Devanados	40 MIN	50 MIN
➤ Resistencia de Aislamiento	40 MIN	70 MIN
TIEMPO TOTAL DE EJECUCIÓN	4 HORAS Y 50 MIN	6 HORAS Y 50 MIN

Fuente: (Elaboración propia).

En la Tabla 5.6 se describe, de manera sintetizada, la metodología de las pruebas eléctricas totales de campo para un transformador de potencia de dos devanados; y en la Tabla 5.7, para un transformador de potencia de tres devanados.

Tabla 5.6

Mediciones para un Transformador de Potencia de Dos Devanados.

PRUEBA ELÉCTRICA	DESCRIPCIÓN DE METODOLOGÍA DE MEDICIÓN	TIEMPO PROMEDIO DE MEDICIÓN
Medición del Análisis de la Respuesta del Barrido de Frecuencia.	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Se conectan los cables de entrada y salida del equipo de medición FRAnalyzer al Transformador para iniciar la medición. ➤ Se realiza las pruebas a Circuito Abierto, primeramente, en el lado de AT y luego del lado de BT. ➤ Se continúa con las pruebas en Cortocircuito, cortocircuitando los terminales del lado de BT y realizando las mediciones del lado de AT. 	55 MIN
Medición del Factor de Potencia y Capacitancia de los Devanados.	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Se cortocircuitan todos los terminales de AT (incluyendo el neutro si lo posee), luego se cortocircuitan todos los terminales del lado de BT (incluyendo el neutro si lo posee) ➤ Se conectan los cables de entrada y salida del equipo de medición CPC 100 y su amplificador de Tensión CP TD1 al Transformador para iniciar las mediciones. ➤ Se prueba primero inyectando tensión en el lado de AT (hasta 12 kV máx. sin superar la tensión de fase) para medir el Factor de Potencia (FP) y la Capacitancia (Cap) de CH (V), CHL (V), CH (f), CHL (f) y CH + CHL ² ➤ Segundo se prueba inyectando tensión en el lado de BT (hasta 12 kV máx. sin superar la tensión de fase) y se mide el FP y Cap de CL (V), CLH (V), CL (f), CLH (f) y CL + CLH ³. 	40 MIN
Medición del Factor de Potencia y Capacitancia de los Bushings.	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Se cortocircuitan todos los terminales de AT (incluyendo el neutro si lo posee). ➤ Se miden todos los bushings del lado de AT (incluyendo el neutro si lo posee) que estén equipados con un tap de prueba o tap de potencial. ➤ Se conectan los cables de entrada y salida del equipo de medición (CPC 100) y su amplificador de Tensión (CP TD1) al Transformador para iniciar con las mediciones. ➤ Se prueba primero inyectando tensión en el terminal de salida de cada bushing del lado de AT, y se mide el FP y Cap de C1 (V) y C1 (f) ⁴ ➤ Luego se prueba inyectando tensión en el tap de prueba (o tap de potencial) de cada bushing de lado de AT para medir el FP y Cap de C2 (V) ⁵ 	30 MIN
Medición de la Corriente de Excitación.	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Todas las mediciones se realizan en el lado de AT, se deben liberar todos los terminales de salida de los bushings de AT como el neutro si lo posee. ➤ Se conectan los cables de entrada y salida del equipo de medición (CPC 100) y su amplificador de Tensión (CP TD1) al Transformador para iniciar con las mediciones. ➤ Primero se conecta el cable de inyección de AT en el terminal de la fase A, y el cable de medida se conecta en el terminal de la fase B (si es conexión delta) o del neutro (si es conexión estrella con neutro). Luego se mide entre las fases B y C (o neutro), y para finalizar se mide entre las fases C y A (o neutro). Se debe suprimir la inyección de tensión entre cada medición para cambiar los cables. 	20 MIN
Medición de la Relación de Transformación de los TC's	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Se conectan los cables de salida del equipo de medición (CPC 100) a los terminales de los bushings que tengan TC's de medida y protección. Y los cables de entrada se conectan a los bornes de salida de los TC's (estos pueden conectarse también desde el tablero o gabinete de control del Transformador). ➤ Se inyecta tensión por los bornes secundarios de cada TC y se mide la salida de tensión por los terminales de los bushings. 	35 MIN
Medición de la Relación de Transformación en todos los Taps.	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Se conectan los cables de entrada y salida del equipo de medición (CPC 100) y su caja de conmutación (CP SB1) al Transformador para iniciar con las mediciones. ➤ Se inyecta una tensión de 150 V en los terminales del lado de AT, y se mide la tensión inducida en el lado de BT. ➤ La medición se realiza con un solo cableado utilizando la caja de conmutación CP SB1. ➤ Si se tiene un conmutador de tomas bajo carga (OLTC) se debería conmutar la toma de manera automática realizando una conexión a los bornes del tablero de control del conmutador que cambian la posición de la toma: de arriba hacia abajo o viceversa. Esto es solo posible si el motor del tablero de control está energizado. ➤ Cualquiera que sea el tipo de conmutador (DETC o OLTC), la manera más efectiva de realizar la medición de la relación de transformación es midiendo en las tres fases a la vez y cambiando de toma después de cada medición para realizar otra medición en la siguiente toma. 	30 MIN
Medición de la Resistencia Óhmica de los devanados.	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Se conectan los cables de entrada y salida del equipo de medición (CPC 100) y su caja de conmutación (CP SB1) al Transformador para iniciar con las mediciones. ➤ Primero se realizan las mediciones en el lado de AT, inyectando corriente continua menor al 10 % de la corriente nominal del lado de AT, para medir tensión y corriente con los cables de medida. ➤ Luego se realizan las mediciones en el lado de BT, procediendo de la misma forma que en el lado de AT. ➤ En cada posición del cambiador de tomas en la que se vaya a probar se realizarán las mediciones en las tres fases, esto es solo para el lado de AT que generalmente tiene el cambiador de tomas. Antes de cambiar de posición el cambiador de tomas se debe de esperar que descargue la corriente inyectada en el devanado. 	40 MIN
Medición de la Resistencia de Aislamiento.	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Se cortocircuitan todos los terminales de AT (incluirl el neutro si es que lo posee), también se cortocircuita los terminales de BT (incluirl el neutro si es que lo posee) ➤ Se conectan el cable de inyección de tensión en DC y el cable de medición. ➤ Se realiza la medición entre AT – Masa, BT – Masa y AT – BT. 	40 MIN

Fuente: (Elaboración propia).

² Barrido de Tensión y frecuencia del factor de potencia y la capacitancia del aislamiento referentes al lado de AT
³ Barrido de Tensión y frecuencia del factor de potencia y la capacitancia del aislamiento referentes al lado de BT
⁴ Barrido de Frecuencia del factor de potencia y la capacitancia del aislamiento entre el conductor del bushing y Tierra
⁵ Factor de potencia y capacitancia del aislamiento entre el tap de prueba (o tap de potencial) y Tierra.

Tabla 5.7

Mediciones para un Transformador de Potencia de Tres Devanados.

PRUEBA ELÉCTRICA	DESCRIPCIÓN DE METODOLOGÍA DE MEDICIÓN	TIEMPO PROMEDIO DE MEDICIÓN
Medición del Análisis de la Respuesta del Barrido de Frecuencia.	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Se conectan los cables de entrada y salida del equipo de medición (FRAnalyzer) al Transformador para iniciar la medición. ➤ Se inicia con las pruebas a Circuito Abierto primeramente desde el lado de AT, seguido el lado de MT y por último el lado Terciario o BT. ➤ Se continúa con las pruebas en Cortocircuito. ➤ Primero se cortocircuitan los terminales del lado de MT y se realzan las mediciones en el lado de AT. ➤ Segundo se cortocircuitan los terminales del lado Terciario y se realzan las mediciones en el lado de MT. 	70 MIN
Medición del Factor de Potencia y Capacitancia de los Devanados.	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Se conectan los cables de entrada y salida del equipo de medición (CPC 100) y su amplificador de Tensión (CP TD1) al Transformador para iniciar las mediciones. ➤ Se cortocircuitan los terminales de AT, los terminales de MT y los terminales del Terciario. También los neutros de cada lado se cortocircuitarán si es que existen. ➤ Se prueba primero inyectando tensión en el lado de AT para medir el Factor de Potencia (FP) y la Capacitancia (Cap) de CH (V), CHL (V), CHT (V), CH (f), CHL (f), CHT (f) y CH+CHL+CHT ⁶. ➤ Segundo se prueba inyectando tensión en el lado de MT y se mide el FP y Cap de CL (V), CLT (V), CLH (V), CL (f), CLT (f), CLH (f) y CL+CLT+CLH ⁷. ➤ Tercero se prueba inyectando tensión en el lado Terciario para medir el FP y la Cap de CT (V), CTH (V), CTL (V), CT (f), CTH (f), CTL (f), CT+CTH+CTL ⁸. 	50 MIN
Medición del Factor de Potencia y Capacitancia de los Bushings.	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Se conectan los cables de entrada y salida del equipo de medición (CPC 100) y su amplificador de Tensión (CP TD1) al Transformador para iniciar las mediciones. ➤ Se cortocircuitan los terminales de AT, los terminales de MT y los terminales del Terciario. También los neutros de cada lado se cortocircuitarán si es que existen. ➤ Se miden todos los bushings o bornas de AT, MT, Terciario y neutros ($V_n \geq 10$ kV) que estén provistas de un tap de prueba o tap de potencial. ➤ Primero se prueba inyectando tensión en el terminal de salida de cada bushing de lado de AT, y se mide el FP y Cap de C1 (V) y C1 (f). ➤ Luego se prueba inyectando tensión en el Tap de Prueba de cada bushing de lado de AT, y se mide el FP y Cap de C2 (V) ➤ Segundo se prueba inyectando tensión en el terminal de salida de cada bushing de lado de MT, y se mide el FP y Cap de C1 (V) y C1 (f). ➤ Luego se prueba inyectando tensión en el Tap de Prueba de cada bushing de lado de MT, y se mide el FP y Cap de C2 (V) ➤ Tercero se prueba inyectando tensión en el terminal de salida de cada bushing de lado Terciario, y se mide el FP y Cap de C1 (V) y C1 (f). ➤ Luego se prueba inyectando tensión en el Tap de Prueba de cada bushing de lado Terciario, y se mide el FP y Cap de C2 (V) 	40 MIN
Medición de la Corriente de Excitación.	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Todas las mediciones se realizan en el lado de AT, se deben liberar todos los terminales de salida de los bushings de AT como el neutro si lo posee. ➤ Se conectan los cables de entrada y salida del equipo de medición (CPC 100) y su amplificador de Tensión (CP TD1) al Transformador para iniciar con las mediciones. ➤ Primero se conecta el cable de inyección de AT en el terminal de la fase A, y el cable de medida se conecta en el terminal de la fase B (si es conexión delta) o del neutro (si es conexión estrella con neutro). Luego se mide entre las fases B y C (o neutro), y para finalizar se mide entre las fases C y A (o neutro). Se debe suprimir la inyección de tensión entre cada medición para cambiar los cables. 	20 MIN
Medición de la Relación de Transformación de los TC's	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Se conectan los cables de salida del equipo de medición (CPC 100) a los terminales de los bushings que tengan TC's de medida y protección. Y los cables de entrada se conectan a los bornes de salida de los TC's (estos pueden conectarse también desde el tablero o gabinete de control del Transformador). ➤ Se inyecta tensión por los bornes secundarios de cada TC y se mide la salida de tensión por los terminales de los bushings. 	60 MIN
Medición de la Relación de Transformación en todos los Taps.	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Se conectan los cables de entrada y salida del equipo de medición (CPC 100) y su caja de conmutación (CP SB1) al Transformador para iniciar las mediciones. ➤ Primero se realiza la prueba entre el lado de AT y lado de MT. ➤ Se inyecta una tensión de 150 V en los terminales del lado de AT, y se mide la tensión inducida en el lado de MT. ➤ La medición entre AT y MT se realiza con un solo cableado utilizando la caja de conmutación CP SB1. ➤ Segundo se realiza la prueba entre el lado de AT y lado Terciario. ➤ Se inyecta una tensión de 150 V en los terminales del lado de AT, y se mide la tensión inducida en el lado Terciario. ➤ La medición entre AT y Terciario se realiza con un solo cableado utilizando la caja de conmutación CP SB1. ➤ Si se tiene un conmutador de tomas bajo carga (OLTC) se debería conmutar la toma de manera automática realizando una conexión a los bornes del tablero de control del conmutador que cambian la posición de la toma: de arriba hacia abajo o viceversa. Esto es solo posible si el motor del tablero de control está energizado. ➤ Cualquiera que sea el tipo de conmutador (DETC o OLTC), la manera más efectiva de realizar la medición de la relación de transformación es midiendo en las tres fases a la vez y cambiando de toma después de cada medición para realizar otra medición en la siguiente toma. 	50 MIN
Medición de la Resistencia Óhmica de los devanados.	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Se conectan los cables de entrada y salida del equipo de medición (CPC 100) y su caja de conmutación (CP SB1) al Transformador para iniciar con las mediciones. ➤ Primero se realizan las mediciones en el lado de AT, inyectando corriente continua menor al 10 % de la corriente nominal de lado AT, para medir tensión y corriente con los cables de medida. ➤ Luego se realizan las mediciones en el lado de MT y finalmente en el lado Terciario, procediendo en ambos casos de la misma forma que en el lado de AT. ➤ En cada posición del cambiador de tomas en la que se vaya a probar se realizarán las mediciones en las tres fases, esto es solo para el lado de AT que generalmente tiene el cambiador de tomas. Antes de cambiar de posición el cambiador de tomas se debe de esperar que descargue la corriente inyectada en el devanado. 	50 MIN
Medición de la Resistencia de Aislamiento.	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Se cortocircuitan todos los terminales de AT (incluir el neutro si es que posee), se cortocircuita los terminales de MT (incluir el neutro si es que posee) y también se cortocircuitan los terminales del Terciario (incluir el neutro si es que tiene). ➤ Se conectan el cable de inyección de tensión en DC y el cable de medición. ➤ Se realiza la medición entre AT – Masa, MT – Masa, Terciario – Masa, AT – MT, MT – Terciario y AT – Terciario. 	70 MIN

Fuente: (Elaboración propia).

⁶ Barrido de Tensión y de Frecuencia del factor de potencia y la capacitancia del aislamiento referente al lado de AT.
⁷ Barrido de Tensión y de frecuencia del factor de potencia y la capacitancia del aislamiento referente al lado de MT.
⁸ Barrido de Tensión y de frecuencia del factor de potencia y la capacitancia del aislamiento referente al lado Terciario.

b) Actividades Preliminares.

Para la realización de las pruebas eléctricas, primeramente, se deben realizar algunos pasos importantes para la intervención del Transformador de Potencia. Estos pasos inician desde el momento en que el personal técnico está preparado para ingresar a las instalaciones del cliente a intervenir el Transformador de Potencia.

Estas actividades preliminares son:

- Solicitud de ingreso a las instalaciones donde se encuentra el Transformador de potencia a intervenir.
- Solicitud de desenergización efectiva de transformador de potencia.
- Aplicación de las 5 reglas de oro de la electricidad.
- Traslado e instalación de los equipos, herramientas y materiales al lado del Transformador de Potencia a intervenir.
- Desconexión de los cables o barras que se conectan a los terminales de los bushings del lado de AT, MT y/o BT 1.
- Aterramiento de los equipos de medición al mismo sistema de puesta a tierra al que esté aterrado el Transformador de Potencia.
- Preparación de los cables de salida y entrada del equipo de medición para iniciar las pruebas eléctricas.

c) Mediciones.

Seguidamente de las actividades preliminares se realizan las mediciones de los distintos parámetros eléctricos del Transformador de potencia para su posterior evaluación y diagnóstico del mismo.

Se inician primero con las pruebas eléctricas en Corriente Alterna (AC) para finalizar con las pruebas en Corriente Continua (DC).

El orden recomendado para una ejecución efectiva de las pruebas eléctricas es la siguiente:

¹ AT: Alta tensión
MT: Media tensión
BT: Baja tensión

- Pruebas eléctricas en AC:
 - **Primero:** Medición del Análisis de la Respuesta del Barrido de Frecuencia.
 - **Segundo:** Medición del Factor de Potencia y Capacitancia de los Devanados.
 - **Tercero:** Medición del Factor de Potencia y Capacitancia de los Bushings.
 - **Cuarto:** Medición de la Corriente de Excitación.
 - **Quinto:** Medición de la Relación de Transformación de los Transformadores de corriente (TC's)
 - **Sexto:** Medición de la Relación de Transformación en todos los Taps.

- Pruebas eléctricas en DC:
 - **Séptimo:** Medición de la Resistencia Óhmica de los devanados.
 - **Octavo:** Medición de la Resistencia de Aislamiento.

Para una efectiva ejecución de las PEC a un transformador de potencia, durante un mantenimiento programado, se debe tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Durante las pruebas eléctricas que verifican la condición del aislamiento, como lo son la prueba de factor de potencia/factor de disipación de los arrollamientos o la prueba de resistencia de aislamiento, es importante tomar datos de temperatura ambiente y humedad relativa del lugar en donde se encuentra el transformador intervenido. Se recomienda no realizar estas pruebas si la humedad relativa es muy alta debido a que alterará los resultados de las pruebas.
- Se debe considerar las condiciones de prueba en las que se realizará cada prueba eléctrica, por si se requiera realizar alguna corrección a los resultados obtenidos.
- Los operadores y/o supervisores operativos encargados de las PEC a los transformadores de potencia deben poseer la experticia suficiente para

identificar si el valor de algún parámetro eléctrico medido es producto de un error de medición o es solo un valor anormal producto de algún defecto o falla en el transformador.

- Debido a que los transformadores de potencia poseen conmutadores de varias tomas, la ejecución de las PEC en todas posiciones del conmutador demandaría un mayor tiempo al que está programado el corte de energía, por lo que se deben de ejecutar las PEC según lo que se indica a continuación:
 - Para un conmutador de tomas sin carga o desenergizado (DETC) se realizarán las PEC en la posición central del tap o en la que esté operando.
 - Para un conmutador de tomas bajo carga (OLTC) se realizarán las PEC en las posiciones extremas y en la posición central.
- Cuando se presente durante la realización de las PEC alguna dificultad técnica con el equipo de medición, se debe de portar en campo de los manuales técnicos, ya sean estos de forma física o de forma digital, para solucionar las dificultades técnicas en el equipo de medición y luego proseguir con las PEC. Si el defecto o error perdura se debe consultar con algún personal de soporte técnico del fabricante que ayude a solucionar el problema.

Capítulo VI. Análisis y discusión de resultados

6.1. Análisis de la efectividad en la ejecución de las PEC a los Transformadores de Potencia

La empresa M&P Ingenieros ha realizado servicios de mantenimiento preventivo a transformadores de potencia basado en pruebas eléctricas de campo para distintas compañías eléctricas, mineras e industriales. Entre todos esos servicios, se ha seleccionado una cierta cantidad de transformadores de potencia para analizar la efectividad de las PEC realizadas, los cuales han sido listados en la Tabla 5.1 del capítulo anterior.

De la Tabla 6.1, se verifica que al 58% de los transformadores de potencia intervenidos, sí se les realizaron de manera efectiva las PEC; mientras que al 42%, no se les realizaron de manera efectiva las PEC. Además, que al 67% de los transformadores de potencia intervenidos, sí se les culminaron con todas las PEC dentro del tiempo programado del corte de energía, mientras que al 33%, no se les culminaron con todas las PEC dentro del tiempo programado del corte de energía.

Tabla 6.1

Cuadro de análisis de la efectividad de las PEC en los Transformadores de Potencia.

Transformadores de Potencia	¿Las PEC se realizaron de manera efectiva?		¿Se culminaron con todas las PEC dentro del tiempo programado del corte de energía?	
	SI	NO	SI	NO
Transformador N°1	X		X	
Transformador N°2	X		X	
Transformador N°3		X		X
Transformador N°4	X		X	
Transformador N°5		X	X	
Transformador N°6	X		X	
Transformador N°7	X		X	
Transformador N°8		X	X	
Transformador N°9		X		X
Transformador N°10	X		X	
Transformador N°11	X			X
Transformador N°12		X		X
Total	7	5	8	4
Porcentaje	58%	42%	67%	33%

Fuente: (Elaboración propia).

6.2. Análisis de los aspectos que influyen en el retraso de las PEC.

Se analizará la información del cuestionario realizado a todo el personal técnico de la empresa M&P que haya participado de la ejecución de las pruebas eléctricas de campo en transformadores de potencia (Ver Anexo 1), con la finalidad de identificar las causas raíces de los retrasos de las PEC.

6.2.1. Equipamiento

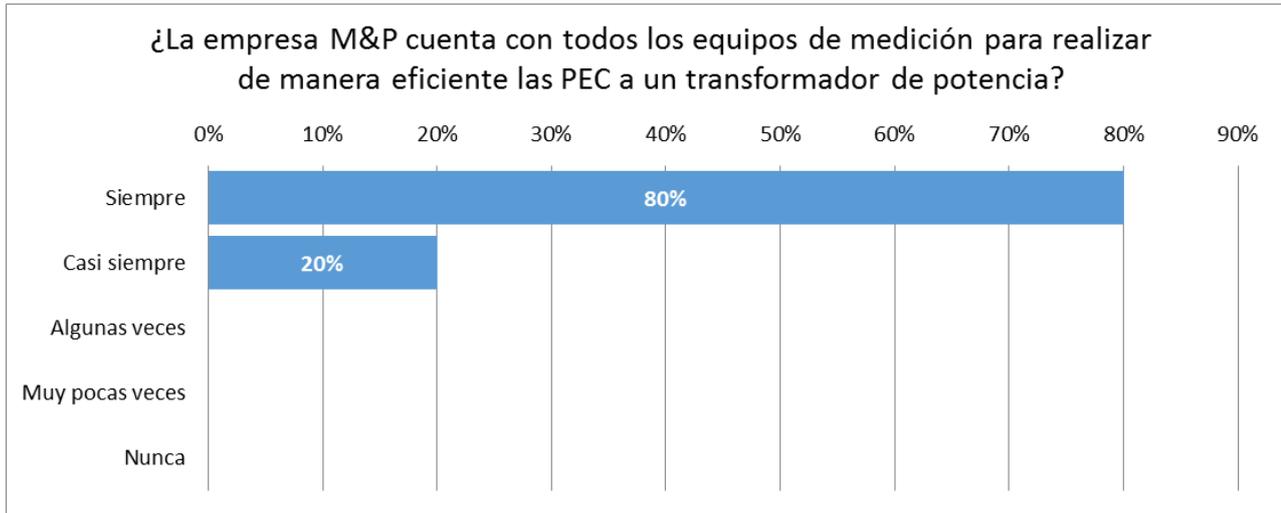
- **Causa A: Inapropiados equipos de medición**

En la figura 6.1, se aprecia del gráfico de barras sobre los equipos de medición que posee la empresa M&P para la ejecución de las PEC, que para el 80% del personal técnico encuestado, siempre es posible realizar de manera eficiente las PEC a un transformador de potencia; y para el 20% restante, es casi siempre.

Por lo tanto, se concluye que la causa A no se consideraría como una causa raíz para el retraso en la ejecución de las PEC, siempre que se realicen las pruebas eléctricas estándar o las pruebas eléctricas totales indicadas en la Tabla 5.7.

Figura 6.1

Valoración de los equipos de medición para realización de las PEC



Fuente: (Elaboración propia).

- **Causa B: Ineficiente Gestión logística**

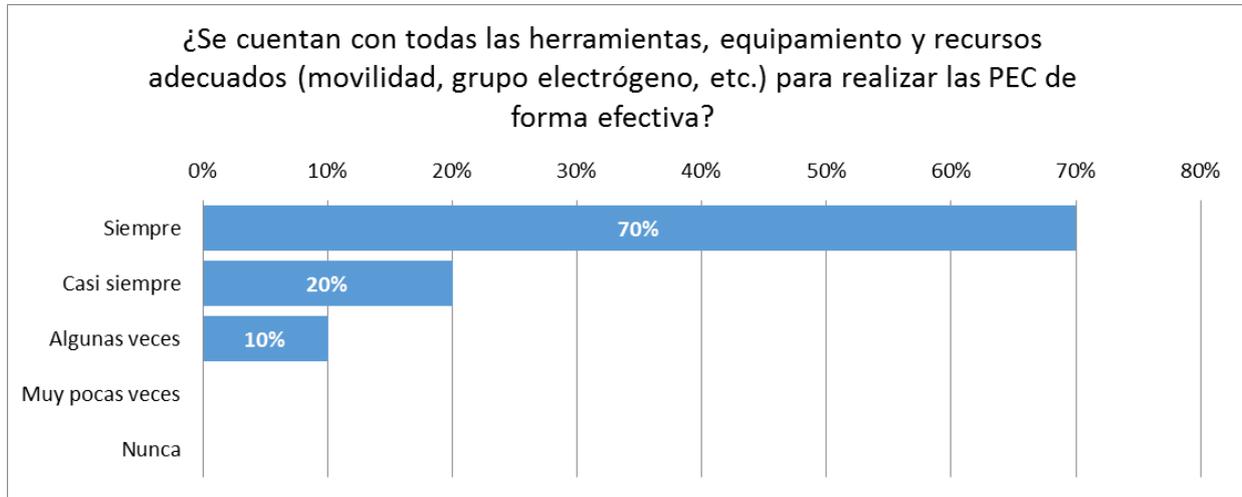
Según la figura 6.2, el 70% del personal técnico encuestado menciona que siempre la empresa cuenta con todas las herramientas, equipamiento y recursos adecuados para la realización de forma efectiva de las PEC. Mientras que para un 20%, es casi siempre; y para el 10% restante, es solo algunas veces.

Las herramientas, equipamiento y otros recursos son importantes que sean los adecuados según las características del transformador a intervenir, pues de no serlos se generarían retrasos en la ejecución de las PEC.

Por lo tanto, no se le consideraría a la causa B como una causa raíz del retraso de las PEC.

Figura 6.2

Valoración de las Herramientas, equipamiento y recursos para las PEC.



Fuente: (Elaboración propia).

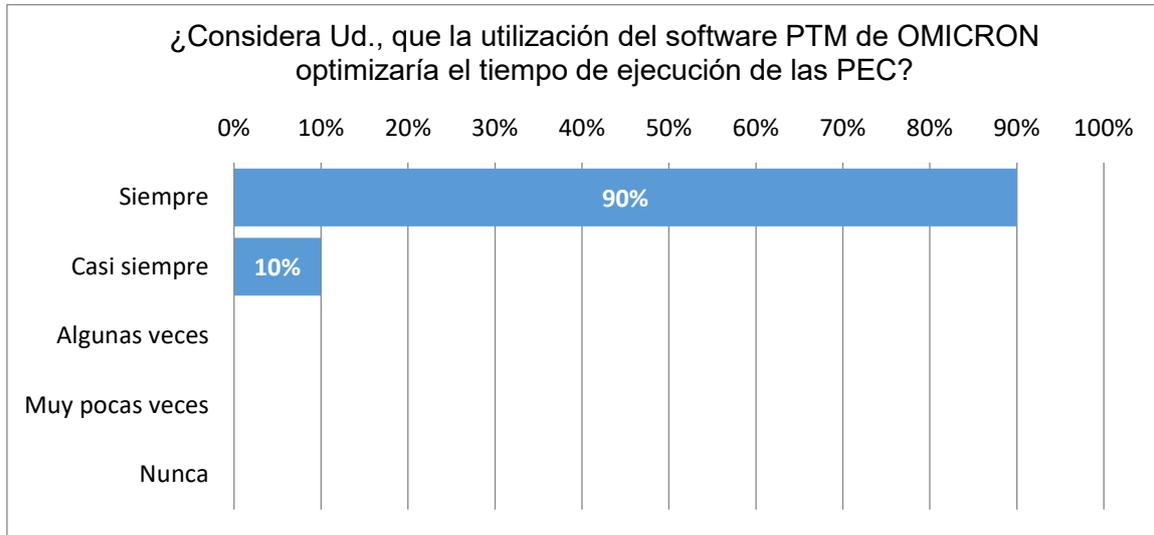
- **Causa C: Desactualización Tecnológica**

Se visualiza en el gráfico de barras de la figura 6.3, que el 90% del personal técnico encuestado menciona que siempre que no se utilice el software PTM de OMICRON no se optimiza el tiempo de ejecución de las PEC; y solo el 10% menciona que es casi siempre.

La actualización tecnológica relacionada a la utilización de softwares, equipos de medición y/o accesorios de última generación no genera retrasos en el tiempo de ejecución de las PEC y que por lo contrario lo optimiza. Por lo tanto, no se le considera a la causa C como una causa raíz del retraso de las PEC.

Figura 6.3

Valoración de la utilización de la tecnología en las PEC.



Fuente: (Elaboración propia).

6.2.2. Personal

- **Causa D: Insuficiente cantidad de personal técnico**

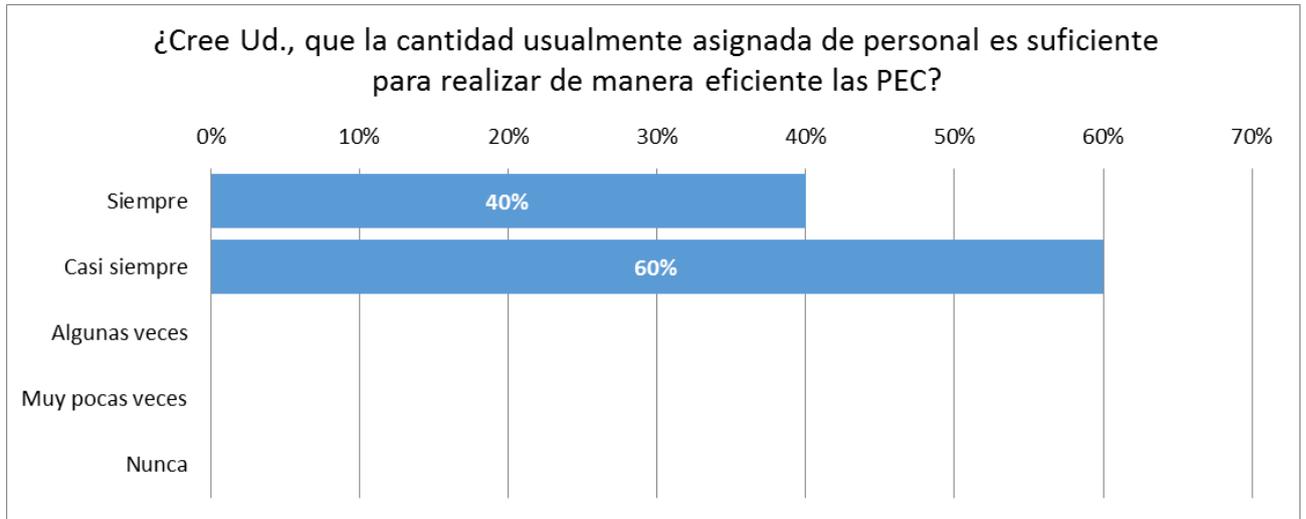
Según la Figura 6.4, el 60% de los encuestados indica que casi siempre es suficiente la cantidad de personal asignado para la realización eficiente de las PEC; mientras que para el 40% restante, lo es siempre.

La cantidad de personal está en función de la cantidad de pruebas eléctricas a realizar y la cantidad de transformadores a intervenir en un plazo de tiempo determinado. Si la cantidad de personal participante de las PEC es menor al mínimo necesario se generarán retrasos en la culminación del servicio.

Siempre que en la etapa de la planificación de los trabajos se considere la cantidad necesaria para la ejecución efectiva de las PEC, no se consideraría a la causa D como una causa raíz del retraso de las PEC.

Figura 6.4

Valoración de la cantidad de personal en las PEC.



Fuente: (Elaboración propia).

- **Causa E: Ausencia de capacitación al personal técnico**

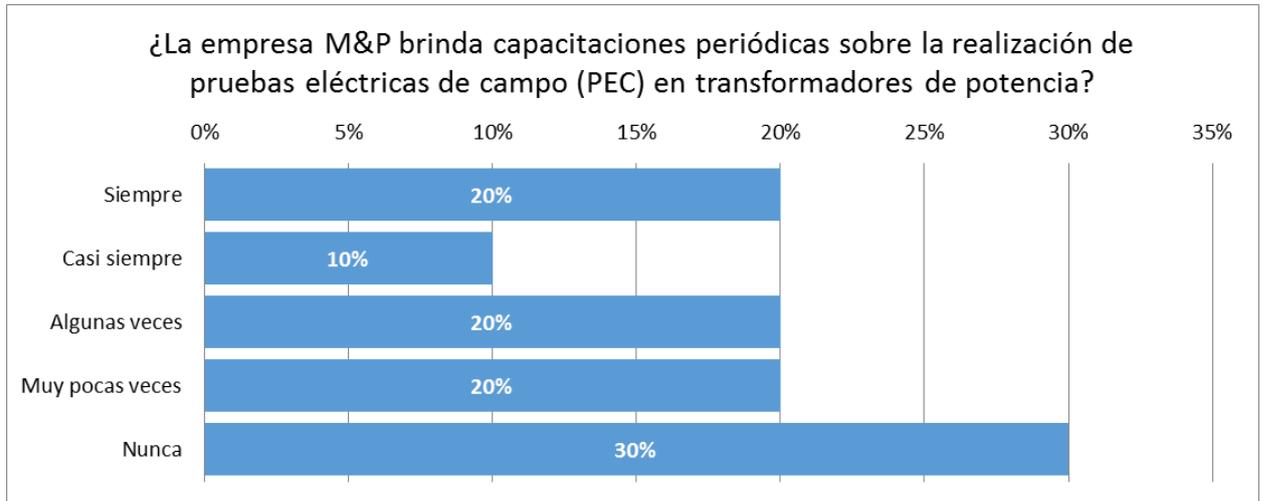
Según la Figura 6.5, un 20% de los encuestados indica que siempre la empresa M&P brinda capacitaciones periódicas sobre la realización de las PEC en transformadores de potencia; mientras que para un 10%, es casi siempre; para un 20%, es algunas veces; para otro 20%, es muy pocas veces; y por último, para un 30% es nunca.

La falta de capacitaciones al personal técnico se evidenciará en la falta de conocimiento de la forma correcta y efectiva de realización de las PEC, lo cual conllevará a que el personal técnico cometa errores durante la ejecución de las PEC que resultarán en retrasos indeseados.

Se concluye, según lo indicado por los encuestados, que no todo el personal técnico ha recibido capacitaciones periódicas sobre las PEC a los transformadores de potencia, por lo que la causa D si representa una causa raíz del retraso en la realización de las PEC.

Figura 6.5

Valoración de la capacitación al personal técnico.



Fuente: (Elaboración propia).

6.2.3. Gestión

- **Causa F: Ineficiente Gestión en Seguridad**

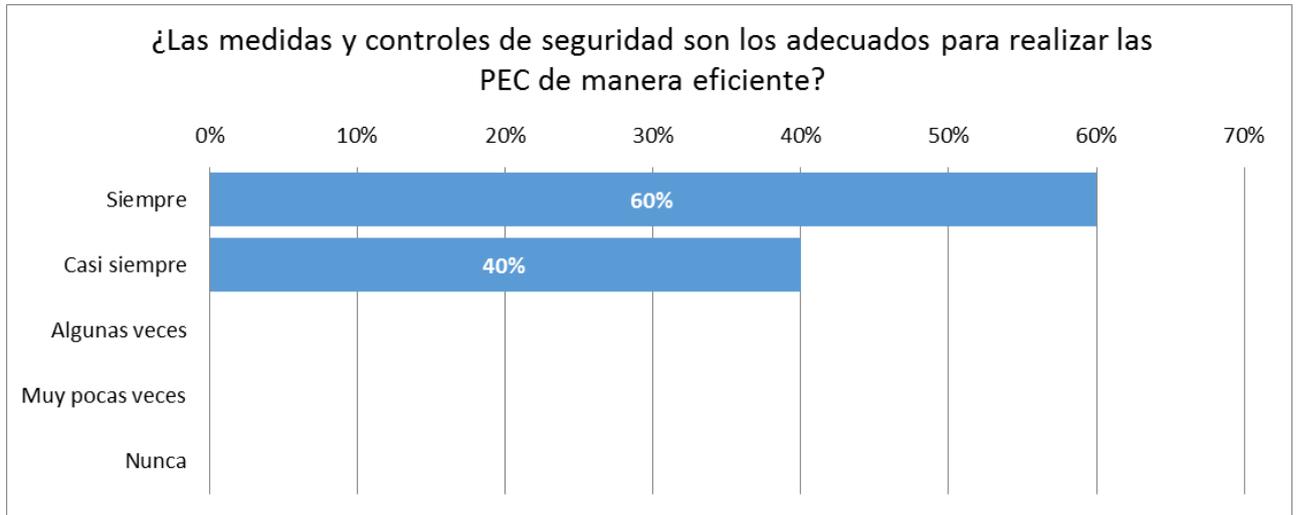
Según la Figura 6.6, un 60% de los encuestados indica que siempre las medidas y controles de seguridad son los adecuados para realización efectiva de las PEC; y para un 40%, es casi siempre.

Lo que debe evitarse durante la realización de las PEC son los accidentes e incidentes de trabajo. Puesto que todos estos accidentes y/o incidentes conllevarán a retrasos indeseados del servicio.

Por lo que se concluye que la causa E no es una causa raíz de los retrasos, pero al igual que en otros aspectos, se debe de buscar la mejora continua de la gestión en seguridad.

Figura 6.6

Valoración de la gestión de seguridad.



Fuente: (Elaboración propia).

- **Causa G: Incumplimiento del Mantenimiento preventivo de equipos de medición.**

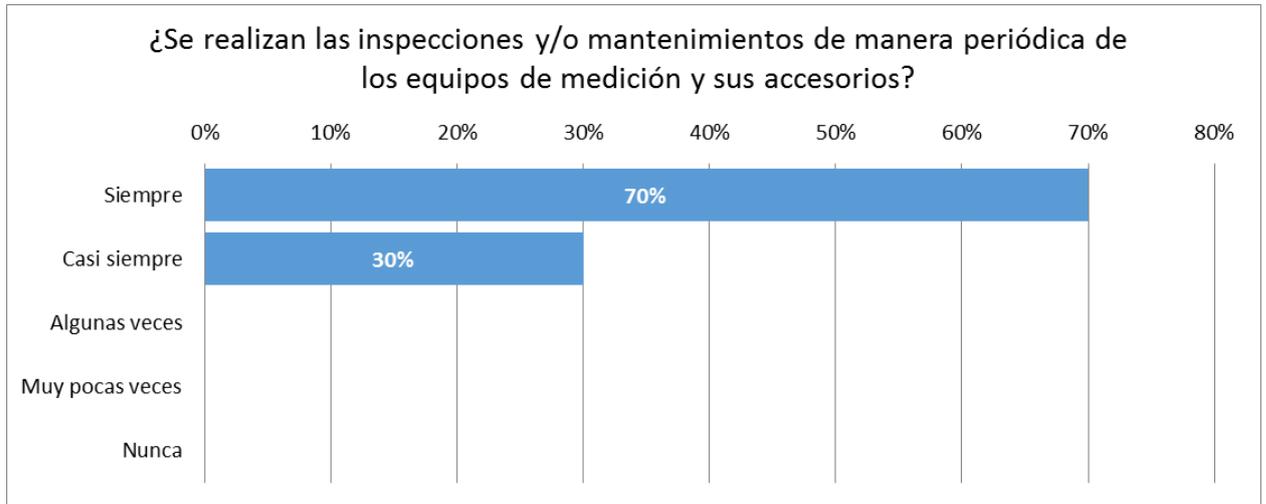
Según la Figura 6.7, un 70% de los encuestados indica que siempre se realizan las inspecciones y/o mantenimientos de manera periódica de los equipos de medición y sus accesorios; y mientras que para un 30%, se realizan casi siempre.

Si el equipo de medición o uno de sus accesorios no se encuentra en las mejores condiciones, generará dificultades durante la realización de las PEC y terminarán retrasando las labores.

Por consiguiente, se infiere que la causa F no representa para la empresa una causa raíz del retraso en la ejecución de las PEC durante un corte de energía programado.

Figura 6.7

Valoración del mantenimiento preventivo de los equipos de medición.



Fuente: (Elaboración propia).

- **Causa H: Incumplimiento de Calibración periódica de equipos de medición.**

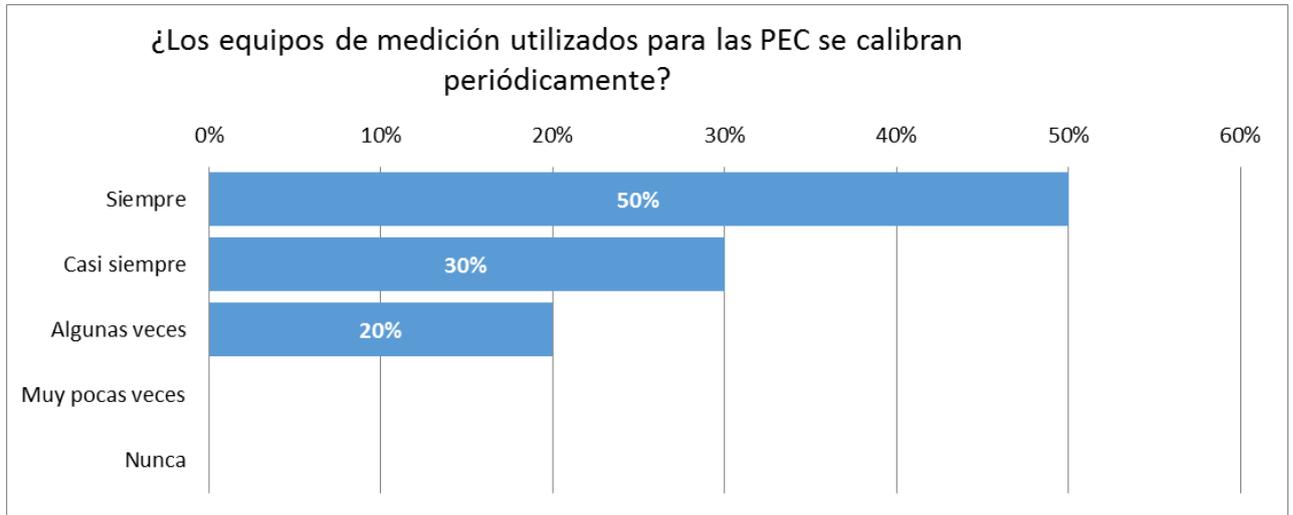
Según la figura 6.8, un 50% de los encuestados indica que los equipos de medición utilizados para las PEC se calibran periódicamente; un 30%, indica que es casi siempre; y un 20%, indica que es algunas veces.

Es importante cumplir con este programa de calibración porque en el cualquier momento un equipo de medición no calibrado va a medir valores erróneos que conllevarán a que el operador y/o especialista tenga que realizar nuevamente la medición con otro equipo que, si esté calibrado, generándose así un retraso en la culminación de las PEC o peor aún no se culminen con algunas pruebas.

Por consiguiente, se concluye que para la empresa M&P, la causa G no constituye una causa raíz del retraso en la ejecución de las PEC durante un corte de energía programado.

Figura 6.8

Valoración de las calibraciones periódicas de los equipos de medición.



Fuente: (Elaboración propia).

6.2.4. Proceso

- **Causa I: Ineficiencia de la Supervisión**

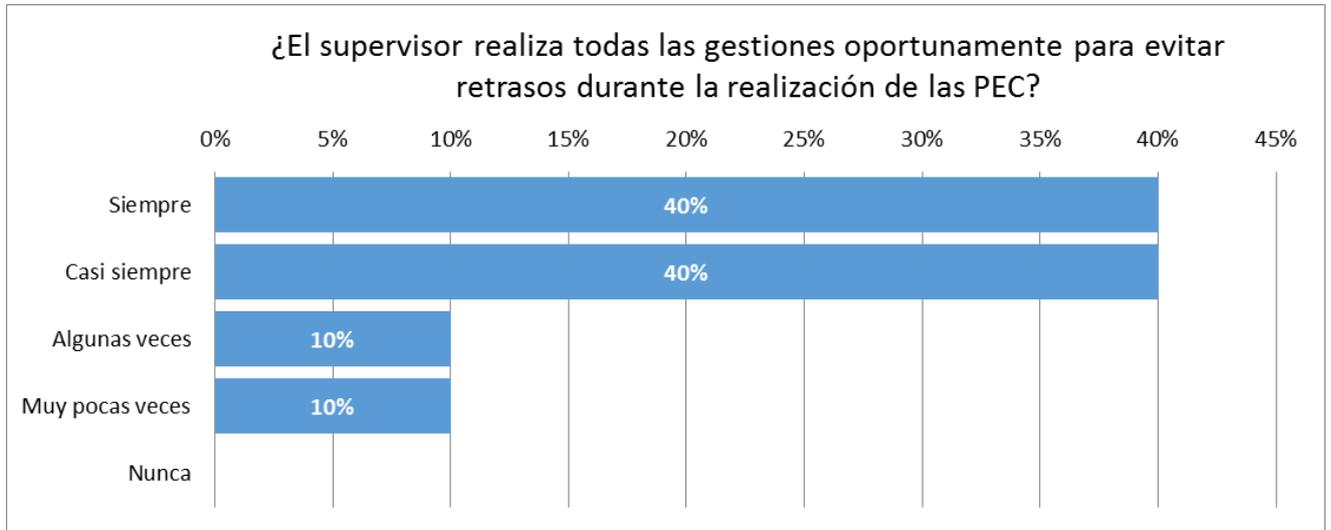
Según la Figura 6.9, un 40% de los encuestados indica que siempre el supervisor realiza todas las gestiones oportunamente para evitar retrasos durante la realización de las PEC, otro 40% indica que es casi siempre, un 10% indica que es algunas veces y otro 10% indica que es muy pocas veces.

Una ineficiente gestión de la supervisión encargada de las PEC generará el retraso de la culminación del servicio en el tiempo programado del corte de energía.

Por lo cual, se concluye que, para la empresa, la causa I no se considera como una causa raíz del retraso en la PEC.

Figura 6.9

Valoración de la gestión de la supervisión.



Fuente: (Elaboración propia).

- **Causa J: Ineficiente Planificación del trabajo**

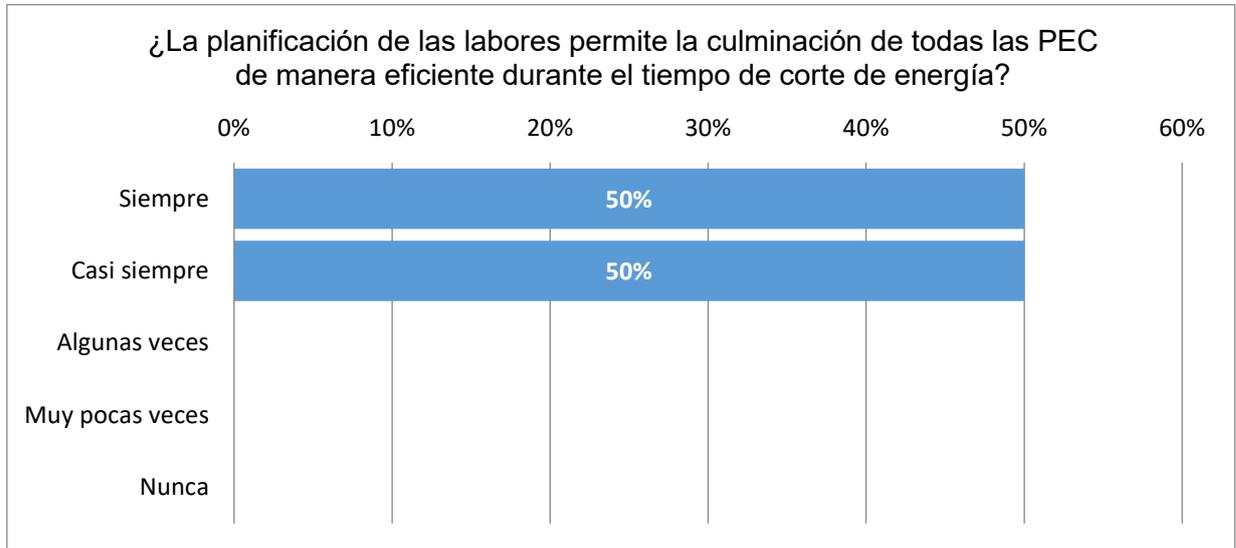
Según la Figura 6.10, un 50% de los encuestados indica que siempre se culminan las todas PEC de manera eficiente durante el tiempo programado del corte de energía; y mientras que para otro el 50%, es casi siempre.

Si la etapa de planificación del trabajo se realiza de manera correcta, llegado el día del servicio no se presentarán dificultades que impidan la ejecución efectiva de las PEC.

Por consiguiente, se infiere que la causa I no es una causa raíz del retraso en la ejecución de las PEC durante un corte de energía programado.

Figura 6.10

Valoración de la eficiencia de la planificación del trabajo.



Fuente: (Elaboración propia).

- **Causa K: Desactualización de Procedimientos de Trabajo**

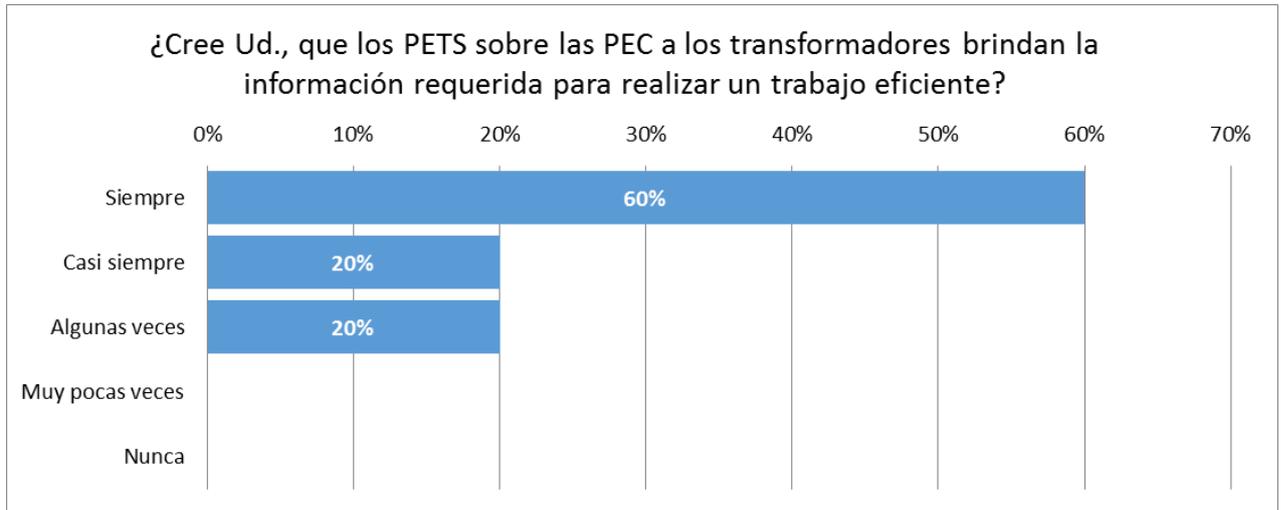
Según la Figura 6.11, un 60% de los encuestados indica que siempre los PETS brindan la información requerida para la realización efectiva de las PEC en los transformadores; para un 20%, es casi siempre; y para el 20% restante, es algunas veces.

La actualización y mejora de los procedimientos de trabajo favorecerá la optimización del tiempo de ejecución de las PEC, que contenga pasos claros que eviten la ocurrencia de incidentes y/o accidentes que generen retrasos durante el corte de energía programado.

Por lo tanto, se concluye que la causa J no es una causa raíz del retraso en la ejecución de las PEC durante un corte de energía programado.

Figura 6.11

Valoración de los PETS sobre las PEC a transformadores.



Fuente: (Elaboración propia).

- **Causa L: Inapropiada Metodología de las PEC**

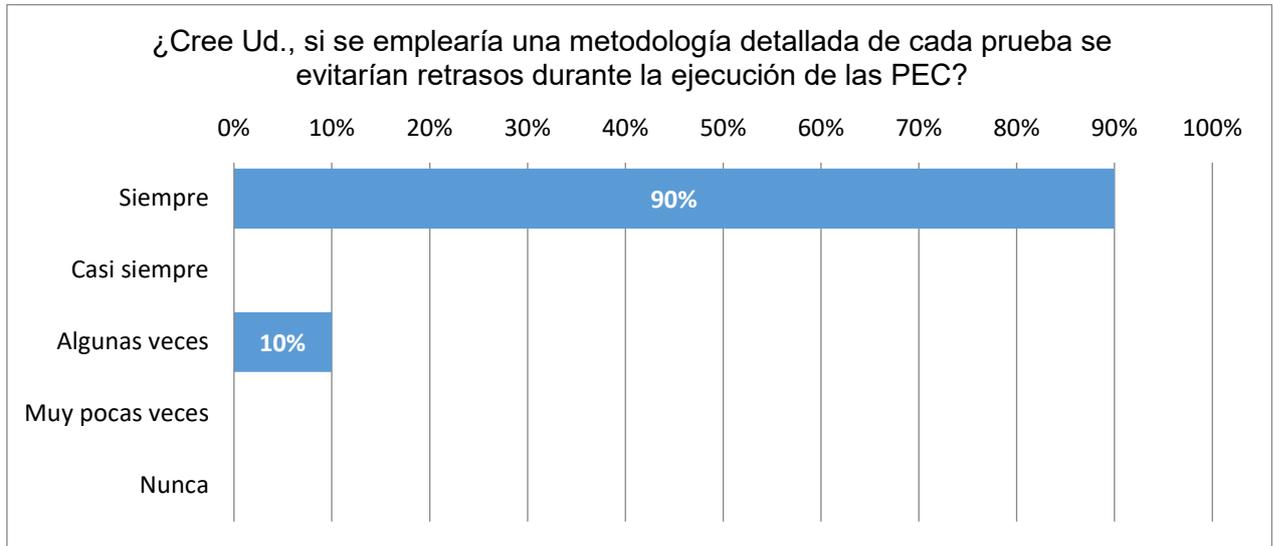
Según la Figura 6.12, un 90% de los encuestados indica que siempre que se emplee una metodología detallada de las PEC se optimizará el tiempo de ejecución de las mismas; y mientras que para un 10%, solo es algunas veces.

Una apropiada metodología minimiza la cantidad de errores que se cometen durante la ejecución de las PEC a un transformador de potencia; consiguiéndose así, la optimización del tiempo de ejecución. Además, si se emplea una adecuada secuencia de ejecución de las PEC, también se consigue optimizar el tiempo de ejecución del servicio.

Por lo cual, se concluye que, para la empresa, la causa K no se considera como una causa raíz del retraso en las PEC.

Figura 6.12

Valoración de la metodología de las pruebas eléctricas de campo.



Fuente: (Elaboración propia).

- **Causa M: Ausencia de Soporte técnico**

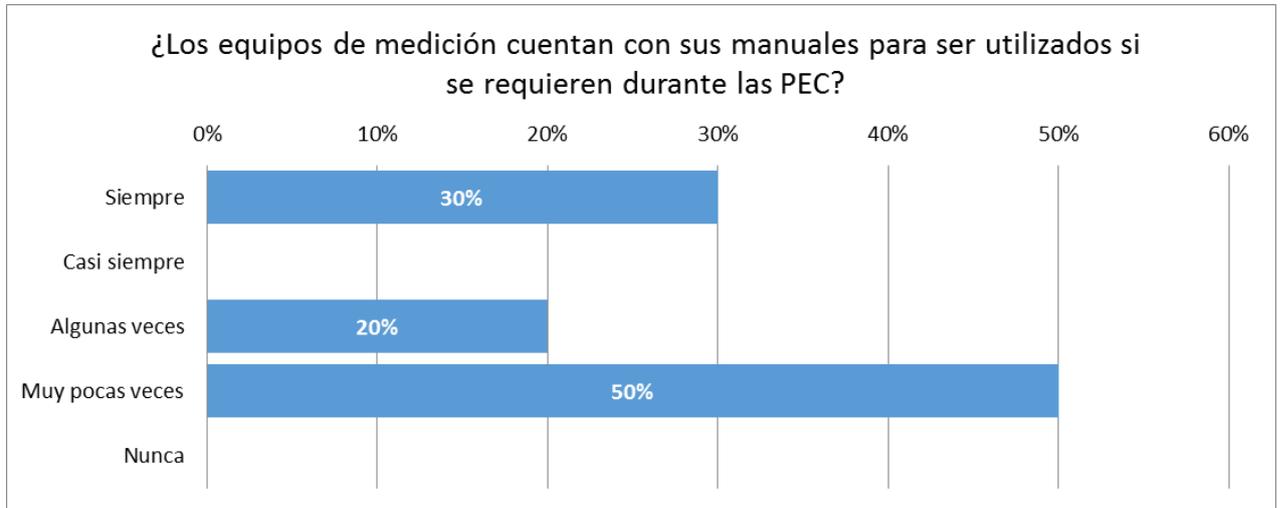
Según la Figura 6.13, un 50% de los encuestados indica que siempre los equipos de medición cuentan con sus manuales para ser utilizados cuando se requieran durante las PEC; mientras que para un 10%, solo es algunas veces; y para un 40%, es muy pocas veces.

Los manuales técnicos de los equipos de medición, así como las consultas técnicas a un especialista del fabricante o representante del equipo de medición, forman parte del soporte técnico para el especialista u operario del equipo de medición. Sin este soporte técnico se generarían retrasos durante la ejecución de las PEC.

Por lo tanto, la causa L si representaría una causa raíz del retraso en la ejecución de las PEC a los transformadores de potencia durante un corte de energía programado.

Figura 6.13

Valoración del soporte técnico durante las PEC.



Fuente: (Elaboración propia).

6.3. Propuestas de optimización

Para identificar alternativas de optimización del desempeño del proceso de realización de las PEC, una herramienta muy útil es la aplicación de la mejora continua mediante la consideración de los aspectos o causas que retrasan el tiempo de ejecución de las PEC durante un corte de energía programado.

En primera instancia, se analizó y estimó el impacto negativo de cada una de las posibles causas raíces del retraso de las PEC, para proponer oportunidades de mejora del proceso de realización de las PEC, que finalmente optimicen su tiempo de ejecución.

Se presenta a continuación las propuestas de optimización que consideran los siguientes aspectos: la capacitación para personal sobre mantenimiento de transformadores de potencia, la utilización de nuevas tecnologías y el mejoramiento del procedimiento de las pruebas eléctricas de campo a transformadores de potencia.

6.3.1. Capacitación para personal sobre mantenimiento de transformadores de potencia.

Es importante la capacitación constante de todo el personal que está involucrado con el mantenimiento de los transformadores de potencia, para lograr una mejora continua del proceso de realización de las PEC, lográndose así la optimización del tiempo de ejecución de los servicios de PEC.

Mejoras a ejecutar:

- **Capacitación sobre las pruebas eléctricas de campo de transformadores de potencia.**

Capacitar al personal sobre todo lo referente a las pruebas eléctricas de campo en transformadores de potencia, permitirá un eficiente desarrollo de los servicios que incluyan estas actividades de mantenimiento preventivo.

Se debe coordinar la realización, inscripción y participación de todo el personal de la empresa involucrado en los servicios de mantenimiento a los transformadores, de las capacitaciones sobre las pruebas eléctricas a transformadores brindadas por los representantes de las principales marcas de los equipos de medición, las empresas de renombre con amplia experiencia en el tema de PEC u otras instituciones que brinden este tipo de capacitaciones.

Estas capacitaciones se realizan a través de simposios, charlas, cursos, seminarios, talleres, webinarios o conferencias.

6.3.2. Utilización de nuevas tecnologías para la realización de las PEC.

Las empresas fabricantes de los equipos de medición para transformadores están siempre desarrollando nuevas tecnologías que brindan soluciones de pruebas inteligentes, reduciendo el número de pasos de trabajo, y permiten realizar las pruebas de manera más fácil, rápida y segura.

Debido a los complejos diseños de los transformadores, tiene que comprobarse una serie de parámetros. Esto a menudo requiere varios dispositivos, así como conectar y desconectar cables repetidamente. Las pruebas de cada una de las fases y de las posiciones del cambiador de tomas no solo aumentan el trabajo, sino también el tiempo de inactividad del transformador. Las pruebas de los transformadores son las que llevan más tiempo entre todos los equipos de una subestación. En promedio, una prueba completa lleva toda una jornada de trabajo, según lo indicado por OMICRON electronic GmbH. (2019) “Una combinación de funciones muy bien pensadas y el uso inteligente de la automatización hacen que las soluciones de pruebas sean increíblemente eficientes”, Magazine Volumen 10 Número 1 [15].

Mejoras a ejecutar:

- **Adquisición del nuevo sistema de prueba de transformadores de potencia trifásicos, TESTRANO 600.**

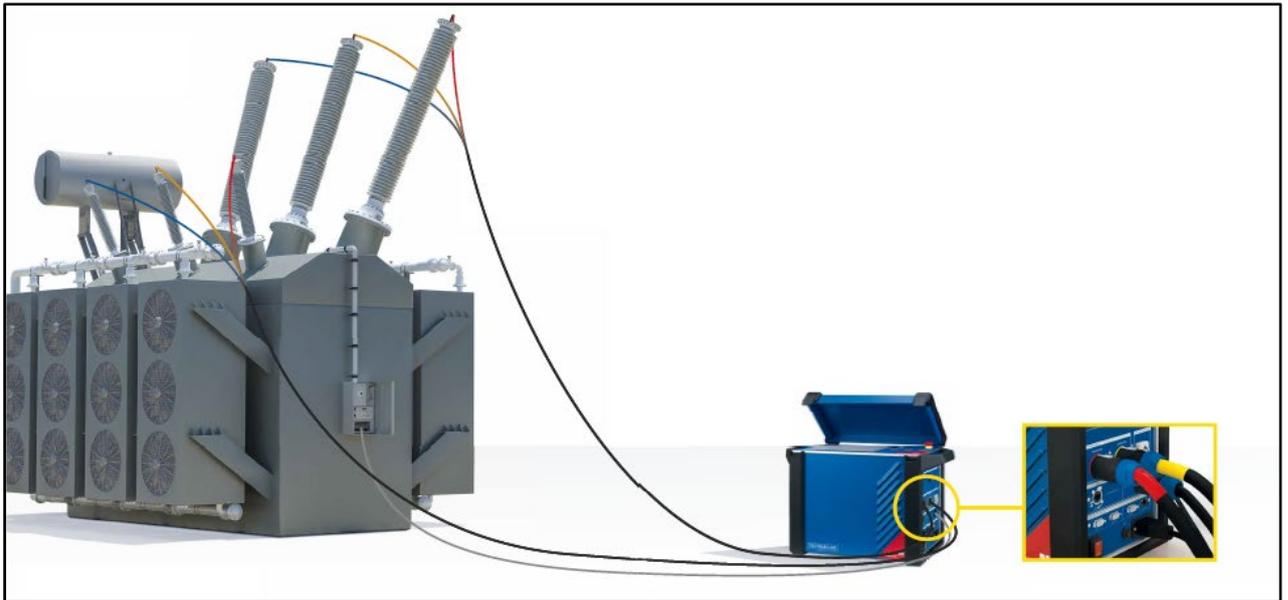
El TESTRANO 600 es el primer sistema de prueba trifásica multifuncional y fácilmente portable (gracias a su peso de 20 kg) de todo el mundo. Sus tres potentes amplificadores reducen al mínimo el tiempo de prueba mientras garantizan un alto nivel de exactitud de la medición. Algoritmos inteligentes proporcionan pruebas simultáneas totalmente automáticas de las tres fases, por lo que el equipo TESTRANO 600 solo necesita un tercio del tiempo en comparación con las soluciones de prueba monofásicas convencionales [15].

Además, se llevan a cabo varias pruebas eléctricas estándar con una sola configuración de prueba, tal como medir la relación de transformación, la resistencia del devanado, la resistencia dinámica, la impedancia de cortocircuito, así como la respuesta en frecuencia de las pérdidas de dispersión. Junto con la técnica de conexión intuitiva, esto minimiza la probabilidad de errores en la configuración y ejecución de la prueba, permitiendo un tiempo de prueba reducido [15].

El sencillo concepto de conexión del TESTRANO 600 reduce el esfuerzo general de recableado y nos permite garantizar resultados de medición más rápidos, como se indica en la Figura 6.14.

Figura 6.14

Concepto de conexión del TESTRANO 600



Fuente: OMICRON electronic GmbH (2016). "Soluciones innovadoras de prueba de sistemas eléctricos".

Este nuevo método no sólo acelera la prueba y reduce los errores de medición, sino que también mejora la seguridad de los operadores de pruebas, puesto que los libera de subir otra vez por la escalera para cambiar las conexiones.

- Utilización del software PRIMARY TEST MANAGER (PTM)

El software PTM permite realizar múltiples pruebas en transformadores de potencia, interruptores de potencia y transformadores de corriente. Proporciona una guía activa para el usuario durante el proceso de pruebas con la unidad CPC 100 o el TESTRANO 600, haciendo que las pruebas sean más rápidas, fáciles y seguras, según lo indicado por OMICRON electronic GmbH. (2013) "Un guía experto", Magazine Volumen 4 Número 1 [12].

El software PTM es una herramienta útil para optimizar el tiempo de ejecución de las PEC durante un corte de energía. Además, que para la realización de todas las pruebas es confiable esta herramienta para garantizar el cumplimiento de normas internacionales como IEEE 62 (C57.152), IEC 60076-1 o IEC 60076-3 [12].

El procedimiento de prueba se basa en un concepto de cuatro pasos que abarca todo el proceso, desde la etapa de preparación hasta el informe de la prueba.

Etapa N°1

El primer paso consiste en planificar la prueba correspondiente. Esta planificación se realiza de manera muy confortable y tranquila desde la oficina. Esto significa que es factible hacer minuciosos preparativos para el día de las pruebas y reducir la cantidad de tiempo de trabajo en campo. En este caso, una característica que es especialmente útil para el usuario es la forma estructurada en la que se almacenan todos los equipos en la base de datos del software PTM [12].

Se encontrará el transformador que se busca con solo unos cuantos clics. Todo es rápido y fácil. Los pequeños ajustes que se realicen en campo se transfieren a la base de datos, así que estarán disponibles también para la próxima prueba [12].

También existe la opción de acceder durante la etapa de preparación a los datos medidos en las pruebas anteriores del equipo que, más adelante, servirán para compararse con los resultados más recientes [12].

Etapa N°2

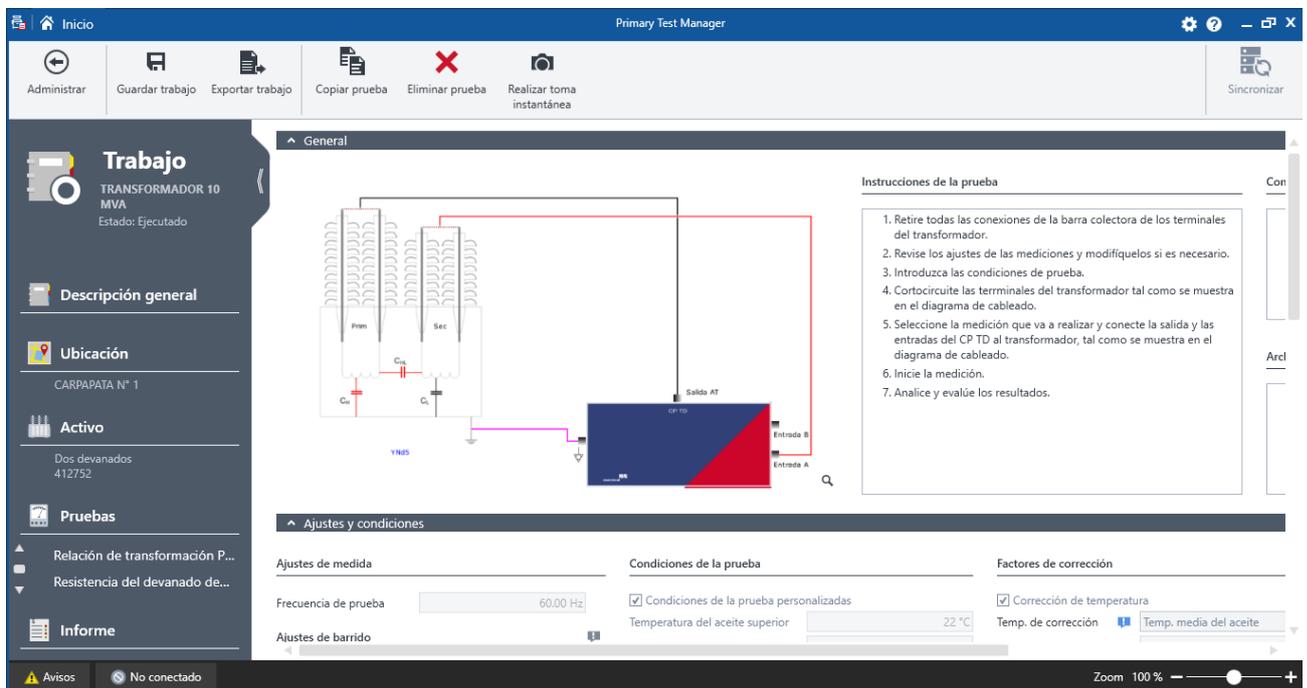
Gracias a cómo funciona el software PTM y a la fase de preparación, las pruebas en campo se realizan de forma prácticamente automática. Con diagramas claros de conexiones que facilitan al usuario a garantizar que el equipo de pruebas se configure correctamente. Con esto no solo se minimiza los errores, sino que también se proporciona protección para el usuario [12].

El software PTM permite al especialista en pruebas realizar ajustes individuales para cada una de las pruebas y adaptarlas a las necesidades específicas con un mínimo esfuerzo, como se visualiza en la Figura 6.14 y la Figura 6.15. Gracias al software PTM, la unidad CPC 100 o el TESTRANO 600 se controla directamente desde una computadora, lo que es una gran ventaja puesto que ya no es necesario permanecer al lado al dispositivo de prueba. Tal es la simplicidad que el operador del equipo se sentará con su portátil y controlará las mediciones desde allí [12].

Todos los resultados se detallan en diagramas y tablas en tiempo real y el sistema indica el progreso de las mediciones, así como las tareas que quedan por realizar. Los resultados se evalúan automáticamente basándose en los valores límite ingresados (por ejemplo, los valores de conformidad con normas internacionales) [12].

Figura 6.15

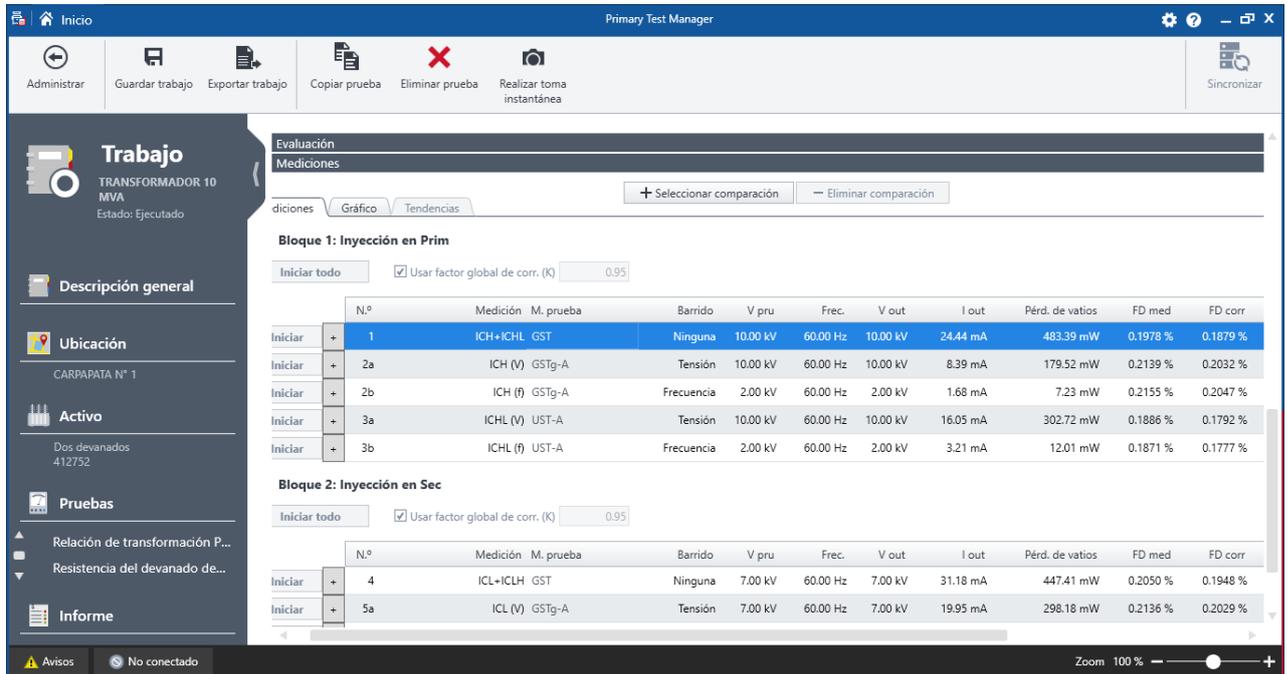
Vista de la ventana de pruebas del software PTM. Parte 1



Fuente: (Elaboración propia).

Figura 6.16

Vista de la ventana de pruebas del software PTM. Parte 2



Fuente: (Elaboración propia).

Etapa N°3

Todos los datos relacionados con el equipo se almacenan en la base de datos integrada. Esto garantiza el acceso en todo momento a las pruebas ya realizadas, así como los diagramas de conexiones y los informes de las pruebas. Además, la función integrada de búsqueda garantiza que el usuario acceda a elementos específicos de estos datos rápida y fácilmente. Dispone de varias interfaces para el intercambio de datos con otros sistemas o bases de datos [12].

Etapa N°4

Si bien es posible contar con los informes de prueba creados automáticamente conforme a informes predefinidos, el software PTM le permite al técnico de pruebas decidir libremente qué datos presentar en los informes. También permite incorporar fácilmente información adicional, como el logotipo de la empresa, fotos, o resultados de pruebas que ya se hayan realizado [12].

El software PTM a parte de utilizarlo para pruebas, también te permite utilizarlo para brindar capacitaciones del personal que está involucrado en el mantenimiento de equipos. Debido a la amplia variedad de aplicaciones en las que se utiliza esta solución del software, resulta en una herramienta de capacitación ideal.

6.3.3. Mejoramiento del procedimiento de las PEC a Transformadores de Potencia.

El procedimiento de realización de las PEC es clave para la reducción del tiempo de ejecución del servicio. Un procedimiento de las PEC a los transformadores de potencia estará bien estructurado, si indica: los pasos a seguir de manera detallada, los esquemas de conexionado, los valores de tensión/corriente de prueba, consideraciones de configuración de prueba y los valores límites de evaluación de los resultados.

Los procedimientos escritos de trabajo seguro (PETS) referentes a las PEC en transformadores deben señalar los pasos indicados en el estándar del procedimiento o metodología de realización de las PEC. Si hay una implementación de la metodología de las PEC esta generará la actualización de los documentos de gestión de seguridad relacionados a esta actividad.

Mejoras a ejecutar:

- **Redactar un estándar del procedimiento de las PEC a Transformadores de Potencia.**

El estándar del procedimiento de las PEC a Transformadores de Potencia debe ser aplicado por todo el personal técnico que opera los equipos de medición de la empresa M&P Ingenieros.

Este procedimiento debe detallar los pasos de ejecución de cada prueba eléctrica de campo. Como también se debe detallar las restricciones, los valores límites de evaluación de los resultados y los esquemas de conexionado de cada prueba.

Si se aplica correctamente el estándar del procedimiento de las PEC durante la ejecución de un servicio, permitirá la optimización del tiempo de ejecución.

6.4. Prueba de Hipótesis

6.4.1. Planteamiento de la Hipótesis

Hipótesis Nula

H_0 = El análisis de las PEC en los transformadores de potencia no permite optimizar el tiempo de ejecución durante un corte de energía programado.

Hipótesis Alterna

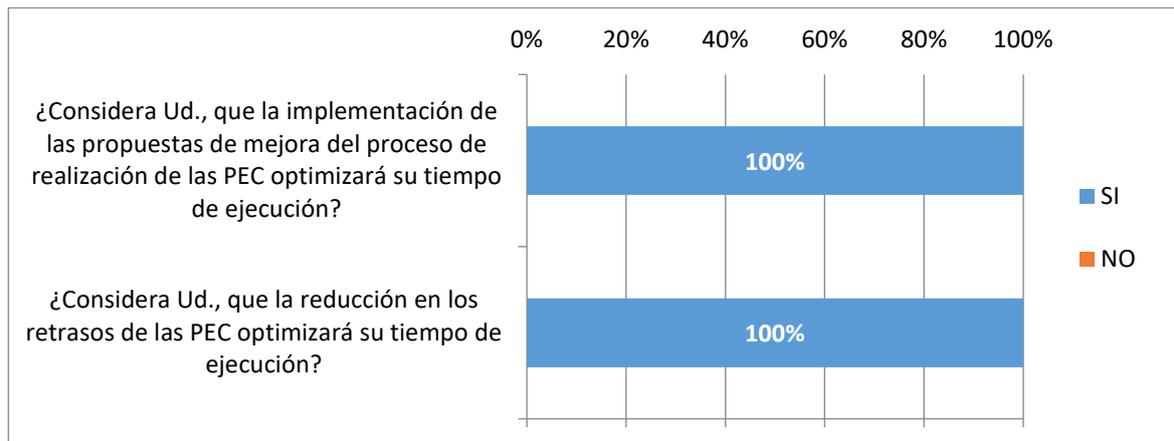
H_1 = El análisis de las PEC en los transformadores de potencia permite optimizar el tiempo de ejecución durante un corte de energía programado.

6.4.2. Estadístico de Prueba

Para la prueba de hipótesis, se consideran los resultados obtenidos de las preguntas 5 y 7 de la encuesta, las cuales se indican en la gráfica de barras de la figura 6.14.

Figura 6.17

Resultados del estadístico de la prueba de hipótesis.



Fuente: (Elaboración propia).

La totalidad de los encuestados indicaron que la implementación de las propuestas de mejora del proceso de realización de las PEC optimizará su tiempo de ejecución. También, el 100% de los encuestados, indicaron que la reducción en los retrasos de las PEC optimizará su tiempo de ejecución.

Por lo tanto, se rechaza la hipótesis H_0 y se acepta la hipótesis alterna H_1 , demostrándose que el análisis de las PEC en los transformadores de potencia permite optimizar el tiempo de ejecución durante un corte de energía programado.

6.5. Discusión de Resultados

6.5.1. Resultados del análisis de la efectividad en la ejecución de las PEC a Transformadores de Potencia.

El 42% de los servicios de PEC a Transformadores de Potencia que no se realizaron de manera efectiva, fueron a causa de distintos factores vinculados con el cliente y otros a la empresa. A continuación, indicaremos los principales factores que impidieron el desarrollo de manera efectiva de las PEC en los transformadores de potencia:

- La no desconexión de los cables de energía de los terminales de los bushings del transformador de potencia.
- La reducción del tiempo programado para el servicio por motivos relacionados con el cliente.
- Las paralizaciones del trabajo por malas condiciones climáticas (alto porcentaje de humedad relativa, lluvias torrenciales, tormentas eléctricas, etc.).
- La cantidad insuficiente de personal técnico de apoyo en la realización de las tareas que comprenden las PEC.
- La falta de equipamiento y recursos necesarios para las PEC.

El 33% de los servicios de PEC a Transformadores de Potencia que no se culminaron con todas las pruebas dentro del tiempo programado del corte de energía,

fueron por factores externos e internos a la empresa. Los principales factores que no permitieron la culminación de todas las PEC son las siguientes:

- La reducción del tiempo programado para el servicio por motivos relacionados con el cliente.
- Las paralizaciones del trabajo por malas condiciones climáticas (alto porcentaje de humedad relativa, lluvias torrenciales, tormentas eléctricas, etc.).
- La cantidad insuficiente de personal técnico de apoyo en la realización de las tareas que comprenden las PEC.
- La falta de equipamiento y recursos necesarios para las PEC.

Al establecerse las comunicaciones y las coordinaciones adecuadas entre los jefes y/o supervisores del cliente y la empresa contratista, se conseguirá planificar una eficiente ejecución de las PEC donde dentro del tiempo programado del corte de energía.

6.5.2. Resultados del análisis de las causas de los retrasos de las PEC

A) Equipamiento:

- Los equipos de medición que forman parte del equipamiento de la empresa M&P son apropiados para realizar todas las pruebas eléctricas estándar de campo, por lo tanto, no representan una causa raíz de los retrasos en la ejecución del servicio.
- Las herramientas, equipamiento y recursos necesarios para la realización de forma efectiva de las PEC de los transformadores de potencia, sí los posee la empresa M&P. Así que no representarían una causa raíz de los retrasos durante la ejecución del servicio, siempre que en la etapa de planificación se prevea el traslado de todas las herramientas, equipamiento y recursos necesarios al lugar del servicio.
- No todos los operadores de los equipos de medición de la empresa, utilizan el software PTM de OMICRON para la realización de las PEC en los

transformadores de potencia, por lo que no se estaría optimizando el tiempo de ejecución servicio en aquellos en los que no se utiliza esta herramienta tecnológica.

B) Personal:

- La cantidad del personal técnico para la ejecución efectiva de las PEC en los transformadores de potencia, dependerá de la cantidad de pruebas eléctricas a realizar y la cantidad de transformadores a intervenir en un plazo de tiempo determinado. En el caso que no se disponga de la cantidad mínima necesaria para la ejecución efectiva del servicio, sí representará una causa del retraso de las PEC.
- Si la empresa M&P continua sin brindar las capacitaciones periódicas que requiere todo el personal técnico involucrado en la realización de las PEC, se seguirán cometiendo errores que no permitirán la efectiva realización de las PEC. Por lo tanto, la falta de capacitaciones es una causa raíz del retraso del servicio.

C) Gestión:

- Las medidas y controles de seguridad consideradas por los trabajadores de la empresa que participan del servicio de las PEC en los transformadores de potencia son las adecuadas para evitar incidentes y accidentes en el trabajo. Por lo tanto, la gestión de seguridad no es una causa del retraso en la ejecución de las PEC.
- La empresa, procurando cumplir con la calidad y excelencia de los servicios que brinda, realiza el mantenimiento preventivo de sus equipos de medición de manera periódica. Por lo tanto, el mantenimiento preventivo de los equipos de medición no es una causa del retraso en las PEC.

- Juntamente con el mantenimiento preventivo de sus equipos de medición, la empresa realiza, también de manera periódica, la calibración de sus equipos de medición utilizados en los servicios de PEC en transformadores de potencia. Por lo tanto, la calibración de los equipos de medición no es una causa del retraso en las PEC.

D) Proceso:

- El personal especializado de la empresa que es designado para la labor de supervisión durante un servicio de PEC en los transformadores de potencia, cumple su rol de la manera correcta, evitando en gran medida la generación de retrasos por las autorizaciones y permisos que debe otorgar el cliente antes de intervenir el o los transformadores de potencia. Por lo tanto, el aspecto de la supervisión no es una causa del retraso de las PEC.
- En la empresa, el supervisor designado para liderar el grupo de trabajo que realizará el servicio de PEC en un(os) transformador de potencia; realiza las coordinaciones con el cliente, gestiona todo el proceso de ingreso al lugar de trabajo y solicita los recursos necesarios al cliente para la ejecución efectiva del servicio. También elabora un plan del trabajo de las PEC en el o los transformadores de potencia a intervenir. Si la etapa de planificación del trabajo no se realiza de manera correcta, llegado el día del servicio se presentarán dificultades que impidan la ejecución efectiva de las PEC; y por lo tanto este aspecto será una causa de los retrasos en la ejecución de las PEC.
- El procedimiento escrito de trabajo seguro (PETS) referente a la realización de las PEC en transformadores de potencia, que utiliza la empresa como documento de gestión en seguridad, cumple con brindar la información requerida para la ejecución efectiva del servicio, pero no detalla en sus pasos la metodología de cada prueba. Si el PETS u otro documento de

seguridad está correctamente redactado en relación a la prevención de incidentes, no se generarán retrasos en la realización de las PEC.

- En la empresa no existe un estándar de la metodología de realización de las PEC en transformadores de potencia, en el cual se encuentre detallado los pasos del procedimiento de cada prueba eléctrica de campo. Aunque a este aspecto no se le considere una causa del retraso de las PEC, sí sería apropiada su implementación para la optimización en el tiempo de ejecución de las PEC.
- El personal técnico de la empresa no siempre conoce cómo se debe proceder ante un mensaje de error en el equipo de medición o ante alguna duda o interrogante que se presente durante la realización de las PEC. En estos casos, lo que se debe establecer en la empresa como una buena práctica es la consulta de los manuales técnicos de los equipos de medición, como también la consulta con algún especialista de la empresa fabricante o de la empresa representante en el país, que brinde el soporte técnico requerido. Por lo tanto, este aspecto si representaría una causa raíz del retraso en la ejecución de las PEC.

Conclusiones

- 1) El análisis de los retrasos de las PEC a los transformadores de potencia mediante la utilización del diagrama causa-efecto permitió identificar que las causas raíces que generan mayor retraso en la ejecución de las PEC, son la ausencia de capacitaciones al personal técnico y la ausencia del soporte técnico. Reducir los retrasos causados por estos dos aspectos se logrará alcanzar a través de capacitaciones periódicas a todo el personal involucrado en actividades de mantenimiento preventivo a transformadores de potencia; y a través de buenas prácticas que incluyan la consulta de los manuales técnicos de los equipos de medición, como también la de algún especialista de la empresa fabricante o representante en el país, que brinde el soporte técnico requerido. Esto permitirá una mejora continua y eficiente desarrollo de los servicios de pruebas eléctricas de campo a los transformadores de potencia.
- 2) La reducción de los retrasos causados por todos los aspectos considerados que están relacionados al equipamiento, al personal, a la gestión y el proceso de las PEC que fueron analizados en el presente trabajo de investigación; favorecerá en la optimización del tiempo de ejecución de las PEC. Esta reducción de los retrasos se conseguirá en el tiempo, a través de la mejora continua de cada aspecto relacionado a las PEC y la aplicación de buenas prácticas en el trabajo.
- 3) La implementación de las propuestas de mejora para la optimización del tiempo de ejecución de las PEC: la capacitación del personal sobre el mantenimiento de transformadores de potencia, la utilización de nuevas tecnologías y el mejoramiento del procedimiento de las pruebas eléctricas de campo a transformadores de potencia; permitirán alcanzar la optimización del tiempo de ejecución de las PEC durante un corte de energía programado.
- 4) El mejoramiento de las comunicaciones, coordinaciones y planificaciones previas entre los jefes y/o supervisores del cliente y la empresa especializada; permitirá una

ejecución eficiente de las PEC y la culminación de todas ellas dentro del tiempo programado del corte de energía.

Recomendaciones

- 1) Para una futura investigación sobre la optimización del tiempo de ejecución de las PEC en los transformadores de potencia, se recomienda investigar la mejora que implicaría utilizar el equipo TESTRANO 600 en comparación con el equipo CPC 100, ambos del fabricante OMICRON.
- 2) Para estimar el tiempo total de ejecución de las PEC en los distintos escenarios tratados en esta investigación, se recomienda controlar el tiempo del servicio de inicio a final; y con esa información comparar el tiempo de ejecución, buscando el escenario más óptimo donde se realice de manera efectiva las PEC a los transformadores de potencia.
- 3) La empresa debe programar capacitaciones periódicas para todo su personal especialista sobre las nuevas tecnologías en equipos de medición para transformadores de potencia, y también sobre las pruebas eléctricas especializadas a los transformadores como son: la prueba de resistencia dinámica del conmutador bajo carga, la espectroscopia en el dominio de la frecuencia (FDS), prueba de la impedancia de cortocircuito, prueba de descargas parciales, entre otras.
- 4) La empresa debe establecer y difundir un estándar de la metodología de realización de PEC en transformadores de potencia, en el que se encuentre detallado los pasos del procedimiento de cada PEC, como también debe establecer la aplicación de buenas prácticas como la utilización del software PTM, la consulta de los manuales técnicos, normas técnicas, entre otras.

Referencias bibliográficas

- [1] ABB. (2007) “Operación y Mantenimiento de Transformadores de Potencia”, Manual del Usuario: 1ZCL000002EG-ES– rev. 1
- [2] Aguilar Herrera, O. (2012). “Mantenimiento Predictivo de Transformadores por Análisis tendencial de resultados de pruebas dieléctricas y aceites en Transformadores de Potencia del Departamento Central del INDE”. Trabajo de graduación.
- [3] Astocóndor Rabanal, E.R. (2018). “Implementación de manual de medición y análisis para transformadores eléctricos de potencia, utilizando maleta de prueba multifunción y desarrollando aplicativo móvil”. Trabajo de suficiencia profesional para optar el título profesional de Ingeniero Mecánico Electricista, Universidad Nacional Tecnológico de Lima Sur, Villa El Salvador, Lima, Perú.
- [4] Boero, C. (2009). “Mantenimiento Industrial”, el mantenimiento preventivo es también llamado “mantenimiento planificado”.
- [5] Briones Martínez, M.G. (2005) en su tesis de grado titulada “Análisis técnico y económico de la recuperación de los aceites dieléctricos con tierra fuller y desludificación de bobinados en transformadores”.
- [6] CHEC Grupo EPM (2018). “Manual de Mantenimiento Preventivo – Predictivo – Correctivo para Trabajos con Tensión en Subestaciones y Líneas CHEC”. Versión 1.0.
- [7] Corrales León, J.C. (1999). “Pruebas para instalación, puesta en servicio, operación y mantenimiento de Transformadores de Potencia”, Trabajo final para la obtención del título de ingeniería en sistemas eléctricos de potencia, Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador.
- [8] Flores Paredes, C. (2020). “Propuesta de protocolo de pruebas eléctricas en campo para mejorar el diagnóstico del estado de los transformadores de potencia

sumergidos en aceite en Empresa Minera – Arequipa, 2020”. Trabajo de investigación para obtener el grado académico de bachiller en ingeniería eléctrica.

- [9] Icart Isern, M.T.; Fuentelsaz Gallego, C.; Pulpón Segura, A.M. (2000). “Elaboración y presentación de un proyecto de investigación y una tesina”. Texto guía. Ediciones de Universidad de Barcelona.
- [10] Núñez Forestieri, J. (2004). “Guía para el mantenimiento de transformadores de potencia”. Tesis de grado previa a la obtención del título de Ingeniero en Electricidad.
- [11] OMICRON electronic GmbH. (2011). “Soluciones de diagnóstico para Transformadores de Potencia”, Folleto informativo.
- [12] OMICRON electronic GmbH. (2013) “Un guía experto”, Magazine Volumen 4 Número 1.
- [13] OMICRON electronic GmbH. (2017). “Subestaciones: Los retos de la puesta en servicio”, Magazine Volumen 8 Número 2.
- [14] OMICRON electronic GmbH. (2018). “Diagnóstico del transformador de potencia en un solo día”, Magazine Volumen 9 Número 1.
- [15] OMICRON electronic GmbH. (2019) “Una combinación de funciones muy bien pensadas y el uso inteligente de la automatización hacen que las soluciones de pruebas sean increíblemente eficientes”, Magazine Volumen 10 Número 1.
- [16] Quispe Carita, V. (2014). “Sistema de diagnóstico de fallas incipientes en los transformadores de potencia eléctrica en la empresa de generación eléctrica San Gabán S.A. Puno - 2014”. Trabajo de tesis para optar el título profesional de ingeniero de sistemas.
- [17] Reglamento de la Ley de Contrataciones del Estado. Ley N°30225. Publicado en Agosto del 2011.
- [18] Salas Chamochumbi, D.D. (2013). “Diagnóstico, análisis y propuesta de mejora al proceso de gestión de interrupciones imprevistas en el suministro eléctrico de baja tensión. Caso: empresa distribuidora de electricidad en Lima”.

- [19] Sánchez Chavarría, L. (2010). "Guía para la elaboración de ensayos de diagnóstico en campo a transformadores eléctricos de potencia", Trabajo parcial para obtener el grado de bachiller en ingeniería eléctrica, Universidad de Costa Rica, Ciudad Universitaria Rodrigo Facio, Costa Rica.
- [20] Valles Bercia, M.A. (2007) "Procedimiento de supervisión y mantenimiento de transformadores de alta tensión 138 a 230 kV".

Anexos

Anexo 1: Identificación de personas encuestadas	1
Anexo 2: Resultados de la encuesta por persona encuestada.....	2
Anexo 3: Resultados acumulados del cuestionario	3
Anexo 4: Propuesta de estándar de la metodología de realización de las PEC a los transformadores de potencia	4

Anexo 1: Identificación de personas encuestadas

T1	Edén Huayta Chucos
T2	Gabriel Ángel Hinostroza Pacheco
T3	Jhossy Gary Chávez Delgado
T4	Nehemías Daniel Inga Rojas
T5	Hugo García Ríos
T6	Fernando Véliz Vásquez
T7	Luis Alberto Inga Pariona
T8	Raúl Pablo Macurí Vásquez
T9	Jean Carlos Ramos Antonio
T10	Marcos Antonio Baldoceca Valverde

Nota: Las encuestas se realizaron en Google Forms, donde a cada uno de los participantes se le envió un mensaje a su teléfono celular, por medio de la aplicación WhatsApp, con el link de la encuesta. Por motivos de privacidad, la información adicional de cada persona se mantiene reservada.

Anexo 2: Resultados de la encuesta por persona encuestada

Participantes	Preguntas														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
T1	S	S	S	S	S	S	S	C	S	S	S	S	S	S	S
T2	S	S	S	S	S	C	S	S	S	S	S	S	A	S	S
T3	S	A	C	C	C	C	C	S	S	S	C	S	S	S	S
T4	S	N	C	M	C	A	S	C	A	M	C	S	S	C	A
T5	S	N	S	S	S	S	S	S	S	A	S	S	S	S	S
T6	S	M	S	S	S	S	S	S	S	M	S	S	S	S	S
T7	S	C	C	A	C	S	C	S	S	M	C	C	S	S	C
T8	C	A	C	C	C	S	S	C	C	A	S	S	S	C	A
T9	C	N	C	C	C	S	S	C	S	M	S	S	S	S	C
T10	S	M	C	C	C	A	A	C	C	M	C	S	S	C	C

Siempre	S
Casi siempre	C
Algunas veces	A
Muy pocas veces	M
Nunca	N

Anexo 3: Resultados acumulados del cuestionario

N°	PREGUNTAS	RESPUESTAS					TOTAL
		Siempre	Casi siempre	Algunas veces	Muy pocas veces	Nunca	
1	¿La empresa M&P cuenta con todos los equipos de medición para realizar de manera eficiente las PEC a un transformador de potencia?	9	0	1	0	0	10
2	¿La empresa M&P brinda capacitaciones periódicas sobre la realización de pruebas eléctricas de campo (PEC) en transformadores de potencia?	2	1	2	2	3	10
3	¿Cree Ud., que la cantidad usualmente asignada de personal es suficiente para realizar de manera eficiente las PEC?	4	6	0	0	0	10
4	¿El supervisor realiza todas las gestiones oportunamente para evitar retrasos durante la realización de las PEC?	4	4	1	1	0	10
5	¿Considera Ud., que la reducción en los retrasos de las PEC optimizará su tiempo de ejecución?	4	6	0	0	0	10
6	¿Cree Ud., que los PETS sobre las PEC a los transformadores brindan la información requerida para realizar un trabajo eficiente?	6	2	2	0	0	10
7	¿Considera Ud., que la implementación de las propuestas de mejora del proceso de realización de las PEC optimizará su tiempo de ejecución?	7	2	1	0	0	10
8	¿La planificación de las labores permite la culminación de todas las PEC de manera eficiente durante el tiempo de corte de energía?	5	5	0	0	0	10
9	¿Se cuentan con todas las herramientas, equipamiento y recursos adecuados (movilidad, grupo electrógeno, etc.) para realizar las PEC de forma efectiva?	7	2	1	0	0	10
10	¿Los equipos de medición cuentan con sus manuales para ser utilizados si se requieren durante las PEC?	3	0	2	5	0	10
11	¿Las medidas y controles de seguridad son los adecuados para realizar las PEC de manera eficiente?	6	4	0	0	0	10
12	¿Considera Ud., que la utilización del software PTM de OMICRON optimizaría el tiempo de ejecución de las PEC?	9	1	0	0	0	10
13	¿Cree Ud., si se emplearía una metodología detallada de cada prueba se optimizaría el tiempo de ejecución de la misma?	9	0	1	0	0	10
14	¿Se realizan las inspecciones y/o mantenimientos de manera periódica de los equipos de medición y sus accesorios?	7	3	0	0	0	10
15	¿Los equipos de medición utilizados para las PEC se calibran periódicamente?	5	3	2	0	0	10

Anexo 4: Propuesta de estándar de la metodología de realización de las PEC a los transformadores de potencia

1. OBJETIVO

El objetivo del presente procedimiento es definir y establecer las directrices y metodología a seguir por el personal especializado encargado de la realización de las pruebas eléctricas de campo a los transformadores de potencia, para garantizar una adecuada medición y toma de datos durante la ejecución de pruebas eléctricas, que permita determinar la condición del transformador mediante una adecuada interpretación de resultados considerando las normas técnicas, normas de seguridad y medio ambiente, y recomendaciones de los fabricantes.

2. ALCANCE

Este procedimiento contempla las Pruebas Eléctricas de Campo que se realizan a los transformadores de potencia sumergidos en aceite aislante, de dos devanados o tres devanados, en concordancia con las normativas técnicas.

3. REFERENCIAS

- Ley de Seguridad y Salud en el Trabajo N° 29783 y su reglamento según DS. 005-2012 TR. y modificatoria.
- Reglamento de Seguridad y Salud en el trabajo con Electricidad (RM N° 111-2013 MEM/DM).
- Ley General del Ambiente N° 28611.
- Reglamento de la ley marco del Sistema Nacional de Gestión Ambiental DS 008-2005-PCM.
- D.S. 011-2019 Reglamento SST para el sector de construcción civil.
- Resolución Ministerial N° 1275-2021- MINSA que aprueba la Directiva administrativa N° 321- MINSA/DGIESP-2021 "Directiva administrativa que

establece las disposiciones para la vigilancia, prevención y control de la salud de los trabajadores con riesgo de exposición a SARS-CoV-2

- Ley General de Salud N° 26842.
- Ley de Inspección del Trabajo N° 28806.
- Sistema de gestión de la seguridad y salud ocupacional ISO 45001-2018 – requisitos.
- Normas de seguridad y salud ocupacional OSHA 29 CFR 1910.
- Regulaciones de seguridad y salud para la construcción OSHA 29 CFR 1926.
- RM-214-2011-MEM-DM - CNE Suministro (Apartado 2011)
- Reglamento Nacional de Edificaciones (RNE).
- Código Nacional de Electricidad
- Reglamento para la Protección Ambiental en las actividades eléctricas - D.S 014-2019
- Sistema de Gestión de Calidad ISO 9001.
- Norma ANSI/NETA -2017, ANSI/NETA MTS-2011
- Norma IEES Std C57.152-2013
- Norma IEES Std 62-1995
- Norma IEES Std C57.149-2012
- Norma IEC Std 60044-1
- Guía de Megger “A Stitch in Time”

4. DEFINICIONES

- **Transformador de Potencia**

Se denomina Transformador de potencia a un equipo que permite aumentar o disminuir el voltaje o tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo la frecuencia.

- **Equipo de Prueba**

Equipo necesario para la ejecución de los ensayos, el cual debe encontrarse certificado y en muy buenas condiciones de operatividad.

- **Área de Trabajo**

Es el lugar, delimitado correctamente, donde se desarrolla las actividades de maniobra, construcción, etc.

- **AST: Análisis seguro de Trabajo**

Evaluación de los peligros y riesgos que se presentan en los diferentes pasos que componen una tarea y controles a aplicar antes de realizar la tarea para evitar que generen pérdidas.

- **PETS: Procedimiento Escrito de Trabajo Seguro**

Son los pasos que se tienen que seguir o cumplir para evitar generar pérdidas.

5. RESPONSABILIDAD

- **Gerente de Proyecto**

Es el responsable de la implementación y difusión de este procedimiento

- **Gerente de Operaciones**

Es el responsable de prever todos los recursos, equipos y herramientas necesarias para una correcta aplicación del presente procedimiento, así como de garantizar la aplicación de este procedimiento.

- **Residente de Obra**

Es el responsable de evaluar el control técnico, elaboración, difusión y cumplimiento del presente procedimiento.

- **Supervisor de Campo**

Es el responsable de evaluar las condiciones del área e identificar los peligros potenciales en la zona de trabajo, realizar el control técnico y controles de seguridad, participar en la elaboración, difusión y cumplimiento del presente procedimiento.

- **Jefe y/o Supervisor Seguridad**

Es el responsable de Asesorar en el cumplimiento de los estándares de seguridad incluidos en este procedimiento, asistiendo y asesorando al personal en temas de seguridad dentro y fuera del lugar de trabajo.

- **Jefe y/o Supervisor Calidad**

Es el responsable de la implementación, seguimiento y cumplimiento de los estándares de calidad incluidos en este procedimiento, verificando el uso del procedimiento con sus respectivos registros y/o protocolos.

- **Supervisor de Medio Ambiente**

Es el responsable del seguimiento y cumplimiento de los estándares de medio ambiente incluidos en este procedimiento.

- **Personal de Campo**

Son los responsables de cumplir con este procedimiento bajo los estándares incluidos en el mismo, de informar al Supervisor de Campo de cualquier observación que afecte las condiciones de la calidad, seguridad y medio ambiente en la zona de trabajo. Además, son responsables de participar activamente en la elaboración del AST, inspeccionar sus respectivos EPP, equipos y herramientas de trabajo.

6. RECURSOS

6.1. Personal

- ✓ 01 Supervisor Electromecánico
- ✓ 01 Técnico Especialista (Responsable de pruebas)
- ✓ 01 Técnico Electricista
- ✓ 01 Técnico de Apoyo

6.2. Equipos de medición

- ✓ 01 Megóhmetro digital (MEGGER – MIT 1525)
- ✓ 01 Equipo de Conmutación de Fases (CP SB1 – OMICRON)
- ✓ 01 Equipo de Tangente Delta (CP TD1 – OMICRON)
- ✓ 01 Equipo Analizador de subestaciones (CPC100 – OMICRON)
- ✓ 01 Equipo Analizador de la respuesta del barrido de frecuencia (FRAnalyzer – OMICRON)
- ✓ 01 Multímetro digital
- ✓ 01 Termohigrómetro

6.3. Equipos generales

- ✓ 01 Computador Portátil
- ✓ 01 Grupo electrógeno
- ✓ 01 Revelador de tensión
- ✓ 01 Pértiga fibra de vidrio
- ✓ 01 Juego de tierras temporarias
- ✓ 01 Torquímetro
- ✓ 01 Escalera Telescópica
- ✓ 01 Rollo de cinta de señalización

6.4. Herramientas y Materiales Consumibles

- ✓ Juego de destornilladores aislados.
- ✓ Juego de llaves mixtas
- ✓ Llave Ratchet con dados
- ✓ Alicata de corte, pinza y universal.
- ✓ 10m de cable desnudo 12AWG para realizar puentes.
- ✓ Trapo industrial.

- ✓ Alcohol isopropílico
- ✓ Pasta de contactos
- ✓ Escobilla de acero

6.5. Equipo de Protección Personal

- ✓ Protector craneal con tafilete y barbiquejo.
- ✓ Chalecos reflectivos.
- ✓ Lentes de seguridad con micas transparentes.
- ✓ Guantes de hilo y/o goma, dieléctricos.
- ✓ Zapatos dieléctricos, polos, camisa manga larga, chompa, cortaviento.
- ✓ Arnés de Seguridad (cuerpo entero) con absorbedor de impacto, línea de vida en “Y” con mosquetones de doble seguro.
- ✓ Fajas de anclaje.

7. REQUISITOS PREVIOS

7.1. Calificación de Personal

- ✓ El personal que participe en el trabajo deberá contar con el seguro SCTR (Salud y Pensión) y con examen médico ocupacional de Apto según su cargo.
- ✓ Todo el personal debe haber recibido el curso de trabajos en altura.
- ✓ El personal involucrado con esta tarea deberá haber recibido la difusión del presente procedimiento.
- ✓ El Personal Técnico deberá contar con experiencia en trabajos relacionados con Pruebas Eléctricas de Campo a Transformadores de Potencia.

7.2. Calificación de Equipos y Herramientas

- ✓ Los equipos de pruebas eléctricas deberán contar con sus certificados de calibración y/o operatividad y ser aprobados por el cliente para su utilización.

- ✓ Los equipos y herramientas deberán contar con Check – List pre-uso y cinta de color correspondiente al mes.

8. ACTIVIDADES PREVIAS

8.1. Actividades Preliminares de Calidad y Seguridad

- ✓ Inspección de la zona de trabajo.
- ✓ Inspección del estado de los equipos y herramientas a utilizar durante esta actividad debiendo contar con cinta de inspección del mes.
- ✓ Verificar la existencia en obra de materiales, equipos y herramientas necesarios para la actividad.
- ✓ Verificar las condiciones (nivelación, resistencia, interferencias, etc.) del terreno donde se situarán los equipos y herramientas para la ejecución de la actividad.
- ✓ Revisión de manuales, planos y datos de placa del transformador.
- ✓ Verificar que el Procedimiento de Pruebas Eléctricas de Campo a Transformadores de Potencia esté aprobado por el cliente, se encuentre en campo, y haya sido difundido al total del personal que participará en el desarrollo de la actividad.
- ✓ El equipo de trabajo a cargo de la actividad debe efectuar la Identificación de Peligros, Evaluación de Riesgos y Medidas de Control (IPERC) - SSOMA, a fin de determinar los peligros potenciales propios de la tarea y del entorno al lugar de trabajo, debe quedar registrado los riesgos identificados y las medidas de control en el formato respectivo. Se debe constatar que se implementaron las medidas de control recomendadas en el IPERC.
- ✓ Antes de realizar las actividades el personal deberá de contar con las siguientes herramientas de gestión de seguridad: Charla diaria, AST, PETS, Permiso Escrito para Trabajos de Alto Riesgo (PETAR), Check list de equipos y

herramientas, Check list de escaleras, Check list de arnés y línea de amortiguador de impacto, etc.

- ✓ Cumplir con “Las 5 Reglas de Oro” en trabajos con electricidad para asegurarse que el transformador a intervenir se encuentre efectivamente desenergizado:
 - Verificar el corte efectivo de la o las fuentes de energía.
 - Realizar el bloqueo del equipo bajo prueba.
 - Verificación efectiva de tensión cero en el circuito a intervenir.
 - Colocación de tierras efectivas.
 - Señalización del área de trabajo.
- ✓ Debe evaluarse las distancias de seguridad desde los puntos de trabajo a redes y/o equipos energizados.

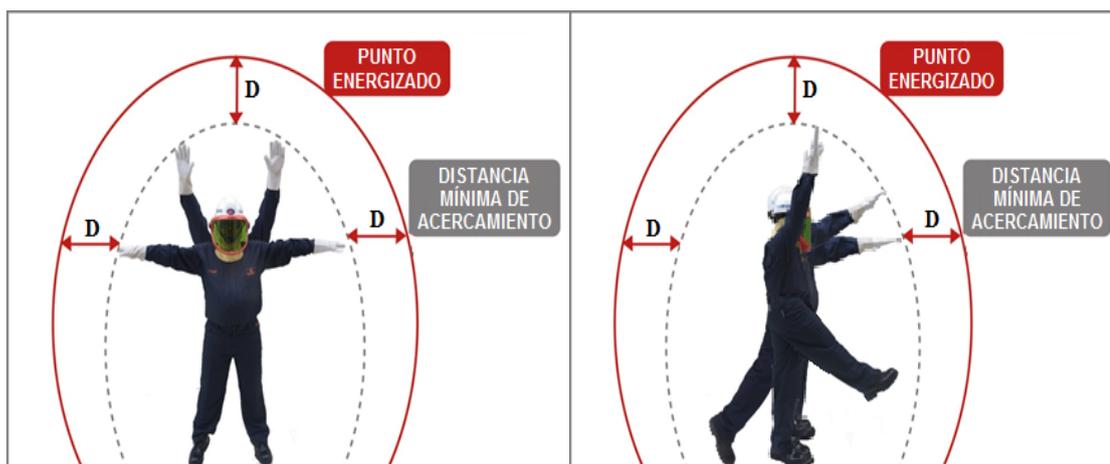


Figura N° 01. “D” - Distancia radial desde el extremo del brazo extendido o elemento conductor sujetado por el trabajador, hacia el punto/parte con tensión.

(*) La distancia “D” fue calculada según la Regla 441.A. del CNE – Suministro 2011 hasta una altura de 3600 msnm, excepto el nivel de 220kV al cual se aplicó la IEC 60071 - Insulation coordination.

Las distancias indicadas son para los casos donde no se cuenta con barreras de protección mecánica que genera una división física entre el punto con tensión y el trabajador (Ver figura N°1).

Tabla N° 01. Distancia mínima de acercamiento a un punto energizado

Tensión	D (m) *
220 V	Evitar contacto
2.3 - 10 kV	0.66
22.9 kV	0.81
60 kV	1.10
220 kV	2.20

(*) Hasta una altura de la zona de trabajo de 3600 msnm.

- ✓ Anotar los datos de placa y el código del equipo del transformador en la plantilla de pruebas.

8.2. Actividades Preliminares de Operación

- ✓ Delimitación y señalización correcta del área de trabajo, para lo cual se usará las mallas, barreras y cintas de señalización.
- ✓ Se deberá trasladar los equipos a las zonas inspeccionadas y establecidas anteriormente.
- ✓ Se deberá coordinar con el electricista de campo a fin de prever punto de suministro en 220 V, caso contrario se utilizará un grupo electrógeno de 5 kW.
- ✓ Preparación de los equipos de acuerdo al tipo de prueba a realizar.
- ✓ Aterramiento adecuado de los equipos de prueba a utilizar.
- ✓ Cableado de las señales de los equipos de prueba (Input - Output) hacía y desde los bornes de los equipos del transformador. Para la conexión de las señales en la parte superior del transformador, se utilizará las escaleras de ascenso/descenso (propias del transformador) haciendo uso de los equipos de protección para trabajos en altura. Para los desplazamientos sobre el transformador, se deberá contar con la línea de vida. Para la conexión de las señales en la parte superior de los bushings u otros elementos fuera del alcance del personal sobre del transformador, se utilizará un manlift. El manlift deberá contar con aterramiento.

- ✓ Una vez, conectado las señales de prueba (cocodrilos de prueba), los operarios se deberán alejar de los puntos de prueba. Estando alejados, comunicaran al líder de la prueba a fin de proseguir con las pruebas de manera segura.
- ✓ En la parte baja del transformador, antes de iniciar la prueba, se deberá verificar que no haya personas en contacto con la carcasa del transformador.
- ✓ Se procederá con la inyección de las señales desde los equipos de prueba.
- ✓ Durante la inyección de las señales, ninguna persona deberá tener contacto con los puntos de prueba.
- ✓ Concluido la inyección de prueba, el líder de la prueba indicara a los operarios electromecánicos, ubicados en la parte superior del transformador y/o sobre el manlift, proceder a retirar los cocodrilos de prueba.
- ✓ Una vez retirados los cocodrilos de prueba, los remanentes de tensión/corriente serán descargados a través de la parte metálica de la jaula del manlift.
- ✓ Para las diversas pruebas eléctricas, considerar lo indicado en el ítem 10.

8.3. Consideraciones Generales

- ✓ Todas las pruebas se realizarán con los equipos desenergizados.
- ✓ Cuidar que no haya persona alguna cerca del transformador bajo prueba debido al riesgo eléctrico que presenta (VCC o VAC inyectadas según el tipo de prueba).
- ✓ En todo momento mantener orden y limpieza; así mismo, evitar el bloqueo de los accesos al área de trabajo.
- ✓ Durante las pruebas, si se encontrase alguna anomalía de los valores obtenidos se informará de inmediato al supervisor encargado.
- ✓ En la Tabla N°02 se detallan las pruebas eléctricas totales de campo y el tiempo promedio de medición de cada prueba y el tiempo total de todas las pruebas.

Tabla N°02. Tiempos promedios de realización de las pruebas eléctricas totales de campo en un Transformador de Potencia.

PRUEBAS ELECTRICAS	TIEMPO PROMEDIO DE MEDICIÓN	
	TP DE DOS DEVANADOS	TP DE TRES DEVANADOS
➤ SFRA	55 MIN	70 MIN
➤ Factor de Potencia y Capacitancia de los Devanados	40 MIN	50 MIN
➤ Factor de Potencia y Capacitancia de los Bushings	30 MIN	40 MIN
➤ Corriente de Excitación	20 MIN	20 MIN
➤ Relación de Transformación de los TC's	35 MIN	60 MIN
➤ Relación de Transformación	30 MIN	50 MIN
➤ Resistencia Óhmica de los Devanados	40 MIN	50 MIN
➤ Resistencia de Aislamiento	40 MIN	70 MIN
TIEMPO TOTAL DE EJECUCIÓN	4 HORAS Y 50 MIN	6 HORAS Y 50 MIN

9. PROCEDIMIENTO

9.1. Análisis de respuesta de barrido de frecuencia

- Retirar los conductores o cables conectados a los terminales AT y BT incluidos los neutros
- Cambiar la toma del conmutador de taps a la toma de máxima tensión (generalmente Tap 1).
- Conectar a tierra el equipo FRAnalyzer y verificar si su batería tiene suficiente carga para realizar las mediciones, y sino conectar el cable del cargador de la batería a una fuente de alimentación en 220 V.
- Conectar el FRAnalyzer mediante un cable de comunicación USB, a un ordenador portátil en el que se encuentre instalado el software Omicron FRAnalyzer.

- Inicializar el software Omicron FRAnalyzer y realizar los ajustes y configuraciones para las pruebas SFRA.
- Conectar las trenzas flexibles a los bushings de alta tensión a medir, utilizando el kit de conectores provistos por OMICRON. Para los bushings de niveles de tensión menores a 10kV no es necesario conectar las trenzas flexibles de aluminio.
- Conectar un extremo de los cables de inyección de tensión y los cables de medida al FRAnalyzer; y el otro, conectarlos entre sí mediante un conector adaptador; con la finalidad de realizar la calibración de los cables.
- Se realizarán principalmente las mediciones SFRA a circuito abierto y en cortocircuito, y si se solicita realizar una prueba más exhaustiva se realizarán las mediciones SFRA Inter devanados.

9.1.1. Medición SFRA a Circuito Abierto:

- Conectar los cables de salida y de entrada del FRAnalyzer al transformador según la figura N°02.
- Iniciar la medición SFRA primeramente en el lado de AT; midiendo en la fase R, siguiendo en la fase S y finalizando en la fase T. Para luego realizar la medición en lado de BT y en el lado terciario si existiese.

9.1.2. Medición SFRA a Cortocircuito:

- Conectar los cables de salida y de entrada del FRAnalyzer al transformador según la figura N°03.
- Iniciar la medición SFRA primeramente en el lado de AT cortocircuitando los terminales del lado de BT; midiendo en la fase R, siguiendo en la fase S y finalizando en la fase T. Y si existiese un lado terciario se realizará la medición en el lado de BT cortocircuitando los terminales del lado terciario.

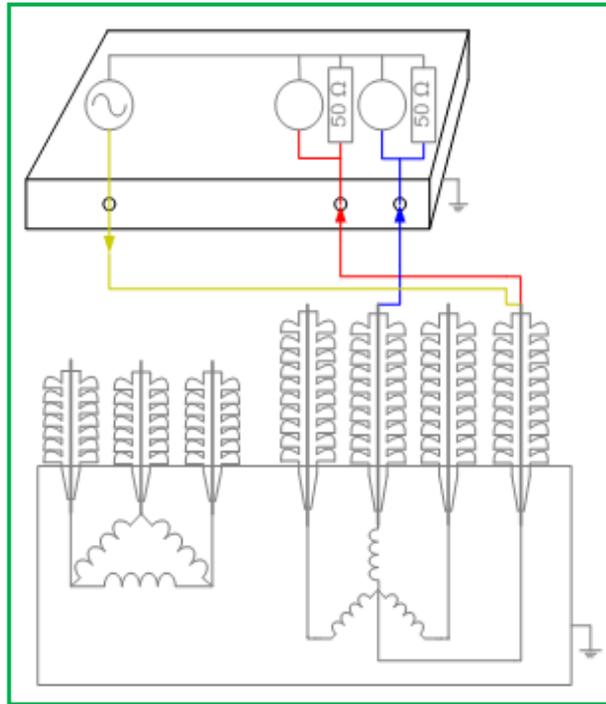


Figura N° 02. Esquema de conexión para medición SFRA a circuito abierto.

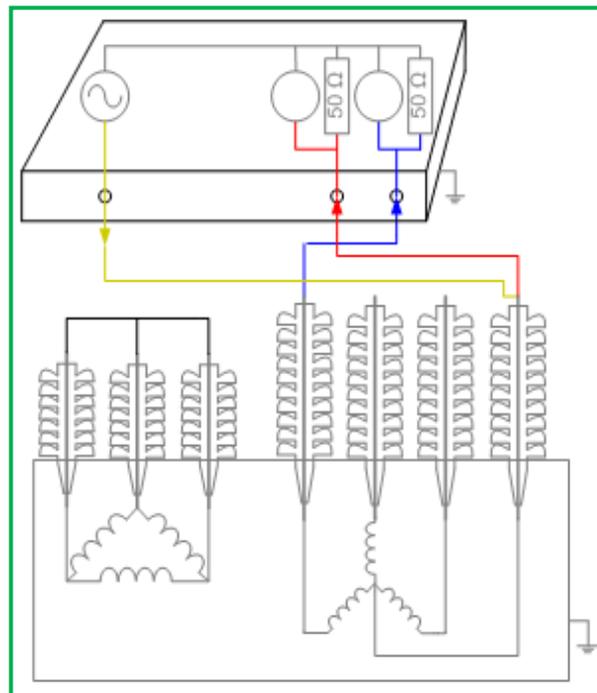


Figura N° 03. Esquema de conexión para medición SFRA a cortocircuito.

9.1.3. Medición SFRA Inter devanados capacitivo:

- Conectar los cables de salida y de entrada del FRAnalyzer al transformador según la figura N°04. Se realiza desde uno de los extremos de un devanado a otro, con todos los otros terminales flotando.
- Iniciar la medición SFRA entre el lado de AT y el lado de BT; midiendo en la fase R, siguiendo en la fase S y finalizando en la fase T. Y si existiese el lado terciario realizar la medición entre lado de BT y el lado terciario.

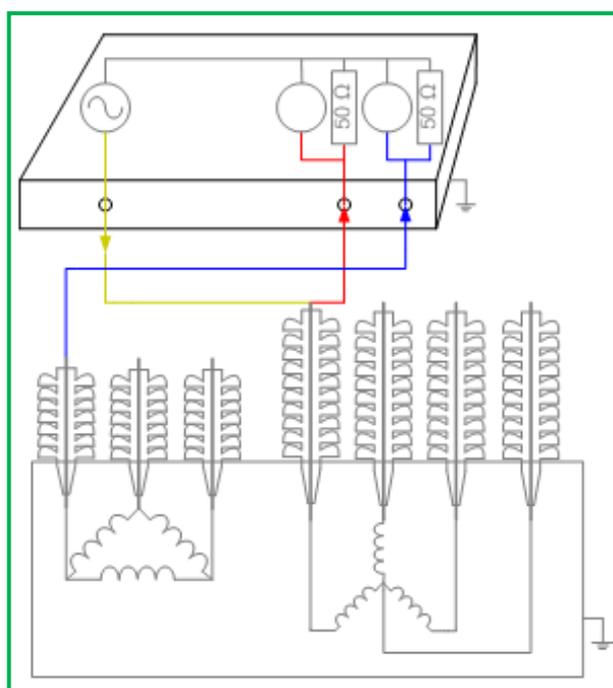


Figura N° 04. Esquema de conexión para medición SFRA inter devanados capacitivo.

9.1.4. Análisis de Resultados:

- De acuerdo con la norma IEEE C57.152-2013, Anexo F: La comparación de trazas es el método principal para el análisis de los resultados del SFRA. Las comparaciones se pueden hacer con líneas de base y datos anteriores, resultados de unidades hermanas o entre fases. Las trazas también se pueden examinar en busca de patrones esperados; este tipo de comparación requiere más experiencia, pero puede evitar que se recopilen datos erróneos.

Suponiendo que el equipo de prueba sea compatible, las conexiones sean las mismas y no haya magnetismo residual, la expectativa inicial es que cualquier comparación de datos debe dar como resultado superposiciones casi perfectas.

- Hay varias herramientas y algoritmos disponibles para comparar y analizar las mediciones del SFRA. Se indica en las Tablas N°3 y N°4 los factores de evaluación de la evaluación de los devanados del transformador sometidos a prueba basado en el algoritmo de la norma DL/T911-2004.

Tabla N°03. Factores de evaluación de devanados de acuerdo con la norma DL/T911-2004.

Factor de evaluación de devanados	Rango de frecuencias
R _{LF}	1 kHz...100 kHz
R _{MF}	100 kHz...600 kHz
R _{HF}	600 kHz...1 MHz

Tabla N°04. Evaluación de devanados de acuerdo con la norma DL/T911-2004.

Grado de deformación del devanado	Factores de evaluación de devanados
Devanado normal	$R_{LF} \geq 2.0$ y $R_{MF} \geq 1.0$ y $R_{HF} \geq 0.6$
Deformación leve	$2.0 > R_{LF} \geq 1.0$ ó $0.6 \leq R_{MF} < 1.0$
Deformación obvia	$1.0 > R_{LF} \geq 0.6$ ó $R_{MF} < 0.6$
Deformación grave	$R_{LF} < 0.6$

9.2. Prueba de Factor de Potencia y Capacitancia de los devanados

9.2.1. Transformador de tres devanados:

- Retirar los conductores o cables de los terminales AT, BT y Terciario, incluidas las conexiones a tierra de los neutros.
- Puentear los terminales de AT, BT y terciario de manera independiente, incluyendo los neutros.

- Conectar los cables de comunicación, de poder y de conexión a tierra del CPC100, y verificar que estén conectados correctamente.
- Conectar los cables de salida y entrada del CPC100 y el CP TD1, y verificar que estén conectados correctamente.
- Los aislamientos a medir se muestran en la Figura N° 05:
 - C H: Aislamiento entre el devanado de alta tensión (H) y masa.
 - C H-L: Aislamiento entre el devanado de alta tensión (H) y baja tensión (L). C L: Aislamiento entre el devanado de baja tensión (L) y masa.
 - C L-T: Aislamiento entre el devanado de baja tensión (L) y terciario (T).
 - C T: Aislamiento entre el devanado terciario (T) y masa.
 - C H-T: Aislamiento entre el devanado de alta tensión (H) y terciario (T).

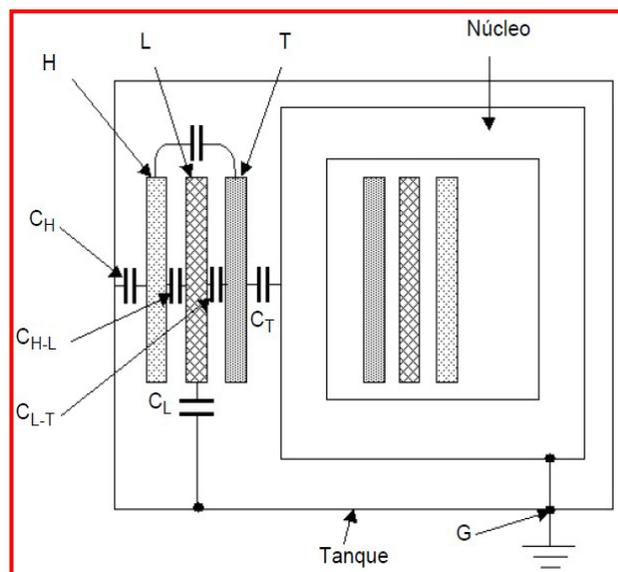


Figura N° 05. Diagrama de circuito simplificado del transformador trifásico de tres devanados

- Verificar que el tap de conmutación se encuentre en la posición de máxima tensión.
- Generar la plantilla de la prueba de factor de potencia en el CPC100 o en el software PTM, tomando en consideración lo siguiente:

- La tensión de prueba no debe exceder el valor del voltaje nominal del espécimen bajo prueba. Se aplica típicamente 10kV AC.
 - Introducir los ajustes de las mediciones y los barridos de tensión y/o frecuencia, así como los ajustes del modo de prueba.
 - Anotar la temperatura del aceite, temperatura ambiente y humedad relativa para la realizar la corrección de temperatura del FP.
- Conectar los cables de salida y entrada del CP TD1 en base al tipo de prueba que se va a realizar, siguiendo el orden de la Tabla 05. Verificar el cambio de cables en base a la medición correspondiente, ver Figura N°06.
- Retirar el cortocircuito de los lados de alta tensión, baja tensión y terciario; como también retirar los cables de prueba.

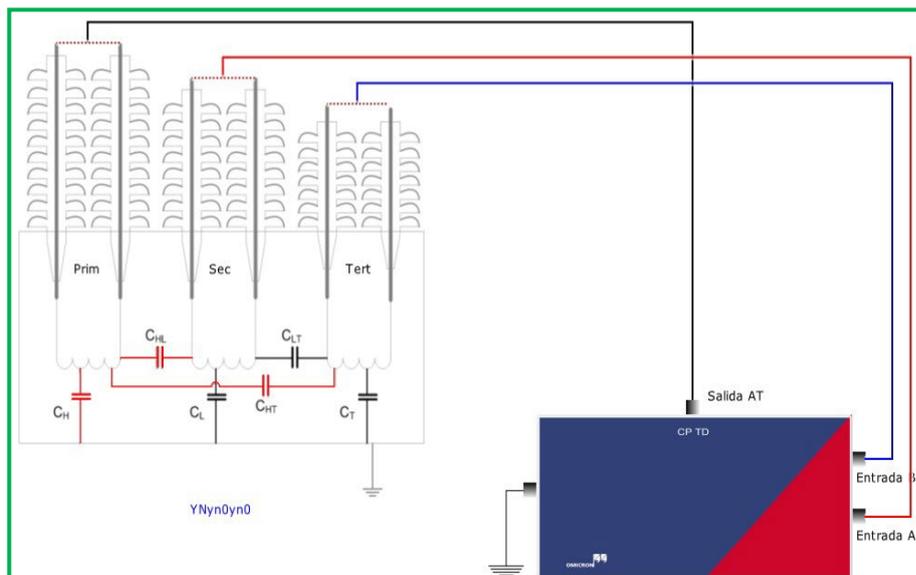


Figura N° 06. Diagrama de conexión del CP TD1 para medir el aislamiento referente al lado de AT en un transformador de tres devanados

Tabla N°05. Configuración de las medidas del aislamiento para transformador de tres devanados

Modo de prueba	Energizar	Tierra	Seguridad	UST	Medir
GST	BAJA	-	BAJA, TERC.	-	C _H
GST	ALTA	-	TERC., ALTA	-	C _L
GST	TERC.	-	ALTA, BAJA	-	C _T
Prueba suplementaria para aislamientos entre devanados					
UST	BAJA	TERC.	-	ALTA	C _{HL}
UST	ALTA	BAJA	-	TERC.	C _{LT}
UST	TERC.	ALTA	-	BAJA	C _{HT}

9.2.2. Transformador de dos devanados:

- Retirar los conductores o cables de los terminales AT y BT, incluidas las conexiones a tierra de los neutros.
- Puentear los terminales de AT y BT independientemente, incluido el terminal del neutro.
- Conectar los cables de comunicación, de poder y de conexión a tierra del CPC100, y verificar que estén conectados correctamente.
- Conectar los cables de salida y entrada del CPC100 y el CP TD1, y verificar que estén conectados correctamente.
- Los aislamientos a medir se muestran en la Figura N° 07:
 - C H: Aislamiento entre el devanado de alta tensión (H) y masa.
 - C H-L: Aislamiento entre el devanado de alta tensión (H) y baja tensión (L). C L: Aislamiento entre el devanado de baja tensión (L) y masa.

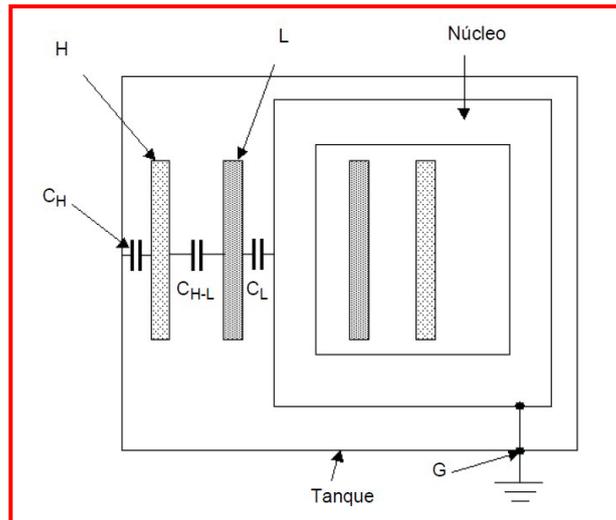


Figura N° 07. Diagrama de circuito simplificado del transformador trifásico de dos devanados

- Conmutar el cambiador de tomas a la posición de máxima tensión, generalmente la posición 1.
- Generar la plantilla de la prueba de factor de potencia en el CPC100 o en el software PTM, tomando en consideración lo siguiente:
 - La tensión de prueba no debe exceder el valor del voltaje nominal del espécimen bajo prueba. Se aplica típicamente 10kV AC.
 - Introducir los ajustes de las mediciones y los barridos de tensión y/o frecuencia, así como los ajustes del modo de prueba.
 - Anotar la temperatura del aceite, temperatura ambiente y humedad relativa para la realizar la corrección de temperatura del FP.
 - Conectar los cables de salida y entrada del CP TD1 en base al tipo de prueba que se va a realizar, siguiendo el orden de la Tabla 06. Verificar el cambio de cables en base a la medición correspondiente, ver Figura N°08.

Tabla N°06. Configuración de las medidas del aislamiento para transformador de dos devanados

Modo de prueba	Energizar	Tierra	Seguridad	UST	Medir
GST	BAJA	-	ALTA	-	C_H
GST	ALTA	-	BAJA	-	C_L
Prueba alternativa para C_{HL}					
UST	BAJA	-	-	ALTA	C_{HL}
UST	ALTA	-	-	BAJA	C_{HL}

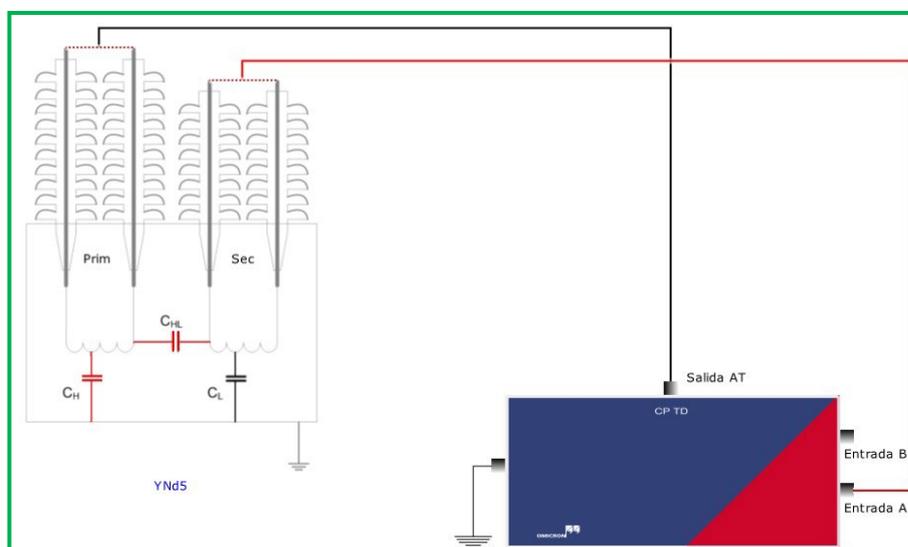


Figura N° 08. Conexión del CP TD1 para medir el aislamiento referente al lado de AT

9.2.3. Análisis de resultados:

- Las pruebas iniciales en transformadores nuevos cuando llegan del fabricante determinan la existencia de defectos de fabricación o de desperfectos producidos durante el transporte, y también proporcionan valores de prueba "de huella digital" para posteriores comparaciones. Las pruebas periódicas durante la vida útil del transformador pueden indicar que el aislamiento está envejeciendo normal o rápidamente.
- Como se muestra en la Tabla N°07, de acuerdo con la norma IEEE C57.152-2013, el límite de FP normal en servicio y nuevo para transformadores de

potencia con aceite mineral < 230 kV es 0,5 % FP a 20 °C, y el límite normal y nuevo para transformadores ≥ 230 kV es 0,4 %. Para ayudar a reducir el riesgo de fallas catastróficas, el límite de capacidad de servicio de todos los transformadores llenos de aceite mineral es 1,0 % PF a 20 °C. Los PF entre 0,5 % y 1,0 % a 20 °C requieren pruebas e investigaciones adicionales para confirmar que el problema no está empeorando.

- Como se muestra en la Tabla N°07, los transformadores de éster natural generalmente deben tener PF por debajo del 1,0 %, ya sea que sean nuevos o estén en servicio.

Tabla N°07. Límite nominal y de servicio del factor de potencia del aislamiento en transformadores de potencia.

Insulating liquid	kV rating	Nominal/new power factor limit	Serviceability aged limit
Mineral oil	< 230 kV	0.5%	1.0%
Mineral oil	≥ 230 kV	0.4%	1.0%
Natural ester	All	1.0%	1.0%
NOTE—All PFs are corrected to 20 °C except for natural esters, which at this time of writing the guide had no published temperature correction curves. Future work is needed to address this issue.			

- Factor de potencia negativo, acompañado de una ligera reducción de la capacitancia, puede darse en condiciones muy ocasionales y pueden ser resultado desde inusuales condiciones de fugas internas y externas, resultantes en caminos de carbón.
- El valor de la capacitancia no debería cambiar en más del 5% de los resultados de referencia (datos de placa). Si los resultados están por encima del 5% y por debajo del 10% de cambio, se debe realizar una investigación para determinar el alcance o la gravedad del problema. Si la capacitancia ha cambiado más del 10%, el transformador no debe volver a funcionar.
- Siempre es mejor medir todos los valores periódicamente y guardarlos para compararlos con pruebas anteriores y posteriores. Así se pueden observar las tendencias y la evaluación de los resultados es de una calidad muy superior.

9.3. Prueba de factor de Disipación y capacitancia de Bushing equipados con toma de factor de disipación o toma capacitivo o potencial.

- Retirar los conductores o cables conectados a los terminales AT, incluida la conexión a tierra del neutro.
- Puentear los terminales de AT incluido el terminal del neutro.
- Previo al ensayo, los aisladores deben limpiarse profundamente empleando trapo limpio y seco. Se recomienda no usar solventes por el contenido de humedad que estos ostentan.
- Conectar los cables de comunicación y de poder del CPC100, y verificar que estén conectados correctamente.
- Conectar los cables de salida y entrada del CPC100 y el CP TD1, y verificar que estén conectados correctamente.
- Generar la plantilla de la prueba de factor de disipación para bushings en el CPC100 o en el software PTM, tomando en consideración lo siguiente:
 - La tensión de prueba para la medición de C1 no debe exceder el valor del voltaje nominal del espécimen bajo prueba. Se aplica típicamente 10kV AC.
 - La tensión de prueba para la medición de C2 depende del tipo de tap de prueba. Los taps del tipo factor de potencia pueden soportar hasta 500 V, los taps de potencial pueden soportar entre 2.5 y 5 kV. En otros casos, los potenciales máximos de prueba permitidos se deben limitar a los que recomienda el fabricante del aislante.
 - Introducir los ajustes de las mediciones y los barridos de tensión y/o frecuencia, así como los ajustes del modo de prueba.
 - Introducir la temperatura del aceite, temperatura ambiente y humedad relativa para la realizar la corrección de temperatura del FP según el tipo de aislamiento de los bushings.

- Conectar el cable de salida de alta tensión del CP TD1 al terminal de cada bushing de alta tensión incluido el neutro, y conectar el cable de medición en el borne del tap de prueba, según la figura N°09 para la medición de C1. Luego invertir la conexión de los cables de salida y entrada según la figura N°10 para la medición de C2.
- Proceder a realizar la medición del FD y capacitancia de C1 y C2, para luego los valores obtenidos compararlos con los valores impresos en la placa del aislador o bushing.

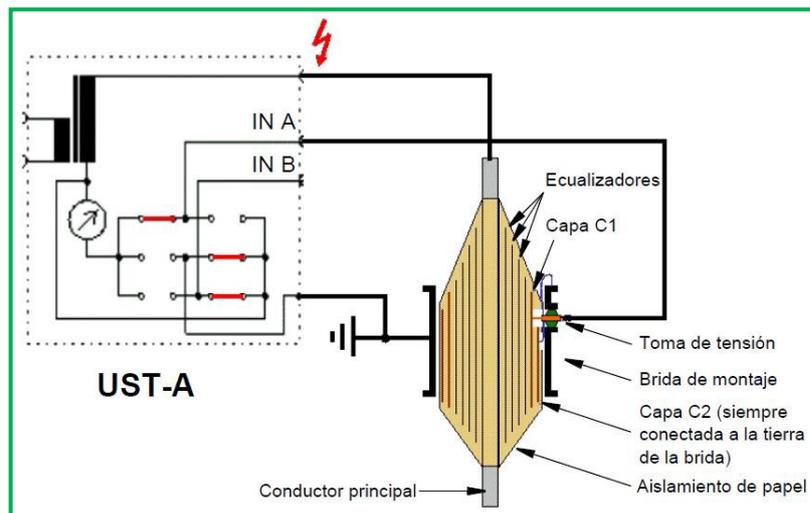


Figura N° 09. Conexión de cables en Bushings con Tap para prueba UST del aislante (C1).

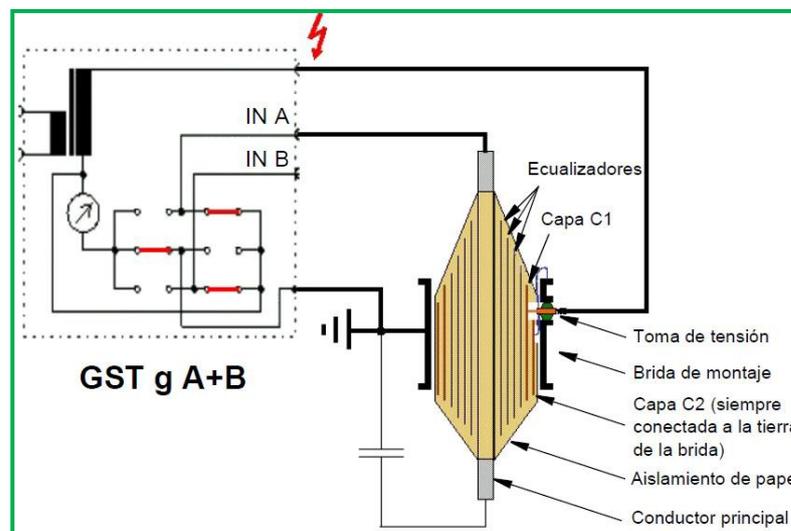


Figura N° 10. Conexión de cables en Bushings con Tap para prueba GST del aislante (C2).

- Las directrices generales para evaluar los valores de la capacitancia y factor de disipación de C1 son las indicadas en la Tabla N°08 y Tabla N°09, respectivamente.

Tabla N°08. Directrices generales para evaluar los datos de la capacitancia C1.

$\Delta C = C_{medida} - C_{ref}^*$	Evaluación
$\Delta C < 5\%$	Aceptable
$5\% < \Delta C < 10\%$	Se debe investigar
$\Delta C > 10\%$	Estado crítico
*con C_{ref} = valor de placa de características o valor de aislante nuevo	

Tabla N°09. Directrices generales para evaluar los datos de factor de disipación de C1.

	Evaluación
$DF_{med} < 2 \times DF_{ref}$	Aceptable
$DF_{med} < 3 \times DF_{ref}$	Se debe investigar
$DF_{med} > 3 \times DF_{ref}$	Estado crítico
*con DF_{ref} = valor de placa de características o valor de aislante nuevo	

- Reglas Generales para evaluar los datos de la prueba de Factor de Potencia en C2 – un valor inicial de referencia NO es normalmente provisto en los datos de placa de bujes < 115kV.
 - Los resultados de la prueba de FP deben observarse periódicamente en cada buje.
 - Los valores de FP deben compararse con bujes similares (por lo general, montados en el mismo aparato eléctrico).
 - Dependiendo del diseño del buje, el valor de FP de C2 varía entre 0.1% y 2%.
 - Los estándares de IEEE no especifican límites para el valor de FP de C2.

- Reglas Generales para evaluar los datos de la prueba de Capacitancia en C2– en caso de tener un valor inicial de referencia en los datos de placa.
 - Capacitancia de placa 5%–Aceptable.
 - Capacitancia de Placa de 5% a 10%–Observación Cercana del Buje.
 - Capacitancia de Placa 10% o mayor–Reemplace el Buje
- Si resulta poco práctica o no es posible realizar a los bushings las pruebas anteriores, se utiliza la prueba de collar caliente. Para esta prueba se procede de la siguiente manera:
 - Se energiza uno o varios electrodos (banda de neopreno) colocados alrededor de la porcelana del bushing con el conductor central del bushing puesto a tierra, según como se indica en la Figura N°11.

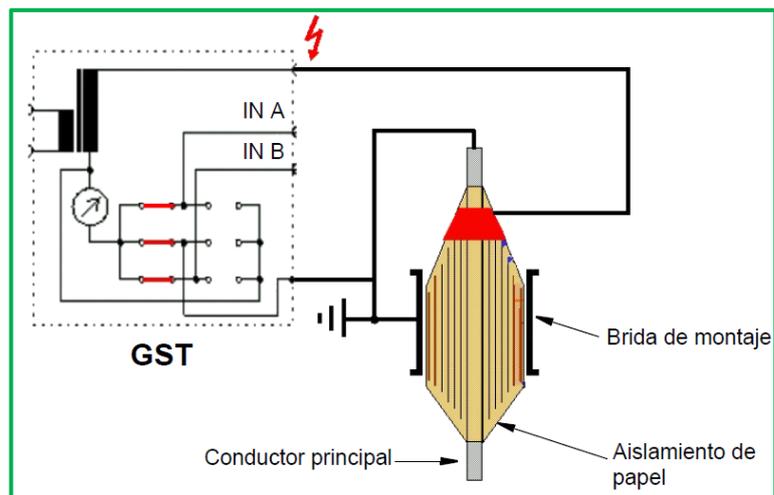


Figura N° 11. Conexión de cables en Bushings para prueba de collar caliente.

- La evaluación de la prueba de collar caliente se realiza evaluando las pérdidas (Watts) medidas:
 - ✓ Si las pérdidas en Watts son menores a 100 mW, se considera que el bushings tiene una condición aceptable.
 - ✓ Si las pérdidas en Watts son mayores a 100 mW, se considera que el bushings tiene una condición de falla.

- Finalizado las pruebas retirar el cortocircuito de los lados de alta tensión, baja tensión y terciario; como también retirar los cables de prueba.

9.4. Prueba de Corriente de Excitación

- Retirar los conductores o cables conectados a los terminales AT, incluida la conexión a tierra del neutro.
- Conectar los cables de comunicación y de poder del CPC100, y verificar que estén conectados correctamente.
- Conectar los cables de salida y entrada del CPC100 y el CP TD1, y verificar que estén conectados correctamente.
- Generar la plantilla de la prueba de corriente de excitación, utilizando el CPC100 o en el software PTM, tomando en consideración lo siguiente:
 - La tensión de prueba no debe exceder el valor del voltaje nominal del espécimen bajo prueba. Se debe realizar los ensayos con la misma tensión de prueba con la que se realizó la medición de referencia. Se aplica típicamente 10 kV.
 - Configurar los ajustes y condiciones de prueba.
- Conmutar el cambiador de tomas al tap central para un DETC, y a los taps extremos y central para un OLTC.
- Según el conexionado de los devanados del lado de AT se procederá a realizar el conexionado de los cables de medición del CP TD1.
- Conexionado en estrella (Y) con neutro: Conectar el cable de salida de alta tensión del CP TD1 al terminal del bushing de la fase R, luego conectar el cable de medida en el terminal del bushing del neutro, según la figura N°12; finalizada la medición proseguir de la misma manera con la fase S y luego la fase T.
-

- Conexionado en delta o en estrella (Y) sin neutro: Conectar el cable de salida de alta tensión del CP TD1 al terminal del bushing de la fase R, luego conectar el cable de medida en el terminal del bushing de la fase S, según la figura N° 13; finalizada la medición proseguir de la misma manera la fase S con la T, y por último la fase T con la R. Se recomienda aterrizar el terminal flotante en cada medición.

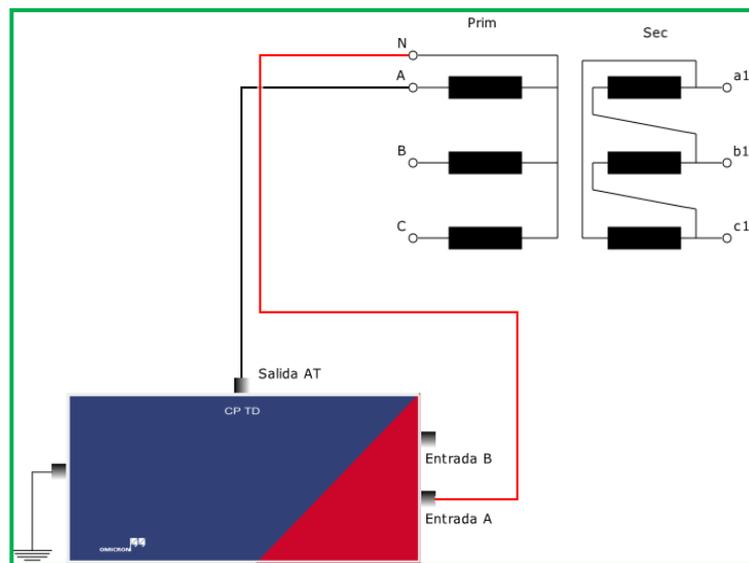


Figura N° 12. Conexión del CPTD1 con el lado de AT en estrella con neutro

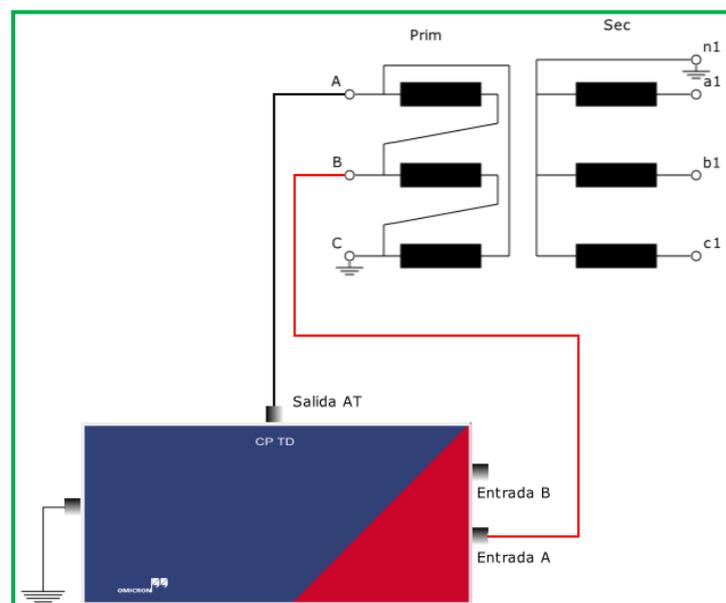


Figura N° 13. Conexión del CP TD1 con el lado de AT en delta

- Proceder a analizar los resultados obtenidos según lo indicado a continuación:
- Para comparar las lecturas, use los mismos valores de voltaje de prueba.
- El magnetismo residual da como resultado una medida más alta de una corriente normal de excitación.
- La IEEE Std. 62 – 6.1.3.3 refiere sobre el análisis de resultados que se compare contra los resultados de fábrica o de pruebas anteriores.
- Para la gran mayoría de transformadores trifásicos, el patrón de referencia es HLH, es decir dos valores altos en las fases exteriores y un valor bajo en la fase central. Esto se cumple en los transformadores que tengan conexión delta o estrella con neutro en el lado de AT.
- Para transformadores trifásicos con conexiónada estrella sin neutro en el lado de AT, el patrón de referencia de los valores de corriente de excitación es LHL.
- Si la $I_{ex} < 50\text{mA}$, la diferencia entre los dos valores más altos debe ser $< 10\%$.
- Si la $I_{ex} > 50\text{mA}$, la diferencia entre los dos valores más altos debe ser $< 5\%$.

9.5. Prueba de Relación de transformación y verificación de grupo de conexión

- Retirar los conductores o cables conectados a los terminales AT y BT, incluidas las conexiones a tierra de los neutros. Si existiese un devanado terciario, también desconectar sus terminales de salida.
- Conectar los cables de comunicación, de poder y de conexión a tierra del CPC100, y verificar que estén conectados correctamente.
- Generar la plantilla de la prueba de relación de transformación, utilizando el CPC 100 o en el software PTM, tomando en consideración lo siguiente:
 - Se debe realizar los ensayos con una tensión de prueba de pocos voltios de excitación desde el lado de AT. Se aplica típicamente 150V.
 - Introducir los ajustes del cambiador de tomas y del CP SB1.
 - Revisar los ajustes de las mediciones y modificar si es necesario.

- Conectar los cables de salida y entrada del CPC100 y el CP SB1 según la figura N°14, y verificar que estén conectados correctamente.

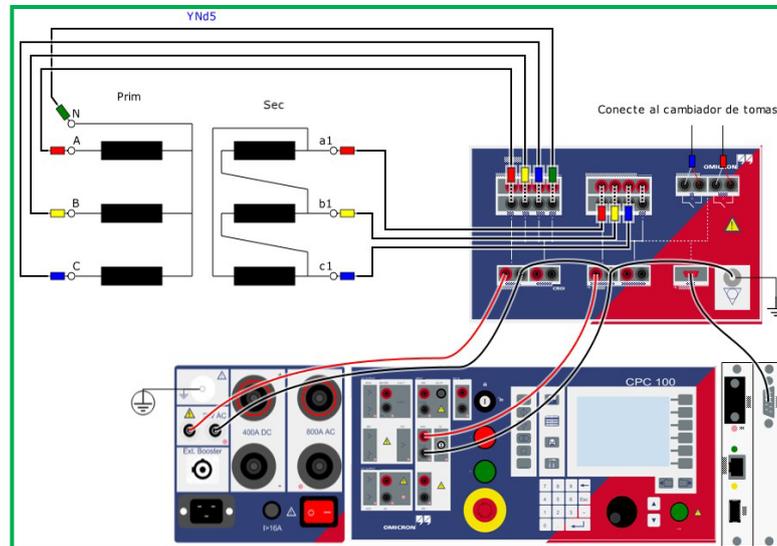


Figura N° 14. Esquema de conexiones entre el CPC 100, CP SB1 y transformador.

- Conmutar el cambiador de tomas a una posición inicial e iniciar la prueba. La conmutación del cambiador de tomas bajo carga se puede realizar de manera manual o automática.
- Se repetirá la prueba hasta completar todos los Taps. Si existiese un devanado terciario realizar también la medición entre el lado de AT y Terciario.
- Realizar una evaluación de los resultados de acuerdo con la norma IEEE C57.152-2013, punto 7.2.10.4:
- El error de las mediciones con respecto a los valores nominales de placa del transformador no debe ser mayor al $\pm 0.5\%$.

9.6. Prueba de Resistencia Óhmica de los devanados

- Retirar los conductores o cables conectados a los terminales AT y BT, incluidas las conexiones a tierra de los neutros. Si existiese un devanado terciario, también desconectar sus terminales de salida.

- Conectar los cables de comunicación, de poder y de conexión a tierra del CPC100, y verificar que estén conectados correctamente.
- Generar la plantilla de la prueba de resistencia de devanados, utilizando el CPC100 o el software PTM, tomando en consideración lo siguiente:
- Para alcanzar la saturación del núcleo la corriente de prueba debe ser como mínimo el 1% de la corriente nominal. Por otra parte, no debe superar el 15% de la corriente nominal, para evitar una subida de la temperatura en el transcurso de la medición.
- Introducir los ajustes del cambiador de tomas y del CP SB1.
- Revisar los ajustes de las mediciones y modificar si es necesario.
- Conmutar el cambiador de tomas al tap central o la posición de para un DETC, y a los taps extremos y central para un OLTC.
- Conectar los cables de salida y entrada del CPC100 y el CP SB1 según la figura N°15, y verificar que estén conectados correctamente.

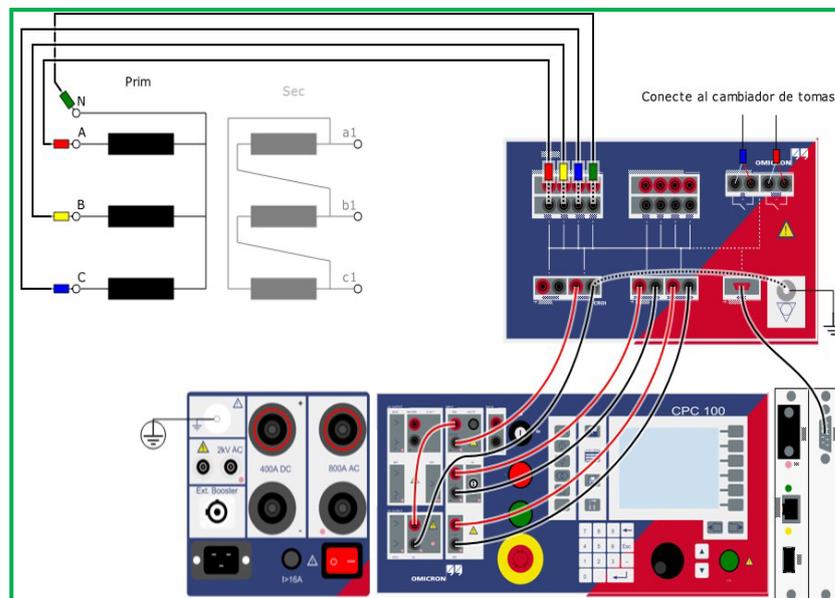


Figura N° 15. *Conexión para la medición de la resistencia del devanado del lado de AT*

- Obtenido los resultados de la resistencia en las tres fases, se detiene la inyección de corriente y se conmuta el cambiador de tomas a la siguiente posición del tap a probar.
- Luego se procede a medir la resistencia en las tres fases del lado de BT; y si tuviese un devanado terciario, se mide de la misma manera, solo que primeramente llevando todo el cableado del lado de AT o de BT al lado Terciario.
- Realizar una evaluación de los resultados de acuerdo con la norma IEEE C57.152-2013, punto 7.2.7:
- Las discrepancias de error contra mediciones originales de fábrica, mediciones preliminares en campo o la comparación entre fases deben ser menores al 5%.

9.7. Prueba de relación de transformación a Transformadores de Corriente tipo Toroide en los Bushing

- Retirar los conductores o cables conectados a los terminales AT y BT, incluidas las conexiones a tierra de los neutros. Si existiese un devanado terciario, también desconectar sus terminales de salida.
- Conectar los cables de comunicación, de poder y de conexión a tierra del CPC100, y verificar que estén conectados correctamente.
- Generar la plantilla de la prueba de relación TC V, utilizando el CPC100 o el software PTM, tomando en consideración lo siguiente:
 - Se recomienda ajustar la tensión de prueba al 75% de la tensión del punto de inflexión.
 - La frecuencia debe ajustarse con una diferencia de entre 15 y 20 Hz de la frecuencia principal para evitar interferencias.
 - Introducir los ajustes del TC.
 - Revisar los ajustes de las mediciones y modificar si es necesario.

- Conectar los cables de salida y entrada del CPC100 y TC según la figura N°16, y verificar que estén conectados correctamente.
- Realizar una evaluación de los resultados de acuerdo con la norma IEC 60044-1, según su clase de precisión están definidas los límites de error.

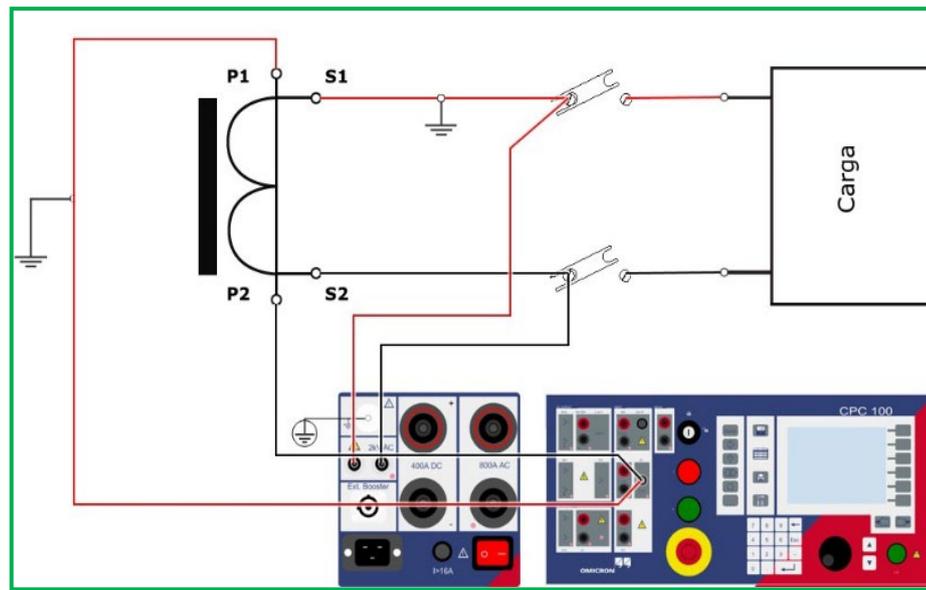


Figura N° 16. Esquema de conexión para medición de Relación de transformación en TC de bornas de transformador

9.8. Prueba de Resistencia de Aislamiento

- Desconectar los conductores o cables de los terminales de AT y BT, incluidos las conexiones a tierra de los neutros.
- Puentear los terminales de AT y BT independientemente, incluido sus neutros.
- Anotar los valores de temperatura ambiente y humedad relativa del aire, antes de cada medición. También anotar el estado del tiempo.
- Conectar los cables del equipo a los lados correspondientes del transformador, siguiendo con las disposiciones mostradas en las figuras N°17, 18 y 19.

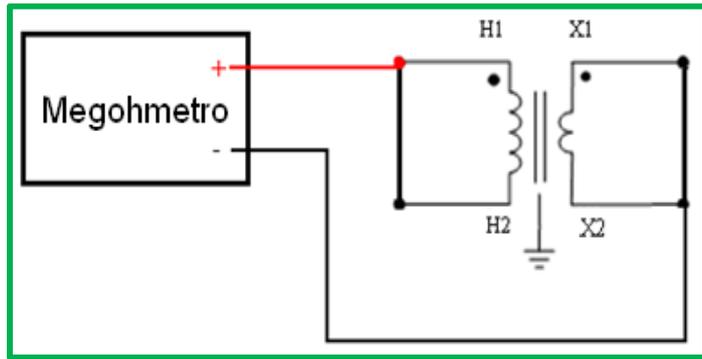


Figura N° 17. Aislamiento entre Primario y Secundario

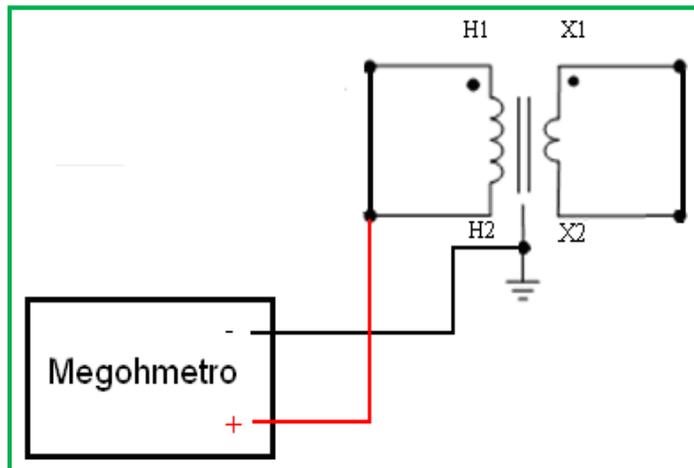


Figura N° 18. Aislamiento entre Primario y Tierra

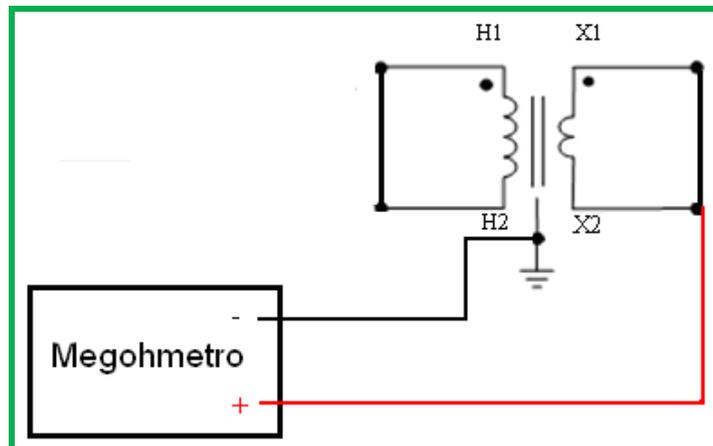


Figura N° 19. Aislamiento entre Secundario y Tierra

- Iniciar la inyección de tensión según el nivel de tensión nominal del transformador, según la Tabla 100.5. Revisar la adecuada conexión de los cables entre medición y medición. En este punto se consideran 10 minutos por prueba, tomando los valores a los 30 segundos, 1 minuto y 10 minutos. Se

tomarán en cuenta estos valores para poder obtener los índices de absorción (DAR) y de polarización (PI).

- Descargar el equipo luego de cada medición y después retirar los cables de prueba.
- Evaluar la condición del aislamiento con los valores de resistencia de aislamiento obtenidos de acuerdo con la norma ANSI/NETA MTS – 2011, ver Tabla N°10:

Tabla N°10. Resistencia de Aislamiento en Transformadores para Pruebas de Mantenimiento

Tipo de clasificación de bobina del transformador (V)	Mínimo Voltaje de Prueba en DC	Mínima Resistencia de Aislamiento recomendado (MΩ)	
		Rellenado de Líquido	Seco
0 – 600	1000	100	500
601 – 5000	2500	1000	5000
Más grande que 5000	5000	5000	25000

- Evaluar la condición del aislamiento con los valores de índice de polarización obtenidos de acuerdo con la norma IEEE C57.152-2013, ver Tabla N°11:

Tabla N°11. Condición del Aislamiento según el índice de polarización (PI)

CONDICIÓN DEL AISLAMIENTO	ÍNDICE DE POLARIZACIÓN
Peligroso	< 1.0
Malo	1.0 a 1.1
Cuestionable	1.1 a 1.25
Aceptable	1.25 a 2.0
Bueno	> 2.0

- Evaluar la condición del aislamiento con los valores de índice de polarización obtenidos De acuerdo con la guía de Megger “A Stitch In Time”, ver Tabla N°12:

Tabla N°12. Condición del Aislamiento según la relación de absorción dieléctrica (DAR)

CONDICIÓN DEL AISLAMIENTO	RELACIÓN DE ABSORCIÓN DIELECTRICA
Cuestionable	1.0 a 1.25
Bueno	1.4 a 1.6
Excelente	> 1.6

10. SEGURIDAD

- Todo el personal deberá participar en la charla de cinco minutos dictada por el supervisor del área en cumplimiento con los estándares del cliente.
- Los técnicos especializados y operarios deberán realizar la inspección diaria, antes de iniciar las actividades del día, de sus equipos de anti caídas: Arnés, línea de vida, absorbedor de impacto, anillos “D” de anclaje y posicionamiento, estrobo, mosquetones grandes y fajas de anclaje.
- Todos los equipos, herramientas, EPP, elementos de señalización, antes de realizar los trabajos, serán inspeccionados para evitar desperfectos y los Check-List de pre-uso deberán ser visados por el supervisor directo.
- Todo el personal deberá utilizar sus respectivos EPP, adecuado a la actividad a realizar.
- Se debe colocar los elementos de señalización en el área de trabajo de ser necesario.
- El personal deberá participar en la elaboración del AST (Análisis Seguro de Trabajo) antes del inicio de labores (Ver Tabla N°13)
- El personal encargado de los trabajos, deberá cumplir en todo momento con las medidas de seguridad establecidas para dicha tarea, cumpliendo con los permisos y estándares del cliente.

Tabla N°13. Esquema de Análisis Seguro de Trabajo

TAREA	PELIGRO	RIESGO	MEDIDA DE CONTROL
Traslado de personal y herramientas	<ul style="list-style-type: none"> • Tránsito por superficie irregular. • Tránsito de vehículos, peatones o animales • Exposición a Radiación Solar • Exposición a vientos fuertes. • Manipulación de herramientas y equipos. • Posible derrame de hidrocarburos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Colisiones, atropellos. • Deshidratación, alteración de la piel y ojos. • Pérdida de visibilidad. • Golpes, contusiones, atrapamiento de manos, aplastamiento de extremidades, sobre esfuerzo, caída de objetos. • Contacto con la piel e inhalación de vapores. 	<ul style="list-style-type: none"> • Solo utilizar caminos autorizados, realizar Check list de los vehículos. • Personal capacitado en manejo a la defensiva. • Usar uniforme manga larga, cortavientos, rehidratarse constantemente, usar lentes de seguridad. • Utilizar guantes al manipular herramientas y equipos, no colocar manos en puntos de atrapamiento o puntos de pellizco, cargar máximo 25 kg/persona, amarrar bien las herramientas en la tolva del vehículo, no sobrepasar la capacidad del vehículo. • Contar con Kit antiderrame, tener las MSDS de los hidrocarburos, difusión de los MSDS, uso de guantes de nitrilo o PVC al manipular, contar con respirador para vapores orgánicos en el kit antiderrame.
Descarga y Revisión de herramientas y equipos	<ul style="list-style-type: none"> • Terreno Irregular • Manipulación de Herramientas manuales y equipos • Exposición a Radicación UV • Ingreso a Espacio restringido 	<ul style="list-style-type: none"> • Caídas al mismo nivel. • Caídas a distinto nivel. • Cortes, golpes, atrapamientos de mano, aplastamiento. • Quemaduras en la piel, insolación, deshidratación • Riesgo disergonómico 	<ul style="list-style-type: none"> • Caminar por zonas seguras y libres de obstáculos. • Uso adecuado de guantes, no colocar manos y extremidades en puntos de atricción o atrapamiento. • Usar guantes al manipular herramientas o equipos. • Uso de bloqueador solar <= 50 FPS, uso de tapa nuca, camisa manga larga, lentes (UV), hidratación constante. • Cargar máximo 25 kg/persona, apoyarse con el compañero.
Pruebas eléctricas SAT del transformador de potencia	<ul style="list-style-type: none"> • Terreno Irregular • Manipulación de Herramientas manuales • Exposición a Radicación UV • Contacto directo e indirecto con fuente de energía eléctrica. • Trabajo en altura 	<ul style="list-style-type: none"> • Caídas al mismo nivel. • Cortes, golpes, atrapamientos de mano, aplastamiento. • Quemaduras en la piel, insolación, deshidratación • Shock eléctrico. • Caída a distinto nivel. 	<ul style="list-style-type: none"> • Caminar por zonas seguras y libres de obstáculos. • Uso adecuado de guantes y herramientas manuales, no colocar manos y extremidades en puntos de atricción o atrapamiento. • Uso de bloqueador solar <= 50 FPS, uso de tapa nuca, camisa manga larga, lentes (UV), hidratación constante, descansos. • Mantener la distancia de seguridad de los cables energizados durante la inyección de corriente o tensión a los cables de prueba para la medición de los parámetros eléctricos del transformador. • Utilización de un camión grúa con canastilla para la conexión/desconexión de los cables de prueba en los bushings de AT. • Utilización del sistema de protección anti caídas (arnés de cuerpo completo con doble línea de anclaje, con o sin amortiguador de impacto según la altura de trabajo).

11. MEDIO AMBIENTE

- Todos los desperdicios y residuos generados en el desarrollo de los trabajos, serán depositados en cilindros de residuos según corresponda.

- Se contará con bolsas y/o recipientes para almacenar los residuos.
- Al final de la jornada se dejará limpio la zona de trabajo para evitar la contaminación del medio ambiente.

12. CONSIDERACIONES FINALES

- Se debe cumplir con los parámetros especificados en el presente procedimiento, especificaciones técnicas y planos del proyecto.
- Todos los trabajos a efectuarse en superficie y altura, deben ser realizados por el personal calificado y con experiencia en estas actividades.
- Durante las pruebas eléctricas que verifican la condición del aislamiento, como lo son la prueba de factor de potencia/factor de disipación de los arrollamientos o la prueba de resistencia de aislamiento, es importante tomar datos de temperatura ambiente y humedad relativa del lugar en donde se encuentra el transformador intervenido. Se recomienda no realizar estas pruebas si la humedad relativa es muy alta debido a que alterará los resultados de las pruebas.
- Se debe considerar las condiciones de prueba en las que se realizará cada prueba eléctrica, por si se requiera realizar alguna corrección a los resultados obtenidos.
- Los operadores y/o supervisores operativos encargados de las PEC a los transformadores de potencia deben poseer la experticia suficiente para identificar si el valor de algún parámetro eléctrico medido es producto de un error de medición o es solo un valor anormal producto de algún defecto o falla en el transformador.
- Debido a que los transformadores de potencia poseen conmutadores de varias tomas, la ejecución de las PEC en todas posiciones del conmutador demandaría

un mayor tiempo al que está programado el corte de energía, por lo que se deben de ejecutar las PEC según lo que se indica a continuación:

- Para un conmutador de tomas sin carga o desenergizado (DETC) se realizarán las PEC en la posición central del tap o en la que esté operando.
- Para un conmutador de tomas bajo carga (OLTC) se realizarán las PEC en las posiciones extremas y en la posición central.
- Cuando se presente durante la realización de las PEC alguna dificultad técnica con el equipo de medición, se debe de portar en campo de los manuales técnicos, ya sean estos de forma física o de forma digital, para solucionar las dificultades técnicas en el equipo de medición y luego proseguir con las PEC. Si el defecto o error perdura se debe consultar con algún personal de soporte técnico del fabricante que ayude a solucionar el problema.