



ESCUELA DE NEGOCIOS

IMPLEMENTACIÓN DE LA GESTIÓN DE CALIDAD BASADA EN EL PMI  
PARA EL PROCESO DE PRUEBAS ELÉCTRICAS DE EQUIPO PRIMARIO EN  
LA SUBESTACIÓN SANTA ROSA DE CELEC EP-TRANSELECTRIC PARA LA  
OPTIMIZACIÓN DEL PROCESO DE DIAGNÓSTICO.

Autor

Edinson Jimmy Medina Rosales

Año  
2019



ESCUELA DE NEGOCIOS

IMPLEMENTACIÓN DE LA GESTIÓN DE CALIDAD BASADA EN EL PMI  
PARA EL PROCESO DE PRUEBAS ELÉCTRICAS DE EQUIPO PRIMARIO  
EN LA SUBESTACIÓN SANTA ROSA DE CELEC EP-TRANSELECTRIC  
PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL PROCESO DE DIAGNÓSTICO.

Trabajo de Titulación presentado en conformidad con los requisitos  
establecidos para optar por el título de Magister en Administración de  
Empresas Mención Dirección Estratégica de Proyectos.

Profesor guía:

Mgs. Armando Xavier Moya Borja

Autor:

Edinson Jimmy Medina Rosales

Año:

2019

## **DECLARACIÓN DEL PROFESOR GUÍA**

"Declaro haber dirigido el trabajo, "Implementación de la gestión de calidad basada en el PMI para el proceso de pruebas eléctricas de equipo primario en la subestación Santa Rosa de CELEC EP-TRANSELECTRIC para la optimización del proceso de diagnóstico", a través de reuniones periódicas con el estudiante Edinson Jimmy Medina Rosales, en el semestre 201900, orientando sus conocimientos y competencias para un eficiente desarrollo del tema escogido y dando cumplimiento a todas las disposiciones vigentes que regulan los Trabajos de Titulación".

---

Armando Xavier Moya Borja  
Magister en Gerencia Educativa  
C.I. 1715103469

## **DECLARACIÓN DEL PROFESOR CORRECTOR**

"Declaro haber revisado este trabajo, "Implementación de la gestión de calidad basada en el PMI para el proceso de pruebas eléctricas de equipo primario en la subestación Santa Rosa de CELEC EP-TRANSELECTRIC para la optimización del proceso de diagnóstico", de Edinson Jimmy Medina Rosales, en el semestre 201900, dando cumplimiento a todas las disposiciones vigentes que regulan los Trabajos de Titulación".

---

Christian Hinojosa Godoy  
Magister en Gerencia Empresarial  
C.I. 1712017100

## **DECLARACIÓN DE AUTORÍA DEL ESTUDIANTE.**

“Declaro que este trabajo es original, de mi autoría, que se han citado las fuentes correspondientes y que en su ejecución se respetaron las disposiciones legales que protegen los derechos de autor vigentes.”

---

Edinson Jimmy Medina Rosales  
C.I. 091212608-3

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios por ser la luz incondicional que ha guiado mi camino.

A la emblemática Universidad de las Américas.

A mis catedráticos, en especial al Mgs. Armando Xavier Moya Borja, tutor de tesis quien estuvo guiándome académicamente con su experiencia y profesionalismo.

A la empresa CELEC que me ha permitido nutrir mis conocimientos con aprendizajes profesionalizantes y experiencias positivas, así como la información y facilidades prestadas para concluir con éxito la presente investigación.

Edinson

## **DEDICATORIA**

A Nuestro Padre Celestial por darme sabiduría para aplicar la inteligencia en el camino de la educación.

A mi adorable Madre, Dolores María Rosales Caiche, quien ya no está físicamente a mi lado, no obstante, ella es hoy la estrella que ilumina y guía mis pasos en todo lo conseguido, así como por su ejemplar acierto es también la impulsadora de mis valores, perseverancia y fundamentalmente el amor al prójimo.

A mi padre Sigfredo Miguel Medina Domínguez, persona justa, ejemplo de sacrificio por su familia y que permanentemente siempre ha sido y seguirá impulsando con su apoyo incondicional mis aspiraciones y emprendimientos, alentándome a seguir adelante.

A mi querida esposa Mónica Bocca Aguirre, por su dedicación, apoyo incondicional y desprendimiento, que oportunamente ha demostrado en situaciones adversas.

A mis hijas, María Ruth y María Belén a quienes amo y por quienes he alcanzado este nuevo logro.

A mis hermanas, que luchan con tesón, de quienes he aprendido la importancia fundamental que posee la superación para el futuro familiar.

Edinson

## RESUMEN

**TÍTULO:** Implementación de la gestión de calidad basada en el PIM para el proceso de pruebas eléctricas de equipo primario en la subestación Santa Rosa de CELEC EP-TRANSELECTRIC para la optimización del proceso de diagnóstico. (Guía del PMBOK®) edición 6.

**AUTOR:** Edinson Jimmy Medina Rosales

**PALABRAS CLAVES:** Implementación, gestión de proyectos, gestión de calidad Optimización, proceso de diagnóstico.

### **DESCRIPCIÓN:**

Implementar en la Empresa CELEC EP- Unidad de negocio TRANSELECTRIC, los procesos que aseguren la calidad en el manejo de equipos, optimizando recursos, garantizando que los usuarios reciban un servicio eficaz y adecuado. Ejecutando procesos bajo los estándares internacionales de la administración de proyectos (Project Manager Institute "PMI"), adaptando sus herramientas y técnicas. El trabajo permite crear una propuesta metodológica bajo los estándares de las buenas prácticas del PMI para desarrollar proyectos aunándonos la experiencia que CELEC tiene en ese campo.

La propuesta se basó en el diagnóstico de las diferentes etapas de planeación, ejecución, seguimiento, control y cierre de proyectos de electrificación que la empresa desarrolla. Para efectos del proceso en estudio, mismo que persigue la calidad, esta propuesta centra su diagnóstico en la calidad de los procesos como punto principal, y considera el alcance, costo, tiempo, recursos y riesgos, para asegurar como un agregado infaltable para que esta calidad se cumpla. Resultado de ello y como una solución a las debilidades detectadas en dicho diagnóstico, se cuenta con una propuesta que incluye herramientas y técnicas agrupadas en una guía metodológica que hará que se garantice el

funcionamiento y un proceso seguro. Adicionalmente, como resultado del diagnóstico se toma la decisión de adoptar la guía del PMBOK para estandarizar los procesos, extrayendo y diseñando guías a partir de las pruebas realizadas en los procesos de inicio, planeación, seguimiento, control y cierre; finalmente se aplican a un caso de estudio, donde se pudo concluir la efectividad la propuesta.

## **ABSTRACT**

**TITLE:** Implementation of quality management based on the PMI for the electrical testing process of primary equipment in the Santa Rosa substation of CELEC EP-TRANSELECTRIC for the optimization of the diagnostic process. (PMBOK® Guide) edition 6.

**AUTHOR:** Edinson Jimmy Medina Rosales

**KEYWORDS:** Implementation, project management, quality management. optimization, diagnostic process.

### **DESCRIPTION:**

Implement in the company CELEC EP- TRANSELECTRIC business unit, the processes that ensure quality in the management of equipment, optimizing resources, ensuring that users receive an effective and adequate service. Executing processes under the international standards of project management (Project Manager Institute "PMI"), adapting their tools and techniques. This work allows us to create a methodological proposal under the standards of good practices of the PMI to develop projects by joining the experience that CELEC has in this field.

The proposal was based on the diagnosis of the different stages of planning, execution, monitoring, control and closure of electrification projects that the company develops.

For the purposes of the process in the study, that pursues quality, this proposal centers its diagnosis on the quality of the processes as the main point, and considers the Scope, Cost, Time, Resources and Risks, to ensure as an inevitable aggregate that this quality is met. As a result of this and as a solution to the weaknesses detected in this diagnosis, there is a proposal that includes tools and techniques grouped in a methodological guide that will ensure

operation and a safe process. Additionally, as a result of the diagnosis, the decision is made to adopt the PMBOK guide to standardize the processes, extracting and designing guides from the tests carried out in the initiation, planning, monitoring, control and closure processes and finally applying them to a case study, where it was possible to conclude the effectiveness of the proposal.

# ÍNDICE

INTRODUCCIÓN .....	1
Planteamiento y formulación del problema y el Plan de mejora .....	2
Objetivos.....	5
Objetivo general.....	5
Objetivos específicos .....	5
Aplicación de los estándares del PMI a través del PMBOK como mecanismo para alcanzar los objetivos.....	6
<b>1. CAPÍTULO I. DIAGNÓSTICO DE LA GESTIÓN EN LAS PRUEBAS ELÉCTRICAS DE LA SUBESTACIÓN SANTA ROSA DE CELEC EP- TRANSELECTRIC.....</b>	<b>8</b>
1.1 Análisis de la industria o sector.....	8
1.2 Factores internos de la empresa .....	9
1.3 Misión-Visión-Objetivos de la empresa.....	12
1.3.1 Misión.....	12
1.3.2 Visión.....	12
1.3.3 Objetivos de la Empresa.....	12
1.4 Descripción de la Subestación.....	13
1.4.1 Subestación eléctrica Santa Rosa .....	14
1.5 Patio de 230 Kv.....	15
1.5.1 Patio de auto transformadores (ATU y ATT).....	16
1.5.2 Patio de 138 kV.....	17
1.6 Equipos principales de la Subestación Santa Rosa.....	18
1.7 Equipamiento primario y pruebas eléctricas .....	19
1.8 Normas Internacionales para pruebas eléctricas .....	25
1.8.1 Procedimientos de pruebas eléctricas .....	26
1.8.2 Diagnóstico de pruebas eléctricas. ....	26

2. CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO .....	27
2.1 La gestión de la calidad .....	27
2.2 El PMBOK en la gestión de proyectos y procedimientos.....	28
2.3 Procesos en la gestión de Proyectos .....	29
2.3.1 Grupos de procesos.....	30
2.4 El acta de constitución del proyecto .....	32
2.4.1 Desarrollo del acta de constitución del proyecto.....	33
2.5 La gestión del cronograma.....	34
2.5.1 El plan de gestión del cronograma.....	35
2.5.2 Definir Actividades .....	35
2.5.3 Secuenciar Actividades.....	36
2.5.4 Estimar Recursos de las Actividades.....	36
2.5.5 Estimar la Duración de las Actividades.....	37
2.5.6 Desarrollar Cronograma .....	37
2.6 La gestión de costos.....	38
2.6.1 Planificar la gestión de los costos: herramientas y técnicas .....	38
2.6.2 Plan de gestión de los costos .....	39
2.7 Gestión de calidad .....	41
2.7.1 Planificar la gestión de la calidad.....	41
2.8 Gestión de recursos.....	42
2.8.1 Planificar la gestión de recursos .....	43
2.8.2 Estimar los recursos de la actividad.....	43
2.9 Gestión de riesgos .....	44
2.9.1 Planificar la Gestión de los Riesgos.....	45
2.9.2 Identificar los Riesgos.....	45
2.9.3 Realizar el Análisis Cualitativo de Riesgos .....	46
2.9.4 Realizar el Análisis Cuantitativo de Riesgos.....	47
2.9.5 Planificar la Respuesta a los Riesgos.....	48
2.10 Mantenimiento preventivo eléctrico, pruebas eléctricas y el equipo primario. ....	48

2.10.1 Mantenimiento preventivo .....	48
2.10.2 Mantenimiento Predictivo .....	50
2.10.3 Mantenimiento Correctivo .....	50
2.10.4 Las pruebas eléctricas .....	50
2.10.5 El equipo primario .....	51
2.10.6 Banco de condensadores .....	52
2.10.7 Transformadores de potencia .....	52
2.10.8 Transformadores de tensión .....	52
2.10.9 Aislamiento de devanados .....	53
2.10.10 Factor de corrección de potencia .....	53
2.10.11 Especificaciones nominales .....	54
<b>3. CAPÍTULO III. APLICACIÓN PMBOK.....</b>	<b>55</b>
3.1 Acta de constitución del proyecto .....	55
3.2 Gestión del Cronograma del Proyecto .....	56
3.2.1 Planificación del cronograma .....	56
3.2.2 Definición de actividades .....	57
3.2.3 Secuenciación y estimación de las actividades .....	57
3.2.4 Desarrollar el cronograma .....	58
3.2.5 Controlar el cronograma .....	60
3.3 Gestión de los Costos del Proyecto .....	60
3.3.1 Planificar la gestión de costos .....	60
3.3.2 Estimar los costos .....	61
3.3.3 Determinar el presupuesto .....	61
3.3.4 Controlar los costos .....	63
3.4 Gestión de la Calidad del Proyecto .....	64
3.4.1 Planificar la gestión de calidad .....	64
3.4.2 Gestionar la calidad. ....	65
3.5 Gestión de los Recursos del Proyecto .....	77
3.5.1 Planificar la gestión de recursos .....	77
3.5.2 Estimar los recursos de las actividades .....	78
3.5.3 Desarrollar el equipo .....	84

3.6 Gestión de Riesgos del Proyecto .....	86
3.6.1 Planificar la gestión de riesgos .....	86
3.6.2 Identificar los riesgos .....	87
3.6.3 Planificar la respuesta a los riesgos.....	88
3.6.4 Implementar la respuesta a los riesgos .....	90
3.6.5 Solicitud de cambio: Registro de riesgos. ....	90
3.6.6 Monitorear los riesgos.....	91
<b>4. CAPÍTULO IV. ANÁLISIS DE COSTO-BENEFICIO Y</b>	
<b>VIABILIDAD DE LA PROPUESTA.....</b>	<b>92</b>
4.1 Análisis costo - beneficio .....	92
4.2 Viabilidad.....	94
4.3 Comparativo de mejoras en los procedimientos antes y después de la implementación PMI .....	95
<b>5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>96</b>
5.1 Conclusiones.....	96
5.2 Recomendaciones .....	97
<b>REFERENCIAS .....</b>	<b>99</b>
<b>ANEXOS .....</b>	<b>101</b>

## INTRODUCCIÓN

El presente proyecto de Investigación se realiza en la Empresa CELEC EP- Unidad de negocio TRANSELECTRIC, la misma que se dedica a la transmisión de energía eléctrica desde las centrales de generación de electricidad, hacia las empresas distribuidoras y grandes consumidores de Transmisión en el Ecuador.

Las subestaciones Santa Rosa y Pascuales son las más importantes por su ubicación estratégica dentro de la red y por estar dentro de grandes centros de consumo: Quito y Guayaquil, las dos subestaciones tienen equipos redundantes de transformación de energía eléctrica, con el fin de dar un servicio de calidad continuo y confiable, es decir reducir el impacto de fallas y a la afectación por los tiempos fuera de servicio de los equipos primarios. La propuesta del análisis del diagnóstico de las pruebas eléctricas para equipo primario, como plan piloto se ejecuta en la subestación Santa Rosa y poniendo énfasis en los transformadores de potencia.

El equipamiento principal de la subestación Santa Rosa lo constituyen:

Equipamiento primario: Dos bancos de transformadores, disyuntores y seccionadores

Equipo Auxiliar: Banco de Baterías

El servicio de transmisión de energía eléctrica depende del buen funcionamiento del equipo primario y, la información fundamental para conocer el estado de los equipos es mediante las pruebas de diagnóstico, mismas que permiten planificar y programar el tipo de mantenimiento a realizar en los equipos, con el fin de que operen en óptimas condiciones, lo cual exige un excelente mantenimiento y un gran conocimiento de su funcionamiento. Lo anteriormente dicho se fortalece mediante planes y programas de

mantenimiento correctivo, preventivo y predictivo, que incluyen el diagnóstico del estado de los equipos y la definición de modos de operación.

Es por ello la importancia que tienen las pruebas eléctricas en el desempeño de los equipos y por tanto en la continuidad del servicio, sin embargo en la actualidad no existe una estandarización en la gestión de los procesos, tampoco un sustento de la información recopilada, estimación de costos, recursos y controles que aseguren la correcta aplicación de las pruebas, generándose por tanto riesgos en un ámbito de gestión que es fundamental no solamente para CELEC, sino para toda la población y la producción de la ciudad de Quito. Es por ello, y como se detalla a lo largo de la presente investigación, se ha planteado el desarrollo de un sistema basado en las buenas prácticas del PMBOK, como herramienta idónea para fortalecer la planificación, seguimiento, control y calidad de las pruebas eléctricas de la Subestación Santa Rosa, considerando las gestiones de: cronograma, costos, calidad, recursos y riesgos.

Hay que tomar en cuenta que todo proyecto o gestión organizacional cuenta con una serie de restricciones, la más importante es la triple restricción, la cual está relacionada al alcance, el tiempo y los recursos. En la presente investigación se observa cómo, debido a que los costos de las pruebas eléctricas y la gestión propuesta no son muy elevados, así como los tiempos son factibles de cumplir, es posible lograr el alcance previsto en sus objetivos, solucionándose la problemática, sin necesidad de incrementar demasiado los costos o el tiempo para su aplicación.

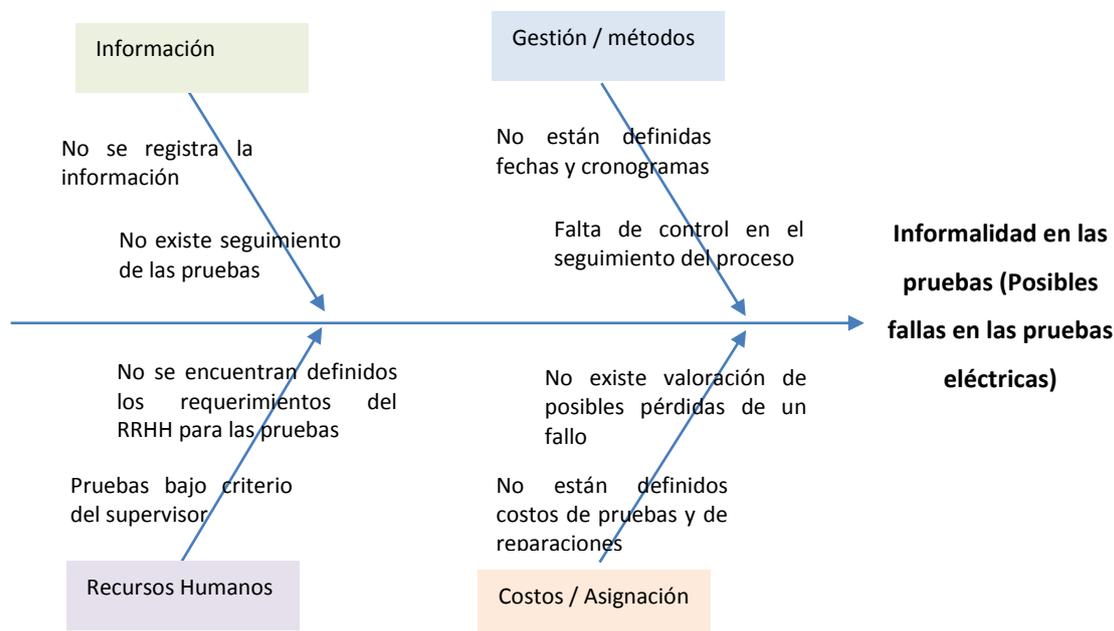
### **Planteamiento y formulación del problema y el Plan de mejora**

Para contextualizar es necesario comprender que los equipos primarios de las subestaciones de transmisión eléctrica son los responsables de que se genere la energía eléctrica que se usa de forma permanente en la ciudad. Un fallo en los mismos genera cortes de luz, con sus respectivas consecuencias de

pérdida de información, productividad y molestias en toda el área en la que opera. Si bien es cierto, los equipos responsables de esta operación son de muy alta calidad, pero no son infalibles y con el tiempo los mismos son susceptibles a daños debido al desgaste natural y envejecimiento, es por ello que se realizan las correspondientes pruebas eléctricas anualmente para evitar que tengan problemas que puedan producir situaciones en ciertos casos de gran impacto.

La problemática se encuentra en la informalidad existente o no disponer de una metodología para realizar las pruebas eléctricas, lo cual puede generar como consecuencia una pérdida de caída de tensión o variación de frecuencia, baja tensión.

Para un mejor análisis de la problemática existente se realiza un análisis de causa y efecto mediante el siguiente diagrama de Ishikawa:



*Figura 1.* Diagrama de Ishikawa problemática de falencias en las pruebas eléctricas

Actualmente existe un procedimiento establecido y documentado para realizar las pruebas eléctricas en el equipo primario de la Subestación Santa Rosa, así

como en otras subestaciones a lo largo del país, sin embargo, dicho procedimiento no es suficiente, pues no existe un registro permanente de las pruebas anuales que se realizan, además las mismas son elaboradas en función del criterio del supervisor responsable de la zona de influencia. Hay que tomar en cuenta que hay cuatro zonas a nivel nacional y cuatro supervisores de mantenimiento, cada uno con diferentes puntos de vista y formas de proceder y por tanto que establecen diferentes rutinas para el mantenimiento según el caso, pudiendo existir diferencias en las operaciones, que pueden generar finalmente resultados sin la rigurosidad que requiere este procedimiento.

Entre otras dificultades que se han podido observar en los procedimientos además de los mencionados están: la falta de control en el seguimiento de los procedimientos, la inestabilidad en la aplicación de los mismos, pues no existen fechas predeterminadas, no existe documentación que esclarezca los parámetros de calidad de las pruebas, no existen la definición del equipo humano que realizará las pruebas, costos determinados y de ello las asignaciones correspondientes, entre otras varias omisiones, por lo que no se otorga la importancia necesaria a los mismos, lo que puede en un momento dado generar lo que no se espera que suceda, con las consecuencias respectivas.

Es por ello que la problemática observada justifica la presente propuesta, correspondiente a la elaboración de un sistema de gestión de calidad para las pruebas eléctricas de mantenimiento que dé soporte al mismo y permita minimizar los riesgos de fallo en los equipos.

Para mejorar la calidad de la información obtenida de las pruebas eléctricas realizadas en los transformadores de potencia y considerando este equipamiento primario como un elemento técnico mecánico, la empresa debe establecer claramente las fechas previstas para las pruebas, tomar en cuenta la capacitación previa, disponer del material de control y registro, determinar los parámetros de calidad, tener claras las políticas, costos, riesgos, plantear controles para el cumplimiento de los procedimientos, entre otros. De esta

manera la subestación Santa Rosa podrá no solamente disponer del procedimiento para las pruebas, sino disponer de un sistema de calidad, que garantice los objetivos para los cuales son realizadas estas pruebas, y de esa manera poder inclusive replicar en otras subestaciones, garantizando la efectividad de las pruebas eléctricas, con la creación de una estructura que dé soporte a este tipo de mantenimiento y evitar los riesgos que puede tener un fallo en estas estaciones que tienen tanta importancia para la región y finalmente al país, para ello se ha considerado idóneo las buenas prácticas del PMI para la gestión de proyectos y procesos.

## **Objetivos**

### **Objetivo general**

Diseñar un sistema gestión de calidad que cumpla las especificaciones en la ejecución del mantenimiento de equipos primarios mediante las directrices y buenas prácticas del PMI, para el proceso de pruebas eléctricas de equipo primario de la subestación Santa Rosa de CELEC EP.

### **Objetivos específicos**

- Describir y diagnosticar el proceso de operación de la subestación Santa Rosa y las pruebas eléctricas de su equipo primario.
- Establecer un modelo que permita estructurar las pruebas eléctricas considerando las gestiones del cronograma, costos, calidad, recursos y riesgos en las pruebas eléctricas de equipo primario, basado en las buenas prácticas del PMI, para su aplicación a partir del año 2020.
- Comparar los procedimientos antes y después de la implementación de la Gestión de Calidad con PMI en las pruebas eléctricas, con el fin de establecer las ventajas de la aplicación, así como la viabilidad del modelo para la seguridad en la operación ininterrumpida del equipo primario en la subestación Santa Rosa.

## Aplicación de los estándares del PMI a través del PMBOK como mecanismo para alcanzar los objetivos

La investigación tiene como finalidad realizar la implementación de la gestión de calidad basada en el PMI para el proceso de pruebas eléctricas de la subestación Santa Rosa CELEC-EP-TRANSELECTRIC, acciones que contribuirán a mejorar la ejecución permanente de los procedimientos de las pruebas mencionadas para el sector de estudio, pero que a futuro será el punto de partida para la implementación de un sistema estandarizado en todas las subestaciones que se encuentran en el país.

Como se ha analizado previamente en el planteamiento del problema, existen una serie de aspectos que no se toman en cuenta dentro de los procedimientos de las pruebas eléctricas y por tanto, en base a las prácticas del PMI, será posible establecer los mecanismos necesarios para solventar las falencias. A continuación un resumen de los principales problemas detectados y la solución en base al PMBOK.

Tabla 1

*Relación entre los problemas y las soluciones planteadas mediante el PMI*

Problema	Solución planteada mediante el PMBOK
Inestabilidad en la aplicación de los procedimientos	Desarrollo de la Gestión del Cronograma
Inexistencia de fechas predeterminadas	
No existe documentación de respaldo	Todas las gestiones desarrollan sus formatos de respaldo y establecen los requerimientos para su aplicación
No se esclarecen parámetros de calidad de las pruebas	Desarrollo de la Gestión de Calidad
No existen políticas claras	Políticas planteadas en el acta de constitución
No están determinados los costos	Gestión de costos
No se visualiza y mide los riesgos	Gestión de riesgos

De esta manera, basados en el PMI, será posible cumplir con el objetivo general de diseñar un sistema gestión de calidad para el proceso de pruebas eléctricas de equipo primario de la subestación Santa Rosa de CELEC EP, dentro de lo cual se habrán cumplido con la estructuración de las gestiones que se han planteado en los objetivos específicos como son: cronograma, costos, calidad, recursos y riesgos en las pruebas eléctricas de equipo primario, las cuales se aplicarán a partir del período 2020.

Además de la aplicación del PMI para el cumplimiento de los objetivos se ha realizado una investigación bibliográfica para sustentar el uso del PMBOK, los principales conceptos en relación a las pruebas y equipo eléctrico primario, además de un diagnóstico preliminar de la empresa y la descripción de las pruebas eléctricas, y finalmente una evaluación de la viabilidad del proyecto y las ventajas de la propuesta.

# **1. CAPÍTULO I. DIAGNÓSTICO DE LA GESTIÓN EN LAS PRUEBAS ELÉCTRICAS DE LA SUBESTACIÓN SANTA ROSA DE CELEC EP-TRANSELECTRIC.**

## **1.1 Análisis de la industria o sector**

El Sistema Nacional de Transmisión de CELEC EP- TRANSELECTRIC consta actualmente de 63 subestaciones eléctricas en tensiones de 500, 230 y 138 kV dando una capacidad instalada de transformación de 15.748,34 MVA, las subestaciones están alimentadas por 460.8 km de líneas de transmisión en 500 kV, 2.708,19 km de líneas de transmisión en 230 kV y 2.156,75 Km de líneas de transmisión en 138 kV dando un total de 5.040 km distribuidas en todo el país.

La subestación Santa Rosa, ubicada en el sur de Quito, es una de las tres primeras subestaciones del Sistema Nacional de transmisión, tiene alrededor de 38 años de funcionamiento. Es por esta razón que las instalaciones físicas y elementos eléctricos conocidos como equipo primario de subestaciones, presentan signos de deterioro y envejecimiento, mismos que necesitan monitoreo y control, siendo sometidos a una serie de pruebas eléctricas, que permitan medir sus parámetros de funcionamiento y establecer la calidad del aislamiento de las partes que soportan altos voltajes de trabajo y sobre voltajes atmosféricos eventuales, ver figura 2.

Las pruebas eléctricas permiten determinar el estado de funcionamiento de los equipos, programar intervenciones de mantenimiento preventivo y correctivo, predecir cambios en el comportamiento del equipo primario y de sus equipos auxiliares, conocer el estado del elemento probado, predecir su funcionamiento futuro y pronosticar fallos a corto plazo; en resumen, asegurar el funcionamiento de cada elemento que conforma el equipo primario de la subestación Santa Rosa.

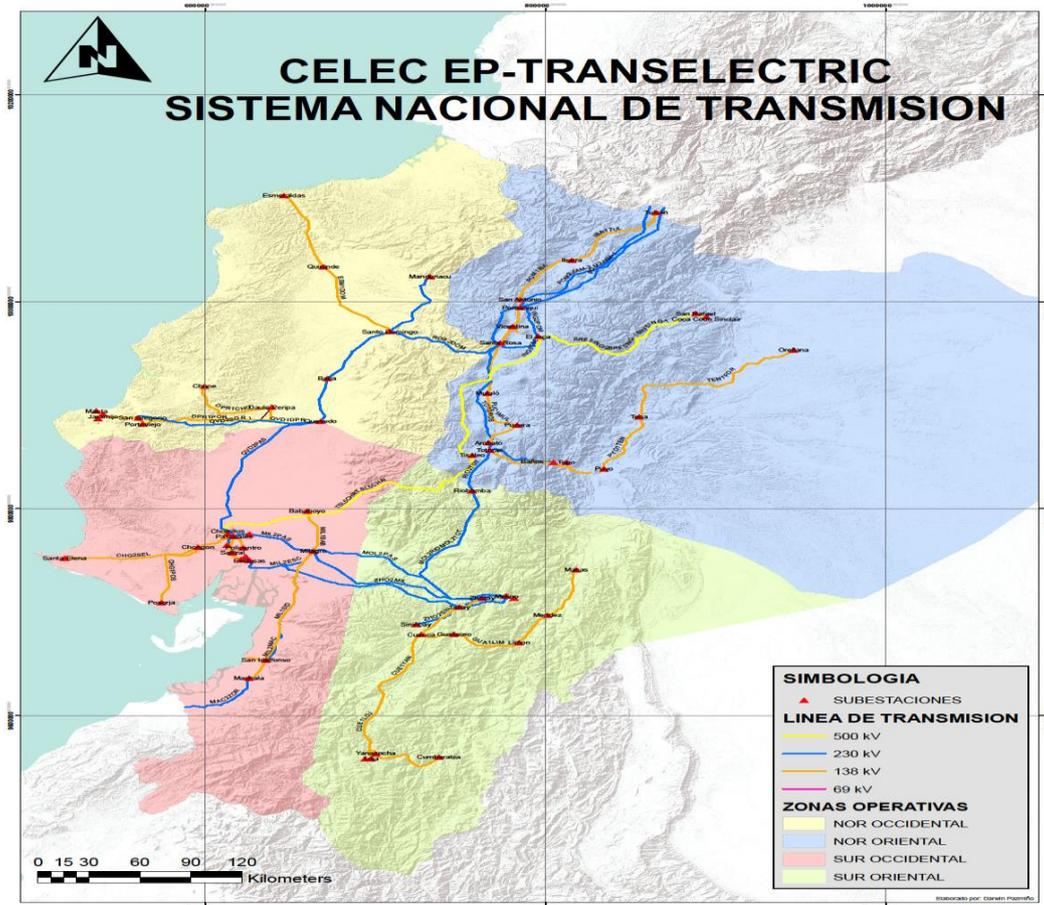


Figura 2. Mapa del Sistema Nacional Interconectado.

Tomado de (CELEC EP-TRANSELECTRIC, 2017)

## 1.2 Factores internos de la empresa

La presente investigación está orientada a respaldar la gestión de las pruebas eléctricas para la empresa CELEC EP-TRANSELECTRIC de la subestación Santa Rosa.

Utilizando la herramienta FODA se ha podido percibir que la subestación Santa Rosa amerita sea implementado un sistema de gestión basado en el PMI, para el proceso de pruebas eléctricas de equipo primario en la subestación Santa Rosa.

Con relación a las fortalezas que son todos aquellos recursos y capacidades especiales positivas con las que cuenta la empresa, se han determinado las siguientes:

1. Experiencia del personal especializado de CELEC EP-TRANSELECTRIC en las pruebas eléctricas.
2. Compromiso del personal técnico especializado y capacitado para realizar las pruebas
3. Disponer de equipo primario de alta calidad con tecnología europea, japonesa e italiana.

Todas estas fortalezas permiten observar que la organización cuenta con las herramientas necesarias para operar y personal capacitado en la Subestación Santa Rosa.

Con relación a las debilidades que son todos aquellos factores negativos que provocan una posición desfavorable de la empresa, se puede puntualizar las siguientes:

1. Ausencia de los recursos necesarios para ejecutar la gestión de calidad.
2. Falta normativa técnica y directrices corporativas
3. Burocracia en la gestión técnica y financiera de la empresa pública
4. Falta de estabilidad y estructura en los procedimientos de las pruebas eléctricas.
5. Falta de compromiso financiero para la adquisición de requerimientos técnicos debido a la inexistencia de políticas y sistemas establecidos.
6. Falta de personal para el manejo de proyectos
7. Infraestructura con obsolescencia

Todas estas debilidades son partes de la naturaleza del sector público que tienen que gestionarse adecuadamente para superar los problemas internos y lograr el objetivo planteado.

Con relación a las oportunidades son todas aquellas posibilidades y alternativas externas que se deben reconocer en el momento que se presentan para la empresa y aprovecharlas, donde se puntualizan las siguientes:

- Posibilidad de mejora de políticas y procedimientos de pruebas eléctricas.
- Apoyo de la dirección para el mejoramiento de los procesos
- Asignación financiera exclusiva para las pruebas eléctricas.
- Disponibilidad de nuevas tecnologías.

Indudablemente las oportunidades contribuyen a generar la confianza necesaria para ejecutar el proyecto bajo los parámetros del PMI y mejorar el accionar de la misma.

Con relación a las amenazas son aquellas situaciones que provienen del entorno y que pueden llegar afectar a la permanencia de la empresa las mismas que se detallan a continuación:

- Marco jurídico que no entrega soporte al requerimiento de rigurosidad de las pruebas
- Dependencia de recursos económicos del Ministerio de Finanzas
- Riesgos naturales como movimientos telúricos, erupciones.
- Falta de continuidad de directores debido a ser puestos políticos
- Demoras en el ciclo de procesos de contratación pública
- Falta de coordinación de los sectores estratégicos

Todas estas amenazas requieren una toma de acciones necesarias para el monitoreo de las mismas durante la ejecución del proyecto.

El análisis realizado mediante la herramienta FODA permite identificar tanto ventajas como falencias internas que se deben corregir, así mismo limitantes del entorno que podrían afectar al proyecto planteado y las posibilidades u oportunidades existentes que favorecen al mismo.

Observando los diferentes aspectos del FODA se observa la viabilidad de la propuesta y se insta a su implementación, en base a las buenas prácticas del

PMI que permitan asegurar la calidad del proceso y con ello la garantía de la continuidad del servicio eléctrico interconectado, especialmente en beneficio de la ciudad de Quito.

### **1.3 Misión-Visión-Objetivos de la empresa**

#### **1.3.1 Misión**

“Generamos bienestar y desarrollo nacional, asegurando la provisión de la energía eléctrica a todo el país, con altos estándares de calidad y eficiencia, con el aporte de su talento humano comprometido y competente, actuando responsablemente con la comunidad y el ambiente” (CELEC EP-TRANSELECTRIC, 2018).

#### **1.3.2 Visión**

“Ser la empresa líder que garantiza la soberanía eléctrica e impulsa el desarrollo del Ecuador” (CELEC EP-TRANSELECTRIC, 2018).

#### **1.3.3 Objetivos de la Empresa**

Los objetivos empresariales de CELEC EP –TRANSELECTRIC son los siguientes:

1. Incrementar la disponibilidad y confiabilidad del Sistema Nacional de Transmisión de la Unidad de Negocio CELEC EP TRANSELECTRIC
2. Incrementar la oferta del servicio de transmisión de energía eléctrica, abastecer la demanda con responsabilidad social, incrementar la reserva, ampliar la cobertura y contribuir al cambio de la matriz energética.
3. Incrementar la eficiencia operacional de la unidad de negocio de CELEC EP TRANSELECTRIC.

4. Incrementar el desarrollo del Talento Humano en Unidad de Negocio CELEC EP –TRANSELECTRIC.
5. Incrementar el uso del Presupuesto en la Unidad de Negocio CELEC EP –TRANSELECTRIC.(CELEC, 2016)

#### **1.4 Descripción de la Subestación**

Según Enríquez ( 2012),se define a la subestación eléctrica como:

Una subestación eléctrica es un arreglo de componentes eléctricos que incluyen barras, transformadores de potencia, interruptores, cuchillas desconectoras, auxiliares, etc. Las subestaciones pueden estar localizada en las centrales eléctricas (elevadoras) en los sistemas de transmisión y distribución y en las instalaciones de los consumidores, en principios tienen arreglos y componentes similares. (pág.25)

La subestación eléctrica es un conjunto de equipos de conexiones, protecciones eléctricas, equipos de control, barras, transformadores de potencia y equipos auxiliares; cuya función es generar energía eléctrica y transmitirla, se encuentran en las inmediaciones de las centrales eléctricas y pueden elevar o disminuir el voltaje a la salida de sus generadores de acuerdo a los requerimientos técnicos del sistema.

Las funciones primordiales de las subestaciones son:

- Proporcionar la potencia eléctrica requerida por los consumidores en forma continua interrumpida.
- Cubrir geográficamente el área que requiere el suministro de la red.
- Dar la máxima seguridad del suministro.

Estas pueden ser de elevación, cuando mediante un transformador de potencia se incrementa el nivel de voltaje, por ejemplo, de 13.8 kV a 69 kV ó

subestación de reducción cuando el nivel de voltaje disminuye como por ejemplo de 230 kV a 138 kV.

Cada uno de estos elementos mencionados tiene su forma de operación y protección, lo cual sirve para que no sufran daños drásticos o afecten su vida útil de funcionamiento y con ello puedan operar de forma permanente y con los requerimientos técnicos establecidos, por ello es que los equipos son sofisticados y con altos costos.

A más de ello, este tipo de subestaciones están orientadas finalmente a proveer un servicio que sirve al movimiento, producción y operación del país, razón por lo cual deben tener altos niveles de confiabilidad y calidad de servicio, los mismos que se logran a través de sistemas de protección que en muchos casos son parte del equipamiento y en otros casos deben ser procedimentales a través del recurso humano que lo opera.

#### **1.4.1 Subestación eléctrica Santa Rosa**

Para propósito de este proyecto se ha seleccionado a la subestación Santa Rosa de CELEC EP- TRANSELECTRIC por ser una subestación de vital importancia dentro del Sistema Nacional Interconectado.

La subestación Santa Rosa comprende de un área de aproximadamente cuatro hectáreas de terreno donde se encuentran las bahías. La misma que está conformada por dos patios de maniobras de 230 kV, 138 kV, patio de transformadores y una casa de control. Esta subestación es de tipo reducción/distribución cuenta con 4 y 3 autotransformadores monofásicos, respectivamente y otro con 2 trifásicos.

La subestación Santa Rosa, se encuentra ubicada:

Por la salida sur de Quito, en el sector Santa Rosa de la parroquia Cutuglagua. El ingreso es por la Panamericana Sur a la altura del km. 17 ½

a través de una vía asfaltada. Se encuentra dentro de un terreno cercado con malla de alambre de aproximadamente 76.000 metros cuadrados. En sus inmediaciones se encuentra una subestación de la empresa eléctrica Quito, la Central Térmica Santa Rosa de la Unidad de Negocios Termo Pichincha, las instalaciones de control del CENACE. Sus coordenadas geográficas referenciales son: 00°, 21', 49.99", Sur, y 78°, 32', 15.17", Oeste (CELEC EP-TRANSELECTRIC, 2015).

La subestación Santa Rosa inicio sus operaciones en mayo de 1980, constituyéndose en la base del sistema nacional de transmisión Quito-Guayaquil en ese entonces.

La subestación Santa Rosa, se describe como:

Una subestación de transformación de tipo convencional; forma parte del Sistema Nacional Interconectado y es uno de los nodos del anillo de 230 kV de este sistema. Esta subestación transmite a 230 kV y a 138 kV; aledaña a esta se encuentran la subestación del mismo nombre, perteneciente a la EEQ S.A, donde se trabaja a nivel de 46 kV, y también la Central de Generación Termoeléctrica Santa Rosa, de 51 MW de potencia, perteneciente a CELEC EP - TERMOPICHINCHA, que se conecta al patio de 138 kV y que en otros tiempos fue muy importante su aporte de generación para satisfacer las necesidades energéticas de la ciudad de Quito, así como también en la época de apagones (CELEC EP-TRANSELECTRIC, 2015).

### **1.5 Patio de 230 kV**

El patio de 230 kV:

Cuenta con un esquema de doble barra con bypass y se encuentra en la plataforma superior de esta subestación. Está conformado por 10 líneas de

transmisión que son: Santo Domingo 1, Santo Domingo 2, Totoras 1, Totoras 2, Pomasqui 1 y Pomasqui 2. Adicionalmente, se han construido 2 bahías más, denominadas Pomasqui 3 y Pomasqui 4 para los dos circuitos nuevos de la Línea Santa Rosa – Pomasqui y últimamente las bahías Inga 1 e Inga 2 para enlazarse con la nueva subestación de ese nombre, formando el anillo de 230 kV que asegura confiabilidad en el suministro de energía eléctrica a la capital del Ecuador para los siguientes años (CELEC EP-TRANSELECTRIC, 2015).

### 1.5.1 Patio de auto transformadores (ATU y ATT<sup>1</sup>)

Está en una plataforma inferior a la del patio de 230 kV, y se compone de 2 bancos de transformadores ATU y ATT, que se ubican alineados entre sí.



*Figura 3.* Patio de transformadores.

Tomado de (CELEC EP-TRANSELECTRIC, 2015)

El Banco ATU (en la izquierda de la figura), está compuesto por 4 autotransformadores monofásicos OSAKA, tres de los cuales se utilizan para la conexión del banco y uno está de reserva, cada dos años rotan los equipos, el que está de reserva entra en servicio y el otro sale de operación.

---

<sup>1</sup> ATU y ATT corresponden a los bancos de autotransformadores de potencia con diferente codificación.

El Banco ATT está compuesto por tres autotransformadores monofásicos ABB (a la derecha de la figura).

También en este patio, se encuentran dos disyuntores a nivel de 13.8 kV, usados para los dos reactores trifásicos de 10 kVA, conectados en el terciario del autotransformador ATU.



*Figura 4.* Reactores trifásicos de 10kVA Tomado de (CELEC EP-TRANSELECTRIC, 2015)

### **1.5.2 Patio de 138 kV**

En tanto, el patio de 138 kV está ubicado:

En una plataforma a nivel inferior de la de los autotransformadores, presenta un esquema de barra principal y de transferencia; posee cuatro líneas de salida, que son dos para las conexiones en el lado de bajo voltaje de cada uno de dos autotransformadores, una posición para la conexión a la Central Térmica Santa Rosa y dos posiciones para transformadores trifásicos de subtransmisión, designados como TRN y TRP. En este patio se construyó una bahía (52-122) que alimenta a 3 bancos de capacitores (C1, C2 y C3), que se energizan a través de los disyuntores 52-1C12, 52-1C22 y 52-1C23, respectivamente; cada banco de capacitores tiene una capacidad de 27 MVAR (total 81 MVAR) y entraron en operación en mayo del 2010 (CELEC EP-TRANSELECTRIC, 2015).



*Figura 5. Patio de 138 kV*

Tomado de (CELEC EP-TRANSELECTRIC, 2015).

El control de la subestación está a cargo de un operador permanente, que es parte de un grupo de cuatro personas que laboran en tres turnos de trabajo: 07h00-15h00; de 15h00-23h00 y de 23h00-07h00. Una persona es de relevo. Siempre se cuenta con un supervisor de los dos asignados a esta zona.

### **1.6 Equipos principales de la Subestación Santa Rosa**

Uno de los equipos principales es el transformador de potencia TRN marca Industrie Electriche De Lignano de 138/46/13.8 kV, 45/60/70 MVA, las características principales de este equipo es el siguiente:

Tabla 2

*Placa característica del transformador trifásico TRN*

<b>TRANSFORMADOR (TRN)</b>	
Marca	Industrie Electriche De Lignano
Potencia:	45/60/75 MVA
Nivel de voltaje:	138/46/13.8 kV
No. Serie:	31953
Año de fabricación:	1978
País:	ITALIA
Peso Total:	128.000 kg
Vol / peso de aceite:	37.250 lt
Distan. entre transformadores:	Aprox. 5 m

Adaptado de (CELEC EP-TRANSELECTRIC, 2015)

## 1.7 Equipamiento primario y pruebas eléctricas

El equipo primario de la estación Santa Rosa a ser probado es el Transformador de Potencia TRN que tiene las siguientes características:

Marca Industrie Electriche De Lignano de 138/46/13.8 kV, 45/60/70 MVA de capacidad instalada de procedencia Italiana que está ubicado en el patio de 138 kV de la subestación Santa Rosa este equipo suministra la energía a los grandes consumidores del Sur de Quito.

Con el fin de aumentar la confiabilidad de todo el sistema y precautelar la vida útil de estos equipos: se realizan pruebas especiales de aislación externa (bushings) e interna (material aislante y dieléctricos) de transformadores de potencia.

En donde se toman y se verifican: Mediciones de Impedancias y Reactancias, mediciones de Corrientes de Excitación, mediciones de Factor de Potencia del aislamiento, mediciones de Resistencia de Aislamiento, mediciones de Relación de Transformación TTR, y mediciones de resistencia de devanados. Las operaciones correctas de estos activos constituyen el negocio de cualquier empresa eléctrica, más aún cuando se toman decisiones oportunas para evitar las salidas de las instalaciones y equipos, no programadas, por lo que la ingeniería debe enfocarse en darle una visión a las empresas tomando en cuenta las actividades y desarrollando técnicas proactivas que permitan mantener e incrementar la confiabilidad de los equipos y la fiabilidad funcional en el sistema.

Un plan de intervención en el equipo basado en el diagnóstico del estado del funcionamiento del mismo, garantizan el servicio continuo de calidad de transformación de energía eléctrica, lo que repercute directamente en el costo del servicio.

Las pruebas eléctricas que se deben realizar al equipo primario de una subestación son necesarias para obtener seguridad y confiabilidad de la misma para la transmisión de la energía eléctrica y están relacionadas con los costos que genera y tiene impacto directo con el tiempo de funcionamiento del equipo primario servicio que no puede dejar de funcionar las 24 horas del día, los 365 días al año.

La finalidad de las pruebas eléctricas es hacer que el proceso de transmisión de la energía eléctrica se encamine hacia sus objetivos solucionando a la brevedad posible los problemas o daños que puedan presentarse en el equipo primario de las subestaciones eléctricas, para lo cual la prueba al equipo primario es la primera alarma documentada de la presencia de una posible falla.

Las pruebas eléctricas permiten certificar el buen estado o que el equipo probado puede seguir funcionando sin riesgos de fallas, las pruebas eléctricas utilizan procedimientos para evaluar el resultado de una prueba.

La aplicación de los procedimientos para realizar las pruebas eléctricas permiten ejecutar una prueba o ensayo con certeza y seguridad para el equipo y para el operador.

Las pruebas eléctricas se han generalizado, convirtiéndose en una herramienta de uso cotidiano del profesional técnico de mando medio, sin embargo en ciertos casos a pesar de las mismas, los resultados son ineficaces y no se entrega información válida, lo cual lleva a cuestionar cómo se realizaron las pruebas y con qué frecuencia; afectando la calidad del diagnóstico, los tiempos de intervención, todo ello asociado al alto costo del equipo y las posibles fallas. Las pruebas eléctricas que se realizan a los equipos primarios de la Subestación Santa Rosa son pruebas que determinan la confiabilidad del equipo, el objetivo final es lograr que el funcionamiento del equipo se desarrolle sin problemas durante la vida útil.

En la actualidad existen dos tipos de pruebas eléctricas:

- Pruebas de rutina son las pruebas a las que se someten a cada equipo fabricado para verificar que el producto cumple con los requisitos establecidos
- Pruebas Tipo son las pruebas que se realizan para determinar la capacidad de un diseño en particular, estilo o modelo de un equipo en alcanzar los valores nominales estipulados y operar satisfactoriamente bajo condiciones normales si se especifica y demuestra el cumplimiento con las normas aplicadas a la industria.

Las pruebas tipo se realizan en un solo equipo para justificar el cumplimiento de las especificaciones en equipos del mismo diseño.

Las pruebas eléctricas realizadas al equipo primario en este caso al Transformador de Potencia se realizan de acuerdo a las normas IEEE Std C57.152-2013 (Society, 2013).

Las recomendaciones del fabricante, descritas en el manual de instrucciones del equipo, deben incluirse en los procedimientos de pruebas, cuando aplique. Los siguientes lineamientos son generales y deben adaptarse a las características de cada equipo. “La siguiente lista incluye las pruebas más comunes usadas en el campo para evaluar la condición de aislamiento del transformador, su integridad mecánica y la puesta en servicio” (Myers, 2005, pág. 15).

Por lo que las pruebas principales que se le deben realizar a un transformador de potencia son las siguientes:

En corriente alterna (CA):

- Prueba de Factor de Potencia
- Prueba de Relación de Transformación (TTR)

En corriente continua (CC):

- Prueba de Resistencia de aislamiento
- Prueba de Resistencia de devanados

Del análisis integral de las pruebas anteriores, se determina el estado de funcionamiento del equipo y de ratificación o rectificación de las intervenciones en el equipo.

A partir del plan se elaborarán programas de intervenciones de los equipos ya sean de monitoreo (pruebas eléctricas) o mantenimiento, contemplando herramientas, equipos, logística, personal y elaborando diagnósticos del estado del mismo, con análisis de riesgos e impactos.

A partir de las pruebas eléctricas del equipo primario recomendadas por el mantenimiento preventivo, se debe elaborar el diagnóstico del estado de los equipos y elaborar un plan de intervención del equipo considerando el mantenimiento correctivo que corrija las desviaciones en el funcionamiento del mismo. Este plan tiene que ser estandarizado para todos los equipos de las subestaciones en donde se realizan pruebas eléctricas.

Las pruebas eléctricas en la subestación Santa Rosa implican una serie de subprocesos que se han desarrollado desde 1980; las primeras que se realizaron, fueron con equipos básicos con un limitado conocimiento de la razón e importancia de estas. En la actualidad existe en la empresa la sección de mantenimiento de subestaciones de CELEC EP-TRANSELECTRIC encaminada a realizarlas con un grupo de ingenieros eléctricos jóvenes que deberán aplicar las normas internacionales, pero además es importante que guíen mediante buenas prácticas.

Las pruebas se realizan a los equipos primarios de la subestación eléctrica, por ejemplo el transformador de potencia, el cual es trascendental para la preservación de la eficacia de vida y su utilidad, logrando con ello obtener

información que reflejan el estado de dichas partes estructurales del transformador, lo que sin duda ayudara a tomar decisiones correctas, como realizar correctivos antes de que ocurran serios daños y con ello que se pierda continuidad de servicio y se vean afectados los estándares de calidad del sistema.

El procedimiento realizado, aplica las normas internacionales como son IEC y IEEE, siendo las más utilizadas en el Sistema Nacional de Transmisión (SNT) ecuatoriano; esta información es fundamental para la investigación en curso (IEEE C57, 2013).

A continuación, se describen las pruebas eléctricas ejecutadas al transformador de potencia.

### **1) Prueba de Factor de Potencia**

Esta prueba permite medir el resultado global de la potencia de acuerdo a las condiciones del aislante de los devanados, cambiadores de taps, bushings y aceite.

Esta prueba permite ver la condición del aislamiento del transformador; una sola medida de tangente delta sobre un devanado completo tiene un uso limitado, sin embargo, las medidas sobre bobinas o grupos de bobinas a lo largo de años pueden proporcionar información útil sobre la tendencia del estado del aislamiento. La experiencia ha mostrado que la importancia del factor de potencia es útil en la evaluación de la condición probable del aislamiento.

Para ejecutar la prueba se requiere sacar de operación el transformador de potencia, desconectarlo para lo cual se requieren de 1 ingeniero, 1 liniero y un equipo de prueba de factor de potencia.

## **2) Prueba de resistencia de aislamiento.**

La prueba de resistencia de aislamiento o prueba Megger, se lleva a cabo para determinar la resistencia individual del aislamiento de los bobinados a tierra o entre bobinados. El conocimiento de la resistencia de aislamiento es de gran valor al momento de evaluar la condición del aislamiento del transformador. Una de las pruebas básicas que se realiza en el mantenimiento a todos los equipos primarios de cada una de las estaciones.

A través de esta prueba se identifica el aislamiento de los Bushing, la contaminación, el deterioro y las malformaciones existentes de acuerdo a la medición que se realice a las capacitancias.

Para ejecutar la prueba se requiere sacar de operación el transformador de potencia, desconectarlo para lo cual se requieren de 1 ingeniero, 1 liniero y un equipo de prueba Medidor de resistencia de aislamiento.

## **3) Prueba de relación de transformación (TTR)**

La finalidad de la prueba es identificar la relación del número de vueltas entre los devanados primario, secundario y terciario si es necesario del transformador, comparando los resultados con la información de la placa y la información obtenida en pruebas anteriores (los valores obtenidos en la prueba de relación de transformación, para considerarse satisfactorios deberán ser menores al 0.5% de los valores de placa).

Con respecto a la polaridad, esta prueba es de interés principalmente debido a su incidencia en el funcionamiento en paralelo de dos o más transformadores, buscando que la polaridad y relación de transformación de elementos para la medición de parámetros como los transformadores de corriente sean los establecidos.

Para ejecutar la prueba se requiere sacar de operación el transformador de potencia, desconectarlo para lo cual se requieren de 1 ingeniero, 1 liniero y un equipo de prueba medidor de relación de transformación TTR.

#### **4) Pruebas de medición de resistencia de devanados**

El objetivo de esta prueba es que permite identificar la resistencia (medida en ohmios), eliminando el efecto de la inductancia propia del cable de las espiras del devanado de tal forma de detectar algún daño en el mismo. Esta prueba es en corriente continua.

Para ejecutar la prueba se requiere sacar de operación el transformador de potencia, desconectarlo para lo cual se requieren de 1 ingeniero, 1 liniero y un equipo de prueba medidor de resistencia de devanados.

La compañía CELEC EP- TRANSELECTRIC, dentro de su Stock de equipos para realizar pruebas eléctricas cuenta con el siguiente equipo primario:

- Factor de Potencia marca Doble M4100
- Factor de potencia marca Meger Delta 4100
- Factor de Potencia marca ISA
- Medidor de Resistencia de Aislamiento marca Megger
- Medidor de relación de Transformación marca Megger TTR
- Medidor de resistencia de devanados marca Megger
- Medidor de resistencia de devanados marca DV Power

#### **1.8 Normas Internacionales para pruebas eléctricas**

Los ensayos eléctricos descritos anteriormente y realizado a las unidades primarias de las subestaciones son realizadas en base a las normas eléctricas analizadas, estudiadas y publicadas por los comités tanto *IEEE* (El Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica conocido por sus siglas en inglés) o la

Comisión Electrotécnica Internacional (CEI), más conocida por sus siglas en inglés: IEC (International Electrotechnical Commission).

“La norma internacional de la IEEE que aplica para los ensayos eléctricos de Transformadores es IEEE Std C57.152-2013” (IEEE C57, 2013), (Society, 2013).

### **1.8.1 Procedimientos de pruebas eléctricas**

En el anexo 1 se adjuntan los procedimientos de pruebas eléctricas que se realizan a los equipos primarios de las subestaciones eléctricas de CELEC EP-TRANSELECTRIC.

### **1.8.2 Diagnóstico de pruebas eléctricas.**

Luego de realizar los ensayos o pruebas eléctricas de equipo primario, bajo los procedimientos descritos anteriormente, ordenados en los formatos creados los mismos que serán analizados, se realizará el diagnóstico de acuerdo al resultado de las pruebas eléctricas y en función de la potencia transformada.

El diagnóstico de los resultados de los ensayos eléctricos, básicamente consistirá en analizar a detalle las acciones a seguir pudiendo ser correctivas/preventivas ya que al realizar los ensayos eléctricos con los procedimientos descritos enmarcados en la norma IEEE Std C57.152-2013, se podrá verificar el estado del transformador de potencia.

Para llegar a las acciones correctivas, se utilizará la metodología análisis causa efecto donde se determinará cuáles fueron las causas posibles para que exista un daño en un transformador, metodología que se explicará a detalle en el próximo capítulo.

## 2. CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO

### 2.1 La gestión de la calidad

En los últimos años las empresas buscan constantemente adaptarse al mercado y las necesidades de los consumidores como una estrategia de crecimiento y supervivencia ante un mercado que está en constante competencia. La calidad es clave para que un consumidor elija a una marca, producto o servicio, pero que es un proceso complementario que involucra su aseguramiento, no solamente en los procesos sino en el control y la gestión (Miranda, 2014).

La calidad tiene origen en Japón y la homogenización del concepto traspaso fronteras muchos de las ideas se fundamentaron con las apreciaciones de Deming y Juran con la finalidad de concebir una ideología de calidad tanto para los productos como para los procesos. El autor Feigenbaum (1986) define a la calidad como:

Eficaz sistema de integrar el desarrollo de la calidad, su mantenimiento y los esfuerzos de los diferentes grupos en una organización para mejorarla y así permitir que la producción y los servicios se realicen en los niveles más económicos que permitan la satisfacción del cliente. (pág. 45)

Dada la importancia de la calidad, se estableció la normativa iso-9000 lineamientos que estaban orientados al planteamiento de requisitos internacionales que proporcionan procesos sistemáticos que pueden ser evaluados y controlados conforme se plantean los objetivos y metas organizacionales. La finalidad de este sistema es garantizar que las empresas obtengan la certificación y mantengan procesos estandarizados con un enfoque de calidad.

De acuerdo a Gonzáles & Arciniega (2016, pág. 25) menciona que:

El sistema de gestión de calidad puede ser considerado como la manera o estrategia en el que una organización desarrolla la gestión empresarial en todo lo relacionada con la calidad de sus productos (y servicios), y los procesos para producirlos. Consta de la estructura organizacional, la documentación del sistema, los procesos y los recursos necesarios para alcanzar los objetivos de calidad, cumpliendo con los requisitos del cliente (González & Arciniegas, 2016, pág. 25).

Las empresas en la actualidad trabajan por la obtención de la certificación de calidad, siendo un valor agregado que garantiza que la calidad está inmersa en todos los procesos.

Existen varios modelos en relación a la gestión de calidad, a continuación se analiza el modelo del PMBOK, mismo que es considerado como buenas prácticas para una gestión estructurada de proyectos y procesos, pero que al mismo tiempo lo que garantiza es una gestión de calidad en lo que se realiza.

## **2.2 El PMBOK en la gestión de proyectos y procedimientos**

Las siglas PMBOK corresponden a "*Project Management Body of Knowledge*, siendo la elaboración de la guía responsabilidad *del Project Management Institute (PMI)*. Esta guía fue publicada en el año 2013 y editada por el PMI, es así como esta posee un grado de reconocimiento a nivel internacional en lo referente a estándares de gestión, administración y dirección de proyectos se refiere" (PMBOK, 2013, pág. 10).

Según la definición del PMBOK un proyecto es "Un proyecto es un esfuerzo temporal que se lleva a cabo para crear un producto, servicio o resultado único" (PMBOK, 2013, pág. 12)

El PMBOK es empleado como una herramienta para las buenas prácticas, en este sentido se establece una guía que cuenta con procesos y procedimientos basados en la gestión y por consiguiente implica el conocimiento de cada uno de ellos. Por tanto, la aproximación de (2) aspectos elementales: “macroprocesos, en los cuales agrupan todos los procesos y las actividades implicadas en proyectos estandarizados, y áreas de conocimiento, es decir, aquellos aspectos clave cuya consideración debe intervenir en cada uno de los macroprocesos establecidos” (PMI, 2004, pág. 15).

El objetivo de la guía es identificar cada una de las descripciones existentes y expresar cada una de la gestión de acuerdo al conocimiento y la aplicabilidad de los proyectos permitiendo que se de valor y utilidad a la ideología que las empresas deben mantener con relación a las buenas prácticas y la aplicación correcta de cada uno de los elementos que forman parte de la guía.

### **2.3 Procesos en la gestión de Proyectos**

La gestión de proyectos se realiza con la finalidad de atender todos aquellos conocimientos, habilidades, herramientas y técnicas referentes a los elementos del proyecto con la finalidad de satisfacer todos aquellos requisitos. La razón por la cual un proyecto pueda tener éxito se debe a:

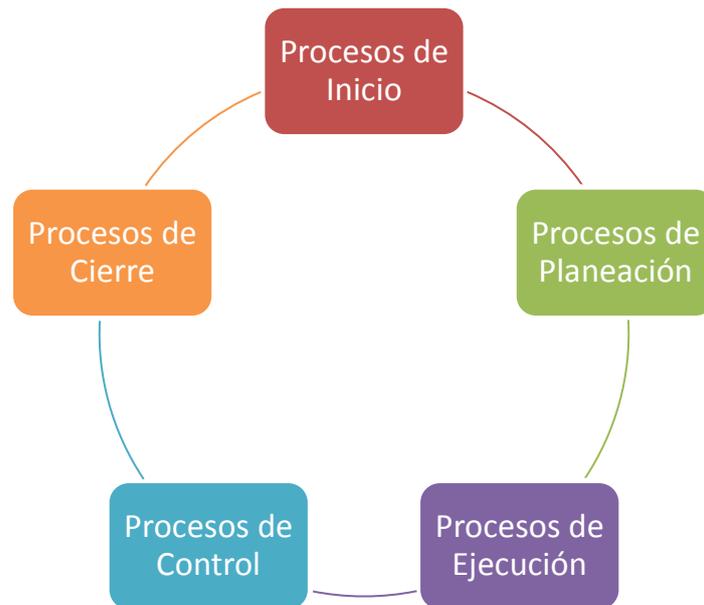
- La selección apropiada de procesos que se encuentran inmersos dentro de los grupos de procesos de la dirección de proyectos, los cuales han de necesitarse con la finalidad de cumplir los objetivos del proyecto.
- El uso del enfoque el cual se define para adaptarse a las especificaciones del producto así como también a los planes, para poder cumplir con los requisitos del producto y del proyecto.
- Acatar todos aquellos requerimientos necesarios para satisfacer necesidades deseos y expectativas por parte de los interesados.
- El equilibrio de la demanda dependiendo del alcance tiempo costo y calidad así como también de recursos y riesgos con la finalidad de generar productos de calidad.

### 2.3.1 Grupos de procesos

Los procesos funcionales de la Dirección de Proyectos se establecen para la inclusión de cinco procesos continuos que son: procesos de inicio, planificación, ejecución, monitoreo y control, y cierre (PMBOK, 2013).

- **Grupo de Procesos de Inicio / Initiating Process Group.** Son los procesos que se realizan con el objeto de definir un nuevo proyecto o fase de un proyecto ya existente, al conseguir el permiso para dar inicio al proyecto o fase. (PMBOK, 2013)
- **Grupo de Procesos de Planificación / Planning Process Group.** Son los procesos que se requieren para el establecimiento del alcance del proyecto, definir los objetivos y concretar el curso de acción para el alcance de los objetivos propuestos del proyecto. (PMBOK, 2013)
- **Grupo de Procesos de Ejecución / Executing Process Group.** Son los procesos que se realizan para completar lo que se define para el plan de la dirección del proyecto a fin de satisfacer los requisitos del proyecto. (PMBOK, 2013)
- **Grupo de Procesos de Monitoreo y Control / Monitoring and Controlling Process Group.** Son los procesos que se requieren al realizar el seguimiento, analizar y regular el progreso y el desempeño del proyecto, con el fin de identificar áreas que requieran cambios del plan y para dar inicio a los cambios correspondientes. (PMBOK, 2013)
- **Grupo de Procesos de Cierre / Closing Process Group.** Son los procesos que son ejecutados para completar o cerrar formalmente un proyecto, fase o contrato. (PMBOK, 2013)

La figura 5 que se muestra a continuación, ofrece una visión de la integración y las interacciones que existen en los grupos de procesos de los proyectos:



*Figura 6.* Interacciones entre los grupos de procesos.

Tomado de (PMBOK, 2013)

Esta norma se constituye como una sinopsis integral de los conocimientos, y solo es capaz de abordar proyectos individuales y procesos de dirección de proyectos los cuales por lo regular se reconocen como buenas prácticas. Es así como la empresa, o también el equipo que integra la dirección del proyecto decide la forma en que van a tratar esas actividades en los escenarios y aquellas circunstancias del proyecto razón por la que se estaría utilizando la Guía del PMBOK®.

Además de los procesos, también existen las áreas de conocimientos y que son los que son las que se involucran en la mayor parte de los proyectos que son:

- Gestión de la Integración del Proyecto
- Gestión del Alcance del Proyecto
- Gestión del Cronograma del Proyecto
- Gestión de los Costos del Proyecto
- Gestión de la Calidad del Proyecto
- Gestión de los Recursos del Proyecto

- Gestión de las Comunicaciones del Proyecto
- Gestión de los Riesgos del Proyecto
- Gestión de las Adquisiciones del Proyecto
- Gestión de los Interesados del Proyecto (PMBOK, 2013).

Las diferentes gestiones son las que dan soporte a los procedimientos o fortalecen la estructura necesaria para un cumplimiento de las fases del proyecto. En la presente investigación, se ha propuesto como manual para la gestión de las pruebas, de acuerdo a las diferentes gestiones que darán soporte a los procedimientos de las pruebas. Como se observó en la tabla 1. Las gestiones que se utilizarán y que permitirán el cumplimiento de los objetivos y por tanto darán soporte a los procedimientos serán:

- Gestión del Cronograma del Proyecto
- Gestión de los Costos del Proyecto
- Gestión de la Calidad del Proyecto
- Gestión de los Recursos del Proyecto
- Gestión de los Riesgos del Proyecto

Por tanto estas serán las gestiones que se desarrollarán en la presente investigación.

## **2.4 El acta de constitución del proyecto**

El Acta de Constitución del Proyecto según PMBOK “Es el proceso de desarrollar un documento que autoriza formalmente la existencia de un proyecto y confiere al director del proyecto la autoridad para aplicar los recursos de la organización a las actividades del proyecto.” (PMBOK, 2013, pág. 25)

El acta de constitución de un proyecto se compone como una correlación donde dos organizaciones colaboran, la primera de ellas es la ejecutora y la

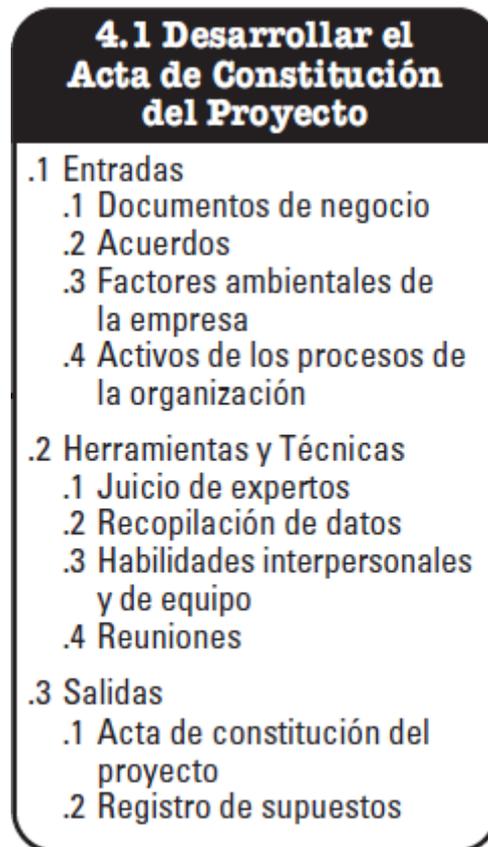
segunda es la organización que solicita el proyecto. El acta de constitución se utiliza incluso en el establecimiento de acuerdos internos de la empresa con el objetivo de asegurar la adecuada entrega del contrato. Dado que el proyecto da inicio de manera formal, con la aprobación del acta de constitución de dicho proyecto, debe seleccionarse y designarse un director de proyecto a la máxima prioridad, obligatoriamente antes de dar inicio a la planificación. Esta acta puede ser desarrollada por quién patrocina el proyecto o su director, esto permite que el director tenga una mejor comprensión de lo que se conoce como propósito, objetivos y beneficios esperados del proyecto. Lo que favorecerá que sean asignados los recursos de manera eficiente para las diversas actividades a desarrollarse en el proyecto. Esta acta le confiere al director la autoridad necesaria para dar inicio a la planificación, ejecución y control del proyecto.

En cuanto a los beneficios que son clave para el proceso son que proporciona un vínculo directo entre el proyecto y los objetivos estratégicos de la organización, crea un registro formal de dicho proyecto y muestra el compromiso de la organización con el proyecto. Dicho proceso se ejecuta una única vez o en puntos predefinidos del proyecto.

#### **2.4.1 Desarrollo del acta de constitución del proyecto**

Este paso se trata de crear un documento que organiza toda aquella información, que genera el proyecto en la fase que se conoce como diseño.

El Acta de Constitución del proyecto se trata de una herramienta por medio de la cual se trasmite información acerca del proyecto a las partes interiores y exteriores que están involucradas en él tales como: los socios del proyecto, los beneficiarios, los miembros del equipo, los grupos y departamentos participantes, así como otras organizaciones o personas que se consideran como involucrados.

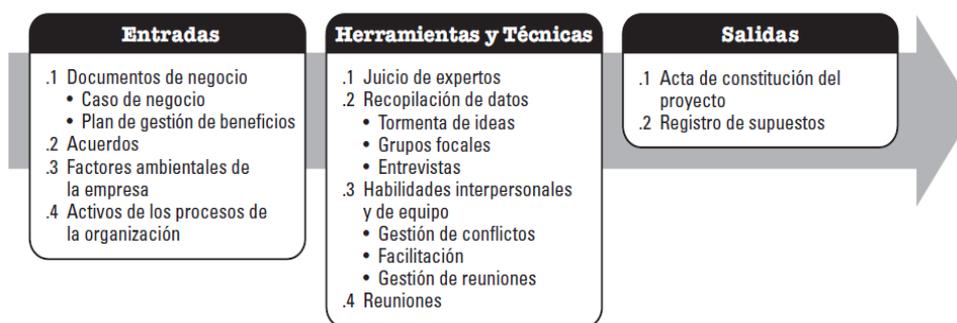


*Figura 7.* Desarrollo del Acta de Constitución del Proyecto: Entradas, Herramientas y Técnicas y Salidas.

Tomado de (PMBOK, 2013)

## **2.5 La gestión del cronograma**

La gestión del cronograma es un proceso que consiste en hacer un análisis de la secuencia de las actividades, así como duración, requisito de recursos, restricciones del cronograma, con la finalidad de establecer el modelo de programación de dicho proyecto. El beneficio que se obtiene a partir de ese proceso, es el de lograr la incorporación de actividades del cronograma, la duración, los recursos, así como también los recursos disponibles y aquellas relaciones lógicas en la herramienta de planificación, la cual se genera un modelo del cronograma donde las fechas están planificadas con la finalidad de completar las actividades del proyecto.



*Figura 8.* Desarrollo el cronograma: Entradas y salidas

Tomado de (PMI, 2014)

### 2.5.1 El plan de gestión del cronograma

El modelo de formulación del cronograma estará orientado a las tareas que se definan desde la EDT del proyecto. Se formularán como hitos del cronograma el inicio, el acta de constitución, las entregas de oferta técnica y comercial y la entrega de la oferta. La forma en las que se mide el talento humano será por persona y los lapsos en que se ejecutan las actividades deben establecerse en unidad o fracción de un día. Como umbrales de control, se realizará validación de alcance al final de cada hito y reporte de avance periódicamente una vez por semana.

### 2.5.2 Definir Actividades

En este proceso se identifican claramente las actividades que se requieren para generar los entregables enunciados en los bloques de trabajo de la EDT y también los hitos de dicho proyecto por medio de las subsiguientes herramientas:

- **Descomposición:** división del proyecto en elementos más chicos hasta que sus entregables estén definidos a nivel de actividades.
- **Juicio de Expertos:** experiencia de la compañía en la preparación de licitaciones, donde se consideran qué tipos de actividades se requiere, cuáles son las más críticas y cuáles son los recursos y tiempos estimados para su ejecución.

Para el desarrollo del modelo del presente trabajo, se generan las actividades a partir de la EDT modelo y se relacionan en el Modelo de Actividades y Atributos.

### 2.5.3 Secuenciar Actividades

El secuencial de actividades un proceso que genera relaciones entre aquellas actividades que se ejecutan del proyecto, esto con la finalidad de ejecutar las de forma organizada y eficaz, por medio de los diagramas de precedencia los cuales se clasifican de la siguiente forma:

- **Fin a inicio:** El comienzo de la actividad obedece a la terminación de la actividad anterior.
- **Fin a fin:** La finalización de la actividad obedece a la terminación de la actividad anterior.
- **Inicio a inicio:** El comienzo de la siguiente actividad depende del inicio de la actividad anterior.
- **Inicio a fin:** La terminación de la siguiente actividad obedece al comienzo de la actividad anterior.

De esta forma se presentan tres tipos de precedencias: mandatorios, cuando la restricción debe cumplirse, discrecional, cuando la restricción no es de obligatorio cumplimiento u externa que no depende del equipo de trabajo o la organización. Como ejemplo de secuenciación de actividades tenemos para la ingeniería básica, la creación de los cálculos eléctricos, los diseños mecánicos y la selección de los equipos.

### 2.5.4 Estimar Recursos de las Actividades

Este proceso permite establecer las cantidades y tipos de recurso para cada actividad, con base en el listado de actividades generado y los atributos asociados, para ellos se cuenta con datos de estimaciones publicados que

utilizan índices de rendimiento medidos en proyectos anteriores y se complementa esta información con el juicio de expertos del administrador y gerencia de proyectos que realizan estimaciones ponderadas teniendo en cuenta el flujo de trabajo en desarrollo y la respectiva disponibilidad de recursos. Para el modelo de estudio, los recursos que se estiman son solamente humanos.

### **2.5.5 Estimar la Duración de las Actividades**

Este proceso busca establecer los lapsos de trabajo que son obligatorios para cumplir las actividades, considerando el alcance del proyecto, la cuantía de recursos estimados y su disponibilidad dentro del tiempo, esto se puede establecer por los siguientes modos:

- **Estimación análoga:** evalúa la complejidad del proyecto y lo compara con proyectos previos o similares para su implementación en el nuevo proyecto.
- **Estimación paramétrica:** determina duración a través de un algoritmo de cálculo basado en información estadística de actividades similares de proyectos anteriores.
- **Estimación de tres puntos:** distribución Beta.

El modelo propuesto estima el transcurso de las actividades de forma análoga con base en información medida en proyectos preliminares y se complementa esta información con el juicio de expertos del administrador de cada proyecto y de la gerencia de proyectos que realizan estimaciones ponderadas considerando el flujo de trabajo en desarrollo y la respectiva disposición de los recursos.

### **2.5.6 Desarrollar Cronograma**

Una vez estudiada la sucesión de actividades, su duración, recursos y restricciones en la programación, luego se continua con la generación del

cronograma del proyecto, en relación a las fechas en que se da inicio y finalización, cada una de las actividades, así como también para el proyecto en general, lo cual permite el análisis de alternativas y la generación de un cronograma óptimo.

La herramienta que se tiene para este estudio es el método de la ruta crítica donde se consideran las relaciones entre las actividades y recursos que determinan la ruta más larga para finalizar el proyecto considerándose a las actividades que la componen, como actividades críticas, pues su retraso significa el retraso del proyecto. Se determina si con la asignación de recursos es posible cumplir con la fecha de cierre de la licitación o si se requiere intensificar el cronograma mediante el aporte de recursos.

Como herramienta de modelado y programación se utiliza el software Microsoft Project, sobre el cual se modela el diagrama de red del proyecto y se desarrolla, analiza y optimiza el cronograma del modelo de gestión que se plantea.

## **2.6 La gestión de costos**

La gestión de Los costos del proyecto, consiste en describir los procesos que se requieren para asegurar que el proyecto sea completado con la restricción de presupuesto la cual fue aprobada. Ésta está compuesta de los siguientes procesos: estimación de costos, preparación del presupuesto de costos, y control de costos.

### **2.6.1 Planificar la gestión de los costos: herramientas y técnicas**

**Juicio de expertos:** Es la pericia de los individuos o grupos con adiestramiento o niveles de conocimientos especiales en los siguientes temas:

- Proyectos anteriores similares;
- Información de la industria, disciplina y área de aplicación;

- El Estimar los costos y la elaboración de presupuestos; y
- Administración del valor ganado (PMBOK, 2013).

**Análisis de datos:** Entre los métodos de análisis de datos que pueden ser usados para el proceso se incluye, entre otras; El análisis de alternativas puede incluir la revisión de alternativas estratégicas de financiamiento, como la financiación mediante deuda, la auto-financiación y la financiación a través de acciones. También puede incluir la consideración de las formas de adquirir los patrimonios del proyecto, entre los cuales se encuentra el construir, comprar, alquilar o arrendar (“leasing”). (PMBOK, 2013)

**Reuniones:** todos aquellos equipos que integran el proyecto, deben reunirse para realizar reuniones, sobre la planificación con la finalidad de realizar un desarrollo del plan de gestión de los costos. Los participantes de estas reuniones pueden incluir al director del proyecto, al patrocinador del proyecto, ciertos miembros del equipo, ciertos interesados, además de cualesquiera personas que tengan responsabilidades en relación a los costos del proyecto, así como otras personas, según sea necesario (PMBOK, 2013).

### **2.6.2 Plan de gestión de los costos**

El plan de gestión de Los costos se constituye como un componente del plan que se ejecuta en la dirección del proyecto el cual llega a describir la manera en la cual se planificarán, estructurada y controlarán dichos costos del proyecto. La actividad relativa a la gestión de Los costos y los respectivos procesos, así como también las herramientas y técnicas que son asociadas a estos deberán documentarse en el plan de gestión de Los costos.

Entradas	Herramientas y técnicas	Salidas
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Plan para la dirección del proyecto</li> <li>• Acta de constitución del proyecto</li> <li>• Factores ambientales de la empresa</li> <li>• Activo de los procesos de la organización</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Juicio de expertos</li> <li>• Técnicas analíticas</li> <li>• Reuniones</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Plan de gestión de Los costos</li> </ul>

*Figura 9.* Entradas, técnicas y salidas de la planificación de la gestión de los costos.

Tomado de (PMBOK, 2013).

El plan de gestión de los costos podría, por ejemplo, establece lo siguiente:

- Unidades de medida. Está definida para cada recurso además las unidades las cuales se utilizarán en las mediciones entre las cuales se encuentran horas, días o semanas de trabajo de las personas con medidas de tiempo, ya sean metros, litros a toneladas, así como también los kilómetros a yardas cúbicas en relación a las medidas de cantidades, también pagó el dinero.
- Nivel de precisión. Se trata de un redondeó ya sea hacia arriba o hacia abajo por medio del cual se aplicará a las estimaciones de Los costos esto en función del alcance de las actividades además de las magnitudes del proyecto.
- Nivel de exactitud. Se trata de un rango en el cual es aceptable (p.ej.,  $\pm 10\%$ ) el cual es utilizado para realizar las estimaciones que sean realistas sobre los costos además de poder contemplar cierto monto para contingencias.

## 2.7 Gestión de calidad

La gestión de calidad consiste en la descripción de aquellos procesos que se involucran en la garantía del proyecto con la finalidad de satisfacer objetivos para los cuales es realizado, todo esto dentro de los parámetros de calidad que se establecen por la organización.

Este proceso permite identificar los requerimientos de calidad y estándares para documentar y demostrar el cumplimiento del proyecto, señalando como se van a satisfacer y como serán las mediciones para asegurar la satisfacción de los estándares en búsqueda de:

- *Satisfacción del cliente:* Manejar y entender las necesidades para satisfacer o superar las expectativas del cliente, produciendo lo que se definió en el alcance.
- *Prevenir errores:* Los costos de corregir los errores siempre son mayores a su prevención.
- *Administración responsabilidad:* En búsqueda del éxito, la administración debe proveer los recursos necesarios.

Esta evaluación puede validarse a través de:

- *Establecimiento de precedentes:* Se puede comparar los requerimientos de calidad de un producto, con algún otro producto semejante.
- *Diagrama causa efecto y listas de verificación:* Identifica las actividades necesarias para satisfacer los requerimientos de calidad, así como la causa raíz y las acciones correctivas para una mejora continua.

### 2.7.1 Planificar la gestión de la calidad

La planeación de la calidad consiste en la identificación de aquellos requisitos y lineamientos de calidad que deberán tomarse en cuenta en el proyecto además

de los respectivos entregables, con la documentación respectiva de la forma en que se realizará su cumplimiento. En la siguiente figura se establecen las entradas, herramientas y técnicas y salidas para la planificación de la calidad del proyecto.

Entradas	Herramientas y técnicas	Salidas
<ul style="list-style-type: none"> <li>•1. Acta de constitución del proyecto</li> <li>•2. Plan para la dirección del proyecto</li> <li>•Plan de gestión de los recursos</li> <li>•Plan de gestión de los riesgos</li> <li>•Plan de involucramiento de los interesados</li> <li>•Linea base del alcance</li> <li>•3. Documentos del proyecto</li> <li>•Registro de supuestos</li> <li>•Documentación del proyecto</li> <li>•Matriz de trazabilidad de requisitos</li> <li>•Registro de riesgos</li> <li>•Registro de interesados</li> <li>•4. Factores ambientales de la empresa</li> <li>•5. Activos de los procesos de la organización</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•1. Juicio de expertos</li> <li>•2. Recopilación de datos</li> <li>•Estudios comparativos</li> <li>•Tormenta de ideas</li> <li>•Entrevistas</li> <li>•3. Analisis de datos</li> <li>•Analisis de costo-beneficio</li> <li>•Costo de la calidad</li> <li>•4. Toma de decisiones</li> <li>•Analisis de decisiones con multiples criterios</li> <li>•5. Representación de datos</li> <li>•Diagramas de flujo</li> <li>•Modelo logico de datos</li> <li>•Diagramas matriciales</li> <li>•Mapeo mental</li> <li>•6. Planificación de pruebas e inspección</li> <li>•7. Reuniones</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•1. Plan de gestión de calidad</li> <li>•2. Metricas de calidad</li> <li>•3. Actualizaciones a los documentos del proyecto</li> <li>•Plan de gestión de los riesgos</li> <li>•Linea base del alcance</li> <li>•4. Actualizaciones a los documentos del proyecto</li> <li>•Registro de lección aprendidas</li> <li>•Matriz de trazabilidad de requisitos</li> <li>•Registro de riesgo</li> <li>•Registro de interesados</li> </ul>

*Figura 10.* Entradas, Herramientas y técnicas y salidas de la planificación de la gestión de la calidad del proyecto.

Tomado de (PMBOK, 2013).

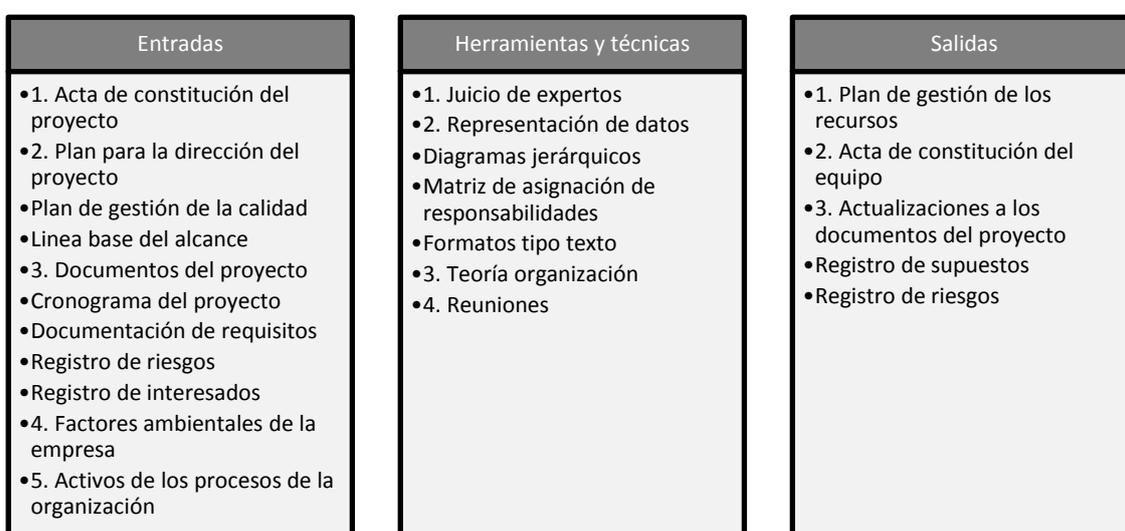
El entregable que deriva del proceso consiste en el plan de gestión de calidad que se integrará al documento del plan de dirección del proyecto. El administrador de proyectos podrá realizar los ajustes que considere oportunos para el proyecto específico.

## 2.8 Gestión de recursos

La gestión de los recursos humanos del proyecto consiste en una descripción de los procesos que se requieran con la finalidad de hacer uso eficiente de las personas que se encuentran involucradas en el proyecto. Se compone de los procesos de: Planificación de los recursos humanos, adquirir el equipo del proyecto, y gestionar el equipo del proyecto.

### 2.8.1 Planificar la gestión de recursos

El planificar la gestión de recursos prevé la estimación de cómo se gestionarán los recursos físicos y los del equipo que integra el proyecto. La misma tiene como finalidad la determinación de la suficiencia de los recursos para la finalización del proyecto de forma exitosa. Los recursos incluyen, el equipo de trabajo, materiales y suministros, inventario de equipos, entre otros. A continuación, se muestra en la figura, las entradas, las herramientas, las técnicas y salidas para el proceso de gestión de los recursos.



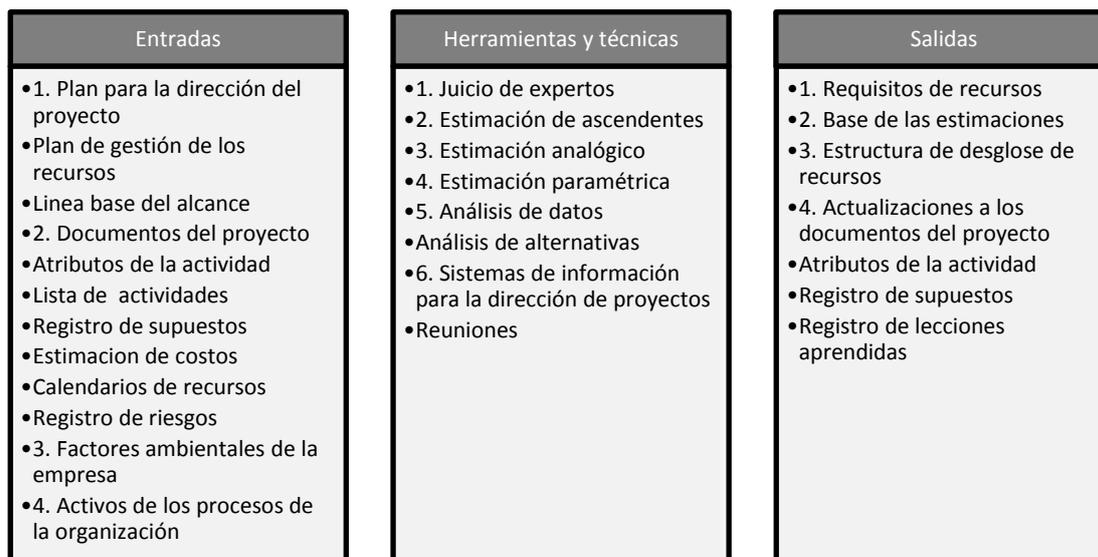
*Figura 11.* Entradas, Herramientas y técnicas y salidas de la planificación de la gestión de recursos.

Tomado de (PMBOK, 2013).

El proceso de planificar los recursos, se hace para que haya disponibilidad de recursos para poder finalizar el proyecto.

### 2.8.2 Estimar los recursos de la actividad

La estimación de los recursos ya sean del equipo, cantidades de materiales y suministros, son precisos para poder ejecutar el proyecto. A continuación, se ven las entradas, herramientas, técnicas y salidas de este proceso.



*Figura 12.* Entradas, Herramientas y técnicas y salidas del proceso de estimación de los recursos de un proyecto.

Tomado de (PMBOK, 2013).

La estimación de recursos está ligada a otros procesos como a los costos y tiempos de duración del proyecto.

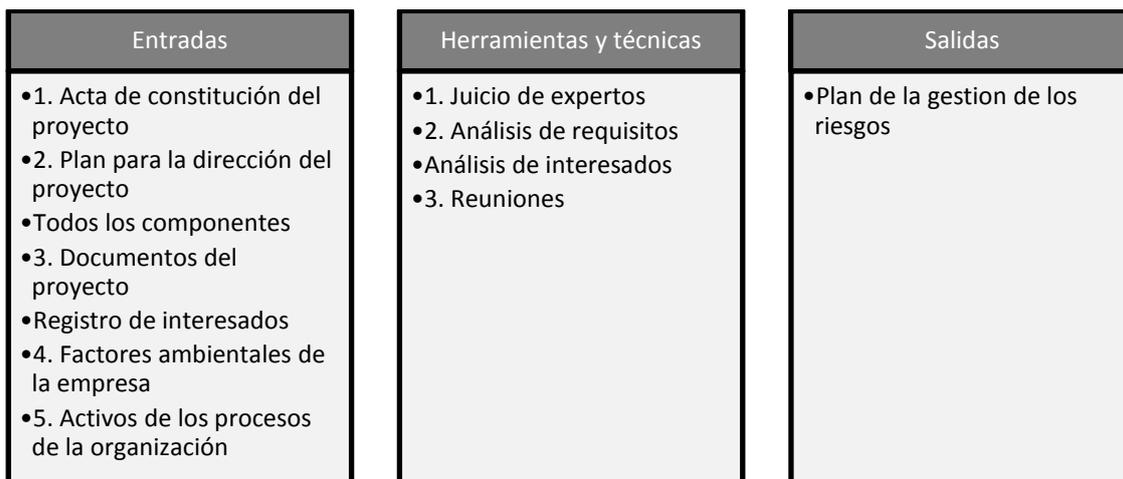
## 2.9 Gestión de riesgos

La gestión de riesgos del proyecto consiste en la descripción de todos aquellos que son referentes a la identificación, análisis y forma de dar respuesta al riesgo del proyecto. Está compuesta por los procesos de: planificación de la gestión de riesgos, identificación de riesgos, análisis cualitativo de riesgos, análisis cuantitativo de riesgos, planificación de la respuesta a los riesgos, seguimiento y control de riesgos.

“La Gestión de los Riesgos del Proyecto incluye procesos relacionados para llevar a cabo la planificación de la gestión de riesgos, identificación, análisis, planificación de la respuesta y el monitoreo y control en un proyecto” (PMBOK, 2013).

### 2.9.1 Planificar la Gestión de los Riesgos

La planificación de la gestión de los riesgos consiste en la definición de cómo deben realizarse las actividades de gestión de riesgos de dicho proyecto. El beneficio que se obtiene a partir de este proceso es de asegurar el nivel, el tipo y la visibilidad de la gestión de riesgos los cuales son acordes tanto para los riesgos como para la importancia del proyecto para la empresa.



*Figura 13.* Entradas, Herramientas y técnicas y salidas de la planificación de gestión de los riesgos.

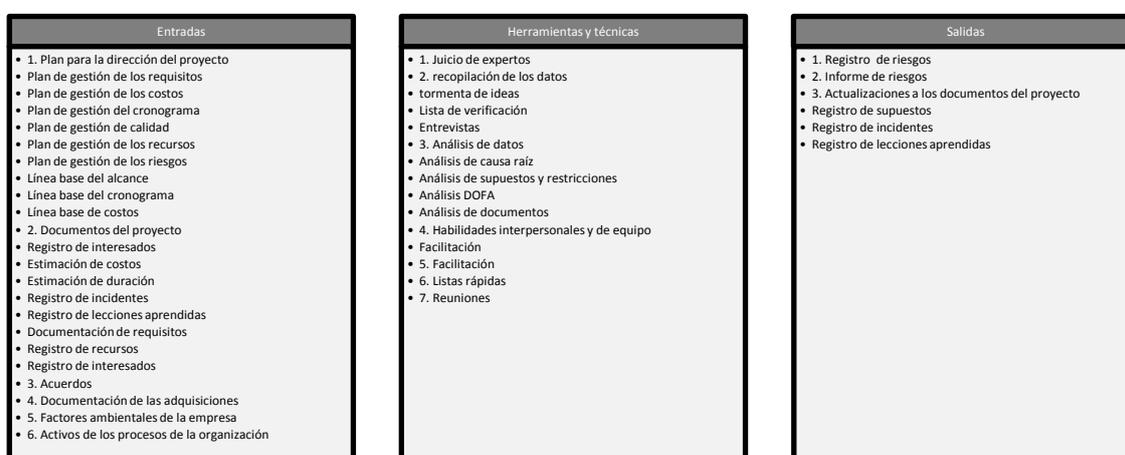
Tomado de (PMBOK, 2013).

### 2.9.2 Identificar los Riesgos

En lo que respecta a la identificación de los niveles de riesgo que son pertinentes a un proyecto se deben identificar y cuantificar con la finalidad de que se establezcan las medidas de control o de mitigación que apliquen de forma respectiva. Además de cuantificar y estimar el riesgo el cual se realiza como la probabilidad de que ese riesgo se materializa además del impacto que se asocia a partir de su materialización. En este punto la incertidumbre que se asocia de forma directa con el proyecto se activa en la forma de tomar previsiones con la finalidad de mitigar las consecuencias relacionadas con dicho proyecto, en el caso del que el control no sea posible. En este punto es preciso señalar que en el PMBOK se ha establecido la forma de utilizar las herramientas de análisis de riesgo y también ofrece el chance de realizar la

identificación de las áreas de mejora del proyecto, para aprovechar las condiciones favorables que se consiguen para optimizar el desempeño de los proyectos.

La identificación de riesgos consiste en un proceso por medio del cual se realiza la determinación de los riesgos que pueden perturbar el proyecto, y también la documentación de sus características. Los beneficios de realizar la documentación de los riesgos, le confiere conocimientos y capacidad que le otorga al equipo para anticipar los eventos.

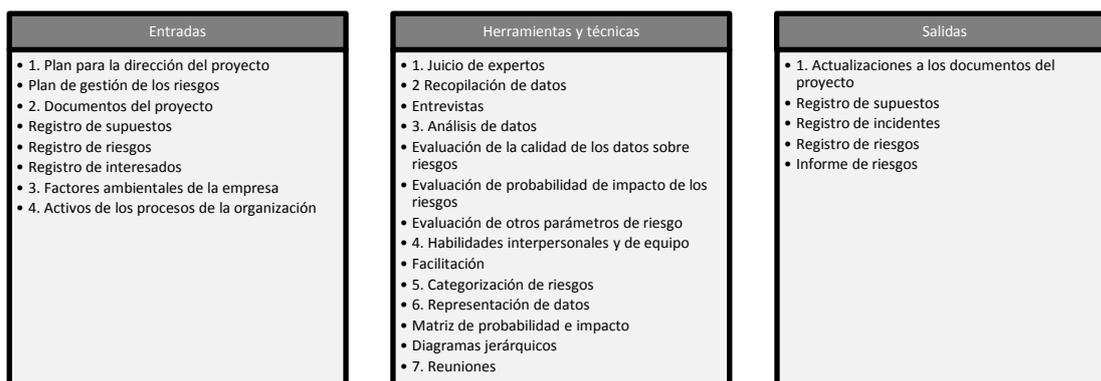


*Figura 14.* Entradas, Herramientas y técnicas y salidas de la identificación de riesgos en un proyecto.

Tomado de (PMBOK, 2013).

### 2.9.3 Realizar el Análisis Cualitativo de Riesgos

El análisis cualitativo de los riesgos es un proceso que consiste en la priorización de forma posterior y evaluando y combinando con las probabilidades de ocurrencia de los riesgos. Los beneficios que se obtienen de este análisis consiste en permitir a los directores de proyecto la reducción de los niveles de incertidumbre además de concentrarse En aquellos riesgos que se presentan como de alta prioridad (Castillo, 2007).

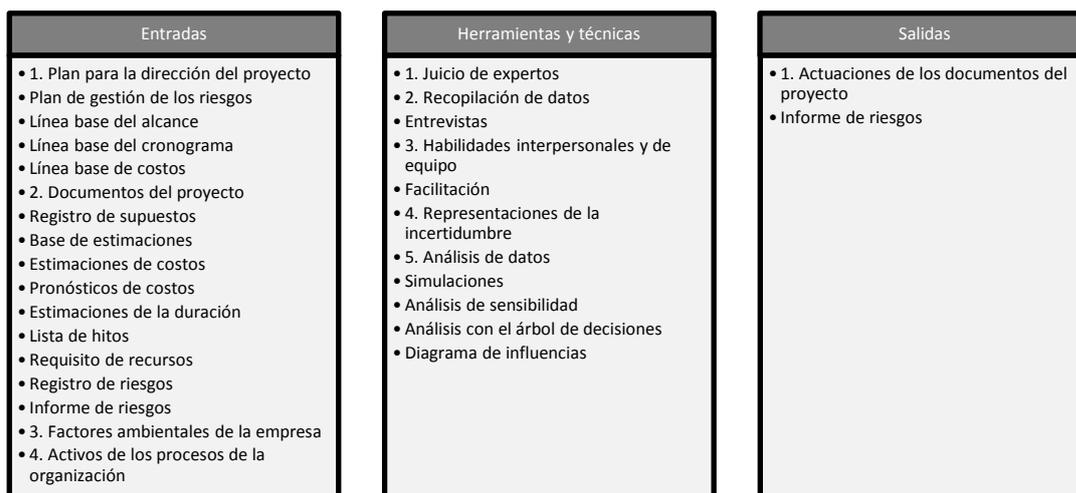


*Figura 15.* Entradas, Herramientas y técnicas y salidas para el análisis cualitativo de riesgos.

Tomado de (PMBOK, 2013).

### 2.9.4 Realizar el Análisis Cuantitativo de Riesgos

El análisis cuantitativo de los riesgos consiste en analizar de forma numérica el efecto de aquellos riesgos que son identificados sobre los objetivos generales definidos del proyecto. Los beneficios que se obtienen a partir de este proceso consisten en generar información cuantitativa acerca de aquellos riesgos con la finalidad de brindar apoyo en la toma de decisiones y así poder realizar la reducción respectiva de la incertidumbre que genera el proyecto.



*Figura 16.* Entradas, Herramientas y técnicas y salidas para el análisis cuantitativo de riesgos.

Tomado de (PMBOK, 2013).

## 2.9.5 Planificar la Respuesta a los Riesgos

La planificación de respuesta a los riesgos consiste en el desarrollo de las opciones y acciones con la finalidad de mejorar aquellas oportunidades y la reducción de aquellas amenazas a los objetivos del proyecto. Los beneficios que se obtienen de esta respuesta a riesgo consisten en abordar aquellos riesgos en función de que si son prioritarios, realizando la introducción de recursos y actividades dentro del presupuesto, el cronograma y el plan para la dirección del proyecto según se necesita.

Entradas	Herramientas y técnicas	Salidas
<ul style="list-style-type: none"> <li>• 1. Plan para la dirección del proyecto</li> <li>• Plan de gestión de los recursos</li> <li>• Plan de gestión de los riesgos</li> <li>• Línea base de costos</li> <li>• 2. Documentos del proyecto</li> <li>• Registro de lecciones aprendidas</li> <li>• Cronograma del proyecto</li> <li>• Asignaciones del equipo del proyecto</li> <li>• Calendarios de recursos</li> <li>• Registro de riesgos</li> <li>• Informe de riesgos</li> <li>• Registro de interesados</li> <li>• 3. Factores ambientales de la empresa</li> <li>• 4. Activos de los procesos de la organización.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 1. Juicio de expertos</li> <li>• 2. Recopilación de datos</li> <li>• Entrevistas</li> <li>• 3. Habilidades interpersonales y de equipo</li> <li>• Facilitación</li> <li>• 4. Estrategias para amenazas</li> <li>• 5. Estrategias para oportunidades</li> <li>• 6. Estrategias de respuesta a contingencias</li> <li>• 7. Estrategias para el riesgo general del proyecto</li> <li>• 8. Análisis de datos</li> <li>• Análisis de alternativas</li> <li>• Análisis costo-beneficio</li> <li>• 9. Toma de decisiones</li> <li>• Análisis de decisiones con múltiples criterios</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 1. Solicitudes de cambio</li> <li>• 2. Actualizaciones al plan para la dirección del proyecto</li> <li>• Plan de gestión del cronograma</li> <li>• Plan de gestión de los costos</li> <li>• Plan de gestión de la calidad</li> <li>• Plan de gestión de los recursos</li> <li>• Plan de gestión de las adquisiciones</li> <li>• Línea base del alcance</li> <li>• Línea base del cronograma</li> <li>• Línea base de costos</li> <li>• 3. Actualizaciones a los documentos del proyecto</li> <li>• Registro de supuestos</li> <li>• Pronósticos de costos</li> <li>• Registro de lecciones aprendidas</li> <li>• Cronograma del proyecto</li> <li>• Asignaciones del equipo del proyecto</li> <li>• Registro de riesgos</li> <li>• Informe de riesgos</li> </ul>

*Figura 17.* Entradas, Herramientas y técnicas y salidas para el análisis para respuesta a los riesgos.

Tomado de (PMBOK, 2013).

## 2.10 Mantenimiento preventivo eléctrico, pruebas eléctricas y el equipo primario

### 2.10.1 Mantenimiento preventivo

El concepto de mantenimiento preventivo nace en la segunda guerra Mundial dada la dependencia que existían en los procesos, equipos y maquinarias era

indispensable reducir el tiempo en vista de la necesidad y de los costos que se generaban nace el concepto de mantenimiento preventivo (Carpio, Míguez, Guirado, & Del Valle, 2013).

El mantenimiento preventivo se entiende como la revisión técnica periódica de los sistemas para reducir procesos improductivos que puedan generar costes adicionales. Para Guerrero (2014, pág. 52) define al mantenimiento preventivo como:

Consiste en efectuar las tareas de reemplazo o reparaciones antes de que las averías sucedan para así dar tiempo a solventarlas sin afectar el servicio e integridad de las instalaciones. La frecuencia con la que se realizan este tipo de actividades puede estar programada y dependerá fundamentalmente el estado y la vida útil del elemento en cuestión.

Una tarea que se desarrolla con continuidad para conservar los equipos y maquinarias que están al servicio de una empresa o de los usuarios. Este concepto se aplica a los casos de equipo eléctrico, como es el caso del presente estudio.

Por su parte para el autor Kosow (2014), en relación a la maquinaria eléctrica, el Mantenimiento Preventivo y la inspección:

Conservan y prolongan la vida de la maquinaria eléctrica. Las máquinas de tipo de inducción sólo necesitan lubricación periódica, mientras que aquellas que tienen rodamientos “de por vida” auto lubricantes no necesitan de lubricación alguna. El montaje inicial de un motor eléctrico es de extrema importancia. El desalineamiento de los ejes del motor y la carga, o una tensión incorrecta de las bandas, pueden afectar mucha la vida de los cojinetes de los motores.

### **2.10.2 Mantenimiento Predictivo**

En el ámbito eléctrico, todos sus elementos se fundamentan en el uso y la aplicación de teorías que son esenciales para el planteamiento de los ensayos con la finalidad de asegurar que todos los procedimientos se lleven a cabo de manera eficiente y adecuada. Según Guerrero (2014, pág. 52) menciona que:

Se encarga de evaluar la integridad de cada uno de los elementos, ya sean mecánicos o eléctricos, que constituyen a la instalación en cuestión, esto se desempeña mediante técnicas de aseguramiento y comprobación que hacen posible que se efectúe una programación y planificación de las tareas de mantenimiento, únicamente cuando es necesario efectuarlas, es decir el trabajo de reemplazo/ sustitución se realiza justo antes de que se produzca la avería.

La planificación y el mantenimiento son esenciales para que se pueda conocer a tiempo averías y puedan ser solucionadas en un menor plazo.

### **2.10.3 Mantenimiento Correctivo**

La intervención periódica y la probabilidad de fallo permiten que las empresas establezcan un plan de mantenimiento con la finalidad de conocer los elementos que serán esenciales para la revisión y pruebas posteriores. Por tanto el mantenimiento correctivo podría definirse como “conjunto de tareas que se ejecutan en una instalación con el objetivo de reparar una falla una vez que este se manifiesta” (Guerrero, 2014, pág. 52).

### **2.10.4 Las pruebas eléctricas**

Las pruebas eléctricas son una actividad propia de la ingeniería eléctrica de potencia, que tiene por objeto asegurarse que las especificaciones de diseño y operación, sean las que el equipo está entregando y para lo cual fue construido.

El mantenimiento, siendo una actividad prioritaria para los equipos, se debe realizar siguiendo una cierta periodicidad, la cual normalmente la determinan los fabricantes en base a una operación permanente como es el caso del presente estudio.

Con la aparición de nuevas tecnologías aplicables tanto a los equipos del sistema eléctrico como a los instrumentos de pruebas, se vuelve imprescindible adoptar procedimientos que optimicen el mantenimiento de los mismos, tratando de dar una periodicidad mayor con relación a la ejecución de mantenimiento, es conveniente hacer notar que en las subestaciones eléctricas existe en ocasiones una combinación de equipos con tecnologías modernas y con tecnología antigua, estos equipos antiguos en particular requieren de un monitoreo constante, con la finalidad de anticipar en lo posible a problemas relacionados con su desempeño (Enríquez, 2013, pág.36).

#### **2.10.5 El equipo primario**

El equipo primario, se lo considera a la parte central o más importante de las estaciones eléctricas. Es el equipo del cual depende la calidad y finalmente el servicio de la energía que se entrega a los usuarios. Está compuesta por transformadores, interruptores, tableros, que además de lograr su objetivo que es transformar los valores de voltaje - corriente, permiten proteger los equipos y mantenerlos (Anderson, 1995).

Según Enríquez, (2013) define al sistema primario como:

Relacionado con las configuraciones de alta potencia de la instalación a la cual se destina el flujo de energía eléctrica. El equipo en este sistema se denomina también EQUIPO PRIMARIO y son el general: transformadores de potencia, cuchillas desconectadoras, transformadores de instrumento (de potencial y corriente), apartarrayos, trampas de onda, etc.) (Enríquez, 2012, pág.40).

Otros conceptos dentro del ámbito eléctrico que se tratarán en la presente tesis se presentan en los siguientes apartados.

#### **2.10.6 Banco de condensadores**

Los bancos de condensadores son suministradores de energía que se emplean en las sub estaciones para compensar la energía que será consumida por los motores eléctricos (Ruiz, 2019, pág. 12).

A través de la incorporación de los bancos de condensadores se disminuye considerablemente la caída de tensión y por ende la pérdida de energía eléctrica, se mejora la conectividad y el servicio.

#### **2.10.7 Transformadores de potencia**

Los transformadores fueron fabricados a inicios de 1939 por empresas americanas, a través de ensayos se logró que se incremente la carga y sobrecarga de corta duración aplicaciones que estuvieron orientadas a valores nominales. “El transformador es un dispositivo que convierte la energía eléctrica alterna de un cierto nivel de tensión, en energía alterna de otro nivel de tensión, basándose en el fenómeno de la inducción electromagnética” (Ruiz, 2019, pág. 12).

Los transformadores de potencia se diseñan considerando valores nominales. En el caso que se modifiquen se toman en consideración la frecuencia, tensiones eficaces de primario y secundario al igual que la capacidad de potencia aparente que se denominada Kva normales (Staff, 2002).

#### **2.10.8 Transformadores de tensión**

Los transformadores de tensión de acuerdo a Senner (1994, pág. 187) “son transformadores de relación de transformación especialmente exacta y

pequeña dispersión la tensión de salida es por lo general 100 C y la potencia nominal depende del tamaño y la tensión, de 5 a 300 VA”.

Los transformadores de tensión fueron diseñados con la finalidad de soportar cargas mayores, sin embargo un inadecuado uso de la conductividad o carga puede causar daños irreversibles al transformador.

### **2.10.9 Aislamiento de devanados**

Muchos de los problemas que se generan en las fallas eléctricas se dan por el aislamiento de los devanados, ocasionados por el inadecuado uso de temperaturas en los motores causando sobre carga y una ventilación escasa. Los problemas pueden estar relacionados a factores externos como el clima y la exposición a humedad (Enriquez, 2012).

### **2.10.10 Factor de corrección de potencia**

Dado que existen errores en la medición en el proceso de instalaciones eléctricas, se establecen los factores de corrección que son:

Factores de corrección por relación de transformación: se define como la relación o cociente entre la relación real o verdadera a la relación específica o teórica.

Factores de corrección de ángulo de fase: es una función tanto de los ángulos de fase de los transformadores de instrumento y del factor de potencia del circuito que se va a medir (Enríquez, 2010, pág. 370).

Durante la transformación de potencia los errores de medición son comunes en este sentido se emplean factores de corrección tanto para los valores primarios como secundarios los mismo que se establecen de acuerdo las pérdidas que se obtienen en cada transformación.

### **2.10.11 Especificaciones nominales**

Las especificaciones nominales deben establecerse de acuerdo al voltaje y la corriente. Es por esta razón que se estable valores nominales aproximados de las estimaciones que se proceden a calcular las mismas que están diseñadas de acuerdo al aparato o pieza que se instalara identificando así a los componentes considerando su funcionalidad (Enríquez, 2010).

### 3. CAPÍTULO III. APLICACIÓN PMBOK

#### 3.1 Acta de constitución del proyecto

Si bien el presente estudio no corresponde a un proyecto, sino a un procedimiento de permanente desarrollo, su importancia requiere de una gestión con parámetros de calidad y control, es por esto que se ha considerado el PMI como herramienta idónea para que se realice su aplicación, por tanto, como insumo principal para el avance del proyecto se ha establecido el acta de constitución del proyecto, misma que establece los objetivos que se busca alcanzar, y los diferentes lineamientos para el desarrollo.

Propósito del proyecto (Propósito de la ejecución de pruebas de control bajo gestión de calidad)

Tabla 3  
*Acta de constitución del proyecto*

 <b>Acta de constitución del proyecto</b>	
Fecha:	
Objetivos:	<p>Diagnosticar cómo se maneja el proceso de pruebas eléctricas de equipo primario en la subestación Santa Rosa.</p> <p>Estandarizar las pruebas eléctricas en la Subestación Santa Rosa acorde a los requisitos de calidad PMI.</p> <p>Proyectar los resultados de pruebas eléctricas basadas en la Gestión de Calidad con PMI.</p>
Requisitos:	Capacitación a técnicos y supervisores en lo relacionado a las normas PMI.
	Desarrollar los procedimientos acorde a la estandarización presentada
Límites y entregables:	<b>Proceso de Planificación:</b> Gestión de tiempo del proyecto; Gestión de Costos del Proyecto; <b>Procesos de Seguimiento y Control:</b> Gestión de Calidad del proyecto; Gestión de recursos del proyecto; Gestión de riesgos del proyecto.
Riesgos:	Falta de predisposición de interesados a aprender los estándares PMI

	Falta de presupuesto para capacitación de personal.
	Falta de presupuestos para auditorías privadas y externas.
Resumen de hitos:	Aprobación de estandarización por la directiva de la planta.
	Inicio de etapa de capacitación a supervisores y técnicos.
	Inicio de pruebas asegurando el cumplimiento de todos los lineamientos PMI.
Interesados clave:	Directivos de la Planta de Santa Rosa.
	Jefe de supervisión de pruebas a los equipos.
	Técnicos encargados de hacer las pruebas.
Requisitos de aprobación:	Aprobación por escrito de la junta directiva para dar inicio al proyecto.
Criterios de salida:	Se obtiene aprobación de la junta directiva.
Autoridad responsable	Supervisor de zona (Autoridad técnica) Gerente de departamento (Autoridad formal-administrativa)

### 3.2 Gestión del Cronograma del Proyecto

#### Procesos de planificación

##### 3.2.1 Planificación del cronograma

Tabla 4  
*Planificación del cronograma*

<b>Entradas</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Acta de constitución del proyecto</li> <li>• Procedimientos del proyecto</li> </ul>
<b>Salidas</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Plan de gestión del cronograma</li> </ul>

El acta de constitución del proyecto se presenta considerando los procedimientos del proyecto los mismos que se detallan en el Anexo 1.

### 3.2.2 Definición de actividades

Las actividades definidas serán:

- Desarrollar la charla de capacitación de pruebas.
- Aviso de desarrollo de pruebas.
- Preparación previa para las pruebas
- Desarrollo del procedimiento de pruebas.
  - Desarrollo prueba 1.
  - Desarrollo prueba 2.
  - Desarrollo prueba 3.
  - Desarrollo prueba 4.
- Procedimientos posteriores a las pruebas
- Control de equipamiento para su desarrollo normal

### 3.2.3 Secuenciación y estimación de las actividades

Tabla 5  
*Secuenciación y estimación de las actividades*

Actividad	Duración
Charla de capacitación de las pruebas	1 día
Aviso de desarrollo de pruebas	1 día antes de las pruebas
Preparación previa para las pruebas	1 día (El día de las pruebas)
Desarrollo del procedimiento de pruebas	1 día
Procedimientos posteriores a las pruebas	1 hora (El día de las pruebas)
Control de equipamiento para su desarrollo normal	1 hora (día después de las pruebas)

Las actividades por cada uno de los procedimientos establecidos se presentan en el anexo 1.

Para la estructura del cronograma se tomará en consideración que las 4 pruebas se deberán realizar secuencialmente en días diferentes, para lo cual habrá 1 solo día al año de charla y los demás días se programarán con una diferencia de al menos 2 meses para no disminuir la productividad del sistema.

#### **3.2.4 Desarrollar el cronograma**

El cronograma de actividades para las pruebas está compuesto de 2 partes, 1) el cronograma de las acciones para el desarrollo de las pruebas a lo largo del año y 2) Cronograma del día de operación y control

Tabla 6  
Desarrollo del cronograma (2020)

MES día	Febrero	Marzo			Mayo			Julio		
	Jueves 12	Miércoles 11	Jueves 12	viernes 13	Miércoles 13	Jueves 14	viernes 15	Miércoles 10	Jueves 11	viernes 12
Charla de capacitación de las pruebas	x									
Aviso de desarrollo de pruebas		x			x			x		
Preparación previa para las pruebas			x			x			x	
Desarrollo del procedimiento de pruebas										
Desarrollo prueba 1			x							
Desarrollo prueba 2						x				
Desarrollo prueba 3									x	
Desarrollo prueba 4									x	
Procedimientos posteriores a las pruebas			x			x			x	
Control de equipamiento para su desarrollo normal				x			x			x
Reinicio de operación normal				x			x			x

## Procesos de monitoreo y control

### 3.2.5 Controlar el cronograma

Para lograr el control del cronograma será necesario determinar un responsable del desarrollo del mismo, quien será a su vez el guía principal de las pruebas.

A continuación, la definición del responsable y la responsabilidad asignada:

Tabla 7  
*Controlar el cronograma*

<b>Actividad</b>	<b>Descripción</b>
Responsable	Ing. Esteban Lara
Responsabilidad	Verificar el cumplimiento de las actividades dentro de los períodos establecidos, siguiendo la secuenciación establecida.

### 3.3 Gestión de los Costos del Proyecto

#### Procesos de planificación

##### 3.3.1 Planificar la gestión de costos

Tabla 8  
*Planificar la gestión de costos*

<b>Entradas</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Acta de constitución del proyecto</li> <li>• Procedimientos del proyecto</li> <li>• Plan de gestión de cronograma</li> </ul>
<b>Salidas</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Plan de gestión de costos</li> </ul>

### 3.3.2 Estimar los costos

Las gestiones de costos para los procesos de control se definen exactamente en su proporción y no representan un egreso importante para la empresa, puesto que cada intervención toma 1 solo día.

- Costos de Charla: \$USD 150.
- Costos de personal: Se considera 2 personas con un salario USD \$1.200 mensual, es decir un valor diario de \$40 por persona.
- Existen 4 pruebas al año.

### 3.3.3 Determinar el presupuesto

Tabla 9  
*Determinar el presupuesto*

	Cantidad	Unidad	Valor unitario	Unidad	Valor total (USD \$)
Charla de seguridad	1	Charla (8 horas)	150	USD \$	150
Costo de personal	2	Personas	40.00	USD \$ por día por persona	80
Costo de energía	35	Kw/h	0.05	USD \$	1.75
Total					247.5
Cantidad de intervenciones					4
Total costo de intervenciones (USD \$)					920

Este valor corresponde a los costos fijos por mantenimiento que tiene la empresa, rubro que es bastante bajo, tomando en cuenta que es un costo anual y la magnitud y presupuesto de gastos anual de la empresa bordea los 65 millones de dólares.

Posterior a las pruebas de control existen los costos de mantenimiento, mismos que tienen prioridad, debido a la importancia del proceso que justamente busca detectar si existen errores en la maquinaria y corregirlos. Por tanto, a continuación, se presenta el formato y la aplicación realizada para los 3 últimos años de los costos.

La probabilidad de ocurrencia que ha tenido la empresa, en relación a que luego de una prueba sea necesario hacer adquisiciones, reparación, mantenimiento es  $\frac{1}{4}$ , es decir que, en promedio, cada 4 veces que se realiza una prueba, se debe hacer algún tipo de ajuste o reparación, mismas que son fundamentales y significativas.

Se ha obtenido de todas las reparaciones de los últimos 3 años, los costos que han representado para la empresa, cuyos rubros son:

Costos medios de reparaciones de maquinaria luego de las pruebas

Tabla 10  
*Medios de reparaciones*

<b>Mes</b>	<b>Valor reparación (USD)</b>
Febrero 2016	\$2.250,00
Junio 2016	\$8.000,00
Diciembre 2016	\$2.100,00
Enero 2017	\$14.000,00
Julio 2017	\$1.750,00
Diciembre 2017	\$3.600,00
Marzo 2018	\$4.000,00
Septiembre 2018	\$17.500,00
Total	\$53.200,00
Promedio anual	\$17.733,3

Eventualmente se podrá requerir un reemplazo de maquinaria, mismo que tendría costos mucho más significativos, donde ya intervienen otros procesos. Por tanto, los costos anuales de las pruebas y las reparaciones se resumen como sigue:

## Resumen anual de costos

Tabla 11  
Resumen anual de costos

Costo	Valor (USD)
Costo de charla	\$150,00
Costo de intervenciones	\$920,00
Costo de reparación	\$17.733,33
Total	\$18.803,33

## 3.3.4 Controlar los costos

Los costos son bajos para la empresa debido al beneficio que otorgan a la entidad. Para el correcto registro contable y a su vez control de los costos, se hará uso del siguiente formulario mismo que será llenado con los costos de los servicios, equipos, piezas e insumos, reparación, transporte y otros, una vez se realicen las pruebas:

Tabla 12  
Controlar los costos

 <b>LISTADO DE COSTOS DE REPARACIÓN</b>	<b>Fecha:</b> 22/02/2017
	<b>Solicitado por:</b>
	<b>Prueba:</b>
	<b>Maquinaria:</b>

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	unidad	PRECIO UNITARIO (U\$S)
<b>A.1</b>	<b>Servicios administrativos internos</b>		
A.1.01		Global	
A.1.02		Global	
A.1.03		Global	
<b>A.2.00</b>	<b>Reemplazo de equipo</b>		
A.2.01		unidad	
A.2.02		global	
<b>A.3.00</b>	<b>Piezas e insumos</b>		
A.3.01		unidad	
A.3.02		unidad	

<b>A.4.00</b>	<b>Reparación</b>		
A.4.01		unidad	
A.4.02		unidad	
<b>A.5.00</b>	<b>Transporte</b>		
A.5.01		unidad	
A.5.02		unidad	
<b>A.6.00</b>	<b>Estudios / Otros</b>		
A.6.01		unidad	
A.6.02		unidad	

De esta manera, la gestión de costos ha permitido observar, que los mismos no son elevados en relación al presupuesto de la entidad, por lo que es posible equilibrar los costos con el alcance que se busca, mismo que corresponde al logro de procesos que garanticen la continuidad y el funcionamiento de los equipos y dentro de los tiempos previstos (Gestión del cronograma).

### 3.4 Gestión de la Calidad del Proyecto

Procesos de planificación

#### 3.4.1 Planificar la gestión de calidad

Tabla 13

*Planificar la gestión de calidad*

<b>Entradas</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Acta de Constitución el Proyecto.</li> <li>• Plan de Gestión de Requisitos.</li> <li>• Plan de Involucramiento de Interesados.</li> <li>• Procedimiento de pruebas</li> </ul>
<b>Salidas</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Plan de Gestión de Calidad.</li> <li>• Métricas de Calidad.</li> </ul>

Procesos de ejecución

### **3.4.2 Gestionar la calidad.**

#### **3.4.2.1 Plan de Gestión de Calidad.**

Este plan busca medir los estándares de calidad deseados en las pruebas al equipo eléctrico de la planta de Santa Rosa se mantengan óptimos. Debido a que no se tiene experiencia previa en este tipo de trabajos, va a ser necesario que se hagan auditorías internas continuas hasta que los técnicos y supervisores se hayan acostumbrado al uso de este nuevo sistema.

#### **3.4.2.2 Mediciones de Control de Calidad.**

De las siguientes consideraciones, el supervisor debe indicar si el técnico cumplió con los procedimientos. Para ello se han diseñado los formatos para control permanente, los cuales se han formulado para ser llenados mientras se está realizando el procedimiento de las pruebas. En caso de incumplimiento los formatos permiten indicar qué fue lo que sucedió en los comentarios. Indicar en el borde de la hoja el nombre del supervisor y del técnico. A continuación, se muestran las tablas para el procedimiento de pruebas.

Procedimiento 1: Prueba de factor de potencia y capacitancia en transformadores de potencia.

Tabla 14  
Procedimiento

<b>PROCEDIMIENTO</b>				
	<b>Consideraciones</b>	<b>¿Se cumplió?</b>	<b>Comentarios</b>	<b>Acciones Correctivas</b>
	<b>Antes de la prueba</b>			
<b>1</b>	El transformador de potencia está completamente desenergizado.			
<b>2</b>	Se han desconectado por completo los cables aéreos de todos los bushings de alta, baja y terciario del transformador.			
<b>3</b>	Se ha desconectado la tierra del neutro			
<b>4</b>	La porcelana de los bushings se ha limpiado.			
	<b>Después de la prueba</b>			
<b>5</b>	Se ha conectado el neutro del transformador sólidamente a tierra y verificado el torque			
<b>6</b>	Conectar los cables de fuerza nuevamente a los bushings en los lados de alta, baja y terciario del transformador con el toque adecuado.			
	<b>Durante la prueba</b>			
<b>7</b>	Los equipos de pruebas de factor de potencia utilizan cables largos para su realización, por lo que se debe ser cuidadosos al momento de estirarlos y recogerlos para evitar averías en los mismos. Se recomienda que dos personas intervengan al estirar o recoger el cable de alta tensión.			
<b>8</b>	Se debe considerar que el clima debe ser seco, es decir con una humedad relativa menor a 80% y temperatura mayor a los 5°C. El aislamiento debe estar limpio y seco.			

### 3.3.3.3 Informe de verificación para gerente de área.

En el informe se plasmarán los resultados una vez se realice la prueba. A continuación los informes para cada una de las pruebas.

Tabla 15  
Informe de verificación

<b>Informe de evaluación: PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA Y CAPACITACIÓN EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA.</b>	
<b>Fecha:</b>	
<b>Responsables:</b>	
<b>Cumplimiento de procedimientos*</b>	<input type="text"/> %
Transformador sumergido en aceite (factor de potencia)	<input type="text"/> %
Transformador superior (factor de potencia)	<input type="text"/> %
Cambios en la capacitancia	<input type="text"/> %
Se encuentra dentro de los límites	Sí <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>
Se requiere investigación	Sí <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>
Observaciones	
<b>Revisado por:</b> _____	

Nota: El porcentaje de cumplimiento de los procedimientos será llenado por el supervisor indicando en que porcentaje se cumplieron los procedimientos establecidos.

## Procedimiento 2

### 3.3.3.4 Medición y evaluación de relación de transformación (TTR) en transformadores de potencia.

Tabla 16

Informe de verificación

<b>PROCEDIMIENTO</b>				
	<b>Consideraciones</b>	<b>¿Se cumplió?</b>	<b>Comentarios</b>	<b>Acciones Correctivas</b>
	<b>Antes de la prueba</b>			
<b>1</b>	El transformador debe estar consignado mediante Orden de Trabajo.			
<b>2</b>	Considerar aspectos de seguridad previo a los trabajos arnés de seguridad y EPP.			
<b>3</b>	Los interruptores y seccionadores adyacentes deben estar abiertos de manera visible.			
<b>4</b>	Verificar la no presencia de voltajes, o en su defecto conexión de puestas a tierra locales para trabajo.			
	El sistema de enfriamiento del transformador debe estar apagado, bombas y ventiladores.			
<b>5</b>	Verificación de estado de los cables no rotos o con sospecha de daño, si hay sospecha utilizar una medición con patrón de referencia.			
<b>6</b>	Esta prueba en general debe ser realizada posterior a las pruebas de corriente de excitación y SFRA			
	El transformador debe estar completamente desconectado del sistema.			
<b>7</b>	Se deben desconectar por completo los cables aéreos de todos los bushings de alta, baja y terciario del transformador			

<b>8</b>	Neutro del transformador no debe estar conectado de tierra.			
<b>9</b>	La porcelana de los bushings debe ser limpiada para proceder a realizar la prueba			
<b>10</b>	<b>Después de la prueba</b>			
<b>11</b>	Se debe conectar el neutro del transformador sólidamente a tierra y verificar el torque.			
<b>12</b>	Se deben conectar los cables de fuerza nuevamente a los bushings en los lados de alta, baja y terciario del transformador con el toque adecuado.			
<b>13</b>	<b>Durante la prueba</b>			
<b>14</b>	Registrar temperatura del aceite, ambiente durante la prueba.			
<b>15</b>	Registrar la posición del DETC, en la que se encuentra el transformador antes de ejecutar la prueba, realizar una primera medición en la posición actual.			
<b>16</b>	Si la medición es con propósito de puesta en servicio se deben realizar las mediciones en todas las posiciones del DETC y OLTC.			
<b>17</b>	Si la prueba es con propósito de mantenimiento se deben realizar mediciones acordes al tiempo disponible.			
<b>18</b>	Finalizada la prueba se debe desmagnetizar el transformador, previa su energización para reducir las corrientes de inrush.			
<b>19</b>	Si la prueba es con propósito de mantenimiento se deben realizar mediciones acordes al tiempo disponible.			
<b>20</b>	Finalizada la prueba se debe desmagnetizar el transformador, previa su energización para reducir las corrientes de inrush.			

## Personal y herramientas

Para ejecución de las pruebas de resistencia de devanados, se necesita contar con las siguientes herramientas y personal capacitado.

- Ingeniero eléctrico especialista en pruebas eléctricas.
- Liniero.
- Juego de puestas a tierra locales.
- Termómetro e hidrómetro ambiental.
- Juego de llaves y rachas para conexiones aéreas.

### 3.3.3.5 Informe de verificación para gerente de área.

Tabla 17

*Informe de verificación*

<b>Informe de evaluación: MEDICIÓN Y EVALUACIÓN DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN (TTR) EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA.</b>	
<b>Fecha:</b>	
<b>Responsables:</b>	
<b>Cumplimiento de procedimientos</b>	<input type="text"/> %
%de corriente de prueba en relación a corriente nominal.	<input type="text"/>
Posición DETC del Transformador antes	<input type="text"/> después <input type="text"/>
Temperatura del aceite	<input type="text"/>
Se encuentra dentro de los límites	Si <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>
Se requiere investigación	Si <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>
Observaciones	
<b>Revisado por:</b> _____	

### Procedimiento 3

#### 3.3.3.6 Medición de la resistencia de aislamiento (DC) en transformadores de potencia.

Tabla 18

##### Procedimiento 3

	Consideraciones	¿Se cumplió?	Comentarios	Acciones Correctivas
	<b>Antes de la prueba</b>			
1	El transformador debe estar consignado mediante Orden de Trabajo.			
2	Considerar aspectos de seguridad previo a los trabajos arnés de seguridad y EPP.			
3	Los interruptores y seccionadores adyacentes deben estar abiertos de manera visible.			
4	Verificar la no presencia de voltajes, o en su defecto conexión de puestas a tierra locales para trabajo.			
5	El sistema de enfriamiento del transformador debe estar apagado, bombas y ventiladores.			
6	Verificación de estado de los cables no rotos o con sospecha de daño, si hay sospecha utilizar una medición con patrón de referencia.			
7	Esta prueba en general debe ser realizada posterior a las pruebas de corriente de excitación y SFRA			
8	El transformador debe estar completamente desconectado del sistema.			
9	Se deben desconectar por completo los cables aéreos de todos los bushings de alta, baja y terciario del transformador			
10	Neutro del transformador no debe estar conectado de tierra.			

11	La porcelana de los bushings debe ser limpiada para proceder a realizar la prueba			
	<b>Después de la prueba</b>			
12	Se debe conectar el neutro del transformador sólidamente a tierra y verificar el torque.			
13	Se deben conectar los cables de fuerza nuevamente a los bushings en los lados de alta, baja y terciario del transformador con el toque adecuado.			
	<b>Durante la prueba</b>			
14	Registrar temperatura del aceite, ambiente durante la prueba.			
15	Registrar la posición del DETC, en la que se encuentra el transformador antes de ejecutar la prueba, realizar una primera medición en la posición actual.			
16	Si la prueba es con propósito de mantenimiento se deben realizar mediciones acordes al tiempo disponible.			
17	Finalizada la prueba se debe desmagnetizar el transformador, previa su energización para reducir las corrientes de inrush.			

### Personal y herramientas

Para ejecución de las pruebas de resistencia de devanados, se necesita contar con las siguientes herramientas y personal capacitado.

- Ingeniero eléctrico especialista en pruebas eléctricas.
- Liniero.
- Juego de puestas a tierra locales.
- Termómetro e hidrómetro ambiental.
- Juego de llaves y rachas para conexiones aéreas.

**3.3.3.7 Informe de verificación para gerente de área.**

Tabla 19  
*Informe de verificación*

<b>Informe de evaluación: MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO (DC) EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA</b>	
<b>Fecha:</b>	
<b>Responsables:</b>	
Cumplimiento de procedimientos <input type="text"/> %	
Resistencias de aislamiento. Min 1.	<input type="text"/> Min 10. <input type="text"/>
Índice de polarización (1)	<input type="text"/>
Índice de absorción (2)	<input type="text"/>
Se encuentra dentro de los límites (1)	Si <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>
Se encuentra dentro de los límites (2)	Si <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>
Observaciones	
Revisado por: _____	

## Procedimiento 4

### 3.3.3.8 Medición y evaluación de resistencia de devanados en transformadores de potencia.

Tabla 20

#### Procedimiento 4

	Consideraciones	¿Se cumplió?	Comentarios	Acciones Correctivas
	<b>Antes de la prueba</b>			
1	El transformador debe estar consignado mediante Orden de Trabajo.			
2	Considerar aspectos de seguridad previo a los trabajos arnés de seguridad y EPP.			
3	Los interruptores y seccionadores adyacentes deben estar abiertos de manera visible.			
4	Verificar la no presencia de voltajes, o en su defecto conexión de puestas a tierra locales para trabajo.			
5	El sistema de enfriamiento del transformador debe estar apagado, bombas y ventiladores.			
6	Verificación de estado de los cables no rotos o con sospecha de daño, si hay sospecha utilizar una medición con patrón de referencia.			
7	Esta prueba en general debe ser realizada posterior a las pruebas de corriente de excitación y SFRA			
8	El transformador debe estar completamente desconectado del sistema.			
9	Neutro del transformador no debe estar conectado de tierra.			
	<b>Durante la prueba</b>			
10	Registrar temperatura del aceite, ambiente durante la prueba.			

11	Registrar la posición del DETC, en la que se encuentra el transformador antes de ejecutar la prueba, realizar una primera medición en la posición actual.			
12	Si la medición es con propósito de puesta en servicio se deben realizar las mediciones en todas las posiciones del DETC y OLTC.			
13	Si la prueba es con propósito de mantenimiento se deben realizar mediciones acorde al tiempo disponible.			
14	Finalizada la prueba se debe desmagnetizar el transformador, previa su energización para reducir las corrientes de inrush.			

### Personal y herramientas

Para ejecución de las pruebas de resistencia de devanados, se necesita contar con las siguientes herramientas y personal capacitado.

- Ingeniero eléctrico especialista en pruebas eléctricas.
- Liniero.
- Juego de puestas a tierra locales.
- Termómetro e hidrómetro ambiental.
- Juego de llaves y rachas para conexiones aérea.

### 3.3.3.9 Informe de verificación para gerente de área.

Tabla 21

Informe de verificación

<b>Informe de evaluación: MEDICIÓN Y EVALUACIÓN DE RESISTENCIA DE DEVANADOS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA</b>		
<b>Fecha:</b>		
<b>Responsables:</b>		
<b>Cumplimiento de procedimientos</b>	<input type="text"/>	%
DV Power. Rango de Corriente.	<input type="text"/>	
¿Se tuvo que hacer corrección de temperatura a 70°?	<input type="text"/>	
Resistencia entre fases	<input type="text"/>	
Se encuentra dentro de los límites	Sí <input type="text"/>	No <input type="text"/>
Las comparaciones con mediciones de fábrica son satisfactorias	Sí <input type="text"/>	No <input type="text"/>
Observaciones		
Revisado por: _____		

Al finalizar cada procedimiento, por favor indicar el porcentaje de consideraciones que cumplen los estándares a nivel porcentual. Por ejemplo, si 4 cumplen, entonces el 50% cumple. En el informe a continuación se muestra cómo se debe hacer.

### 3.5 Gestión de los Recursos del Proyecto

#### Procesos de planificación

#### 3.5.1 Planificar la gestión de recursos

Tabla 22

*Planificar la gestión de recursos*

Entradas
<ul style="list-style-type: none"> <li>Acta de Constitución del proyecto.</li> </ul>
Salidas
<ul style="list-style-type: none"> <li>Plan de Gestión de Recursos.</li> </ul>

#### 3.5.1.1 Plan de Gestión de Recursos. (322)

En el aparatado a continuación se procederá a describir a las personas que se necesitan para llevar a cabo las pruebas eléctricas. Para la puesta en marcha se deberá hacer uso del siguiente formato en el que se incluye el rol, requerimientos, competencia y el nombre del responsable, que se incluirá en el período correspondiente.

Tabla 23.

*Recursos humanos responsables en las pruebas*

Roles	Cantidad	Requisitos/Experiencia	Competencia	Responsable asignado
Ingeniero especialista en pruebas eléctricas	1	Ingeniero eléctrico 5 años de experiencia mínimo con equipo primario 2 años experiencia en pruebas eléctricas Haber participado en la capacitación de pruebas	Desarrollo y control de las pruebas	

Liniero	1	Ingeniero o tecnólogo eléctrico 3 años de experiencia mínimo en operación eléctrica Dominio de equipos de pruebas Haber participado en la capacitación de pruebas	Realiza las pruebas técnicas	
Supervisor de zona (Autoridad técnica)	1	Ingeniero 7 años de experiencia mínimo Experiencia en control / pruebas eléctricas / procedimientos y gestión Haber participado en la capacitación de pruebas	Supervisar que las pruebas se lleven a cabo según estructura plantada (PMI)	
Gerente de Departamento (Autoridad formal-administrativa)	1		Registro y aprobación final de las pruebas.	

### 3.5.2 Estimar los recursos de las actividades

Tabla 24

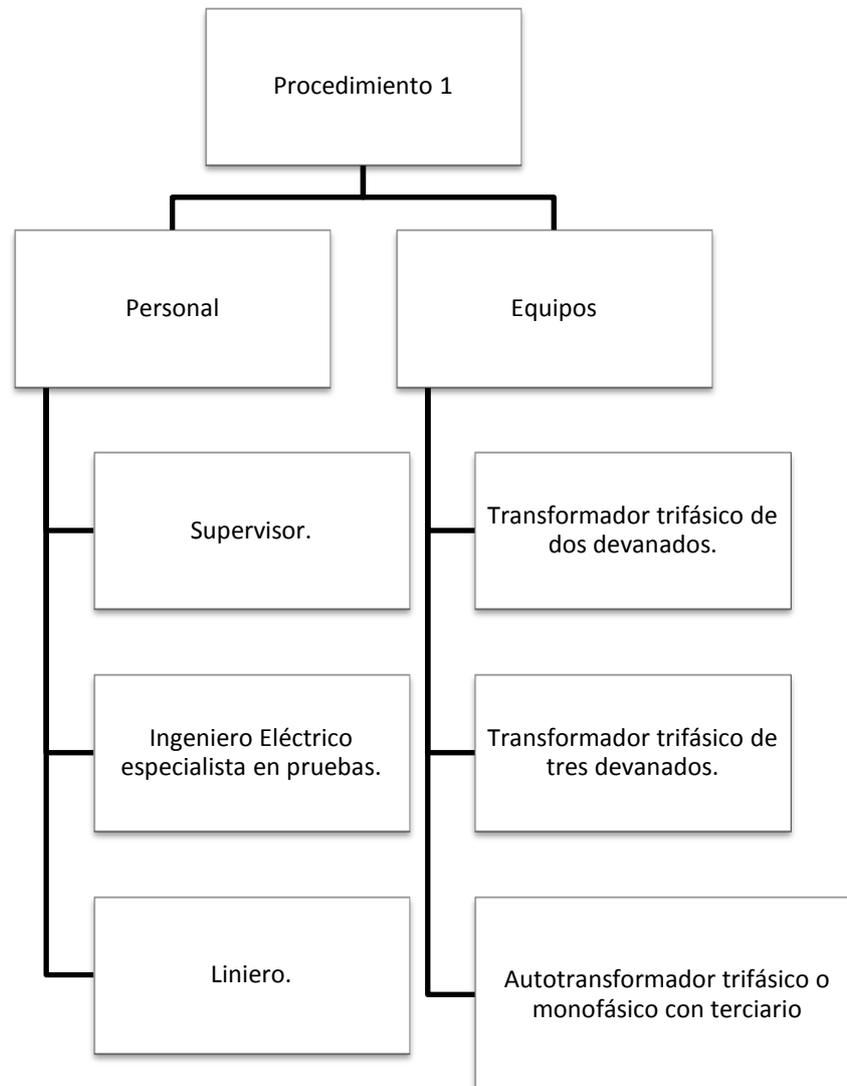
*Recursos de las actividades*

Entradas
<ul style="list-style-type: none"> <li>Plan de Gestión de Recursos.</li> </ul>
Salidas
<ul style="list-style-type: none"> <li>Estructura de desglose de recursos.</li> </ul>

#### 3.5.2.1 Estructura de desglose de recursos.

Procedimiento 1: Prueba de factor de potencia y capacitancia en transformadores de potencia.

En la ilustración a continuación se muestra el personal necesario para llevar a cabo el procedimiento 1 y también los equipos a los que se realizará dicha prueba.

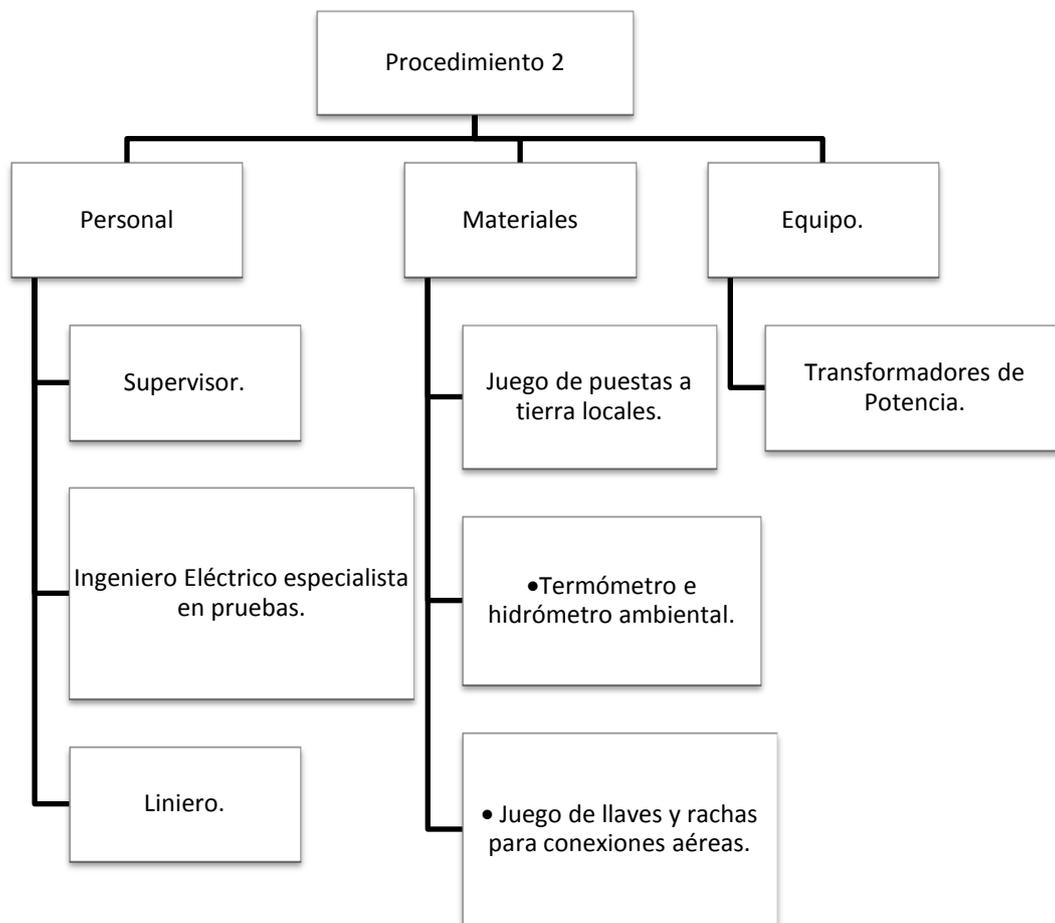


*Figura 18.* Procedimiento 1

Tomado de (IEEE C57, 2013)

Procedimiento 2: Medición y evaluación de relación de transformación (TTR) en transformadores de potencia.

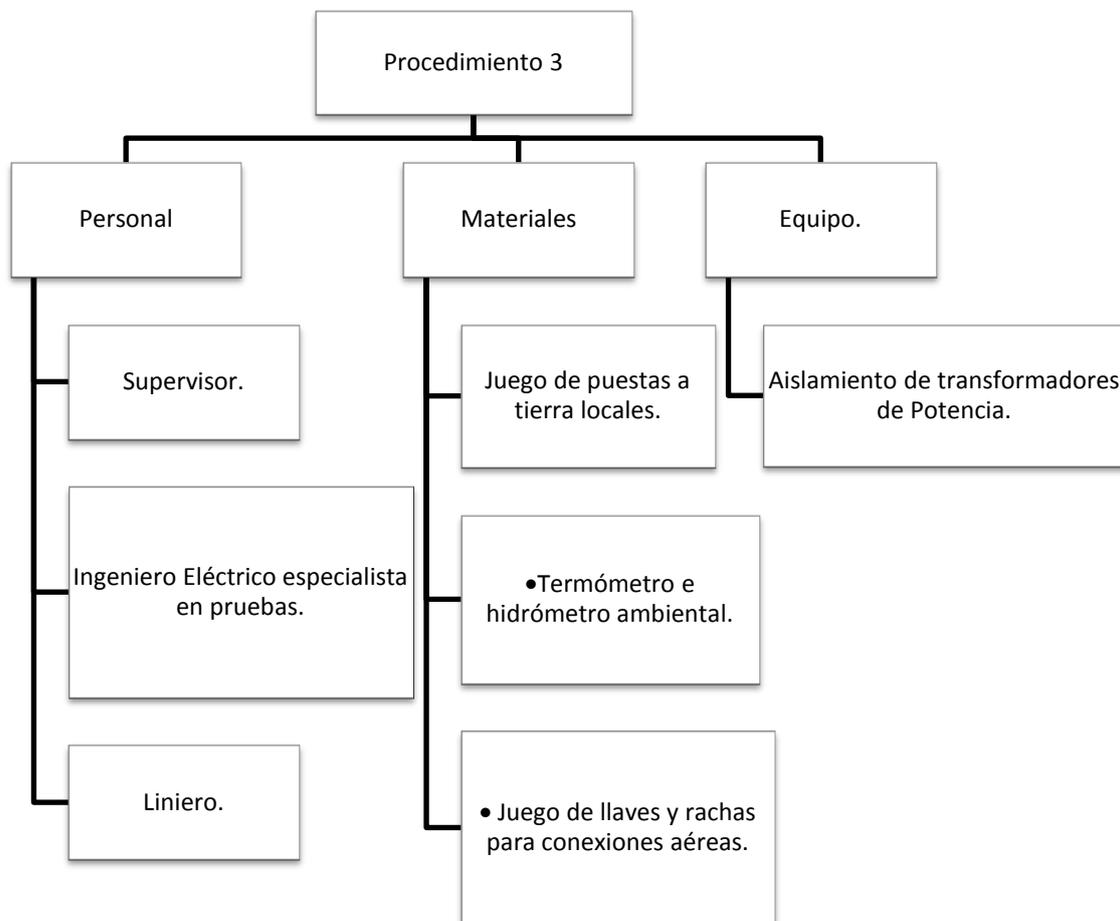
En la figura se muestra el personal necesario para llevar a cabo el procedimiento 2, así como los materiales y equipos a los que se realizará dicha prueba.



*Figura 19.* Procedimiento 2  
Tomado de (IEEE C57, 2013)

Procedimiento 3: Prueba de medición de la resistencia de aislamiento (DC) en transformadores de potencia.

En la figura se muestra el personal necesario para llevar a cabo el procedimiento 3, así como los materiales y equipos a los que se realizará dicha prueba.



*Figura 20.* Procedimiento 3  
Tomado de (IEEE C57, 2013)

Procedimiento 4: Medición y evaluación de resistencia de devanados en transformadores de potencia.

En la figura se muestra el personal necesario para llevar a cabo el procedimiento 4, así como los materiales y equipos a los que se realizará dicha prueba.

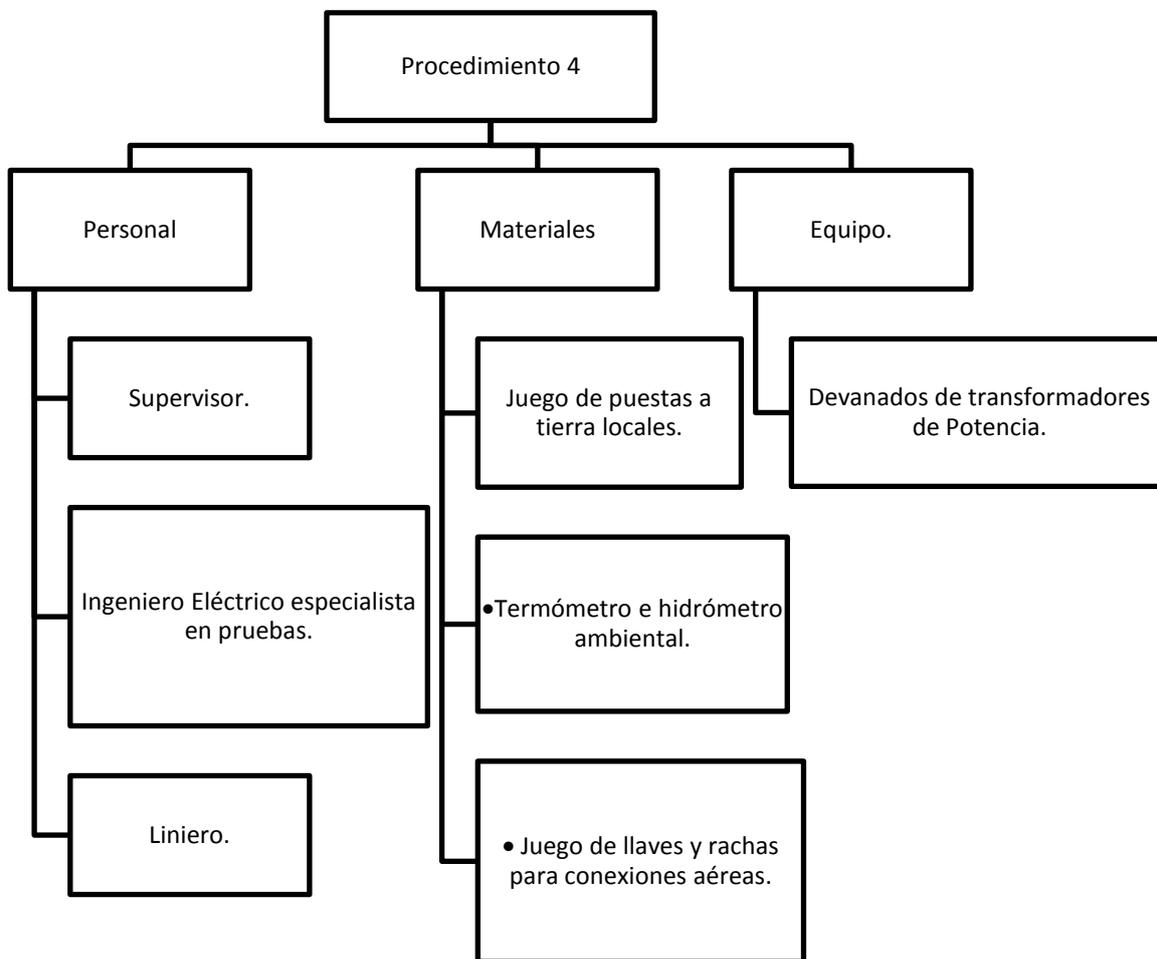


Figura 21. Procedimiento 3  
Tomado de (IEEE C57, 2013)

### 3.5.2.2 Adquirir recursos

Tabla 25  
Adquirir recursos

Entradas
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Plan de Gestión de Recursos.</li> </ul>
Salidas
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Asignaciones de los recursos físicos.</li> <li>• Calendario de Recursos.</li> </ul>

### 3.5.2.3 Asignación de recursos físicos

En la tabla a continuación se debe llenar con la cantidad de materiales que va a necesitar cada recurso según el procedimiento. Así mismo, se debe indicar la ubicación del recurso, el área en la planta, en la cual se va a usar el material o se va a desarrollar la prueba.

#### Procedimiento:

Tabla 26

*Asignación de recursos físicos*

<b>Nombre de Recurso</b>	<b>Roles</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Material</b>	<b>Ubicaciones</b>
	Ingeniero especialista en pruebas eléctricas			
	Liniero			
	Supervisor de zona			
	Gerente de Departamento			

### 3.5.2.4 Calendario de Recursos.

Todos los recursos que trabajan en las pruebas tienen un horario de trabajo de 9h00 hasta las 18h00 de lunes a viernes. Los días festivos por ley o feriados, se harán turnos rotativos por lo que habría menos personal disponible. Debido a esto, es necesario que los involucrados en las pruebas indiquen qué días feriados van a trabajar y cuáles no.

Tabla 27  
*Calendario de recursos*

Nombre de Recurso	Roles	01/01	04-05/03	19/04	03/05	24/05	09/08	11/10	01-04/11	25/12
	Ingeniero especialista en pruebas eléctricas									
	Liniero									
	Supervisor de zona									
	Gerente de Departamento									

### 3.5.3 Desarrollar el equipo

Tabla 28  
*Desarrollar el equipo*

Entradas
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Plan de dirección del Proyecto.</li> </ul>
Salidas
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Evaluaciones de desempeño del equipo.</li> </ul>

#### 3.5.3.1 Evaluaciones de desempeño.

En la tabla a continuación se presentan las áreas de evaluación después de cada prueba. El responsable de realizar estas mediciones es el supervisor con respecto al Ingeniero y al Liniero. Mientras que el gerente de área debe decidir qué medidas tomar con respecto a los resultados obtenidos.

Tabla 29  
Evaluaciones de desempeño

<b>Nombre y Rol de</b>			
recurso _____			
<b>Supervisor</b> _____			
<b>Procedimiento por</b>			
evaluar _____			
Calificar del 1-5, siendo 1 lo más bajo y 5 lo más alto.			
Proceso a evaluar	Calificación	Comentarios	Acción de Mejora

Proceso de monitoreo y control

### 3.5.3.2 Controlar los recursos 357

Tabla 30  
Controlar los recursos

Entradas
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Datos de desempeño del trabajo.</li> </ul>
Salidas
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Información de desempeño del trabajo.</li> </ul>

### 3.5.3.3 Información de desempeño del trabajo.

Tabla 31

*Información de desempeño del trabajo*

Fecha \_\_\_\_\_

Nombre de Recurso	Roles	Procedimiento	Presupuesto utilizado para las pruebas.	Cantidad de Pruebas realizadas a la fecha	Comentarios
	Ingeniero especialista en pruebas eléctricas				
	Liniero				
	Supervisor de zona				
	Gerente de Departamento				

## 3.6 Gestión de Riesgos del Proyecto

### Procesos de planificación

#### 3.6.1 Planificar la gestión de riesgos

Tabla 32

*Planificar la gestión de riesgos*

Entradas
<ul style="list-style-type: none"> <li>Acta de constitución del proyecto.</li> </ul>
Salidas
<ul style="list-style-type: none"> <li>Plan de Gestión de Riesgos.</li> </ul>

##### 3.6.1.1 Plan de Gestión de Riesgos.

La idea del plan a continuación es establecer cómo se van a gestionar los riesgos que puedan aparecer a lo largo de pruebas eléctricas.

Tabla 33  
*Plan de gestión de riesgo*

	Descripción	Probabilidad de Ocurrencia	Impacto sobre la planta	Costos
<b>Riesgos Técnicos</b>	Daños físicos producidos por fallos			
	Aislamiento Deteriorado			
	Contaminación y averías durante el transporte.			
<b>Riesgos de gestión</b>	No cumplir con los procedimientos especificados en la gestión de calidad.			

En la tabla se establecen las acciones que se pueden llevar a cabo para minimizar el impacto de los riesgos en caso de ocurrir. Además, agregar quién es la persona responsable de monitorear que se lleven a cabo las acciones preventivas.

### 3.6.2 Identificar los riesgos

Tabla 34  
*Identificar los riesgos*

Entradas
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Plan para la dirección del proyecto.</li> </ul>
Salidas
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Registro de Riesgos.</li> </ul>

### 3.6.2.1 Registro de Riesgos.

Tabla 35

*Registros de riesgos*

	<b>Descripción</b>	<b>Acciones preventivas</b>	<b>Responsable</b>
<b>Riesgos Técnicos</b>	Daños físicos producidos por fallos		
	Aislamiento Deteriorado		
	Contaminación y averías durante el transporte.		
<b>Riesgos de gestión</b>	No cumplir con los procedimientos especificados en la gestión de calidad.		

### 3.6.3 Planificar la respuesta a los riesgos

Tabla 36

*Planificar la respuesta a los riesgos*

Entradas
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Plan para la dirección del proyecto.</li> </ul>
Salidas
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Estrategia para Amenazas.</li> </ul>

#### 3.6.3.1 Estrategia para amenazas

En la tabla a continuación se describen las amenazas que podrían impactar en las pruebas. Por favor llenar la tabla de la siguiente manera:

- Escalar: avisar al supervisor o gerente de área cuando exista algún tipo de inconveniente que necesite de su colaboración. Por ejemplo, un error humano que pueda evitarse con más horas de entrenamiento se debe escalar para que se puedan autorizar más capacitaciones a Linieros o Ingenieros.

- Evitar: cuando el riesgo sea muy alto, en determinadas circunstancias, se podría evitar hacer la prueba. Por ejemplo, si los linieros tienen riesgos de sufrir accidentes en caso de que llueva mientras hacen la prueba, el procedimiento podría evitarse y hacerse en otro momento.
- Transferir: Este caso puede ser de menor aplicación, pero podría darse la situación. Se trata de que, cuando el riesgo es muy alto, puede transferirse el procedimiento a terceros que tengan mayor conocimiento. Por ejemplo, si el liniero no sabe cómo hacer correctamente una prueba y el ingeniero sí, a pesar de que sea trabajo del liniero, el ingeniero podría hacerlo al principio para mostrarle.
- Mitigar: acciones para reducir la probabilidad de ocurrencia de los riesgos.
- Aceptar: Esto solo funcionaría para riesgos que tengan muy baja probabilidad de ocurrencia. Básicamente significa no hacer nada. En caso de que esta sea la estrategia que tomar, incluir el por qué.

Tabla 37  
*Riesgos técnicos y de gestión*

	<b>Descripción</b>	<b>Escalar</b>	<b>Evitar</b>	<b>Transferir</b>	<b>Mitigar</b>	<b>Aceptar</b>
<b>Riesgos Técnicos</b>	Daños físicos producidos por fallos					
	Aislamiento Deteriorado					
	Contaminación y averías durante el transporte.					
<b>Riesgos de gestión</b>	No cumplir con los procedimientos especificados en la gestión de calidad.					

Procesos de ejecución

### 3.6.4 Implementar la respuesta a los riesgos

Tabla 38

*Implementar la respuesta a los riesgos*

Entradas
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Plan para la dirección del Proyecto.</li> </ul>
Salidas
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Solicitud de Cambio: Registro de Riesgos</li> </ul>

### 3.6.5 Solicitud de cambio: Registro de riesgos.

En el siguiente apartado se debe llenar el registro de riesgos con los cambios que puedo haber después de analizar las estrategias de amenazas en el punto anterior.

Tabla 39

*Solicitud de cambio*

	<b>Descripción</b>	<b>Acciones preventivas</b>	<b>Responsable</b>
<b>Riesgos Técnicos</b>	Daños físicos producidos por fallos		
	Aislamiento Deteriorado		
	Contaminación y averías durante el transporte.		
<b>Riesgos de gestión</b>	No cumplir con los procedimientos especificados en la gestión de calidad.		

Proceso de monitoreo y control

**3.6.6 Monitorear los riesgos**

Tabla 40  
*Monitorear los riesgos*

Entradas
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Plan de Dirección del Proyecto.</li> </ul>
Salidas
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Información de desempeño el trabajo.</li> </ul>

Una vez que se ha analizado cómo espero que se incurran los riesgos, en la tabla a continuación se debe incluir cómo están ocurriendo los riesgos técnicos y de gestión.

Tabla 41  
*Riesgos técnicos y de gestión*

	<b>Descripción</b>	<b>Ocurrencia</b>	<b>Acciones mitigadoras</b>	<b>Costos</b>
<b>Riesgos Técnicos</b>	Daños físicos producidos por fallos			
	Aislamiento Deteriorado			
	Contaminación y averías durante el transporte.			
<b>Riesgos de gestión</b>	No cumplir con los procedimientos especificados en la gestión de calidad.			

## 4. CAPÍTULO IV. ANÁLISIS DE COSTO-BENEFICIO Y VIABILIDAD DE LA PROPUESTA

### 4.1 Análisis costo - beneficio

Cuantificar las ventajas de la implementación de un mejor sistema para las pruebas eléctricas requiere de información exacta de tiempos de falla eléctrica, así como costos exactos en la región en la que impacta, sin embargo no se tiene registros históricos de pérdidas por fallos en la energía y la ocurrencia es muy baja, sin embargo para poder tener relación de costos y beneficios del mejoramiento de la estructura de la gestión de las pruebas eléctricas se realiza un análisis con toda la información y evidencia existente.

Uno de los casos que permite ser un referente para los posibles costos que tendrían las pérdidas por un colapso eléctrico, es la situación que vive actualmente Venezuela, si bien la problemática del país es muy distinta, es un ejemplo de ineficiencia operativa, donde la falta de control y de actividades preventivas llevaron al colapso eléctrico en el país entero.

De acuerdo a la consultora Ecoanalítica (2019) en el mes que tuvo fallos eléctricos Venezuela y que llegaron a producirse apagones por días enteros, las pérdidas llegaron a US\$ 2.106 millones. Estas pérdidas para el país se calcularon en relación al tiempo sin energía y su relación con el PIB, llegando a equivaler a un 2% del PIB en este caso.

En el caso de la ciudad de Quito, los siguientes datos son un referente de las potenciales pérdidas de un colapso eléctrico.

En el año 2018, el Ecuador tuvo una producción, medida a través del PIB, de USD \$71.933 millones de dólares (Banco Central del Ecuador, 2019). Y por su parte la ciudad de Quito genera un 27% de la producción del país (El Telégrafo , 2019), por tanto, con esta participación, la producción de la ciudad de Quito en el año de estudio se estima en USD\$ 19.421 millones.

Con estos datos, tomando en cuenta un tiempo de pérdida mínima de 18 horas, estimada por parte de los técnicos de CENEL, en el caso del fallo de la maquinaria primaria, los costos para la ciudad serían:

Tabla 42  
Costos

Descripción	Consideraciones
a) Producción de la ciudad de Quito	\$19.421'910.000
b) Horas totales en el año	8.760
c) Horas perdidas en un día	18
d) Porcentaje de pérdida de producción (c/d)	0.21%
f) Pérdidas valoradas en producción debido a los apagones (d x a)	\$39'908.034,25

Es decir, los costos esperados para la ciudad superarían los 39 millones de dólares por 18 horas perdidas.

Por el otro lado, hay que recordar los costos estimados en el desarrollo de las pruebas eléctricas, en base a la “gestión de costos” analizada que es:

Tabla 43  
Costos anuales con pruebas

Costos	Valores
Costo anual de la aplicación de las pruebas	\$920
Costo anual medio de reparaciones	\$17.733
Costo total	\$18.653

De esta manera, se tiene un primer valor de costos de \$18.653, sin embargo considerando el peor de los casos que implica el reemplazo de un equipo completo, en caso de encontrarse dañado o con claras fallas que indiquen posible recambio del mismo, el costo sería de \$278.000 (CENEL, 2019), valor al cual hay que considerar la vida útil que es mínimo de 5 años y por tanto se estima un valor anual de \$55.600, mayor al costo de reparaciones y por tanto el valor que se considera en el análisis.

Además en base al concepto del valor esperado, se ha tomado en cuenta una probabilidad de falla de 0,50% (CENEL, 2019), por lo que multiplicando este

porcentaje por el costo de fallo de 39 millones presentaría un valor esperado de costos de \$199.540.

## 4.2 Viabilidad

Al realizar el comparativo con los costos máximos posibles obtenidos previamente, se tiene:

Tabla 44  
*Comparativos*

Descripción	Valores
Beneficio (valor de pérdidas evitadas en valor esperado)	\$199.540,00
Costo (valor de costos máximos por mantenimiento)	\$55.600,00
Diferencia	\$143.940,00
Rendimiento sobre la inversión B/C	359%

Y por tanto la relación Beneficio / Costo o en otras palabras, evitar las pérdidas sobre los costos tendría un 359% de beneficio. Es decir un beneficio muy superior a los costos por pruebas eléctricas y el mantenimiento que esto implica. Esto tomando en cuenta, como se ha visto, los escenarios con mayor costo de inversión y los menores costos de fallos posibles, considerando inclusive una probabilidad muy baja de fallo.

Como se observa, el cálculo considera varios supuestos, pero los mismos se han sustentado en los datos existentes y en posibles situaciones que pueden producirse considerando los diferentes criterios planteados. Por tanto y aun considerando situaciones de probabilidad mínima y de costos máximos, las pérdidas potenciales superan en un porcentaje muy grande en relación a los costos existentes y por ello se valida la importancia de realizar cualquier sistema que mejore la seguridad de las pruebas y por tanto del equipo primario, mostrando la viabilidad financiera de la presente propuesta.

### 4.3 Comparativo de mejoras en los procedimientos antes y después de la implementación PMI

Tabla 45

*Comparativo de mejoras en los procedimientos antes y después de la implementación*

Área	Antes	Después
Planificación	La gestión del tiempo estaba establecida mediante memorándum para la realización de 4 pruebas al año, pero sin un cronograma anualizado	La gestión del tiempo se establece mediante un sistema establecido mediante cronogramas programados al inicio del año, documentado y con una organización establecida y con responsables
Costos	Los costos del proceso no estaban presupuestados. El registro de los costos de reparación no estaba codificado, lo cual dificulta posteriormente el análisis contable.	Los costos se presupuestan bajo un estándar. Los costos se registran bajo formatos y codificación establecida. Se dispone de información para asignaciones, así como análisis de viabilidad.
Control de calidad	Los parámetros de control de calidad se establecían en el proceso, sin un seguimiento de cumplimiento	El control del proceso se establece mediante formatos y procesos, los cuales se deben seguir para garantizar el cumplimiento y se establecen formatos de informes con proceso, novedades y acciones correctivas
Recursos	Se asignan responsables de acuerdo al requerimiento. No se mide resultados	Se establecen los recursos requeridos y responsables. Se evalúa al personal del proceso, para mejorar el mismo en cada ocasión y garantizar resultados
Riesgos	No existe ningún tipo de gestión de riesgo, solamente precauciones establecidas en los procedimientos.	Se establece procesos y formatos de gestión para evitar posibles riesgos que pueden ser de magnitud grave.

Como se observa, si bien los procedimientos establecidos para las 4 pruebas de control estaban establecidos por CELEC, lo cual ofrece un cierto control y estandarización, sin embargo se pudo evidenciar que existía muchas fases y áreas de control y prolijidad que no se estaban considerando, por lo que la matriz presentada permite evidenciar la diferencia existente entre la situación actual y la implementación, en la cual se observan importantes diferencias, que beneficiarán a un procedimiento que tiene gran importancia para garantizar el suministro eléctrico y por otra parte para la seguridad de los trabajadores y en general del sistema mismo.

## 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 5.1 Conclusiones

En la investigación se ha presentado la importancia que tienen las pruebas eléctricas de equipo primario en la subestación Santa Rosa, para la continuidad y calidad del servicio eléctrico. El análisis diagnóstico de la problemática permitió determinar que si bien existe actualmente un procedimiento establecido y documentado, no existe un registro y seguimiento de las pruebas anuales; las pruebas se realizan bajo el criterio del supervisor; la falta de control en el seguimiento de los procedimientos, la inestabilidad en la aplicación de los mismos; la inexistencia de fechas predeterminadas, no existe respaldo y documentación para esclarecer los parámetros de calidad de las pruebas, no se han determinado y registrado costos, definido claramente los recursos, entre otras omisiones a un sistema que requiere de todos estos ámbitos, por lo que existe una informalidad en la aplicación de las pruebas eléctricas y por tanto la posibilidad de falla en las mismas. Es por ello que se ha establecido una estructura o sistema para respaldar la gestión de las pruebas, buscando garantizar el cumplimiento de los procesos y evitar riesgos que podrían generar una problemática importante en la población del sector en estudio.

Se consideró como idóneo la aplicación de un sistema para la gestión de las pruebas en base al PMI, delimitando las actividades y procesos orientándolos a los objetivos y a solucionar la problemática actual, fortaleciendo la gestión e información de los ámbitos técnicos y operativos que requerían de mayor soporte profesional tanto en el seguimiento y control de procedimientos, para ello se planteó la implementación de las gestiones de cronograma, de costos, de calidad, de recursos del proyecto y de riesgos, mismas que han establecido los requerimientos, los pasos a seguir, la documentación de respaldo y la forma de cumplir la misma, cumpliendo con el objeto mismo de la propuesta, en favor de la organización, pero principalmente para la garantía del servicio que presta la CELEC a la comunidad.

Tomando en cuenta las circunstancias más favorables para el análisis la potencial relación entre los beneficios sobre los costos, supera el 300%, es decir que el costo de prevención es completamente rentable en relación a las posibles pérdidas que tendría el sector por un colapso eléctrico. Además se han podido analizar las mejoras en los procedimientos en relación a planificación, costos, calidad, recursos y riesgos, siendo clara la diferencia y mejora de los mismos, desde el punto de vista de la prevención y el control, logrando el objetivo mismo de CELEC que es brindar un servicio ininterrumpido de energía eléctrica y con ello la presente propuesta tiene la potencialidad de lograr beneficios de alto impacto para la ciudad y el país.

## **5.2 Recomendaciones**

Se recomienda la aplicación de la presente propuesta en CELEC y que la misma se establezca como normativa procedimental, iniciando en la estación Santa Rosa, para posteriormente ser aplicada en las demás subestaciones, considerando la relevancia que tienen las pruebas en la continuidad y calidad del servicio eléctrico.

Para este tipo de investigaciones y propuesta, se recomienda la realización de un diagnóstico preliminar, el cual contribuye a determinar la situación de la empresa permitiendo relacionar las falencias, con las potenciales soluciones desde un ámbito imparcial, sobre lo cual será posible plantear acciones preventivas o de mejora con las cuales se monitoreará los avances planificados.

Como se ha podido observar en la presente investigación, las buenas prácticas del PMBOK son una alternativa de gran valor no solamente para la gestión de proyectos, sino también para gestionar cualquier proceso o procedimiento interno que requiera, por lo cual se recomienda su aplicación, mismo que permitirá estructurar los diferentes requerimientos para garantizar el cumplimiento de los objetivos y disminuir la ocurrencia de riesgos.

Se recomienda contar con una estructura sólida de lineamientos para garantizar que las gestiones de calidad, no solamente en los procedimientos de pruebas, sino en todos los procesos que tengan alta relevancia y que sus riesgos puedan tener alto impacto, como es el caso de un colapso en los demás sistemas.

## REFERENCIAS

- Anderson, M. (1995). *Analysis of Faulted Power Systems. An IEEE Press classic reissue*. United States of America: John Wiley & Sons, 513 p. ISBN: 0-7803-1145-0
- Banco Central del Ecuador. (2019). *La economía ecuatoriana creció 1,4% en 2018*. Ecuador : Banco Central del Ecuador .
- Carpio, J., Míguez, V., Guirado, R., & Del Valle, J. (2013). *Alimentación de cargas críticas y calidad de la energía eléctrica*. Madrid : UNED.
- Castillo, G. (2007). Auditorías basadas en riesgos: nuevo reto. Auditoría y Control . *Revista especializada editada por el Ministerio de Auditoría y Control* , 10-18.
- Ecoanalítica. (21 de 05 de 2019). *Inversión eléctrica a Oscuras*. Obtenido de <https://ecoanalitica.com/?s=perdidas+por+apagones>
- El Telégrafo . (12 de 12 de 2019). Economía . *Quito, puntal económico de Ecuador*, págs. 1-2.
- Enríquez, G. (2010). *Fundamentos de instalaciones eléctricas de mediana y alta tensión*. España : Limusa .
- Enriquez, G. (2012). *Manual de electricidad industrial, Volumen2*. España : Limusa .
- Feigenbaum, V. (1986). *Control total de calidad*. México : CECSA.
- González, O., & Arciniegas, J. (2016). *Sistema de gestión de Calidad*. Bogotá: ECOE.
- Guerrero, R. (2014). *Mantenimiento preventivo de sistemas domóticos e inmóticos. ELEM0111*. España : IC Editorial .
- IEEE C57. (2013). *Guide for Diagnostic Field Testing of Fluid-Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors*. Estados Unidos : IEEE.
- Miranda, F. (2014). *Introducción a la gestión de calidad* .
- Myers, S. (2005). *Guía para el Mantenimiento del Transformador*. usa: TMI.
- PMBOK. (2013). *Guía de los fundamentos para la dirección de proyectos (guía del PMBOK®)*. Project Management Institute, Inc.: Newtown Square, Pensilvania.

- PMI. (2004). *Guía de los fundamentos para la dirección de proyectos PMBOK* (5ta. edición ed.). Newtown Square, Pensilvania, Estados Unidos de América: Project Management Institute, Inc.
- PMI. (2017). *La guía de los fundamentos para la dirección de proyectos ( Guía del PMBOK)*. Atlanta, GA 31193-2683 EE.UU.: Project Management Institute, Inc.
- Ruiz, D. (2019). *Montaje y reparacion de sistemas eléctricos y electrónicos de bienes* . España : Ic Editorial .
- Senner, A. (1994). *Principios de electrotecnia*. España: Reverté.
- Staff, E. (2002). *Circuitos Magnéticos y transformadores*. España : EUDE .

## **ANEXOS**

## Procedimientos

### 1. PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA Y CAPACITANCIA EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA

#### OBJETIVO GENERAL:

La prueba de factor de potencia del aislamiento tiene por objeto medir y verificar el estado del sistema de aislamiento que en el caso del transformador corresponde al sistema papel aceite.

#### OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Con las mediciones que obtiene la prueba se pretende detectar los siguientes posibles defectos en un transformador de potencia:

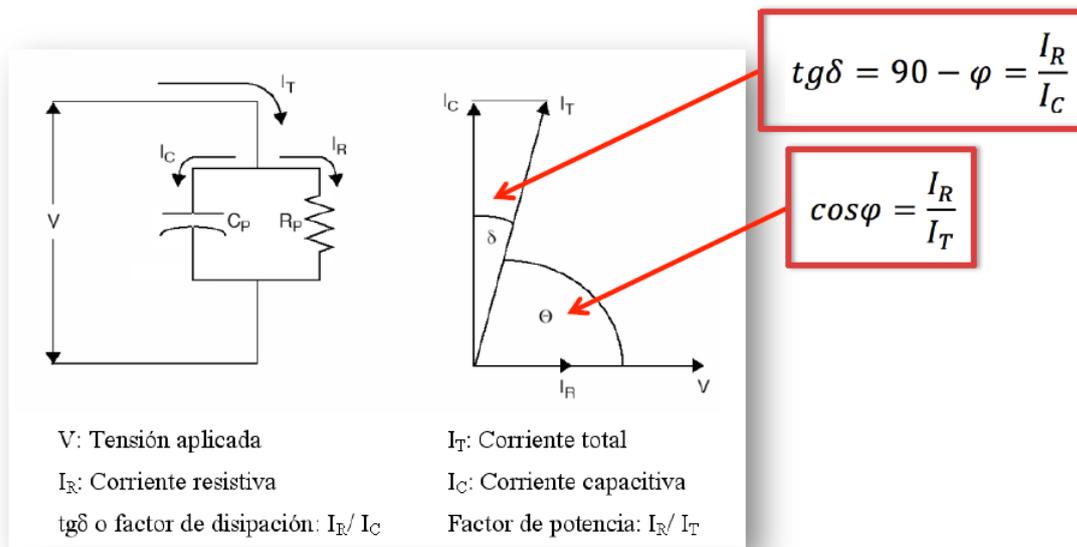
- Detecta cambios a la estructura del aislamiento provocados por contaminación, humedad o envejecimiento
- El factor de disipación permite determinar si las pérdidas han aumentado en un aislamiento objeto de análisis
- Permite identificar si el aislamiento ha experimentado cambios físicos en su estructura por efecto de esfuerzos electromecánicos.

#### PRINCIPIO ELÉCTRICO

La prueba es realizada a partir de la aplicación de un voltaje alterno al aislamiento con el fin de medir la corriente de fuga y pérdidas en el mismo. Los parámetros que la prueba mide y deben ser verificados en campo es el factor de potencia en porcentaje corregido a 20°C, la capacitancia, las pérdidas eléctricas en mW y la corriente en mA.

Todo aislamiento es un potencial capacitor, es decir que el transformador puede ser visto como dos placas y entre ellos un aislante (sistema papel aceite) en donde al inyectar un voltaje alterno, genera dos tipos de corriente, una de carácter resistivo (corriente de fuga) en fase al voltaje inyectado y una corriente capacitiva desfasada 90° respecto a la corriente resistiva.

Esta relación entre la corriente capacitiva y la componente resistiva se denomina tangente delta ( $\text{tg}\delta$ ) o factor de disipación. Esto se muestra en el siguiente gráfico:

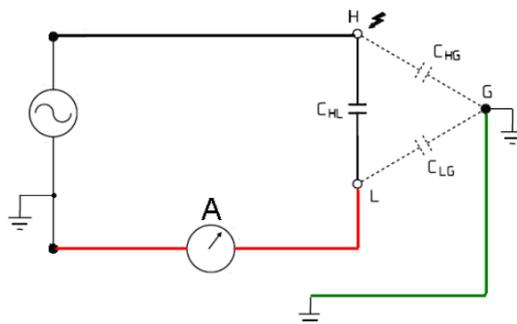


Si la relación resulta entre la corriente total que circula por el dieléctrico respecto a la corriente resistiva del mismo, se denomina factor de potencia ( $\cos\Theta$ ).

La prueba de factor de potencia y los equipos de pruebas siguen una misma metodología de medición, las cuales se describen a continuación:

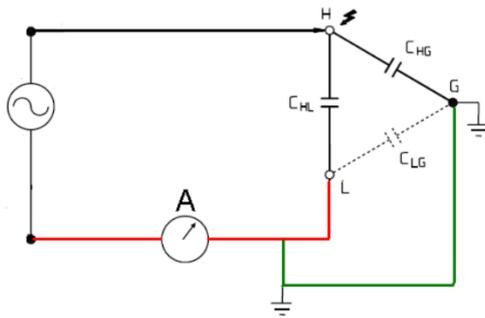
### UST (Ungrounded specimen test)

Esta prueba se realiza cuando ambos terminales del espécimen se encuentran aislados con respecto a tierra. Se miden todos los puntos libres de la referencia de tierra



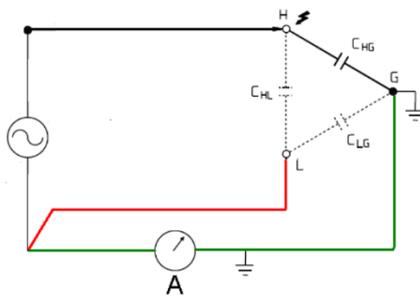
### GST-GND (Grounded specimen test)

Esta conexión involucra la medición de todo el aislamiento desde el punto de alta tensión hasta la malla de puesta a tierra



### **GST-g (Grounded specimen test with guarda)**

Esta prueba se utiliza para separar los valores totales de la prueba GST en partes separadas para un mayor análisis.



### **CONSIDERACIONES:**

Las consideraciones que se deben tomar antes de realizar la prueba son las siguientes:

#### **Antes de la prueba**

- Para realizar la prueba, el transformador de potencia debe estar completamente desenergizado.
- Se deben desconectar por completo los cables aéreos de todos los bushings de alta, baja y terciario del transformador.
- Se debe dejar el neutro flotante, es decir desconectar la tierra del neutro
- La porcelana de los bushings debe ser limpiada para proceder a realizar la prueba

#### **Después de la prueba**

- Se debe conectar el neutro del transformador sólidamente a tierra y verificar el torque
- Se deben conectar los cables de fuerza nuevamente a los bushings en los lados de alta, baja y terciario del transformador con el toque adecuado.

## **Durante la prueba**

- Los equipos de pruebas de factor de potencia utilizan cables largos para su realización, por lo que se debe ser cuidadosos al momento de estirarlos y recogerlos para evitar averías en los mismos. Se recomienda que dos personas intervengan al estirar o recoger el cable de alta tensión.
- Para realizar la prueba, se debe considerar que el clima debe ser seco, es decir con una humedad relativa menor a 80% y temperatura mayor a los 5°C. El aislamiento debe estar limpio y seco.

## **Personal y herramientas a utilizar**

### **PROCEDIMIENTO**

El procedimiento que se debe seguir se muestra a continuación:

1.- Se debe desenergizar completamente el transformador para lo cual se debe seguir el siguiente procedimiento de seguridad industrial:

- Se debe realizar la Charla de seguridad industrial y revisión del Equipo de Protección Personal (EPP) por parte del jefe de trabajo, ya que se puede trabajar con instalaciones energizadas, alturas o caídas de material.
- Se debe verificar que los interruptores adyacentes al transformador, en sus bahías de alta y baja se encuentren abiertos.
- Adicionalmente a esto se debe verificar que los seccionadores adyacentes a los interruptores en las bahías de alta y baja tensión se encuentre abiertos visiblemente
- Se debe ubicar los selectores locales/remoto, en estado local en todos los equipos de corte y seccionamiento relacionados al transformador de potencia
- Se debe aterrizar los lados de alta y baja tensión del transformador para descargar el equipo y proceder a desconectar.
- Se debe delimitar la Zona de trabajo con cinta de precaución

2. Se debe desconectar por completo los cables aéreos de los bushings de alta, baja tensión y terciario (cuando aplique)

3. Se debe desconectar el neutro de tierra y dejarlo flotando

4. Se prepara el equipo de prueba con sus conexiones, programación del mismo, preparación de cables, etc., para realizar la prueba.

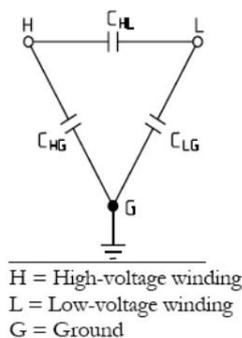
5. Como parte del proceso de recepción del transformador se debe verificar los resultados de fábrica y los procedimientos o modos de conexión realizados, de tal forma que en sitio se realicen en las mismas conexiones.

6. En este punto se va a describir las conexiones que deben realizarse dependiendo el tipo de transformador que se tenga. En el SNT se disponen de transformadores trifásicos de dos devanados, transformadores trifásicos de tres devanados, autotransformadores trifásicos con terciario, banco de autotransformadores monofásicos.

### Transformador trifásico de dos devanados

En el transformador de dos devanados se debe realizar lo siguiente:

- Se debe cortocircuitar el devanado de alta tensión con cable o cinta de cobre desnudo. Si es un transformador en conexión estrella se debe cortocircuitar H1, H2, H3, N. Si es un transformador en delta, H1, H2, H3.
- Se debe cortocircuitar el devanado de baja tensión con cable o cinta de cobre desnudo. Si es un transformador en conexión estrella se debe cortocircuitar X1, X2, X3, N. Si es un transformador en delta, X1, X2, X3.
- Realizado lo anterior, se debe conectar el cable de alta tensión del equipo de prueba en cualquier punto del devanado de alta tensión cortocircuitado. La conexión de este cable de ser lo más firme y que solo se apoye en un punto para la inyección de voltaje.
- El cable de medición debe conectarse en cualquier punto del devanado de baja tensión cortocircuitado.
- La idea de la conexión es formar las siguientes placas capacitivas:



- La inyección debe realizarse aplicando a una tensión a 10 kV. De ser el caso si el resultado de la prueba de factor de potencia es mayor a 0.5% corregido a 20°C, se debe realizar la prueba Ti up.

- En esta parte se deben realizar las siguientes mediciones inyectando el potencial de 10 kV desde el lado de alta tensión

<b>ENERGIZACIÓN DESDE EL LADO DE ALTA</b>						
<b>Test</b>	<b>Test Mode</b>	<b>Energizar</b>	<b>MEDICIÓN</b>			<b>Medida</b>
			<b>Ground</b>	<b>Guarda</b>	<b>UST</b>	
1	GST	High	Low			CH+CL
2	GST	High		Low		CH
3	UST	High			Low	CHL
				Comprobación CH+CHL		

- Luego de realizada la prueba en el lado de alto voltaje, se procede a seguir los mismos lineamientos de la prueba anterior pero esta vez, se energiza en el lado de baja tensión y se mide en el lado de alta tensión como se indica en la siguiente tabla:

<b>ENERGIZACIÓN DESDE EL LADO DE BAJA</b>						
<b>Test</b>	<b>Test Mode</b>	<b>Energizar</b>	<b>MEDICIÓN</b>			<b>Medida</b>
			<b>Ground</b>	<b>Guarda</b>	<b>UST</b>	
1	GST	Low	High			CL+CHL
2	GST	Low		High		CL
3	UST	Low			High	CHL
				Comprobación CL+CHL		

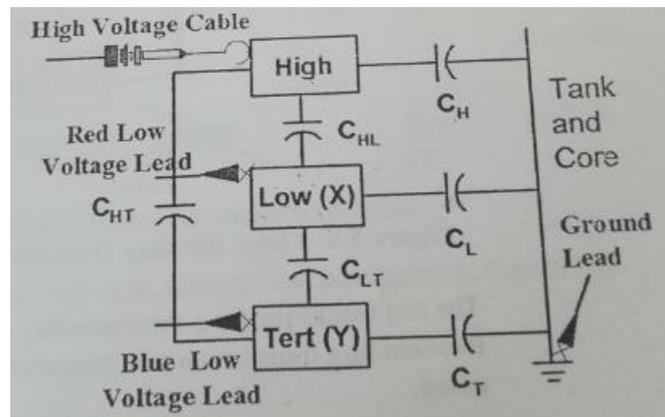
### **Transformador trifásico de tres devanados**

En el transformador trifásico de tres devanados se debe realizar lo siguiente:

- Se debe cortocircuitar el devanado de alta tensión con cable o cinta de cobre desnudo. Si es un transformador en conexión estrella se debe cortocircuitar H1, H2, H3, N. Si es un transformador en delta, H1, H2, H3.
- Se debe cortocircuitar el devanado de baja tensión con cable o cinta de cobre desnudo. Si es un transformador en conexión estrella se debe cortocircuitar X1, X2, H3, N. Si es un transformador en delta, X1, X2, X3.

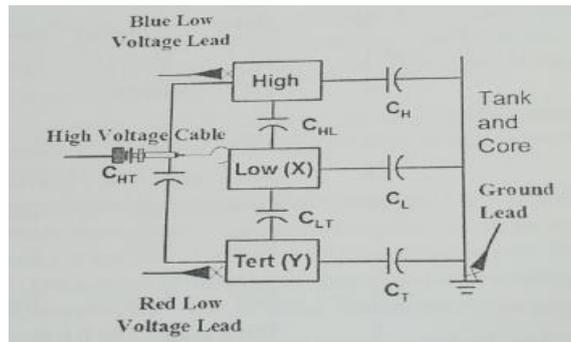
- Se debe cortocircuitar el devanado del terciario con cable o cinta de cobre desnudo. El devanado terciario del transformador tiene conexión delta, razón por la cual se deben cortocircuitar los terminales Y1, Y2, Y3.
- Realizado lo anterior, se debe conectar el cable de alta tensión del equipo de prueba en cualquier punto del devanado de alta tensión cortocircuitado. La conexión de este cable de ser lo más firme y que solo se apoye en un punto para la inyección de voltaje.
- En este tipo de transformadores se va a utilizar los dos cables de medición, cable rojo y azul), los mismos que se van a conectar en los lados de baja tensión y terciario, respectivamente.
- Terminada la prueba se debe realizar el mismo procedimiento, pero inyectando en cada lado y midiendo con los dos cables en el resto de lados del transformador. A continuación, se muestra las mediciones a realizar.

### Energización desde el lado de alta del transformador



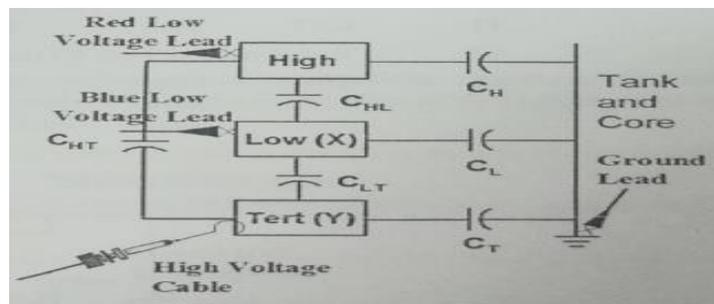
ENERGIZACIÓN DESDE EL LADO DE ALTA						
Test	Test Mode	Energizar	MEDICIÓN			Medida
			Ground	Guarda	UST	
1	GAR	High	Low	Tert		CH+CHL
2	GAR	High		Low, Tert		CH
3	UST	High	Tert		Low	CHL
				Comprobación CH+CHL		

### Energización desde el lado de baja del transformador



ENERGIZACIÓN DESDE EL LADO DE BAJA						
Test	Test Mode	Energizar	MEDICIÓN			Medida
			Ground	Guarda	UST	
1	GAR	Low	Tert	High		CL+CLT
2	GAR	Low		Tert, high		CL
3	UST	Low	Tert		Tert	CLT
Comprobación CL+CLT						

### Energización desde el lado terciario



ENERGIZACIÓN DESDE EL TERCIARIO						
Test	Test Mode	Energizar	MEDICIÓN			Medida
			Ground	Guarda	UST	
1	GAR	Tert	High	Low		CT+CHT
2	GAR	Tert		High, Low		CT
3	UST	Tert	Tert		High	CHT
Comprobación CT+CHT						

## Autotransformador trifásico o monofásico con terciario

En el autotransformador trifásico con terciario se debe realizar lo siguiente:

- El autotransformador por definición es un tipo de transformador que tiene conexión magnética y eléctrica entre el devanado de alta tensión y de baja tensión, por lo tanto, se debe cortocircuitar el devanado de alta tensión y de baja tensión unidos, con cable o cinta de cobre desnudo (H1, H2, H3, X1, X2, X3, H0X0).
- Se debe cortocircuitar el devanado del terciario con cable o cinta de cobre desnudo. El devanado terciario del transformador tiene conexión delta, razón por la cual se deben cortocircuitar los terminales Y1, Y2, Y3.
- Realizado lo anterior, se debe conectar el cable de alta tensión del equipo de prueba en cualquier punto del devanado de alta tensión- Baja tensión cortocircuitado. La conexión de este cable de ser lo más firme y que solo se apoye en un punto para la inyección de voltaje.
- El cable de medición debe ser conectado en el lado terciario.
- Realizado lo anterior las mediciones que se deben realizar son las siguientes:

### Energización desde el lado de alta- baja tensión

ENERGIZACIÓN DESDE EL LADO DE ALTA						
Test	Test Mode	Energizar	MEDICIÓN			Medida
			Ground	Guarda	UST	
1	GST	High- Low	Tert			CHL+CT
2	GST	High- Low		Tert		CHL
3	UST	High- Low			Tert	CHL-T
				Comprobación CT+CHL		

### Energización desde el terciario

ENERGIZACIÓN DESDE EL LADO DE BAJA						
Test	Test Mode	Energizar	MEDICIÓN			Medida
			Ground	Guarda	UST	
1	GST	Tert	High- Low			CT+CHL
2	GST	Tert		High- Low		CT
3	UST	Tert			High- Low	CHL-T
				Comprobación CL+CHLT		

## CRITERIO DE EVALUACIÓN

- La norma IEEE C57. 152 manifiesta que para transformadores sumergidos en aceite nuevos menores a 230 kV el factor de potencia debe ser menor a 0.5% corregido a 20° C. Para transformadores superiores a 230 kV, el factor de potencia permitido es 0.4% corregido a 20°C. Cabe recalcar que el factor de potencia en estos rangos es el valor nominal de los transformadores sean nuevos o que se encuentren en servicio.

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%

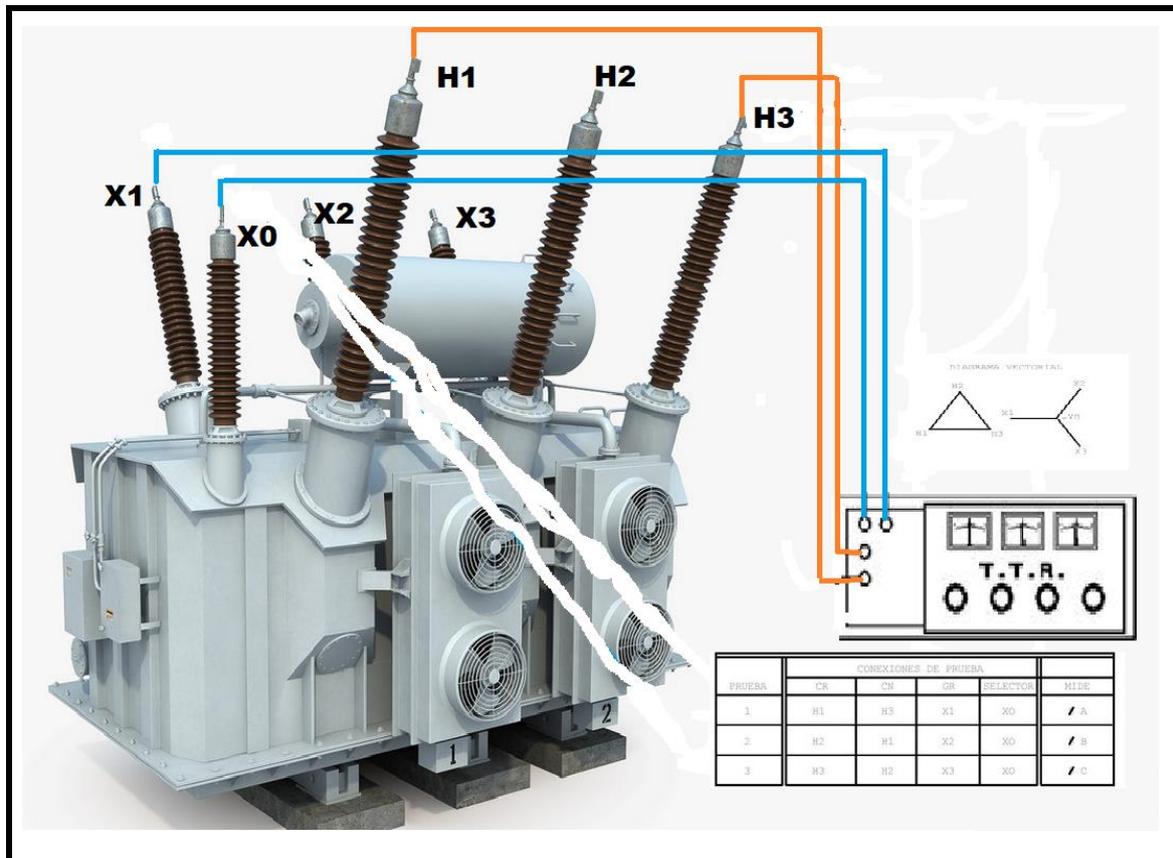
NOTE—All PFs are corrected to 20 °C except for natural esters, which at this time of writing the guide had no published temperature correction curves. Future work is needed to address this issue.

- Para reducir el riesgo de alguna falla catastrófica, el límite del factor de potencia para transformadores en uso debe ser 1% a 20°C. Si el factor de potencia se encuentra entre 1% y 0.5%, se debe revisar la prueba o realizar pruebas adicionales de tal forma de verificar que el problema y que el mismo no siga empeorando. En este rango las pruebas de factor de potencia podrían ser aceptables.
- Si el factor de potencia supera el 1%, el equipo debe ser investigado minuciosa e integralmente.
- En lo que se refiere a la capacitancia según la norma IEEE C57.152 se recomienda el aislamiento del transformador no debería cambiar más del 5% comparado con pruebas anteriores. Si los resultados de la capacitancia experimentan cambios y los mismos están por arriba del 5% y bajo el 10%, se debe realizar una investigación minuciosa. Si la capacitancia cambia más del 10%, el transformador no debería ponerse en servicio.
- La Sección de Mantenimiento de Subestaciones considera que las pruebas de referencia para la historia del transformador, son aquellas que las realice en sitio y en puesta en servicio con equipos MEGGER, DOBLE, ISA, OMICRON.

## BIBLIOGRAFÍA

- ESTÁNDAR IEEE C57.152- 2013
- DOBLE TEST PROCEDURES

## 2. PROCEDIMIENTO MEDICIÓN Y EVALUACIÓN DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN (TTR) EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA



Zona operativa		Fabricante	
Subestación		Tipo	
Patio		Año	
Bahía		N° serie	
Equipo			
Identificación			

## **OBJETIVO GENERAL**

El objetivo de la presente prueba eléctrica es la de verificar la relación del número de vueltas entre los devanados primario, secundario y terciario si es necesario del transformador, comparando los resultados con los datos de placa o con resultados obtenidos en pruebas anteriores (los valores obtenidos en la prueba de relación de transformación, para considerarse satisfactorios deberán estar dentro del 0.5% de los valores de placa y de la norma). Valores superiores al 1%, puede llevar a la determinación de algún deterioro de las características magnéticas del núcleo del transformador, e incluso el deterioro de las bobinas que conforman al equipo o espécimen a probado.

Simultáneamente se verifica el grupo de conexión del transformador bajo la prueba, con respecto a la polaridad, esta prueba es de interés principalmente debido a su incidencia en el funcionamiento en paralelo de dos o más transformadores.

Adicionalmente se verifica que todas las conexiones internas estén correctas y que cumplan con la polaridad y relación de fase requerido, para chequear que la polaridad y relación de transformación de elementos para la medición de parámetros como los transformadores de corriente sean los adecuados.

Este procedimiento describe la secuencia de operaciones a seguir en ensayos de rutina para la determinación de la polaridad (transformadores monofásicos y transformadores de corriente), secuencia de fases y desplazamiento angular (transformadores trifásicos), relación de transformación (transformadores monofásicos y trifásicos), identificación de corto entre espiras y circuito abierto por el método del transformador de referencia de relación variable.

## **OBJETIVOS ESPECIFICOS**

- Detectar presencia de malos contactos en conexiones de bushings.
- Detectar deterioro o contaminación en los cambiadores de tomas de transformadores de potencia.
- Detectar circuitos abiertos o roturas en devanados de transformadores.
- Detectar cortocircuitos entre espiras de devanados de transformadores.

## **PRINCIPIO ELÉCTRICO**

La relación de transformación en un transformador de potencia es la relación entre el número de espiras del devanado primario con el número de espiras del devanado del secundario;

$$\frac{V1}{V2} = \frac{I1}{I2} = \frac{N1}{N2}$$

Esta es la ecuación general de la relación entre el primario y secundario de un transformador relacionando corrientes y voltajes con la relación de transformación.

Esta puede variar por factores como:

- Daños físicos producidos por fallos.
- Aislamiento deteriorado.
- Contaminación y averías durante el transporte.

Para los transformadores que tienen cambiador de derivaciones, la relación de transformación se basa en la comparación entre el voltaje nominal de referencia del devanado respectivo contra el voltaje de operación o porcentaje de voltaje nominal al cual está referido. La relación de transformación de éstos se deberá determinar para todos los taps y para todos los devanados.

La prueba se fundamenta en comparación de la relación calculada a partir de los valores de placa, los resultados obtenidos en las y los resultados de la medición.

Esta prueba es de extrema importancia en la determinación de defectos existentes entre espiras (cortocircuitos o circuitos abiertos) y también durante operaciones o mantenimiento en conmutadores pues entrega la indicación del cierre de los contactos y la correspondiente relación de voltajes

## **CONSIDERACIONES**

La prueba de relación de transformación se la realiza en fábrica como parte de las pruebas de rutina y en campo como parte de las pruebas de recepción. La medición es realizada en cada devanado del transformador y en cada posición de los cambiadores de tomas desenergizados DETC como en los cambiadores bajo carga OLTC.

## **PROCEDIMIENTO**

Se debe cumplir con las consideraciones antes indicadas, se inician los trabajos para medición de la relación de transformación bajo el siguiente procedimiento:

- Verificar limpieza de terminales del transformador antes de realizar las pruebas.

- Verificar en placa las corrientes nominales de los devanados del transformador, La prueba se realiza con la inyección de corriente DC en los devanados a ser medidos, la corriente de prueba a ser inyectada no debe superar el 15% de la corriente nominal del devanado probado, o no superar los 10 A DC según el equipo utilizado en la prueba.
- Realizar la conexión de los cables de inyección y medición, los cables de prueba deben ser conectados de tal manera que la resistencia de conexión sea mínima y segura para evitar la desconexión durante la prueba.
- Registrar la temperatura de los devanados del transformador durante la prueba, la temperatura es obtenida por la del aceite, de existir un termómetro en la parte inferior del tanque se trabaja con el promedio superior – inferior, en caso contrario se utiliza la temperatura de la parte superior del tanque restado 5.
- La sección de mantenimiento de subestaciones tiene dos modelos de equipos de prueba con facilidades para ejecutar pruebas de resistencia de devanados, los que han sido específicamente adquiridos para este propósito, equipos DVpower y TRAX:
  - Equipo DVpower: equipo para pruebas de resistencia de devanados con rango de corrientes hasta 25 A DC, conexión trifásica y prueba en secuencia automática. Con función de desmagnetización.
  - Equipo TRAX: equipo multifunción con inyección de corriente de hasta 16 A DC, en conexión trifásica y prueba en secuencia manual. Con función de desmagnetización.
- Los resultados obtenidos son almacenados en los formatos de los propios equipos y adicional transcritos a los formatos de la sección de mantenimiento de subestaciones para propósito de registro y análisis, en dichos formatos se realizará la corrección de temperatura hasta los 75 °C, mediante la fórmula la cual debe considerar el material de los devanados para una corrección apropiada y comparable.
- Durante la ejecución de la prueba los resultados que se van obteniendo se contrastan con los valores de fábrica, a fin de detectar discrepancias de manera oportuna.
- En transformadores de potencia YNyd1, se realizará la medición en todas las posiciones tanto del OLTC como del DETC, las mediciones a realizarse

son entre fases y neutro para las estrellas y entre fases para las conexiones en triángulo.

- En Autotransformadores de potencia en conexión YNad1, se realizará la medición en todas las posiciones tanto del OLTC como del DETC, las mediciones a realizarse son entre fases y neutro para las estrellas y entre fases para las conexiones en triángulo. Algunos fabricantes presentan mediciones de relación de transformación en Autotransformadores entre alta y media H1-H0, X1-X3; H2-H0, X2-X1; H3-H0-X3-X2, entre media y baja tensión X1-X3, Y1-Y0; X2-X1, Y2-Y0; X3-X2, Y3-Y0, para pruebas de puesta en servicio esta medición se realizará.
- Las consideraciones anteriores se utilizan para los Transformadores y Autotransformadores monofásico dependiendo el caso.
- Finalizada la prueba desmagnetizar el Transformador.
- Desconectar equipo de prueba y normalizar Transformadores. (Company, n.d.; Society, 2013)

### 3. PROCEDIMIENTO PARA LA PRUEBA DE MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO (DC) EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA



<b>Zona operativa</b>		<b>Fabricante</b>	
<b>Subestación</b>		<b>Tipo</b>	
<b>Patio</b>		<b>Año</b>	
<b>Bahía</b>		<b>N° serie</b>	
<b>Equipo</b>			
<b>Identificación</b>			

**OBJETIVO GENERAL**

La prueba de resistencia de aislamiento o prueba Megger, se lleva a cabo para determinar la resistencia individual del aislamiento de los bobinados a tierra o entre bobinados. El conocimiento de la resistencia de aislamiento es de gran valor al momento de evaluar la condición del aislamiento del transformador.

Hoy en día los diferentes métodos sofisticados que se utilizan para evaluar la calidad del sistema de aislamiento, tales como la espectroscopia dieléctrica de baja frecuencia (FDS), polarización en dominio del tiempo / despolarización de corriente (PDC) y Espectro del voltaje de polarización de retorno (RVM).

Con estos antecedentes se realizará un seguimiento a la vida del aislamiento a través de pruebas periódicas, así como detectar, diagnosticar y prevenir fallas en el equipo.

### **OBJETIVO ESPECIFICO**

Realizar prueba de aislamiento en Transformadores de Potencia de acuerdo a lo establecido en los manuales de fábrica considerando especificaciones técnicas.

La resistencia de aislamiento es comúnmente medida en mega ohmios (MΩ). Y se la define como la resistencia que ofrece el dieléctrico a la aplicación de un voltaje directo. Para la medición de la resistencia de aislamiento que es la resistencia mínima soportable en operación del aislamiento, se aplica el mismo criterio que en la medición de resistencia de los devanados.

Hay que empezar diciendo que las variaciones de resistencia pueden ser causadas por numerosos factores incluidos, diseño, temperatura, sequedad y limpieza de las partes involucradas, especialmente los Bushings. Cuando la resistencia de aislamiento cae por debajo de valores especificados a menudo pueden ser devueltos al valor requerido mediante la limpieza y el secado.

La resistencia de aislamiento varía con el voltaje aplicado. Cualquier comparación de medición siempre debe llevarse a cabo en el mismo voltaje.

También especifica la medida de resistencia de aislamiento entre el núcleo y tierra. Se medirá después del montaje completo del transformador a un nivel de por lo menos 0.5 kV DC por una duración de un minuto.

### **PRINCIPIO ELÉCTRICO**

La prueba de medición de resistencia de aislamiento es medida en mega ohmios (MΩ), la define como la resistencia que ofrece el dieléctrico a la aplicación de un

voltaje directo. Para la medición de la resistencia de aislamiento que es la resistencia mínima soportable en operación del aislamiento.

Hay que empezar diciendo que las variaciones de resistencia pueden ser causadas por numerosos factores incluidos, diseño, temperatura, sequedad y limpieza de las partes involucradas, especialmente los Bushings. Cuando la resistencia de aislamiento cae por debajo de valores especificados a menudo pueden ser devueltos al valor requerido mediante la limpieza y el secado.

La resistencia de aislamiento varía con el voltaje aplicado. Cualquier comparación de medición siempre debe llevarse a cabo en el mismo voltaje.

Existen dos índices de exactitud en la prueba de resistencia de aislamiento que aportan con información para incrementar la exactitud de dicha prueba. Esto se da aplicando voltaje continuo entre bobinados, bobinados respecto a tierra y núcleo, que se obtiene los valores de la resistencia del aislamiento respecto a tierra y núcleo, se obtiene los valores de la resistencia del aislamiento. A más de la prueba de Resistencia de Aislamiento, existen dos índices que

1.- **Índice de Polarización.** - Con la finalidad de incrementar la exactitud del estado de prueba de los aislamientos de un transformador, y en el caso de que no sea suficiente con la prueba de resistencia de aislamiento se realiza el cálculo del índice de polarización. La relación de índice de polarización es la división de las lecturas de las resistencias de aislamiento obtenidas en 10 y 1 minuto.

$$\text{Índice de Polarización} = \frac{\text{Resistencia de aislamiento}_{1\text{minuto}}}{\text{Resistencia de aislamiento}_{10\text{minutos}}}$$

2.- **Índice de Absorción.** - A más del índice de polarización, es factible utilizar el índice de absorción para proporcionar de mayor exactitud las pruebas anteriores. La relación de índice de absorción es la división de las lecturas de las resistencias de aislamiento obtenidas en 1 minuto y 30 segundos.

$$\text{Índice de Absorción} = \frac{\text{Resistencia de aislamiento}_{1\text{minuto}}}{\text{Resistencia de aislamiento}_{30\text{segundos}}}$$

Los valores de la prueba de resistencia de aislamiento conjuntamente con los valores de índice de polaridad y de absorción, dan una clara referencia del estado del aislamiento en un transformador.

El circuito de medida para la prueba a realizarse en el transformador de potencia se tomará la medida fase a fase, fase a tierra, fase a núcleo, núcleo a tierra, etc. Esta prueba se llevada a cabo con todos los terminales de cada sistema de bobinados conectados entre sí. Ver la figura No 1, en la cual se muestra la prueba para medir la resistencia entre el primario y el secundario del transformador.

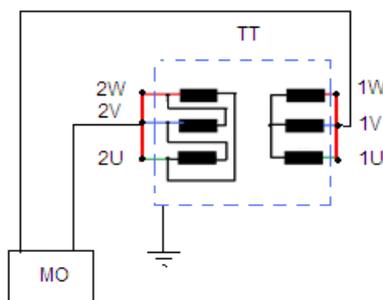


Figura No 1 (Circuito principal de medida de aislamiento)

Donde:

TT= Transformador durante la prueba.

MO= Mega óhmetro.

En esta prueba se detecta lo siguiente

- a.- Problemas severos con el sistema de aislamiento.
- b.- Sequedad en el aislamiento del núcleo y de los devanados.
- c.- Núcleo múltiplemente aterrizado.

Los valores que resulten de la prueba, deben ser comparados con registros históricos, en condiciones atmosféricas similares, tomando en consideración que diferencias entre estos valores muy excesivas, resaltan un deterioro o contaminación del aislamiento.

Es de gran importancia en pruebas individuales es el índice de polarización y de absorción. Para estos índices se consideran valores normales aquellos:

a.- Índice de polarización  $\geq 2$

b.- Índice de absorción  $\geq 1.25$

Valores que son adoptados para equipos nuevos.

c.- Índices menores que 1 indican problemas serios en el aislamiento del equipo.

d.- Valores entre los considerados normales y 1 pueden ser cuestionables.

No existe valor mínimo patrón establecido, sin embargo, para casos en que no existen resultados comparativos anteriores, se aconseja usar uno de los obtenidos por la siguiente formulación: Las mismas que están basada en las experiencias del fabricante del MEGGER (James Biddle)

$$R = \frac{C * E}{\sqrt{kVA}} (M\Omega)$$

Donde:

R = Resistencia numérica a 20°C del aislamiento medido en 1 minuto del devanado a tierra con los otros a guarda o de devanado a devanado con la carcasa a guarda

C = Constante para medidas a 20°C 1.5 para transformadores en aceite 30 para transformadores secos o llenos de compuestos

KVA = Potencia nominal del devanado en prueba

E = Voltaje nominal en voltios del devanado en prueba

Esta fórmula es para transformadores monofásicos. Para transformadores trifásicos se tiene:

E = Voltaje nominal de uno de los devanados (fase-fase para conexiones en delta y fase neutro para conexiones en estrella)

KVA = Potencia nominal del devanado trifásico completo en prueba. De acuerdo a la norma IEEE

$$R = \frac{V}{kVA + 1000} (M\Omega)$$

Donde:

R = Resistencia de aislamiento a 75°C obtenido en un minuto.

V = Voltaje nominal en voltios del devanado en prueba o el mayor valor entre los voltajes nominales de los devanados ensayados

KVA = Potencia nominal del transformador

Los valores resultantes tendrán que referírseles a valores estándar referidos a una temperatura de 20°C. Es recomendable realizar para cada una de las conexiones (entre devanados y devanados tierra), las curvas que indican la variación de la resistencia con el tiempo para poder iniciar el análisis de los valores obtenidos:

Curvas que presenten una estabilización del valor de la resistencia de aislamiento entre los 3 primeros minutos de prueba, indicarán un equilibrio de la característica de

absorción sobre la de conducción; debido a pequeñas resistencias de dispersión presentes en el interior del autotransformador, ya sea por deterioro creciente del aislamiento o del aceite.

Curvas cuyos valores muestren un crecimiento constante durante los 10 minutos de duración de la prueba, indicarán características saludables tanto del aislamiento de los devanados, así como del aceite aislante.

## **CONSIDERACIONES**

La prueba de resistencia de aislamiento se la realiza en fábrica como parte de las pruebas de rutina y en campo como parte de las pruebas de recepción. La medición es realizada en cada devanado del transformador. Antes durante y después de la prueba se debe tener presente las siguientes consideraciones:

### **Antes de la prueba**

Se debe considerar los siguientes aspectos antes de ejecutar la prueba:

- El transformador debe estar consignado mediante Orden de Trabajo.
- Considerar aspectos de seguridad previo a los trabajos arnés de seguridad y EPP.
- Los interruptores y seccionadores adyacentes deben estar abiertos de manera visible.
- Verificar la no presencia de voltajes, o en su defecto conexión de puestas a tierra locales para trabajo.
- El sistema de enfriamiento del transformador debe estar apagado, bombas y ventiladores.
- Verificación de estado de los cables no rotos o con sospecha de daño, si hay sospecha utilizar una medición con patrón de referencia.
- Esta prueba en general debe ser realizada posterior a las pruebas de corriente de excitación y SFRA
- El transformador debe estar completamente desconectado del sistema.
- Se deben desconectar por completo los cables aéreos de todos los bushings de alta, baja y terciario del transformador
- Neutro del transformador no debe estar conectado de tierra.
- La porcelana de los bushings debe ser limpiada para proceder a realizar la prueba

## **Después de la prueba**

Se debe considerar los siguientes aspectos después de la prueba:

- Se debe conectar el neutro del transformador sólidamente a tierra y verificar el torque.
- Se deben conectar los cables de fuerza nuevamente a los bushings en los lados de alta, baja y terciario del transformador con el toque adecuado.

## **Durante la prueba**

Se debe considerar los siguientes aspectos durante la prueba:

- Registrar temperatura del aceite, ambiente durante la prueba.
- Registrar la posición del DETC, en la que se encuentra el transformador antes de ejecutar la prueba, realizar una primera medición en la posición actual.
- Si la prueba es con propósito de mantenimiento se deben realizar mediciones acordes al tiempo disponible.
- Finalizada la prueba se debe desmagnetizar el transformador, previa su energización para reducir las corrientes de inrush.

## **Personal y herramientas**

Para ejecución de las pruebas de resistencia de devanados, se necesita contar con las siguientes herramientas y personal capacitado.

- Ingeniero eléctrico especialista en pruebas eléctricas
- Liniero
- Juego de puestas a tierra locales
- Termómetro e hidrómetro ambiental
- Juego de llaves y rachas para conexiones aéreas

## **PROCEDIMIENTO**

Se debe cumplir con las consideraciones antes indicadas, se inician los trabajos para medición de la resistencia de aislamiento bajo el siguiente procedimiento:

1.- Se debe desenergizar completamente el transformador para lo cual se debe seguir el siguiente procedimiento de seguridad industrial:

- Se debe realizar la Charla de seguridad industrial y revisión del Equipo de Protección Personal (EPP) por parte del jefe de trabajo, ya que se puede trabajar con instalaciones energizadas, alturas o caídas de material.
  - Se debe verificar que los interruptores adyacentes al transformador, en sus bahías de alta y baja se encuentren abiertos.
  - Adicionalmente a esto se debe verificar que los seccionadores adyacentes a los interruptores en las bahías de alta y baja tensión se encuentre abiertos visiblemente
  - Se debe ubicar los selectores locales/remoto, en estado local en todos los equipos de corte y seccionamiento relacionados al transformador de potencia
  - Se debe aterrizar los lados de alta y baja tensión del transformador para descargar el equipo y proceder a desconectar.
  - Se debe delimitar la Zona de trabajo con cinta de precaución
2. Se debe desconectar por completo los cables aéreos de los bushings de alta, baja tensión y terciario (cuando aplique)
  3. Se debe desconectar el neutro de tierra y dejarlo flotando
  4. Se prepara el equipo de prueba con sus conexiones, programación del mismo, preparación de cables, etc, para realizar la prueba.
  5. Como parte del proceso de recepción del transformador se debe verificar los resultados de fábrica y los procedimientos o modos de conexión realizados, de tal forma que en sitio se realicen en las mismas conexiones.
  6. En este punto se va a describir las conexiones que deben realizarse dependiendo el tipo de transformador que se tenga. Para este caso de estudio se realizará la prueba a un transformador trifásico de tres devanados.

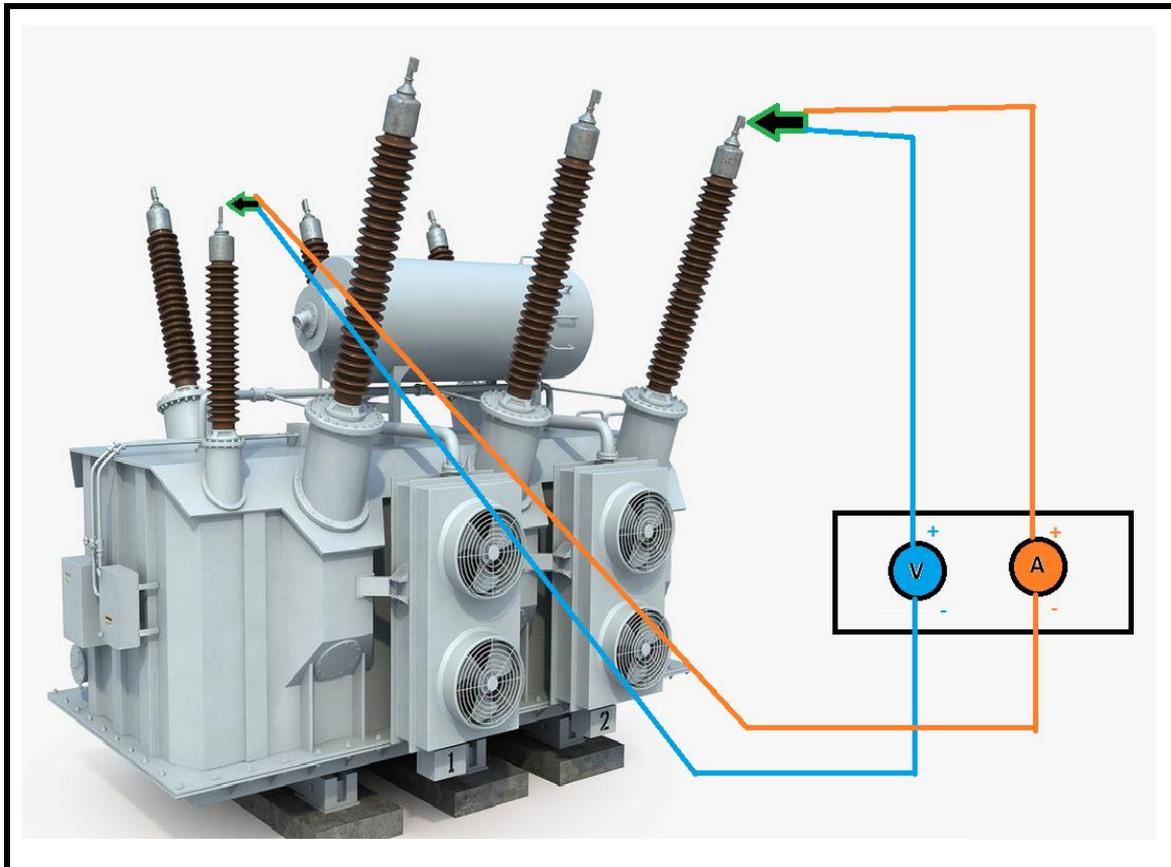
### **Transformador trifásico de tres devanados**

En el transformador de tres devanados se debe realizar lo siguiente:

- Verificar que los terminales en el lado de alta Tensión, Baja tensión y Terciario de los Transformadores de Potencia a probar estén desconectados.
- Registrar temperatura del aceite, ambiente durante la prueba.
- Cortocircuitar los devanados de Alta Tensión y media tensión (H1, H2, H3, N-X1X2X3-N) con respecto al Terciario Y1Y2Y3
- La cuba y el Núcleo están aterrizados
- Realice la prueba de cada devanado por separado

- Realizar la medición inyectando un voltaje de 5000 o 10000 Vc.d. en los terminales de alta vs Tierra, Alta vs Terciario y Terciario vs Tierra, los valores obtenidos deben estar dentro de los parámetros establecidos en los reportes de prueba del fabricante.
- Las pruebas a realizarse son:
  - Alta tensión respecto a Tierra
  - Alta tensión respecto a Baja tensión
  - Baja tensión respecto a Tierra y entre bobinados de Baja tensión.
- Los resultados obtenidos son almacenados en los formatos de los propios equipos y adicional transcritos a los formatos de la sección de mantenimiento de subestaciones para propósito de registro y análisis, en dichos formatos se realizará la corrección de temperatura hasta los 75 °C, mediante la fórmula la cual debe considerar el material de los devanados para una corrección apropiada y comparable.
- Durante la ejecución de la prueba los resultados que se van obteniendo se contrastan con los valores de fábrica, a fin de detectar discrepancias de manera oportuna
- Finalizada la prueba desmagnetizar el Transformador.
- Desconectar equipo de prueba y normalizar Transformadores

#### 4. PROCEDIMIENTO MEDICIÓN Y EVALUACIÓN DE RESISTENCIA DE DEVANADOS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA



<b>Zona operativa</b>		<b>Fabricante</b>	
<b>Subestación</b>		<b>Tipo</b>	
<b>Patio</b>		<b>Año</b>	
<b>Bahía</b>		<b>N° serie</b>	
<b>Equipo</b>			
<b>Identificación</b>			

## Objetivo

Detectar problemas relacionados con los devanados de transformadores de potencia, para evaluar estado mecánico de los mismos.

## Objetivo Específicos

- Detectar presencia de malos contactos en conexiones de bushings.
- Detectar deterioro o contaminación en los cambiadores de tomas de transformadores de potencia.
- Detectar circuitos abiertos o roturas en devanados de transformadores.
- Detectar cortocircuitos entre espiras de devanados de transformadores.

## Principio eléctrico

El método utilizado para realizar la medición de resistencia de devanados es el de cuatro cables también denominado (amperímetro – Voltímetro), en la actualidad la sección de mantenimiento de subestaciones cuenta con equipos que realizan esta función, para lo cual el equipo inyecta un valor de corriente DC y mide el voltaje entre los puntos de inyección obteniéndose una resistencia por medio de la ley de Ohm.

La inyección de corriente debe ser suficiente para saturar el núcleo de acero al silicio del transformador con lo cual la medición es estable y no varía más allá del 0.1 %. Durante el proceso de medición es necesario registrar la temperatura del devanado, para lo cual se utiliza un promedio de la temperatura del aceite entre parte alta y parte baja del tanque. La figura N°1 presenta el principio de medición de los cuatro cables o puente Kelvin.

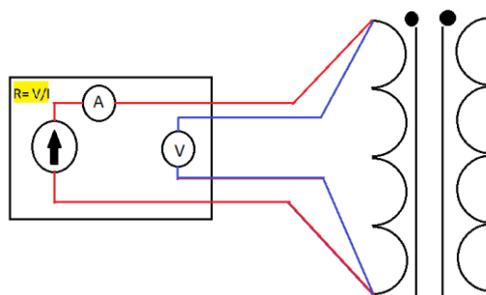


Figura N°1 Medición de resistencia de devanados

## Consideraciones

La prueba de resistencia de devanados se la realiza en fábrica como parte de las pruebas de rutina y en campo como parte de las pruebas de recepción. La medición es realizada en cada devanado del transformador y en cada posición de los cambiadores de tomas desenergizados DETC como en los cambiadores bajo carga OLTC. Antes

durante y después de la prueba se debe tener presente las siguientes consideraciones:

### **Personal y herramientas**

Para ejecución de las pruebas de resistencia de devanados, se necesita contar con las siguientes herramientas y personal capacitado.

- Ingeniero eléctrico especialista en pruebas eléctricas
- Liniero
- Juego de puestas a tierra locales
- Termómetro e hidrómetro ambiental
- Juego de llaves y rachas para conexiones aéreas

### **Consideraciones antes de la prueba**

Se debe considerar los siguientes aspectos antes de ejecutar la prueba:

- El transformador debe estar consignado mediante Orden de Trabajo.
- Considerar aspectos de seguridad previo a los trabajos arnés de seguridad y EPP.
- Los interruptores y seccionadores adyacentes deben estar abiertos de manera visible.
- Verificar la no presencia de voltajes, o en su defecto conexión de puestas a tierra locales para trabajo.
- El sistema de enfriamiento del transformador debe estar apagado, bombas y ventiladores.
- Verificación de estado de los cables no rotos o con sospecha de daño, si hay sospecha utilizar una medición con patrón de referencia.
- Esta prueba en general debe ser realizada posterior a las pruebas de corriente de excitación y SFRA
- El transformador debe estar completamente desconectado del sistema.
- Neutro del transformador no debe estar conectado de tierra.

### **Consideraciones durante la prueba**

Se debe considerar los siguientes aspectos durante la prueba:

- Registrar temperatura del aceite, ambiente durante la prueba.
- Registrar la posición del DETC, en la que se encuentra el transformador antes de ejecutar la prueba, realizar una primera medición en la posición actual.

- Si la medición es con propósito de puesta en servicio se deben realizar las mediciones en todas las posiciones del DETC y OLTC.
- Si la prueba es con propósito de mantenimiento se deben realizar mediciones acordes al tiempo disponible.
- Finalizada la prueba se debe desmagnetizar el transformador, previa su energización para reducir las corrientes de inrush.

### **Procedimiento**

Cumplir las consideraciones del punto (4), se inician trabajos para medición de la resistencia de los devanados bajo el siguiente procedimiento:

- Verificar limpieza de terminales del transformador antes de realizar las pruebas.
- Verificar en placa las corrientes nominales de los devanados del transformador, La prueba se realiza con la inyección de corriente DC en los devanados a ser medidos, la corriente de prueba a ser inyectada no debe superar el 15% de la corriente nominal del devanado probado, o no superar los 10 A DC según el equipo utilizado en la prueba.
- Realizar la conexión de los cables de inyección y medición, los cables de prueba deben ser conectados de tal manera que la resistencia de conexión sea mínima y segura para evitar la desconexión durante la prueba.
- Registrar la temperatura de los devanados del transformador durante la prueba, la temperatura es obtenida por la del aceite, de existir un termómetro en la parte inferior del tanque se trabaja con el promedio superior – inferior, en caso contrario se utiliza la temperatura de la parte superior del tanque restado 5.
- La sección de mantenimiento de subestaciones tiene dos modelos de equipos de prueba con facilidades para ejecutar pruebas de resistencia de devanados, los que han sido específicamente adquiridos para este propósito, equipos DVpower y TRAX:
  - Equipo DVpower: equipo para pruebas de resistencia de devanados con rango de corrientes hasta 25 A DC, conexión trifásica y prueba en secuencia automática. Con función de desmagnetización.
  - Equipo TRAX: equipo multifunción con inyección de corriente de hasta 16 A DC, en conexión trifásica y prueba en secuencia manual. Con función de desmagnetización.

- Los resultados obtenidos son almacenados en los formatos de los propios equipos y adicional transcritos a los formatos de la sección de mantenimiento de subestaciones para propósito de registro y análisis, en dichos formatos se realizará la corrección de temperatura hasta los 75 °C, mediante la formula la cual debe considerar el material de los devanados para un corrección apropiada y comparable.
- Durante la ejecución de la prueba los resultados que se van obteniendo se contrastan con los valores de fábrica, a fin de detectar discrepancias de manera oportuna.
- En transformadores de potencia YNynd1, se realizará la medición en todas las posiciones tanto del OLTC como del DETC, las mediciones a realizarse son entre fases y neutro para las estrellas y entre fases para las conexiones en triangulo.
- En Autotransformadores de potencia en conexión YNad1, se realizará la medición en todas las posiciones tanto del OLTC como del DETC, las mediciones a realizarse son entre fases y neutro para las estrellas y entre fases para las conexiones en triangulo. Algunos fabricantes presentan mediciones de resistencia de devanados en Autotransformadores en H1X1; H2X2; H3X3, para pruebas de puesta en servicio esta medición se realizará.
- Las consideraciones anteriores se utilizan para los Transformadores y Autotransformadores monofásico dependiendo el caso.
- Finalizada la prueba desmagnetizar el Transformador.
- Desconectar equipo de prueba y normalizar Transformadores.

### **Resultados y Análisis**

En general los devanados son probados en busca de evidencia de desplazamiento físico o alguna distorsión, rotura en las conexiones o cortocircuitos entre espiras y altas resistencia de contactos en los cambiadores de tomas bajo carga OLTC y conexión de los bushings. Los resultados son analizados mediante comparación entre fases o con resultados de fábrica. La resistencia entre fases debe estar dentro del **2-5% (IEEE C57-152)**, adicional la comparación con mediciones de fábrica puede ser satisfactoria si cumple con el **1% (CIGRE 445)**, para efectuar la comparación es necesario realizar la corrección a una temperatura referencia de 75°C.

El cálculo de diferencia entre los valores entre fase se realiza mediante la siguiente descripción:

La corrección de temperatura se realiza por la siguiente fórmula

$$R_{75} = R_m \left( \frac{75^\circ\text{C} + T_k}{T_m^\circ\text{C} + T_k} \right)$$

Donde

$T_k$  : 234.5 °C para el cobre y 225 °C para el aluminio

$R_m$  : Resistencia medida

$T_m$  : Temperatura a la cual se tomó la medición en °C

