

**TRABAJO DE INVESTIGACIÓN
MAESTRIA EN GESTION INDUSTRIAL
METODOLOGIA PARA EL DESARROLLO DE UN MODELO DE GESTIÓN DE
MANTENIMIENTO APLICADO A SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA**

Título			
METODOLOGIA PARA EL DESARROLLO DE UN MODELO DE GESTIÓN DE MANTENIMIENTO APLICADO A SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.			
Datos del alumno			
Nombre alumno: William Mahecha Méndez		Departamento: Maestría en Gestión Industrial	
Número de cédula	1.110.455.211	Teléfono:	311 671 5353
E-mail:	willymahe@hotmail.com, coordinadortolima@fyringenieros.com		
Director(es):			
Nombre & E-mail	Rol	Departamento/ Facultad	Institución
Oswaldo López Santos	Codirector/revisor	Ing. Electrónica	Unibague
Grupo(s) de investigación involucrados			
Grupo	Programa/Institución	Línea de investigación	
D+TEC	Universidad de Ibagué	Sistemas mecánicos y electrónicos	
Empresas/sectores beneficiarios			
Sector		Empresas/gremios	
Energético		Enertolima S.A. E.S.P.	
Energético		FYR Ingenieros LTDA	
Información complementaria			
Duración del trabajo de investigación (en meses):			
Modalidad de proyecto (marcar con una 'X'):	Investigación básica <input type="checkbox"/>	Investigación aplicada <input checked="" type="checkbox"/>	Desarrollo tecnológico <input type="checkbox"/>
Palabras claves:	Mantenimiento, confiabilidad, gestión, subestaciones eléctricas.		



**METODOLOGIA PARA EL DESARROLLO DE UN MODELO DE GESTIÓN DE
MANTENIMIENTO APLICADO A SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA**

WILLIAM MAHECHA MÉNDEZ

UNIVERSIDAD DE IBAGUE
FACULTAD DE INGENIERIA
MAESTRIA EN GESTION INDUSTRIAL
IBAGUE
2019

**METODOLOGIA PARA EL DESARROLLO DE UN MODELO DE GESTIÓN DE
MANTENIMIENTO APLICADO A SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA**

WILLIAM MAHECHA MÉNDEZ

Trabajo final de Maestría presentado como requisito para optar al título de:

MAGISTER EN GESTIÓN INDUSTRIAL

DIRECTOR:

Prof. OSWALDO LOPEZ SANTOS, PhD

**UNIVERSIDAD DE IBAGUE
FACULTAD DE INGENIERIA
MAESTRIA EN GESTION INDUSTRIAL
IBAGUE
2019**

AGRADECIMIENTOS

Agradecimientos a mi familia por su apoyo incondicional y comprensión por el tiempo dedicado a este trabajo. Ustedes son el motor para mi crecimiento profesional y académico.

A FYR Ingenieros LTDA y en general al personal de operación y mantenimiento de subestaciones por la formación laboral; vital para el desarrollo de la investigación aquí desarrollada.

A la Compañía Energética del Tolima, Enertolima S.A E.S.P. y el área de Distribución por la información suministrada para ser analizada en el presente documento.

A el Ing. Oswaldo López por su dedicación, interés y apoyo al desarrollo del presente trabajo de grado.

A mis compañeros de maestría por su gran colaboración en el curso de las materias y demás compromisos académicos.

A María José y Carol.

A mi papá, mi mamá y mis hermanas.

*Y a todos los que de una u otra forma
manifestaron su apoyo.*

TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN	1
1. PRESENTACIÓN	2
1.1. INTRODUCCIÓN	2
1.2. JUSTIFICACIÓN	4
1.2.1. Energía en el mundo.....	5
1.2.2. Consumo energético vs. PIB	6
1.2.3. Gestión del mantenimiento	7
1.2.4. Investigación en mantenimiento.....	7
1.3. PREGUNTA DE INVESTIGACIÓN.....	8
1.4. OBJETIVOS.....	8
1.4.1. Objetivo general.....	8
1.4.2. Objetivos específicos.....	8
1.5. ESTADO DEL ARTE.....	8
2. MARCO TEÓRICO.....	11
2.1. ESTRATEGIAS DE MANTENIMIENTO	11
2.2. NORMAS INTERNACIONALES	13
2.3. CONFIABILIDAD DE EQUIPOS DE SUBESTACIÓN.....	14
2.3.1. Confiabilidad en el sector eléctrico	14
2.3.2. Concepto estadístico de confiabilidad.....	15
2.4. SISTEMAS DE POTENCIA.....	17
2.4.1. Generación	17
2.4.2. Transmisión.....	18
2.4.3. Distribución.....	18
2.5. SUBESTACIONES ELÉCTRICAS.....	18
2.5.1. Características	18
2.5.2. Clasificación	19
2.5.3. Funciones.....	19
2.5.4. Elementos	20
2.6. ACTIVOS DE SUBESTACIÓN.....	21
2.6.1. Transformador de Potencia.....	22
2.6.2. Interruptor de Potencia	23

2.6.3.	Transformadores de instrumentación	25
2.6.4.	Descargadores de Sobretensión (DPS)	25
2.6.5.	Seccionadores	26
2.6.6.	Circuitos de Control, Medida y Protección (CMP)	27
2.6.7.	Cables aislados	27
3.	CARACTERIZACIÓN Y ANÁLISIS DEL SISTEMA ELÉCTRICO	29
3.1.	CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DEL DEPARTAMENTO DEL TOLIMA	29
3.2.	REGISTRO DE EVENTOS	31
3.3.	CAUSAS DE INTERRUPCIÓN	33
3.4.	DEMANDA NO ATENDIDA – DNA	38
4.	PROPUESTA METODOLÓGICA	40
4.1.	CLASIFICACIÓN TAXONÓMICA	41
4.2.	ANÁLISIS DE CRITICIDAD Y SELECCIÓN DE EQUIPOS	43
4.2.1.	Principio de Pareto	44
4.3.	ESPECIFICACIÓN DE ÍTEMS MANTENIBLES POR EQUIPO	45
4.3.1.	Transformador de Potencia	45
4.3.2.	Interruptor de Potencia	46
4.3.3.	Cable aislado – XLPE	48
4.4.	CLASIFICACIÓN DE FALLOS SEGÚN NORMA ISO14224	49
4.4.1.	Modos de fallo	49
4.4.2.	Mecanismo de falla	52
4.4.3.	Causa de fallo	56
4.4.4.	Método de detección	59
4.4.5.	Actividades de mantenimiento ante fallos	62
4.4.6.	Matriz de fallos.	65
4.5.	PRIORIZACIÓN DE FALLOS	67
4.5.1.	Clasificación de consecuencias de falla	67
4.5.2.	Tasa de Fallos	68
4.5.3.	Indicadores de Confiabilidad	69
4.5.4.	Matriz de prioridad	72
4.6.	PLAN DE MANTENIMIENTO	74
4.6.1.	Actividades de Mantenimiento Predictivo	74
4.6.2.	Actividades de Mantenimiento Preventivo	75

4.6.3. Actividades de Mantenimiento Correctivo.....	76
4.6.4. Periodicidad de actividades de mantenimiento.....	77
4.6.5. Indicadores de Mantenimiento.....	77
5. SISTEMATIZACIÓN EN HERRAMIENTA TIC	78
5.1. REGISTRO DE MANTENIMIENTO	79
5.2. ASIGNACIÓN DE ORDEN DE TRABAJO	80
5.3. REGISTRO DE FALLOS	81
5.4. BASES DE DATOS	82
CONCLUSIONES	83
TRABAJO FUTURO	84
BIBLIOGRAFÍA	85

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Estado del arte en investigación sobre mantenimiento.....	9
Tabla 2: Principales tipos de estrategias de mantenimiento industrial.....	11
Tabla 3: Normas internacionales en gestión de mantenimiento.....	13
Tabla 4: Normativas colombianas en calidad y confiabilidad del servicio.....	14
Tabla 5: Niveles de tensión (CREG 082, 2002)	19
Tabla 6: Capacidad instalada en subestaciones de Enertolima S.A E.S.P. según nivel de tensión ...	29
Tabla 7: Capacidad instalada en subestaciones de Enertolima S.A E.S.P. por zona	29
Tabla 8: Subestaciones de distribución de nivel IV – 115KV	30
Tabla 9: Cantidad de eventos por mes (2012-2016)	34
Tabla 10: Cantidad de eventos por equipo según nivel de tensión	36
Tabla 11: Cantidad y duración de eventos por equipo según nivel de tensión	37
Tabla 12: DNA de eventos por equipo según nivel de tensión	39
Tabla 13: Nivel 1.....	41
Tabla 14: Nivel 2.....	41
Tabla 15: Nivel 3.....	42
Tabla 16: Nivel 4.....	42
Tabla 17: Nivel 5.....	42
Tabla 18: Nivel 6 – Transformador e interruptor	42
Tabla 19: Nivel 7.....	43
Tabla 20: distribución porcentual de DNA según equipos.....	44
Tabla 21: sub-unidades e ítems mantenibles en Transformador de potencia.	45
Tabla 22: Fallas asociadas a ítem mantenible de Transformador de potencia.....	46
Tabla 23: Sub-unidades e ítems mantenibles en Interruptor de potencia.	47
Tabla 24: fallas asociadas a ítem mantenible de Interruptor de potencia	47
Tabla 25: Sub-unidades e ítems mantenibles en Cable aislado - XLPE.	48
Tabla 26: Fallas asociadas a ítem mantenible de cable XLPE.....	48
Tabla 27: Modos de fallo para equipos eléctricos	49
Tabla 28: Modos de falla para transformadores de potencia por nivel de tensión.....	50
Tabla 29: Modos de falla para Interruptores de potencia por nivel de tensión	51
Tabla 30: Modos de falla para Interruptores de potencia.	52
Tabla 31: Mecanismos de falla	52
Tabla 32: Mecanismos de falla en transformadores de potencia por nivel de tensión.....	54
Tabla 33: Mecanismos de falla en interruptores de potencia por nivel de tensión.	55
Tabla 34: Mecanismos de falla en cable XLPE por nivel de tensión.....	56
Tabla 35: Causas de fallo.....	56
Tabla 36: Causas de falla en transformadores de potencia por nivel de tensión.....	58
Tabla 37: Causas de falla en interruptores de potencia por nivel de tensión.....	58
Tabla 38: Causas de falla en cables XLPE por nivel de tensión.	59
Tabla 39: Métodos de detección de fallas	60
Tabla 40: Métodos de detección de fallas para transformadores de potencia por nivel de tensión	60
Tabla 41: Métodos de detección de fallas para Interruptores de potencia por nivel de tensión	61
Tabla 42: Métodos de detección de fallas para cables XLPE por nivel de tensión	61
Tabla 43: Actividades de mantenimiento ante fallos.....	62
Tabla 44: Matriz de fallos	66

Tabla 45: Clasificación de consecuencias de falla	67
Tabla 46: Criterios de clasificación de consecuencias.....	68
Tabla 47: Tasa de fallos de equipos por nivel de tensión	68
Tabla 48: Criterios de clasificación de tasa de fallo	68
Tabla 49: Criterios de clasificación de MTBF.....	70
Tabla 50: Tiempo medio de falla (MTBF) de equipos por nivel de tensión	70
Tabla 51: criterios de clasificación de MTTR.....	71
Tabla 52: Tiempo medio de restauración (MTTR) de equipos por nivel de tensión.....	71
Tabla 53: Criterio de clasificación de Disponibilidad.....	72
Tabla 54: Disponibilidad de equipos por nivel de tensión	72
Tabla 55: Matriz de prioridad.....	73
Tabla 56: Periodicidad de actividades de mantenimiento.....	77
Tabla 57: Índices para evaluación y control del mantenimiento.....	77

LISTA DE GRAFICAS

Gráfica 1: Evolución de las expectativas de la labor de mantenimiento	2
Gráfica 2: Cambios en las técnicas de mantenimiento	3
Gráfica 3: Proceso de transformación de tensión.....	3
Gráfica 4: Proceso industrial vs proceso de transformación eléctrica.....	4
Gráfica 5: Relación PIB vs consumo energético	6
Gráfica 6: Confiabilidad de un sistema comparada según la estrategia de mantenimiento	12
Gráfica 7: Curva bañera (bathtub curve).....	16
Gráfica 8: Actividades en la cadena productiva de la energía eléctrica.....	17
Gráfica 9: Esquema básico de un transformador.....	22
Gráfica 10: Transformador de potencia 20MVA s/e Hidroprado.....	23
Gráfica 11: Partes del transformador de potencia.....	23
Gráfica 12: Partes de Interruptor de potencia s/e Papayo	24
Gráfica 13: Transformador de corriente s/e Hidroprado.....	25
Gráfica 14: Descargador de sobretensión polimérico 15KV	25
Gráfica 15: Seccionador de potencia s/e Brisas	26
Gráfica 16: Sistemas de control medida y protección (CMP)	27
Gráfica 17: Cable aislado XLPE	28
Gráfica 18: Subestaciones y redes de nivel IV en el departamento del Tolima	30
Gráfica 19: Diagrama unifilar s/e El Papayo 115/34,5/13,2KV – Representación de bahías.	31
Gráfica 20: Ejemplo de bahía o módulo de subestación - disposición de equipos.....	31
Gráfica 21: Perdidas por reducción en la tarifa para el año 2015.....	32
Gráfica 22: Representación porcentual de causas de interrupción 2012-2016.....	34
Gráfica 23: Características climatológicas regionales	35
Gráfica 24: Cantidad de eventos por mes 2012-2016.....	35
Gráfica 25: Cantidad de eventos por equipo de subestación según nivel de tensión (2012-2016) .	36
Gráfica 26: Duración de eventos por equipo de subestación según nivel de tensión (2012-2016) .	37
Gráfica 27: Representación porcentual de DNA según causas de interrupción 2012-2016.....	38
Gráfica 28: DNA por equipo de subestación y nivel de tensión (2012-2016)	38
Gráfica 29: Planteamiento de la investigación.....	40
Gráfica 30: Modelo de gestión de mantenimiento.....	41
Gráfica 31: Clasificación de la Taxonomía.....	41
Gráfica 32: Distribución porcentual de DNA según equipos.....	43
Gráfica 33: Cantidad eventos en circuitos por Fallas en equipos por año y nivel de tensión. (2012-2016)	44
Gráfica 34: Definición de limites Transformador de potencia	45
Gráfica 35: Eventos en transformadores asociadas a ítem mantenible por nivel de tensión	46
Gráfica 36: Definición de limites Interruptor de potencia	46
Gráfica 37: Eventos en interruptor de potencia asociadas a ítem mantenible por nivel de tensión	47
Gráfica 38: Definición de limites Cable aislado - XLPE	48
Gráfica 39: Eventos en cables asociadas a ítem mantenible por nivel de tensión	48
Gráfica 40: Modos de falla para transformadores de potencia.....	51
Gráfica 41: Modos de falla para Interruptores de potencia por nivel de tensión	51
Gráfica 42: Modos de falla para cables por nivel de tensión	52
Gráfica 43: Mecanismos de falla en transformadores de potencia por nivel de tensión.....	55

Gráfica 44: Mecanismos de falla para interruptores de potencia por nivel de tensión.	55
Gráfica 45: Mecanismos de falla para interruptores de potencia por nivel de tensión.	56
Gráfica 46: Causas de falla para transformadores de potencia por nivel de tensión.	58
Gráfica 47: Causas de falla para interruptores de potencia por nivel de tensión.....	59
Gráfica 48: Causas de falla para cables XLPE por nivel de tensión.	59
Gráfica 49: Métodos de detección de falla para transformadores de potencia por nivel de tensión.	61
Gráfica 50: Métodos de detección de falla para Interruptores de potencia por nivel de tensión. ..	61
Gráfica 51: Métodos de detección de falla para cables XLPE por nivel de tensión.	62
Gráfica 52: Actividades de mantenimiento ante fallos de transformadores de potencia.....	64
Gráfica 53: Actividades de mantenimiento ante fallos de transformadores de potencia.....	64
Gráfica 54: Actividades de mantenimiento ante fallos de Interruptores de potencia.	64
Gráfica 55: Actividades de mantenimiento ante fallos de Interruptores de potencia.	65
Gráfica 56: Actividades de mantenimiento ante fallos de cables XLPE.	65
Gráfica 57: Actividades de mantenimiento ante fallos de cables XLPE.	65
Gráfica 58: Función de confiabilidad $R(t)$ para equipos de nivel III	69
Gráfica 59: Presentación de plantillas de ingreso	78
Gráfica 60: Propuesta de funciones para APP.....	79
Gráfica 61: Plantillas de registro de mantenimiento	80
Gráfica 62: Plantillas de asignación de ODT	80
Gráfica 63: Registros de fallos.....	82
Gráfica 64: Bases de Datos.....	82

LISTA DE ANEXOS

Anexo A: Todo Zona Causa 18 (para vista completa ver anexo en Excel).....	A
Anexo B: Causas de Eventos (para vista completa ver anexo en Excel)	B
Anexo C: Listado de Circuitos Enertolima (para vista completa ver anexo en Excel)	C
Anexo D: datos específicos de equipos (para vista completa ver anexo en Excel).....	D
Anexo E: Formato 50 – calculo DNA (para vista completa ver anexo en Excel).....	E
Anexo F: Formato plan de mantenimiento (para vista completa ver anexo en Excel).....	F
Anexo G: cálculos de indicadores (para vista completa ver anexo en Excel).....	G
Anexo H: Ítems mantenibles Interruptor Siemens 15KV (para vista completa ver anexo en Excel) .	H
Anexo I: Listado Subestaciones (para vista completa ver anexo en Excel)	I
Anexo J: Matriz de Fallos (para vista completa ver anexo en Excel)	J
Anexo K: Matriz de Prioridad (para vista completa ver anexo en Excel).....	K
Anexo L: Taxonomía de subestaciones (para vista completa ver anexo en Excel).....	L

LISTA DE ABREVIATURAS

ACIEM: Asociación Colombiana de Ingenieros
ANSI: Instituto Nacional Estadounidense de Estándares
APP: Aplicación informática
CID: Centro de investigaciones para el desarrollo
CM: Mantenimiento Correctivo
CMMS: Gestión del Mantenimiento Asistido por Computadora
CMP: Control, Medida y Protección
CREG: comisión reguladora de energía y gas
CT: Transformador de Corriente
DANE: Departamento Administrativo Nacional de Estadística
DES: Duración de las Interrupciones en Horas
DPS: Descargador de Sobretensión
FES: Frecuencias de las Interrupciones en número de Veces
HV/MV: Alta Tensión / Media Tensión
ICER: Informes de Coyuntura Económica Regional
IEC: Comisión Electrotécnica Internacional
IEEE: Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica
IRAD: Índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad
ISO: Organización Internacional de Normalización
ITAD: Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad
JIT: Justo a tiempo
KV: Kilo Voltios
MBR: Mantenimiento Basado en Riesgo
MTBF: Tiempo Medio Entre Fallas
MTTR: Tiempo medio de Reparación
MW: Mega Watios
NTC: Norma Técnica Colombiana
ODT: Orden de Trabajo
OR: Operador de red
PIB: Producto Interno Bruto
PT: Transformador de Potencial
RCM: Mantenimiento Centrado en Confiabilidad
SAE: Sociedad de Ingenieros Automotores
SAIDI: Total Promedio de Interrupción por usuario en un periodo determinado.
SAIFI: Frecuencia Media de Interrupción por usuario en un periodo determinado
SDL: Sistema de distribución local
SF6: Hexafluoruro de Azufre
STR: sistema de transmisión regional
TF: Transformador de Potencia
TI: tecnologías de la información
TPM: Mantenimiento Productivo Total
TQM: Gestión Total de la Calidad
UNAM: Universidad Nacional Autónoma de México
UNEP: Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente
UPME: unidad de planeación minero energética
VHF: Muy Alta Frecuencia
XM: Compañía Expertos en Mercados

RESUMEN

La gestión de activos y en especial el mantenimiento de estos, ha cobrado gran importancia en la actualidad en todo tipo de industria. La alta disponibilidad de equipos y maquinaria en las empresas productoras de bienes y servicios, demandan que la manutención sea un área de gran desarrollo y evolución. En el contexto del sector energético, esta disponibilidad y necesidad de mantenimiento cobra especial relevancia por el motor de desarrollo que implica este sector. El presente trabajo propone una metodología, con la cual, se puede implementar un modelo de gestión de mantenimiento mejorado aplicado a subestaciones de distribución de energía eléctrica. Para ello, se aplica teoría de mantenimiento industrial y de gestión de activos, así como otras estrategias traídas desde un contexto globalizado al caso específico del mantenimiento de subestaciones. Se busca que la metodología propuesta sea replicable, por lo que se soporta en estandarizaciones internacionales como la norma ISO14224, la cual se ha aplicado también en el ámbito energético, más específicamente en el sector petrolero. Puesto que el principal objetivo de todo plan de gestión de mantenimiento es maximizar la confiabilidad de las instalaciones, se seleccionan para el estudio, los equipos más relevantes de las subestaciones del sistema eléctrico. Los análisis se realizan a partir del registro histórico de fallos y los indicadores de impacto de los mismos sobre la calidad en la prestación del servicio de suministro de energía eléctrica en el departamento del Tolima. Esto corresponde al reporte de los eventos de falla ocurridos en el sistema eléctrico del departamento en una ventana de tiempo determinada, y que son causados por las fallas de alguno de los equipos de subestaciones. La metodología propuesta está soportada en el diseño de una APP como herramienta tecnológica, la cual permitirá realizar la gestión de mantenimiento de forma más eficiente, confiable y oportuna.

1. PRESENTACIÓN

1.1. INTRODUCCIÓN

Durante las últimas décadas, la gestión de activos y dentro de esta, el mantenimiento, ha sido una de las disciplinas que más ha evolucionado y adquirido relevancia dentro de las empresas. Esto se debe en gran medida, a la gran diversificación en activos, equipos y maquinaria en general que hoy conforman la infraestructura de cualquier industria (Moubray, 2000). Con esto, las tareas de mantenimiento deben adaptarse permanentemente a este constante cambio. Factores como la confiabilidad, la seguridad, el medio ambiente, la calidad de producto o servicio, la disponibilidad de planta, y los costos, entre otros, son muy importantes para las áreas de mantenimiento en la industria, así como puede apreciarse en la Gráfica 1. Por lo tanto, el personal encargado de esta área se ve obligado a adoptar nuevas maneras de pensar tanto desde el punto de vista de ingeniería como desde el gerencial (Moubray, 2000).



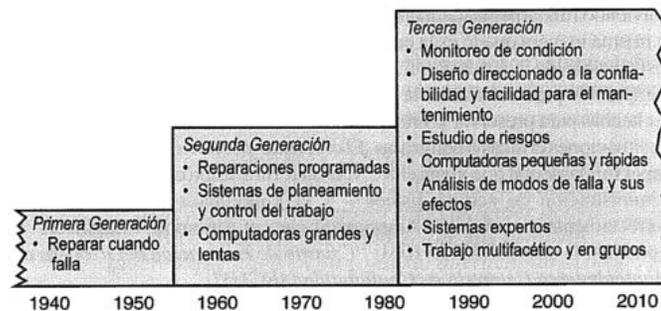
Gráfica 1: Evolución de las expectativas de la labor de mantenimiento

Fuente: (Moubray, 2000)

La actual visión del mantenimiento se encamina a tener cada vez más altos niveles de disponibilidad, y reducir al máximo los tiempos y costos de parada. Estos tiempos de parada de cualquier proceso, reducen la producción, aumentan los costos operacionales y afectan el servicio al cliente, entre otros. Las nuevas tendencias en la industria mundial como el “Justo a tiempo” (JIT), agravan aún más esta situación haciendo que una falla de larga duración en un equipo provoque la parada total de una planta (Duffua, Raouf, & Campbell, 2000).

Adicionalmente, la confiabilidad y la disponibilidad de planta y equipos se han convertido en factores clave en la automatización de los procesos industriales. A medida que crece la dependencia hacia estos automatismos, también crece el costo de mantenerlos y operarlos. Con el fin de tener una máxima tasa de retorno en estas inversiones, se hace indispensable el tener los mismos trabajando eficientemente tanto como se pueda. En consecuencia de lo anterior en las últimas décadas, la gestión del mantenimiento ha pasado de tener un costo casi sin importancia, a estar en la más alta prioridad (Moubray, 2000).

Este desarrollo de la gestión del mantenimiento, tal como se ve en la gráfica 2, ha impulsado un crecimiento de nuevos conceptos y técnicas aplicadas al mantenimiento, que incluyen sistemas administrativos y de control en diferentes áreas, tales como herramientas de soporte para la toma de decisiones, estrategias organizativas, metodologías, diseño, etc.



Gráfica 2: Cambios en las técnicas de mantenimiento

Fuente: (Moubray, 2000)

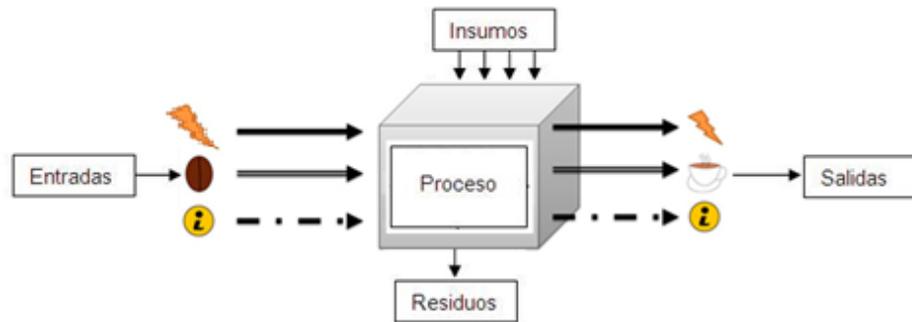
Estos sistemas productivos no son más que un grupo de componentes que trabajan de manera conjunta para conseguir un objetivo común (Duffua et al., 2000). Los sistemas productivos se ocupan de convertir entradas (“inputs”), en productos que satisfacen las necesidades de los clientes. La principal salida u “output” de un sistema de producción son los productos terminados; y una salida secundaria puede ser la falla de un equipo. Este “output” secundario genera entonces una demanda de mantenimiento. El sistema de mantenimiento toma la falla como una entrada y le aplica un conocimiento experto, mano de obra calificada y repuestos, produciendo como salida, un equipo o elemento en óptimas condiciones que ofrece una capacidad de producción de nuevo al sistema (Duffua et al., 2000).



Gráfica 3: Proceso de transformación de tensión

Fuente: Autor

La forma como opera una subestación eléctrica, puede ser vista como un proceso productivo según la anterior definición; para este símil, se considera el “input” o entrada al proceso, y el “output” o salida del proceso energía eléctrica, pero con características diferentes en su entrada respecto a su salida (ver gráfica 3). Esto quiere decir que en una subestación eléctrica se produce un proceso de transformación (se reduce el voltaje y se aumenta la corriente). La típica subestación de distribución de energía eléctrica recibe un nivel de voltaje alto el cual necesita reducir y adaptar a las características de demanda propias del usuario final. De esta similitud parte la aplicabilidad de las teorías de mantenimiento industrial en el sector eléctrico y más específicamente en el mantenimiento de subestaciones de distribución eléctrica. La idea anterior se puede representar gráficamente como se muestra en la gráfica 4:



*Gráfica 4: Proceso industrial vs proceso de transformación eléctrica.
Fuente: Autor*

Con la aparición de nuevas tecnologías aplicables tanto a los equipos usados en los sistemas eléctricos, como a los equipos usados para las pruebas de los mismos, se hace necesario que se adopten procedimientos que optimicen el mantenimiento. Es de considerar que la mayoría de sistemas eléctricos están compuestos tanto por equipos modernos, como por otros muy antiguos, los cuales, sin importar su edad, requieren de monitoreo y gestión constantes. Esto se hace con el fin de anticiparse a posibles fallas o problemas, puesto que estos, terminan afectando su disponibilidad y afectan directamente la prestación del servicio de energía (Harper, 2009). El mantenimiento de estos equipos eléctricos hoy en día, y muy frecuentemente, es determinado por especificaciones de los fabricantes, y a partir de lo señalado en los manuales de usuario, se realiza la formulación de los planes de mantenimiento en instalaciones eléctricas.

Cuando el suministro de la energía eléctrica se interrumpe por cualquier razón, durante un tiempo específico, los usuarios se ven obligados a reprogramar, cancelar o modificar algunas de sus actividades, con lo cual, experimentan una pérdida de bienestar, puesto que no reciben el producto terminado mencionado anteriormente. Tal pérdida constituye un costo que los usuarios asumen por la interrupción del suministro (CID & Antioquia, 1997). La remuneración que reciben los operadores de red (OR), responsables de los activos del sistema de distribución local (SDL) y del sistema de transmisión regional (STR), se disminuye cuando se incumplen las metas y las exigencias señaladas en la prestación del servicio de energía (CREG 052, 2012).

La principal meta de cualquier sistema de producción, es maximizar las utilidades a partir de las oportunidades disponibles, y la meta secundaria tendrá que ver con los aspectos económicos y técnicos de los procesos de conversión propios del proceso productivo. Los sistemas de gestión del mantenimiento contribuyen al logro de estas metas, al maximizar las utilidades y por ende la satisfacción del cliente. Lo anterior se logra minimizando los tiempos de parada, mejorando la calidad del servicio, incrementando la productividad, la disponibilidad de los activos y la confiabilidad de los mismos, entre otros.

1.2. JUSTIFICACIÓN

Hoy en día las organizaciones tienen la preocupación de implementar estrategias de mejora continua en sus procesos en aspectos como la calidad y el aprovechamiento de recursos, permitiéndole con esto alcanzar sus objetivos corporativos. Adicionalmente, el aumento de la producción mundial y los mercados globalizados, llevan a muchas organizaciones a buscar maneras de obtener mayor rendimiento en costos y calidad. Esto ha traído cada vez más atención hacia la gestión del mantenimiento por el papel que juega en contribuir a maximizar la productividad de una organización (Ardila, Ardila, Rodríguez, & Hincapié, 2013; Luxhøj, Riis, & Thorsteinsson, 1997).

El mantenimiento ha dejado de ser aquella área que buscaba como único objetivo mantener en un estado operacional los sistemas, y ha pasado a convertirse ahora, en la herramienta indispensable para toda organización que busca conseguir sus metas (Escobar Mejía, Holguin, & Betancourt, 2007).

Las características variables de las regiones y mercados, la evolución tecnológica, y el desarrollo en las Tecnologías de Información (TI), son factores que influyen considerablemente en la gestión del mantenimiento actual y futuro. Hoy se entiende entonces, que el mantenimiento de los activos físicos requiere un conjunto de habilidades mejoradas y más sofisticadas con una demanda de conocimientos actualizados continuamente. Las soluciones en mantenimiento implican el aumento de la colaboración de expertos y operativos para resolver problemas complejos, que implican el cambio de los métodos de mantenimiento haciendo indispensable la colaboración multidisciplinaria en la toma de decisiones (Ardila et al., 2013).

Basado en lo anterior, el desarrollo del presente trabajo se justifica en la perspectiva de la importancia de la energía como motor de desarrollo y particularmente debido a la importancia de la gestión del mantenimiento en las instalaciones eléctricas, para garantizar la adecuada prestación del servicio de energía eléctrica a los usuarios finales.

Desde la perspectiva de las subestaciones de distribución de energía eléctrica, el impacto de los fallos sobre estas, tiene gran magnitud y relevancia puesto que estos son nodos del sistema eléctrico donde confluyen las redes de distribución y repercuten sobre estas y sus clientes conectados. La investigación para el desarrollo de una metodología de gestión de mantenimiento, con características replicables a cualquier empresa del sector eléctrico, puede contribuir a mejorar la confiabilidad de dichos nodos, mejorando los indicadores de prestación del servicio de energía.

1.2.1. Energía en el mundo

La evolución del sector eléctrico es propia y dependiente de la era industrial; la energía tiene un carácter estratégico para los usuarios finales y para las organizaciones que la utilizan como factor de producción, y por eso es tan importante su influencia en los sectores de la economía (Joskow, 1997).

El panorama energético a nivel mundial plantea grandes cambios, y conduce a lo que son mercados cada vez más diversificados, con una fuerte tendencia a la incorporación de energías y tecnologías más limpias, acompañado de concientización para el mejor uso de dicha energía (UPME, 2015). Esta llamada “transición energética” algunos la definen como “un conjunto significativo de cambios en los patrones de uso de la energía en una sociedad, afectando los recursos, los portadores, los equipos y los servicios energéticos” (UPME, 2015).

Pese a lo anterior, la inversión en tecnologías renovables decreció en los últimos años a nivel mundial (UNEP, 2013). En la financiación de activos por tipo de tecnología, la mayor concentración en tecnologías solar y eólica (las demás tecnologías no llegan al 15%). La biomasa y los biocombustibles y otro tipo de desarrollos emergentes, han terminado afectados por falta de recursos y apoyo estatal, lo cual es un indicativo de que estas tecnologías aún no están maduras y de que persisten obstáculos aún no superados. Ahora bien, la situación presentada en los últimos tiempos con respecto a la caída en los precios del petróleo puede revertir estas condiciones. En América Latina, los niveles aún son muy bajos, lo que permite suponer que en un futuro cercano sea factible que se incrementen significativamente las inversiones en instalación de fuentes renovables, dependiendo, eso sí, de las políticas específicas en cada país en esta materia (UPME, 2015).

Las principales características técnicas y económicas de la industria eléctrica actual (Boot, Brinkhoff, & Roukens, 2003) son:

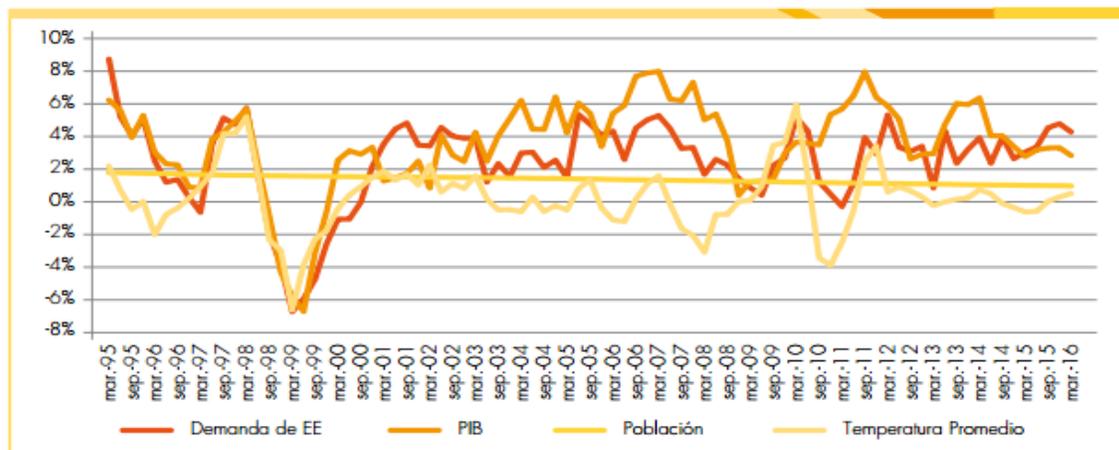
- La energía eléctrica reviste un carácter esencial, por lo que es fundamental garantizar ciertos estándares de calidad y cobertura del servicio.
- La energía eléctrica no es almacenable en cantidades significativas, entonces su producción se debe ajustar instantáneamente a su demanda.
- La operación del sistema eléctrico es el resultado de una compleja cadena en la toma de decisiones. Esto implica que cualquier perturbación de la red podría tener grandes efectos y en forma rápida y contundente.
- Los activos necesarios para el sector eléctrico requieren cuantiosas inversiones y son de carácter específico y duradero.

1.2.2. Consumo energético vs. PIB

La energía es de gran importancia en la economía tanto en la oferta como en la demanda. Desde el punto de vista de la demanda esta es uno de los ítems que el consumidor decidirá comprar para maximizar sus utilidades. En el lado de la oferta la energía es clave en la producción (Chontanawat, Hunt, & Pierse, 2006).

Parte importante del desarrollo económico en países desarrollados como en vía de desarrollo, ha sido el uso intensivo de la energía (Soytas & Sari, 2003). Este consumo de energía eléctrica se ha convertido en uno de los indicadores más relevantes, al momento de saber el comportamiento de la economía y el desarrollo industrial de un territorio (ver Grafica 5). Existe una dependencia directa entre el capital y la disponibilidad de energía, lo cual repercute sobre la producción.

Desde décadas pasadas se han desarrollado líneas de investigación para identificar políticas energéticas en un contexto de cambio climático y restricciones de la oferta para enfrentar una demanda económica mundial en constante crecimiento, originada principalmente por la explosión demográfica, así como la transición a modos de producción en masa. El suministro de energía debe crecer a la misma tasa que la demanda de bienes y servicios. (Alberto & Nieto, 2012)



Gráfica 5: Relación PIB vs consumo energético

Fuente: (UPME, 2015)

Durante la última década el consumo energético en Colombia creció a una tasa media anual de 2.9%. Se prevé, para el periodo 2012-2020, un crecimiento medio anual de la demanda de 3.9% (Aponte & Andrade, 2013).

Entre los años 2002 y 2012 la economía nacional ha crecido a una tasa anual media de 4.6%, y con respecto al nivel de precios, en esta década se ha logrado consolidar una inflación de un dígito. Por otra parte, la población nacional mantiene un crecimiento cada vez menor: para el año 2012 se estimó su crecimiento en 1.2% y se espera una reducción progresiva de esta tasa en las siguientes décadas.

En lo referente a la demanda de energía eléctrica en el Tolima, la Compañía Energética del Tolima S.A. E.S.P. (Enertolima) registró en 2010 un total de 888 millones de kW, lo que representa un aumento de 8,6% con respecto al año precedente, cuando se consumieron 818 millones de kW. Este avance se explica por el incremento de 11,3% en la demanda de la actividad comercial; así mismo, incidieron los aumentos registrados en el sector oficial (28,4%) y en los no regulados (38,5%). En este último caso, se trata de algunas empresas grandes asentadas en el departamento que adquieren el servicio de energía a Enertolima en condiciones especiales. Por su parte, el consumo de energía eléctrica en Ibagué ascendió al terminar 2010 a 350 millones de kW, lo que equivale a un avance anual de 4,1%. Los sectores que reportaron los crecimientos relativos más significativos fueron: industrial (11,5%), oficial (8,7%) y comercial (5,1%) (ICER & DANE, 2014).

1.2.3. Gestión del mantenimiento

En nuestro país, La gestión del mantenimiento se encuentra hoy en día en un proceso desarrollo tecnológico y de automatización de sus procesos. Las empresas se encuentran en la implementación de técnicas modernas para la gestión del mantenimiento, desarrolladas por especialistas externos. De igual manera, la importancia del mantenimiento dentro de las empresas, ha ido creciendo hacia niveles jerárquicos directivos, involucrando con esto, la toma de decisiones tanto técnicas como administrativas. Es más evidente hoy en día, la interacción más estrecha entre las áreas de producción y de mantenimiento, lo que fomenta la formación de los responsables de producción en relación con el mantenimiento (ACIEM, 2009).

Este desarrollo, muestra una reducción de las actividades de tipo correctivas en la industria, lo que demuestra el cambio de mentalidad hacia la prevención. Las nuevas tecnologías y metodologías aterrizadas a la gestión del mantenimiento, han reducido en gran medida las paradas forzadas, pero a su vez, han encarecido los costos de mantener dichos elementos. El conocimiento e implementación de estas metodologías de mantenimiento preventivo, deberían dar la pauta a un mayor uso dentro de las empresas, para lograr mayor confiabilidad y disponibilidad de sus instalaciones lo cual repercutirá en la reducción de costos de producción (ACIEM, 2009). Para el caso de las empresas prestadoras de servicios públicos y puntualmente el de energía eléctrica traería los mismos beneficios.

1.2.4. Investigación en mantenimiento

La gestión del mantenimiento es un factor importante en la mejora de la eficiencia de una organización, ayudando a mantener la continuidad en la producción y evitando los costosos tiempos de parada. Sin embargo, son pocos los estudios documentados sobre la mejora de las organizaciones gracias a la gestión del mantenimiento, con lo cual se puede decir, que esta es un área de investigación con un aporte potencialmente utilizable (Abreu, Martin, Fernandes, & Zacarias, 2013).

Los altos niveles de producción que exige la industria, obligan a la búsqueda constante de posibilidades de mejora y de la producción de nuevo conocimiento en la materia, haciendo que la gestión de activos represente hoy en día una gran parte de los costos operativos, dirigiendo mayor atención a esta y ayudando al desarrollo de importantes aplicaciones industriales como el Mantenimiento Productivo Total (Total Productive Maintenance – TPM) el Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (Reliability Centered Maintenance – RCM), entre otros (Ardila et al., 2013). No obstante, todas estas herramientas de ayuda, normalmente no se encuentran integradas en la investigación y en la práctica en muchas organizaciones, para este caso, en empresas del sector eléctrico. El reto está en cómo unir las de tal manera que potencien sus fortalezas (Ardila et al., 2013).

Las empresas productoras de bienes y servicios cuentan con grandes infraestructuras, y muchas investigaciones han resaltado la importancia de la gestión del mantenimiento para estas. Sin embargo, lograr una prestación de servicios públicos como el de la energía eléctrica, de alta calidad, requiere del desarrollo de más estudios e investigaciones en la gestión del mantenimiento, con el fin de lograr satisfacer las verdaderas necesidades de los usuarios finales (Gómez Fernández & Crespo Márquez, 2010). Investigaciones de este tipo, sirven de base y fundamentan el desarrollo de nuevas metodologías para la gestión del mantenimiento y la creación de nuevo conocimiento, que a su vez contribuyen al desarrollo de la industria y de regiones como el Tolima que busca tener cada vez más relevancia en el contexto del país.

1.3. PREGUNTA DE INVESTIGACIÓN

- ¿Qué metodología de gestión de mantenimiento se puede proponer, para mejorar la confiabilidad de una subestación eléctrica que opera dentro de un sistema eléctrico regional?
- ¿Cómo puede acondicionarse la propuesta para unos equipos tipo de una subestación, que hace parte del sistema eléctrico del departamento del Tolima?

1.4. OBJETIVOS

1.4.1. Objetivo general

Proponer un modelo de gestión de mantenimiento para subestaciones de distribución eléctrica, que permita mejorar la confiabilidad y reducir los riesgos de operación del sistema de potencia.

1.4.2. Objetivos específicos

1. Caracterizar las subestaciones del sistema eléctrico regional y sus condiciones de operación actual.
2. Analizar y comparar estrategias de gestión de mantenimiento que puedan implementarse en el sistema eléctrico regional.
3. Desarrollar un modelo de gestión de mantenimiento para subestaciones de distribución eléctrica.
4. Establecer un plan de mantenimiento basado en el modelo de gestión de mantenimiento propuesto.

1.5. ESTADO DEL ARTE

Dentro de los casos analizados que están relacionados con el tema propuesto en esta investigación, se encontraron artículos que han utilizado las metodologías de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad, análisis probabilísticos y teoría de confiabilidad, de manera independiente, donde las estrategias se han aplicado en gran parte a las industrias, y algunos casos puntuales, aplicados al sector eléctrico como tal, mostrando una tendencia a ser dirigidos particularmente a infraestructura, dispositivos eléctricos, electrónicos y de instrumentación (Plata, 2012). Se recurre al apoyo de normas internacionales que estandarizan los métodos utilizados como lo son la Norma de Gestión de Activos (ISO55000) y la Norma de Recogida e intercambio de datos de mantenimiento y fiabilidad de los equipos (ISO14224). Teniendo en cuenta la especificidad de los estudios encontrados, se abordan individualmente destacando los detalles de la manera en cómo son aplicadas las metodologías. Dentro de los documentos más relevantes, están los citados en la tabla siguiente:

Tabla 1: Estado del arte en investigación sobre mantenimiento

TITULO	AUTOR/ AÑO	RESUMEN	PALABRAS CLAVE
Metodología integral para gestión de activos de subestaciones	(Duran Tovar, 2015)	La metodología realiza una integración de métodos para la evaluación del envejecimiento de los activos con técnicas para determinar la condición de salud y tasas de falla, calcular indicadores de calidad de energía y evaluar obsolescencia general. Todos los métodos son tomados de diferentes normas técnicas y artículos científicos, simulados previamente con datos de prueba y después integrados de forma adecuada.	Gestión de activos, envejecimiento, confiabilidad, monitoreo de condición, tasa de fallas, aislamiento, mantenimiento.
A maintenance optimization policy for an electric power distribution system: case of the hv/mv substations	(Mahmoud i, Barkany, & Khalfi, 2014)	El trabajo describe la aplicación de una nueva metodología de mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM) para optimizar los recursos de mantenimiento y el desarrollo del plan de mantenimiento de subestaciones de distribución de HV/MV. Para ello, se realizó un estudio de caso en el equipo de sistemas de distribución de energía en Marruecos.	HV/MV Distribution Substations; Maintenance Strategy; RCM; Optimization; Asset Management
Metodología para la definición de tareas de mantenimiento basado en confiabilidad, condición y riesgo aplicada a equipos del sistema de transmisión nacional	(Martínez, 2014)	La tesis propone una forma de utilizar tecnologías existentes de mantenimiento basado en confiabilidad, el monitoreo a condición y el análisis de riesgo aplicada a equipos eléctricos del Sistema de Transmisión Nacional en empresas del sector eléctrico con el fin de programar las actividades de mantenimiento requeridas por los equipos.	Mantenimiento basado en condición, mantenimiento basado en confiabilidad, mantenimiento basado en riesgo, sistema de transmisión nacional, frecuencias de mantenimiento
Propuesta metodológica para mejorar la gestión del mantenimiento en una industria de transformación de plásticos para productos escolares, con base en asset management y rcm	(Plata, 2012)	Esta investigación presenta una integración de la gestión de activos (Asset Management) y el mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM), como una propuesta para plantear una metodología o plan estructurado en la gestión del mantenimiento, en una industria de transformación de plásticos. Se busca establecer si dicha metodología lograría ser aplicada a medianas y grandes industrias colombianas, caracterizadas por tener producciones ininterrumpidas, donde una falla puede representar el paro de la producción, con las implicaciones que esto conlleva.	Mantenimiento, RCM (Reliability Center Maintenance), Asset Management.

<p>Análisis probabilístico del mantenimiento predictivo y correctivo de máquinas eléctricas rotativas en una planta trefiladora</p>	<p>(Mata, Aller, & Bueno, 2008)</p>	<p>En este trabajo se utilizan modelos basados en cadenas de Markov e indicadores probabilísticos que permiten analizar y corregir los procesos de inspección, mantenimiento preventivo y correctivo utilizado en este tipo de plantas. Los datos obtenidos a partir de las entrevistas y registros de una planta de trefilado real se han utilizado como insumo para analizar sus procesos de mantenimiento, evaluar alternativas y proponer cambios que incrementen la disponibilidad de la planta.</p>	<p>Mantenimiento preventivo/ Mantenimiento correctivo/ Cadenas de Markov/ Disponibilidad/ Tiempo medio entre falla/ Planta trefiladora.</p>
<p>La gerencia del mantenimiento: una revisión del estado del arte</p>	<p>(Ardila et al., 2013)</p>	<p>El artículo presenta la revisión del estado del arte de la gerencia del mantenimiento, identificando problemas enfrentados por los investigadores del tema, las metodologías aplicadas y los resultados alcanzados</p>	<p>TQM, JIT, TPM, RCM, CMMS</p>
<p>Modelling using UML and BPMN the integration of open reliability, maintenance and condition monitoring management systems: An application in an electric transformer system</p>	<p>(López-Campos, Márquez, & Fernández, 2013)</p>	<p>La gestión del mantenimiento de una planta industrial ha sido siempre una actividad compleja. El objetivo de este trabajo es llenar este vacío, proponiendo una plataforma de integración de “e-maintenance” que combine las características de los tres sistemas principales. La metodología y los estándares abiertos de referencia utilizados para desarrollar la plataforma están expuestos. Los diagramas UML-BPMN representan los algoritmos emergentes del sistema diseñado. El producto final, una demostración de software se implementa en un transformador eléctrico.</p>	

Fuente: Autor

2. MARCO TEÓRICO

El marco teórico del presente trabajo se fundamenta en el estudio de tres grandes áreas. En primer lugar, la teoría de mantenimiento industrial, la cual es estudiada a través de las estrategias más utilizadas en la industria a nivel mundial. En segunda instancia, el contexto de estandarización en la gestión del mantenimiento industrial a través del estudio de las normativas aplicables, que buscan la replicabilidad de la propuesta. Por último, se busca contextualizar el fundamento técnico del presente trabajo por medio del estudio de los sistemas eléctricos de potencia y sus componentes.

2.1. ESTRATEGIAS DE MANTENIMIENTO

Las estrategias de gestión del mantenimiento han ido evolucionando de la mano con la industria a lo largo del tiempo. Partiendo de esta evolución han surgido corrientes y filosofías de mantenimiento con diferentes enfoques y prioridades, las cuales tienen en común buscar la mantenibilidad de las instalaciones y la solución de fallas y averías. Cada una de las estrategias existentes, tienen tanto ventajas como limitaciones y se pueden adaptar a distintos entornos. Dentro de la literatura especializada en gestión del mantenimiento industrial, encontramos estrategias de mantenimiento industrial como: CBM, MBR, TPM, CM, TBM y RCM, las cuales se describen a continuación:

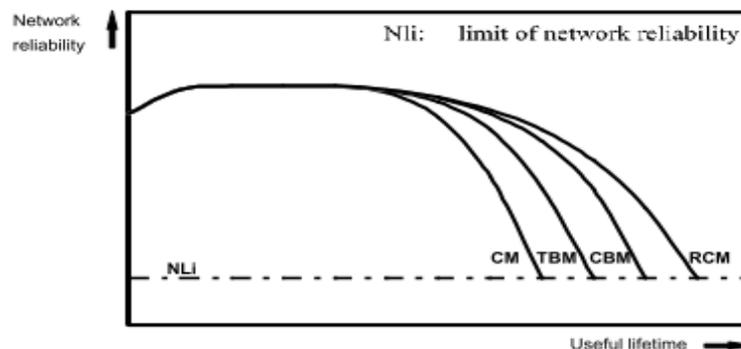
Tabla 2: Principales tipos de estrategias de mantenimiento industrial.

ESTRATEGIA	DESCRIPCION
MANTENIMIENTO BASADO EN CONDICIÓN - CBM	La estrategia basada en condición se caracteriza por la utilización de información de los equipos tales como: el resultado de inspecciones, resultados de históricos de pruebas, diagnósticos de fallos, información del comportamiento de los equipos ante eventos del sistema, datos de diseño y funcionamiento nominal. La información debe estar disponible y trazable de tal forma que permita construir reglas de diagnóstico y establecer niveles de alarma cuando se presenten condiciones de pre-falla o deterioro de una variable deseada, de tal forma que en un tiempo prudente se puedan realizar las acciones correctivas. A continuación, se indican algunas de las técnicas más usadas. (Martínez, 2014).
MANTENIMIENTO BASADO EN RIESGO-MBR	La metodología de mantenimiento basado en el riesgo se desarrolla en tres módulos principales: la determinación del riesgo, que consiste en la identificación y estimación del riesgo; la evaluación del riesgo el cual considera los criterios de valoración para la comparación con los criterios de aceptación y por último la planeación del mantenimiento considerando los factores de riesgo. La ocurrencia de fallos inesperados, el tiempo de parada asociado a las fallas, las pérdidas operacionales y los mayores costos de mantenimiento son de los principales problemas para las empresas de transmisión debido al impacto que se tiene en los usuarios. El enfoque de mantenimiento basado en el riesgo complementa una estrategia alternativa para minimizar el impacto resultante de averías o fallas. La metodología MBR consta de cuatro etapas: identificación del equipo y su estructura, identificación de los riesgos, evaluación de riesgos y programación del mantenimiento. La metodología, permite estimar el riesgo causado por una falla inesperada en función de la probabilidad de ocurrencia y la consecuencia de la falla. Se requiere de una identificación y clasificación de los equipos críticos para valorar el riesgo y lograr llevarlo con medidas de control a un nivel aceptable. La intervención de los equipos se realiza de acuerdo a la prioridad en tiempo, la cual determina la confiabilidad de la unidad constructiva o conjunto de equipos, lo que ayuda a reducir el riesgo general de la subestación. (Martínez, 2014).

MANTENIMIENTO PRODUCTIVO TOTAL - TPM	El TPM es una estrategia de mantenimiento que exige Calidad Total en el trabajo de mantenimiento, lo cual no es difícil de obtener, pero en consecuencia exige, en los sistemas en los que se aplique, llegar al nivel de “cero fallas”. Sabiendo que en sistemas de potencia la mayor parte de las fallas se deben a factores externos, que muchas veces se escapan al control (condiciones climáticas, por ejemplo), no será posible llegar al nivel de “cero fallas”, sin elevar considerablemente los costos de operación, y por ende el precio de la unidad de energía eléctrica. (Rodríguez, 2009)
MANTENIMIENTO CORRECTIVO - CM	En una estrategia de mantenimiento correctivo (CM), el reemplazo o la reparación se realiza sólo si ocurrió una falla. En el caso de un equipo donde los costos de inversión son bajos y una falla tendrá sólo un efecto menor, este procedimiento puede resultar en un menor costo total. (Balzer, Orłowska, Strnad, Schmitt, & Lehmer, n.d.).
MANTENIMIENTO BASADO EN EL TIEMPO – TBM	Una estrategia de mantenimiento basado en el tiempo (TBM) predefine intervalos enraizados en información empírica, donde los componentes se reemplazan después de un período especificado de uso. Esta estrategia se ha practicado durante muchos años como mantenimiento habitual en redes de suministro de electricidad. Este enfoque produce generalmente resultados satisfactorios. Sin embargo, no en todos los casos será la opción más rentable, ya que el equipo generalmente no permanecerá en funcionamiento hasta el final de la vida realmente posible. (Balzer et al., n.d.).
MANTENIMIENTO BASADO EN CONFIABILIDAD – RCM	El RCM es una metodología ampliamente aceptada que ha estado disponible en la industria durante más de 30 años, y ha demostrado ofrecer una estrategia eficiente para la optimización de mantenimiento preventivo, con el objeto principal de reducir los costes de mantenimiento, al mismo tiempo, aumentar la confiabilidad y la seguridad de los equipos. El procedimiento consta de dos etapas: La primera de un análisis inductivo de los fallos potenciales, en el cual típicamente se utiliza una variante del modo de fallo, efectos y análisis de criticidad, para determinar los componentes críticos del sistema; y la segunda la aplicación de los diagramas de decisión lógica llamada lógica de RCM, para especificar las categorías adecuadas del mantenimiento preventivo. (Martínez, 2014).

Fuente: Autor

De las anteriores estrategias descritas, el presente trabajo tomará como base metodológica principal, el mantenimiento basado en confiabilidad, al cual se le incluirán conceptos y variaciones de otras estrategias de mantenimiento con el fin de fortalecer la propuesta del modelo de gestión de mantenimiento de subestaciones eléctricas. La confiabilidad del sistema está directamente influenciada por el tipo de estrategia de mantenimiento aplicada.



Gráfica 6: Confiabilidad de un sistema comparada según la estrategia de mantenimiento
Fuente: (Balzer et al., n.d.)

La gráfica 6 muestra los efectos sobre la confiabilidad de un sistema comparando las diferentes estrategias en los sistemas de hoy en día. Sin lugar a dudas, la estrategia RCM (una versión más avanzada de la estrategia CBM, si las limitaciones debido a los recursos financieros restringidos, tienen que ser consideradas) ofrece ventajas definitivas, puesto que además de tener en cuenta la condición de un equipo o un sistema, y su importancia en el sistema, también crucial, influye en la acción de mantenimiento requerida. (Balzer et al., n.d.).

2.2. NORMAS INTERNACIONALES

En el ámbito del mantenimiento industrial, aunque se disponga de metodologías y estrategias orientadas al correcta gestión de la actividad, muchas veces encontramos la falta de herramientas integrales para la gestión, que permitan orientar los recursos y esfuerzos adecuadamente, permitiendo reducir costos y riesgos en la operación (Troffe, 2010). En general no se da relevancia a la medición de resultados, el registro de datos sistemático y ordenado bajo un único criterio, el uso de formatos, indicadores para cálculos u otros elementos importantes que sirvan como herramientas para la toma de decisiones. El uso de normas y estándares internacionales posibilita cubrir en gran manera los puntos antes mencionados, por lo que en la Tabla 3 se consolida un repaso de la principal normativa utilizada en la gestión de activos y de mantenimiento.

Tabla 3: Normas internacionales en gestión de mantenimiento.

NORMA	VERSION	DESCRIPCION
ISO 14224	2016	Este Estándar Internacional proporciona una base completa para la recolección de datos de confiabilidad y mantenimiento (RM por sus siglas en inglés) en un formato único para equipos en todas las instalaciones dentro de las industrias del petróleo, de gas natural y de petroquímicos, durante el ciclo de vida operacional completo de los equipos. Describe los principios de recolección de datos, además de los términos y definiciones asociados que conforman un “lenguaje de confiabilidad”, el cual puede ser útil al momento de comunicar la experiencia operativa. Los modos de falla definidos en la sección normativa de este Estándar Internacional se pueden utilizar como un “tesauro de confiabilidad” para diferentes aplicaciones tanto cuantitativas como cualitativas. Este Estándar Internacional también describe el control de calidad de los datos y las prácticas de aseguramiento, con el objeto de ofrecer orientación para el usuario. (ISO 14224 & The British Standards Institution, 2016)
ISO 55000	2014	Esta Norma Internacional está diseñada para permitir a la organización alinear e integrar su sistema de gestión de activos con los requisitos de otros sistemas de gestión relacionados, y tiene por objeto especificar los requisitos de un sistema de gestión de activos dentro del contexto de una organización. Asimismo, esta Norma puede aplicarse a todo tipo de activos y por organizaciones de todo tipo y tamaño, y está destinada a usarse en particular para la gestión de activos físicos, pero también puede aplicarse a otros tipos de activos. (ISO 55002, 2014)
PAS 55	2008	Dirigida a la optimización en la Gestión de Activos Físicos Industriales – (proceso que se implementa para coordinar el conocimiento y las funciones de todos los departamentos de una empresa) - establece en 28 puntos, a través de claras definiciones y requerimientos específicos, el marco de trabajo para establecer y verificar un sistema optimizado de gestión para todo tipo de activos físicos en cualquier tipo de instalación. La especificación PAS 55 define qué es necesario hacer, pero no cómo hay que hacer en el camino hacia la optimización de la gestión de activos que afecta a todas las áreas de las compañías.

		La PAS 55 puede ser fácilmente integrada en otros sistemas de gestión tales como las normas ISO 9001:2008, ISO 14001:2004 y OHSAS 18001:2007.(PAS-55 & BSI, 2008)
ISO 31000	2009	Esta norma internacional recomienda que las organizaciones desarrollen, implementen y mejoren de manera continuada un marco de trabajo cuyo objetivo sea integrar el proceso de gestión del riesgo en los procesos de gobierno, de estrategia y de planificación, de gestión, y de elaboración de informes, así como en las políticas, los valores y en la cultura de toda la organización. La gestión del riesgo se puede aplicar a la totalidad de una organización, a todas sus áreas y niveles principales, en todo momento, así como a las funciones, los proyectos y las actividades específicas. (NTC-31000 & Icontec, 2011)
SAE JA1011	1999	Esta norma SAE para Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (MCC) está concebida para ser utilizada por cualquier organización que tiene o haga uso de activos físicos o sistemas que desee manejar responsablemente. (SAE:JA1011, 1999)
SAE JA1012	2002	Esta norma amplifica y aclara cada uno de los criterios claves listados en SAE JA1011 (“Evaluation Criteria for RCM Processes”), y resume problemas adicionales que deben ser tomados en cuenta para aplicar MCC exitosamente. (SAE:JA1012, 2002)

Fuente: Autor

2.3. CONFIABILIDAD DE EQUIPOS DE SUBESTACIÓN

2.3.1. Confiabilidad en el sector eléctrico

Con el fin de mejorar los niveles de confiabilidad en el sistema eléctrico, los entes encargados han formulado políticas de regulación nacional enfocadas a la confiabilidad y la calidad del servicio de energía. El concepto comprende factores como calidad de la potencia, y confiabilidad del servicio suministrado. La calidad de la potencia hace referencia a las variaciones de los valores especificados para la tensión y frecuencia, mientras que la confiabilidad se refiere a la continuidad en la prestación del servicio (Agudelo Giraldo & Arango Sánchez, 2011).

Tabla 4: Normativas colombianas en calidad y confiabilidad del servicio.

NORMA	ORGANISMO	DESCRIPCIÓN
Constitución Nacional de 1991	Asamblea Nacional Constituyente	Define la intervención del Estado en los Servicios Públicos, para garantizar la cobertura y la calidad.
Ley 142 de 1994	Congreso de la República	Establece que las Comisiones de Regulación serán las encargadas de definir las características de la cobertura y de la calidad del servicio.
Ley 143 de 1994	Congreso de la República	Establece la competencia del Ministerio de Minas y Energía para definir los planes de expansión de la generación y la red de interconexión y fijar los criterios para orientar el planeamiento de la transmisión y la distribución.
Resolución 070 de 1998	CREG	Define y hace operativos los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía eléctrica, se establecen procedimientos para la planeación, operación y expansión de los Sistemas de Transmisión Regional - STR y los Sistemas de Distribución Local SDL.
Resolución 096 de 2000	CREG	Dicta normas relacionadas con el periodo de transición de que trata el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, en materia de confiabilidad del servicio.

Resolución 18 2148 de 2007	Ministerio de Minas y Energía	Define los criterios de seguridad y confiabilidad para los Sistemas de Transmisión Regional – STR.
Resolución 097 de 2008	CREG	Establece las reglas que se deben cumplir en cuanto a la calidad en la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica tanto en los STR como en los SDL.
Resolución 098 de 2009	CREG	Aclara el procedimiento de cálculo del componente EPU utilizado para el cálculo de los Índices Trimestrales Agrupados de la Discontinuidad- ITAD, se definen las fechas de reporte de información
Resolución 043 de 2010	CREG	Aclara disposiciones de la Resolución CREG 097 de 2008 relacionadas con la regulación de calidad del servicio en los Sistemas de Distribución Local y se adoptan disposiciones complementarias a dicha resolución
Resolución 067 de 2010	CREG	Aclara y corrige algunas disposiciones de las resoluciones CREG 097 de 2008 y 098 de 2009, relacionadas con la calidad del servicio en el SDL.
Resolución 20102400008055 de 2010	Superintendencia de servicios públicos domiciliarios	Unifica en un solo acto administrativo la normatividad expedida en el sector de Energía Eléctrica para el cargue de Información al Sistema Único de Información SUI.
Resolución 20102400026285 de 2010	Superintendencia de servicios públicos domiciliarios	Modifica, aclara y adiciona algunas disposiciones de la Resolución 20102400008055 del 16 de marzo del 2010
Resolución 015 de 2018	CREG	Se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

Fuente: Autor

Con el fin de cuantificar y medir la confiabilidad, la CREG ha establecido diversos indicadores de calidad a través del tiempo, acordes a la evolución del sector eléctrico colombiano. Entre otros se encuentran: DES (Duración Equivalente de Suspensiones) y FES (Frecuencia Equivalente de Suspensiones), IRAD (Índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad), e ITAD (Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad) (Agudelo Giraldo & Arango Sánchez, 2011).

En la más reciente resolución emitida por la CREG se migro a indicadores internacionales, los cuales miden la calidad del servicio y la confiabilidad, usando valores de frecuencia y duración de las interrupciones a los clientes finales. Estos indicadores se conocen como: SAIFI (Frecuencia media de interrupciones por cliente, por año) y SAIDI (Tiempo total promedio de interrupción por cliente, por año)(ASEP, 2007). Estas interrupciones que se denominaran “eventos”, que se tienen en cuenta si su duración supera un tiempo predefinido, quedando excluidas las que presenten una duración inferior o igual a ese lapso.

2.3.2. Concepto estadístico de confiabilidad

En cálculos de confiabilidad, desde el punto de vista estadístico, se usan diversas técnicas como lo son la distribución binomial para combinaciones de eventos, la distribución de Poisson para análisis de eventos en un periodo dado y la densidad o distribución exponencial que nos permite analizar tiempos entre eventos (Baeza, Rodríguez, & Hernández, 2003), siendo esta ultima la de mayor interés particular para el estudio.

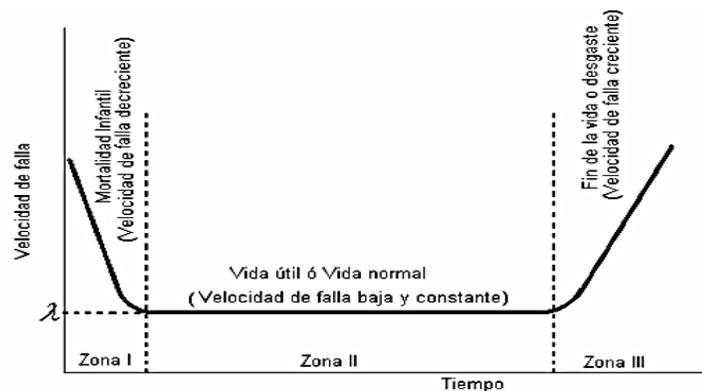
Usando la distribución exponencial, la tasa de falla $\lambda(t)$, es la función que se requiere para el cálculo de la confiabilidad y se define como el número de fallas en un periodo de tiempo de los equipos expuestos (Choonhapran, 2007). La función de confiabilidad en relación con la tasa de fallas se expresa de la siguiente forma:

$$R(t) = e^{-\int_0^t \lambda(t)dt}$$

Ecuación 1

Históricamente, frecuencia fue sinónimo de tasa o razón de falla, por lo que para calcular la confiabilidad, es usual utilizar la función de distribución exponencial atribuida para tener una razón de falla constante con eventos variables que ocurren durante la vida de un equipo o sistema (UNAM, 2008).

La tasa de fallas tiene una curva que se representa en tres instantes de tiempo (ver Grafica 7), La primera corresponde con la mortalidad infantil o fallas tempranas las cuales se dan por defectos en la fabricación o errores de montaje. A continuación, se tiene un periodo de tiempo estable y cualquier falla que ocurra se considera de forma aleatoria. Finalmente, se dan fallas tardías por fin de su vida útil, los cuales se presentan por envejecimiento o desgaste en los componentes (Martínez, 2014).



Gráfica 7: Curva bañera (bathtub curve)

Fuente: (Mariani, 2007)

Como los equipos eléctricos y electrónicos modernos están hechos mayormente a base de dispositivos semiconductores y otros que no tienen un mecanismo de desgaste de corto plazo, la existencia de la Zona III, para los sistemas eléctricos y electrónicos es una especie de área gris. Para la mayoría de los componentes, la Zona III, es relativamente plana (Mariani, 2007).

Teniendo en cuenta la hipótesis de que todos los equipos de las subestaciones se encuentran en su etapa de vida útil, es en este momento donde cobra importancia la utilización de la distribución exponencial para evaluar la confiabilidad, puesto que se tiene una tasa de falla constante (λ) y es en este periodo donde las fallas se presentan de forma aleatoria, es decir, el tiempo para fallar de un componente es independiente del tiempo que ha estado operando. De acuerdo a lo anteriormente expuesto, la ecuación de la confiabilidad para una tasa de falla constante $\lambda(t) = \lambda$ puede expresarse como:

$$R(t) = e^{-\int_0^t \lambda dt} = e^{-\lambda t}$$

Ecuación 2

Igualmente, la probabilidad de falla puede expresarse como el complemento de la confiabilidad:

$$P(t) = 1 - e^{-\lambda t}$$

Ecuación 3

Puesto que la tasa de fallas (λ) es el número de fallas en el periodo de datos estadísticos considerados operativos, simplificamos la expresión de la siguiente forma:

$$\lambda = F/T$$

Ecuación 4

Donde:

F= número de fallas en el periodo considerado

T= periodo de datos estadístico considerado

El modelo para determinar la confiabilidad de los equipos de las subestaciones, puede obtenerse de las ecuaciones anteriores, con las modificaciones mostradas por las siguientes expresiones, utilizadas para calcular la tasa de falla y la confiabilidad (Sánchez, Torres, Manuel, & Nava, 1996):

$$\lambda = F/T = NE/TES$$

Ecuación 5

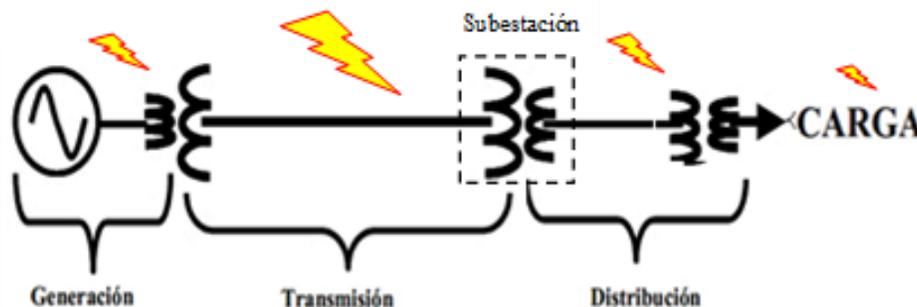
Donde:

NE= número de eventos

TES= tiempo equivalente en servicio u operativo (periodo considerado – tiempo fuera de servicio)

2.4. SISTEMAS DE POTENCIA

Un sistema de potencia comprende todo lo relacionado con los procesos de la cadena productiva de la energía eléctrica. Estos son los procesos de generación, transmisión, y distribución (ver grafica 8).



Gráfica 8: Actividades en la cadena productiva de la energía eléctrica

Fuente: Autor

2.4.1. Generación

Corresponde los procesos por las cuales se genera la energía eléctrica. Para el caso puntual de Colombia, se posee generación de tipo hidráulico, térmico, eólico, y solar. Aparte de estos, en el mundo se pueden encontrar otros tipos de generación como la nuclear, la mareomotriz, entre otras. Este campo comprende los generadores, transformadores (de elevación), subestaciones y demás instalaciones asociadas.

2.4.2. Transmisión

Comprende todos los activos, equipos y demás elementos que sirven para transmitir potencia desde los sitios de generación hasta los centros de consumo; esto se realiza a una tensión superior a los 230 kV. Este campo comprende principalmente las subestaciones y las líneas de transmisión.

La subtransmisión en Colombia se realiza en niveles de tensión de 115 kV, e involucra de igual manera, subestaciones, líneas de transmisión, etc.

2.4.3. Distribución

Es la actividad final de transporte de energía eléctrica a los consumidores de tipo industrial, comercial o residencial, en niveles de tensión por debajo de los 115 kV (ver tabla 5) y estos valores dependen del operador de red. Comprende las subestaciones, líneas de distribución, transformadores de distribución (reductores), etc.

2.5. SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

La subestación de distribución eléctrica es el punto del sistema de potencia en el cual se cambian los niveles de tensión y corriente con el fin de que las pérdidas sean mínimas y así realizar una distribución óptima de la energía (Mesa Alvarez, 1995). A su vez, podríamos definir el termino subestación como el arreglo de equipos eléctricos y obras complementarias, destinado a la transferencia de energía eléctrica mediante la transformación o distribución de potencia (XM, 2009).

Una subestación de distribución de energía eléctrica, la conforman un grupo de equipos eléctricos que tienen como principal función unir eléctricamente varios circuitos, proporcionando adicionalmente funciones de maniobra, protección contra fallas, y supervisión las cuales son necesarias para la operación óptima y segura de un sistema de potencia (XM, 2009).

2.5.1. Características

Las subestaciones deben ofrecer las siguientes características (Mesa Alvarez, 1995):

2.5.1.1. Flexibilidad:

Es la propiedad de la instalación para acomodarse a diferentes condiciones que se puede presentar, bien sea por:

- Mantenimiento.
- Cambios operativos en el sistema.
- Fallas.

2.5.1.2. Confiabilidad:

Es la probabilidad de que una subestación pueda suministrar energía durante un período de tiempo dado, bajo la condición de que al menos un componente de la subestación esté fuera de servicio (interruptor, barraje, etc.) y pueda repararse durante la operación. La confiabilidad de una subestación se puede analizar con técnicas probabilísticas considerando tasas de falla y de reposición de equipos tanto para condiciones de falla, como para condiciones de mantenimiento.

2.5.1.3. Seguridad:

Es la propiedad de la instalación para garantizar la continuidad del servicio sin interrupción alguna durante fallas de los equipos de potencia, especialmente interruptores. La seguridad implica confiabilidad. Por lo general, la seguridad está determinada por la potencia que se pierde durante la falla o mantenimiento y su impacto en la estabilidad y el comportamiento del resto del sistema.

Idealmente un sistema es seguro y confiable cuando todos sus elementos están duplicados y la pérdida de uno de ellos no afecta a los otros. Por razones económicas, ningún sistema o subestación se hace 100% seguro y con base en esto se debe efectuar el diseño. Básicamente existen dos tendencias en configuraciones de subestaciones, la europea o de conexión de barras y la americana o de conexión de interruptores (XM, 2009).

2.5.1.4. Modularidad:

Se define como la facilidad de cambiar de configuración para cubrir requerimientos propios o del sistema.

2.5.2. Clasificación

De acuerdo a su función dentro del sistema de potencia se pueden clasificar las subestaciones eléctricas como:

2.5.2.1. Subestación de Generación:

Su función es aumentar los niveles de tensión para transmitir la energía de una forma más eficiente.

2.5.2.2. Subestación de Transmisión:

Permiten unir circuitos de tal forma que se aumente la confiabilidad del sistema eléctrico. Ante una falla en un circuito cualquiera, se aísla solo una porción pequeña de la red.

2.5.2.3. Subestación de Distribución:

Se reduce la tensión de la energía de las redes de alta tensión a otros niveles de tensión para distribuirla. Otra clasificación de las subestaciones es según su tecnología de construcción, las cuales pueden ser convencionales o aisladas en aire, encapsuladas en SF₆, o en celdas (caso de media y baja tensión). Adicionalmente puede realizarse la clasificación de las subestaciones de acuerdo al nivel de tensión en el cual se encuentran sus equipos:

Tabla 5: Niveles de tensión (CREG 082, 2002)

TENSIÓN	DESCRIPCIÓN
Nivel 4:	Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57.5 kV y menor a 220 kV.
Nivel 3:	Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57.5 kV.
Nivel 2:	Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV.
Nivel 1:	Sistemas con tensión nominal menor a 1 kV.

Fuente: (CREG 082, 2002)

2.5.3. Funciones

Son funciones básicas de una subestación eléctrica:

2.5.3.1. Protección:

Las subestaciones tienen los equipos necesarios para detectar las fallas y aislarlas de las fuentes de energía. Esto es indispensable para la seguridad de las personas y la integridad de los equipos.

2.5.3.2. Medida:

Se miden las tensiones, corrientes, flujos de potencia activa y reactiva, energía, etc. Esta medición de variables es útil desde el punto de vista operativo y comercial.

2.5.3.3. Maniobra:

Para realizar reconfiguraciones de la red o para retirar de servicio circuitos y equipos para mantenimiento, garantizando la seguridad de las personas y manteniendo la continuidad del servicio.

2.5.3.4. Supervisión y control:

Cuenta con los elementos necesarios para que desde una estación remota se pueda conocer el estado de los diferentes equipos y de las variables eléctricas. También, es posible realizar maniobras en forma remota.

2.5.4. Elementos

La disposición, características y cantidad de equipo para cada subestación, depende de la configuración escogida (Mesa Alvarez, 1995). En Colombia, las más usadas son las de tipo convencional por lo cual serán tomadas como referencia. En esta clase de subestaciones, aparte de encontrar estructuras y soportes que facilitan la llegada y salida de líneas, se tiene un conjunto que se denomina “elementos principales”, los cuales se clasifican en:

2.5.4.1. Equipos de Patio

Elementos constitutivos del sistema de potencia que se encuentran instalados en el patio de conexiones. Se ubican en la intemperie, por lo general, los cuales son:

- a) Transformador de Corriente: CT.
- b) Transformador de Potencial: PT.
- c) Transformador de Potencia: TF
- d) Autotransformador: ATR (En algunas subestaciones).
- e) Interruptor: I.
- f) Seccionador: S.
- g) Descargador de sobretensión: DPS
- h) Trampa de Ondas: TO
- i) Barrajes y Estructuras.

El espacio ocupado por el conjunto de equipos pertenecientes a una misma salida de la subestación se conoce como modulo, campo o bahía, y se utilizan para conectar una línea de transmisión, o un transformador, o un autotransformador, al barraje de una subestación, al igual que los equipos que se utilizan para seccionar o acoplar barrajes, o para transferir la carga de una barra a otra.

2.5.4.2. Equipos de Tablero

Todos los elementos de control, medición y protección (CMP), indicadores luminosos y alarmas, son instalados en la caseta de control. Su función es la de facilitar la supervisión y control de la subestación. Esta caseta incluye equipos como:

- a) Relés de protección
- b) Medidores
- c) Equipos de calidad de la potencia
- d) Unidades controladoras de bahía: UCB
- e) Anunciadores
- f) Equipos de comunicación

2.5.4.3. Servicios Auxiliares

Conjunto de instalaciones formadas por las fuentes de alimentación de corriente continua (DC) y alterna (AC), de baja tensión que se utilizan para alimentar los sistemas de control, protección, señalización, alarmas, alumbrado, contra incendio. Estos se clasifican dependiendo de su fuente de alimentación (AC o DC) y comprende equipos como:

- a) Transformador de servicios auxiliares
- b) Banco de baterías
- c) Planta eléctrica
- d) Cargador - Rectificador
- e) Inversor
- f) UPS
- g) Transferencia automática

2.6. ACTIVOS DE SUBESTACIÓN

Según la RAE, la definición para activo es “Conjunto de todos los bienes y derechos con valor monetario que son de propiedad de una empresa u organización”. Dentro de los muchos tipos de activos que podremos encontrar en las organizaciones, encontramos los activos físicos los cuales definiremos como “objetos que cumplen una función específica dentro de un sistema” (PAS-55 & BSI, 2008). Adicionalmente, su valor se representa en la contabilidad de la empresa, normalmente se devalúan y deterioran por su uso en el tiempo, y tienen un rol en el desarrollo de un producto o servicio de la organización. Estas definiciones y características recaen en todos los equipos que conforman una subestación eléctrica. Los activos de una empresa de energía son el núcleo del negocio ya que sin ellos no es posible la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica (Zampolli, 2012).

Gestionar de una forma eficiente los activos físicos, ayuda al desarrollo del negocio y facilita que se optimicen factores como el riesgo, el costo y el rendimiento. El ciclo de vida de estos, comienza en la concepción de un activo y termina en la desinstalación y disposición final, pasando por el diseño, construcción, puesta en servicio, operación y mantenimiento.

La gestión de activos según PAS 55:2008, es “el Conjunto de actividades y prácticas coordinadas y sistemáticas por medio de las cuales una organización maneja de manera óptima y sustentable sus activos y sistemas de activos, su desempeño, riesgo y gastos a lo largo de sus ciclos de vida, con el fin de lograr su plan estratégico organizacional” (PAS-55 & BSI, 2008). Un sistema de gestión de activos considera la relación entre los sistemas claves de un negocio: Ingeniería, producción y mantenimiento (Duffua et al., 2000). El mantenimiento de activos (Assetcare) es solo una parte del ciclo de vida de los activos (Assets), sin embargo, repercute en la productividad del proceso productivo de la organización.

Las empresas del sector eléctrico hacen uso continuo de sus activos debido a la alta disponibilidad que requiere el servicio de energía eléctrica, lo que significa que su buen o mal servicio, depende de la buena o mala gestión de sus activos. Por lo tanto, cuanto mejor sea la gestión de activos de la empresa, más ventajas obtendrá y se podrá prestar un mejor servicio (Zampolli, 2012). Como referente normativo importante en la gestión de activos y pionera en este campo, se encuentra la norma PAS 55 desarrollada por el BSI (British Standards Institute), enfocada en el sector energético, especialmente de petróleo y gas. Hacia el año 2011 aparece la primera versión de la ISO 55000:2011, para la cual, la versión más reciente fue publicada en el 2014.

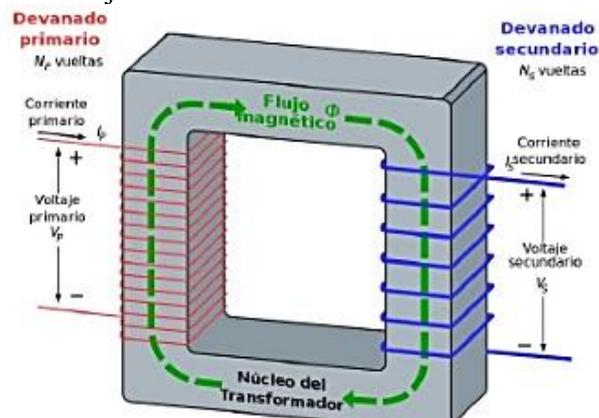
La gestión de activos en los sistemas eléctricos se centra generalmente en el manejo del desempeño técnico (operación y mantenimiento) y económico (inversiones para el mantenimiento, reemplazo y adquisición) del sistema de potencia (Rodelo Rueda, Rondón Almeida, & Siemens, 2010). Existe una fuerte correlación entre el desempeño económico y el desempeño técnico ya que cada decisión para la operación, mantenimiento o adquisición y reemplazo de un activo tendrá un costo y un beneficio

asociado. El desempeño técnico está ligado con el término de calidad de la energía, el cual agrupa todos los aspectos técnicos del suministro de energía hacia el usuario final. Los componentes fundamentales son la calidad de la potencia, donde el enfoque principal es la característica de la forma de onda, y la confiabilidad del suministro, la cual está orientada a la discriminación de los eventos asociados a las interrupciones del suministro de energía eléctrica (Duran Tovar, 2015). El estudio desarrollado en este trabajo se centra en este último, basado fundamentalmente en la confiabilidad de los principales equipos de una subestación eléctrica de distribución.

Con el fin de realizar una adecuada gestión de los activos de subestaciones es necesario definir cuáles son los principales equipos que conforman una subestación eléctrica, y basados en el modelo RCM, definir cuáles son sus principales funciones y fallos comunes.

2.6.1. Transformador de Potencia

Dentro de una subestación de distribución eléctrica, el transformador es el elemento principal y de mayor relevancia y por ende el más costoso. Es el equipo encargado de cambiar las magnitudes de la energía eléctrica en corriente alterna, de un nivel de tensión a otro (V), bien sea inferior o superior, mediante el efecto de un campo magnético. El cambio obtenido en la magnitud de la tensión es proporcional al número de espiras de sus devanados (N) primario y secundario, y será inversamente proporcional en la variación de corriente (I). Dependiendo de su ubicación, estos pueden ser elevadores o reductores de voltaje.



Gráfica 9: Esquema básico de un transformador
Fuente: (Daniels, 1976)

La anterior definición se ve resumida en la expresión que se define como “relación de transformación”

$$\frac{V_p(t)}{V_s(t)} = \frac{I_s(t)}{I_p(t)} = \frac{N_p}{N_s} = a$$

Ecuación 6

2.6.1.1. Definición de Funciones

- Transformar niveles de voltaje de acuerdo a los valores nominales del sistema de potencia
- Mantener la potencia de entrada aproximadamente igual a la potencia de salida.

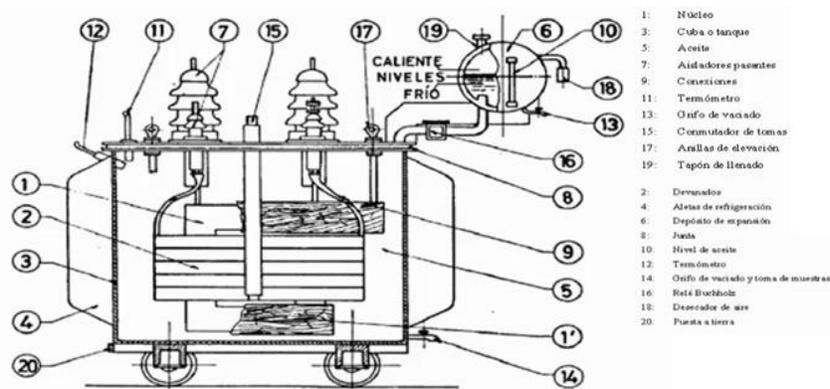


Gráfica 10: Transformador de potencia 20MVA s/e Hidroprado
Fuente: Autor

2.6.1.2. Fallos

- Fallas internas del transformador: En devanados y núcleo
 - Interrupción dieléctrica
 - Rotura y torsión de los devanados
 - Error en el contacto a tierra
 - Conmutador de derivaciones abierto
 - Degradación del Aceite dieléctrico

- Fallas externas del transformador: En el tanque
 - Por fugas de aceite en un empaque, válvula, cordón de soldadura
 - Por los bujes de los respiradores, válvula de sobrepresión, termómetros, indicador de nivel de aceite, etc.
 - Defectos en los ventiladores de refrigeración forzada, relé Buchholz, salida de los transformadores de corriente de los bujes, etc.



Gráfica 11: Partes del transformador de potencia
Fuente: www.emaze.com

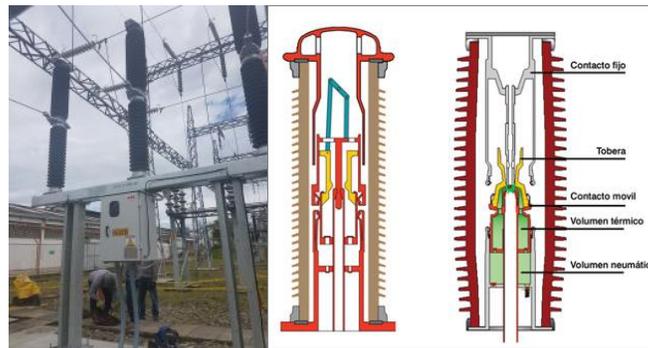
2.6.2. Interruptor de Potencia

El interruptor de potencia es el dispositivo electromecánico encargado de desconectar una carga o una parte del sistema eléctrico en condiciones de flujo de carga o en vacío. Dependiendo de su tecnología y nivel de tensión tienen internamente un medio aislante y de extinción de arco eléctrico distinto. A partir de esto último, se encuentran los siguientes tipos:

- Interruptores en aire
- Interruptores en vacío
- Interruptores de gran volumen de aceite
- Interruptores de pequeño volumen de aceite
- Interruptores en gas aislante (SF₆ – Hexafluoruro de azufre)

De igual manera, los interruptores de potencia pueden tener otro de tipo de clasificación, de acuerdo a su método de accionamiento. Los principales tipos son:

- Accionamiento mecánico
- Accionamiento neumático
- Accionamiento hidráulico



*Gráfica 12: Partes de Interruptor de potencia s/e Papayo
Fuente: Autor. – modificado de Grupo Editorial EMB*

2.6.2.1. Definición de funciones

Su función principal es la de energizar o desenergizar una parte del sistema de potencia eléctrica, bajo condiciones de trabajo normal o bajo condiciones de falla.

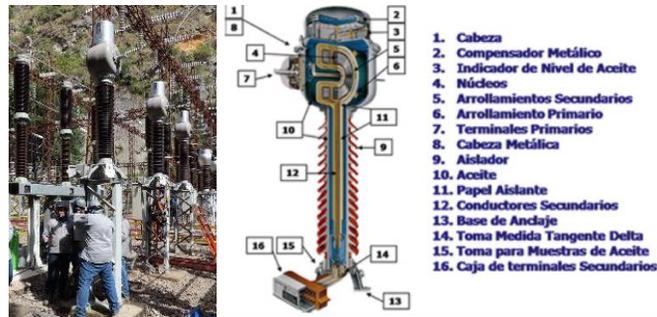
2.6.2.2. Fallos

- Fallas de mecanismo de operación
 - Falla del mecanismo en posición cerrada
 - Fallas en apertura o cierre debido a problemas en los bloqueos mecánicos
 - Falla en motor
 - Falla en operación de cierre por velocidad de operación
 - Fallas mecánicas debido a atascamiento en contactos principales
 - Falla en mecanismo de operación hidráulico o neumático
 - Falla por desajuste de piezas
- Fallas en aislamiento sólido
 - Falla en porcelanas
 - Fallas debidas a animales u otros objetos extraños
 - Explosión del equipo
- Fallas del dieléctrico
 - Degradación del aislante (SF₆, aceite dieléctrico, etc.)
 - Licuefacción del SF₆
 - Falla por fuga de dieléctrico
 - Falla en recamaras de extinción

2.6.3. Transformadores de instrumentación

Son otro tipo de transformador que por su diseño sirven para reducir niveles altos de tensión y/o corrientes a niveles admisibles a los equipos de medida y/o protección. Estas magnitudes reducidas en todos los casos serán proporcionales y fiel reflejo de las del sistema a medir. Se encuentran dos tipos:

- Transformadores de tensión (PT): cuyo voltaje en sus devanados secundarios, será proporcional al aplicado en su devanado primario.
- Transformadores de Corriente (CT): el cual tendrá un valor de corriente en su devanado secundario proporcional respecto al del primario.



Gráfica 13: Transformador de corriente s/e Hidroprado
Fuente: Autor. – modificado de medicioness.blogspot.com

2.6.3.1. Definición de funciones

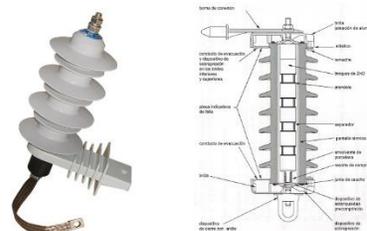
Generar señales de magnitud proporcional a las del sistema de potencia para ser llevadas a los equipos electrónicos o electromecánicos de control, medida y protección (CMP).

2.6.3.2. Fallos

- Fugas de dieléctrico
- Error en la relación de transformación
- Corrosión de estructura
- Perdida de rigidez dieléctrica
- Daño en porcelanas
- Explosión del equipo

2.6.4. Descargadores de Sobretensión (DPS)

Constituyen la principal protección del sistema de potencia contra las sobretensiones ocasionadas por descargas atmosféricas. Estos se encuentran conectados en paralelo al sistema de potencia de la subestación entre el conductor vivo y el sistema de puesta a tierra. Bajo condiciones de operación normales se comportan como un aislador ideal hasta su voltaje de operación, a partir del cual, el equipo se convierte en un conductor a tierra.



Gráfica 14: Descargador de sobretensión polimérico 15KV
Fuente: www.myeel.com.ar

2.6.4.1. Definición de funciones

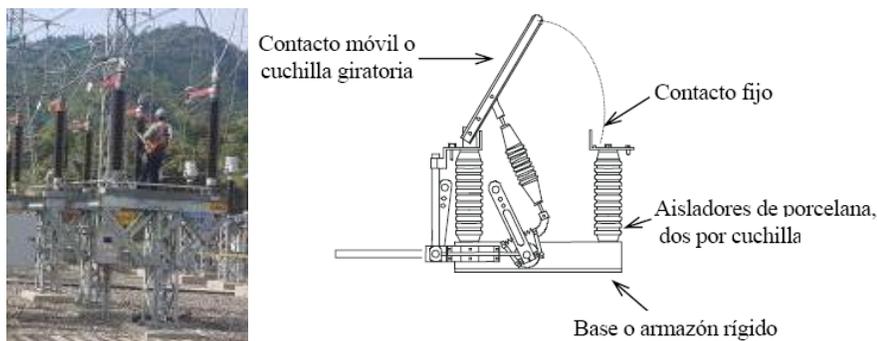
- Eliminar sobretensiones que se presentan en el sistema de potencia
- Proteger equipos de potencia
- Registrar número de descargas
- Mantener niveles de aislamiento

2.6.4.2. Fallos

- Sobrecarga por la disipación de energía
- Pérdida de aislamiento
- Descargas parciales
- Inestabilidad térmica
- Sobrecarga mecánica
- Explosión del equipo

2.6.5. Seccionadores

Equipos encargados de realizar el corte visible de las posibles fuentes de alimentación de energía y entre los diferentes equipos que conforman la subestación. La diferencia entre interruptores y seccionadores, radica en que estos últimos se deben operar sin carga (flujo de corriente) y su apertura es visible. Los seccionadores deben estar aislados para el nivel de tensión de trabajo y generalmente se montan sobre aisladores de porcelana. Sus contactos se revisten de aleaciones especiales que los hacen resistentes a la corrosión y desgaste por los arcos eléctricos que aparecen en el momento de su operación (Mesa Alvarez, 1995).



Gráfica 15: Seccionador de potencia s/e Brisas

Fuente: Autor. – modificado de www.automatismoindustrial.com

2.6.5.1. Definición de funciones

- Aislar equipos como interruptor, segmentos de barra y conexiones de potencia
- Generar zonas de seguridad
- Permitir cerrar circuitos eléctricos en condiciones de operación normal.
- Mantener nivel de aislamiento
- Generación de señales de estado operacional.

2.6.5.2. Fallos

- Aumento en resistencia de contactos
- Falla mecánica en varillaje de mandos
- Descalibración
- Falla en mecanismo de operación

2.6.6. Circuitos de Control, Medida y Protección (CMP)

Los CMP proporcionan el camino para todas las señales de control medida y protección para los principales equipos de la subestación. Se conforman básicamente del alambrado (cobre o fibra óptica) y los equipos como medidores unidades controladoras de bahía y relés de protección que se encuentran en sala de control y patio de conexiones. Todos estos manejan señales en baja tensión (≤ 1 kV).



Gráfica 16: Sistemas de control medida y protección (CMP)
Fuente: sienerg.com.pe

2.6.6.1. Definición de funciones

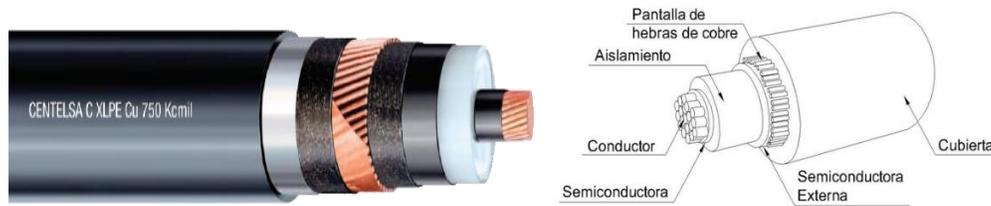
- Transmitir comandos de apertura o cierre a equipos de potencia cumpliendo con los enclavamientos de cada uno
- Transmitir disparos y cierres de equipos ante condiciones anómalas
- Enviar señales de supervisión de condición
- Mantener los niveles de control de operación
- Realizar la conversión de las señales de medida originadas en los transformadores de instrumentación
- Convertir, Informar y registrar las magnitudes eléctricas primarias
- Monitorear los valores normales de operación del sistema
- Realizar cálculos de potencia
- Informar y registrar eventos en el sistema de potencia
- Generar señales de falla, alarmas y disparos de acuerdo a los ajustes del sistema

2.6.6.2. Fallos

- Errores de alambrado y conexión
- Fallas en borneras y puntos de conexión
- Deterioro de cableado
- Deterioro de equipos electrónicos
- Descalibración de equipos
- Pérdida de alimentación DC o AC

2.6.7. Cables aislados

El cable es un conductor o conjunto de conductores recubierto de un material aislante para determinado nivel de tensión, y son fabricados principalmente en cobre o aluminio. Adicional al conductor, estos están generalmente compuestos por un apantallamiento o blindaje, aislamientos a base de materiales plásticos, y materiales de protección externa. Dentro de los cables de potencia el más común encontrado es el cable con aislamiento termoestable con aislamientos poliméricos extrusionados como el XLPE (polietileno reticulado) (Centelsa & Procables, 2017).



Gráfica 17: Cable aislado XLPE
Fuente: Centelsa

2.6.7.1. Definición de funciones

- Conducción de energía eléctrica
- Aislamiento de conductores energizados
- Apantallamiento y blindaje de conductores

2.6.7.2. Fallos

- Pérdida de rigidez dieléctrica
- Recalentamiento de materiales
- Descargas parciales
- Sobreesfuerzos mecánicos

3. CARACTERIZACIÓN Y ANÁLISIS DEL SISTEMA ELÉCTRICO

El presente capítulo busca dar una descripción del entorno en el cual se desarrolla la presente investigación, describiendo el objeto del presente problema, el cual correspondería a la empresa prestadora del servicio de energía para el departamento del Tolima, Enertolima S.A E.S.P. A su vez, se busca dar un contexto del insumo usado como base de datos de análisis de la investigación, como lo es el registro de eventos sobre el sistema eléctrico, manejado por la compañía a través de sus sistemas de gestión informática, y que posteriormente, son reportados a los entes de control y vigilancia a nivel nacional. Estos eventos también son estudiados desde su causa hasta su respectiva y posterior repercusión sobre la prestación del servicio de energía eléctrica. El análisis de esta información articula diversas áreas de la compañía, tales como el Centro de Control en primera medida, área encargada del registro de la información, hasta llegar a las áreas encargadas del mantenimiento directamente. Dentro de esta cadena de gestión de la información también intervienen otras dependencias que soportan su toma de decisiones en esta información, tales como planeamiento, calidad del servicio, gerencias, entre otras.

3.1. CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DEL DEPARTAMENTO DEL TOLIMA

Las funciones de operador de red (OR) para el departamento del Tolima las cumple la Compañía Energética del Tolima (Enertolima S.A E.S.P.). Enertolima es una empresa de servicios públicos privada, constituida como sociedad anónima, cuyo objeto social comprende la prestación del servicio público de energía eléctrica en cuanto a su distribución y comercialización (Enertolima, 2015). La compañía cuenta con 75 subestaciones de diferentes niveles de tensión (230 kV – 115 kV – 34,5 kV y 13,2 kV) las cuales están distribuidas por todo el departamento con una capacidad instalada total de 1163,9 MVA a lo largo de sus 4 zonas (ver anexo subestaciones).

Tabla 6: Capacidad instalada en subestaciones de Enertolima S.A E.S.P. según nivel de tensión

TENSIÓN (kV)	CANTIDAD	TOTAL (MVA)
34,5/13,2	63	320,9
115/34,5/13,2	7	340,5
115/34,5	3	75,0
230/115/34,5/13,2	1	227,5
230/115/34,5	1	200,0
TOTAL		1163,9

Fuente: Enertolima

Tabla 7: Capacidad instalada en subestaciones de Enertolima S.A E.S.P. por zona

ZONA	CANTIDAD	TOTAL (MVA)
CENTRO	16	482,5
NORTE	16	168,6
ORIENTE	26	264,6
SUR	17	248,3
TOTAL	75	1163,9

Fuente: Enertolima

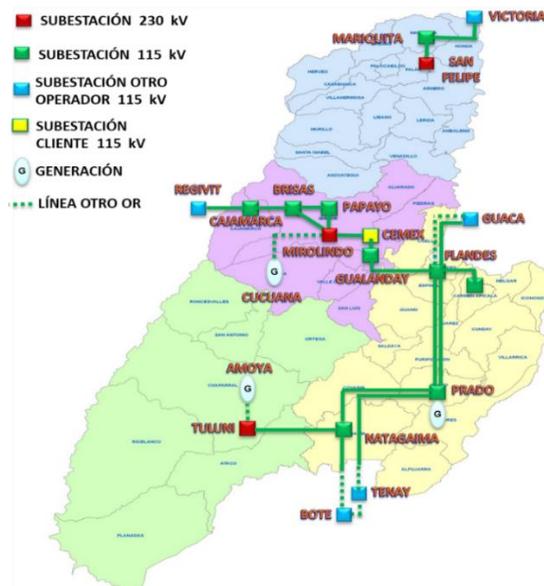
Siendo las de mayor relevancia, La compañía cuenta con 11 subestaciones de nivel de tensión 4 (115 kV). Las cuales están distribuidas de la siguiente forma:

Tabla 8: Subestaciones de distribución de nivel IV – 115KV

SUBESTACIÓN	ZONA	CANTIDAD TF's	TOTAL MVA)
BRISAS	C	1	50
CAJAMARCA	C	1	6
GUALANDAY	C	1	20
MIROLINDO	C	4	200
PAPAYO	C	3	85
MARIQUITA	N	1	40
SAN FELIPE	N	1	40
FLANDES	O	1	40
HIDROPRADO	O	1	15
LANCEROS	O	2	40
TULUNI	S	4	215
TOTAL		20	751

Fuente: Enertolima

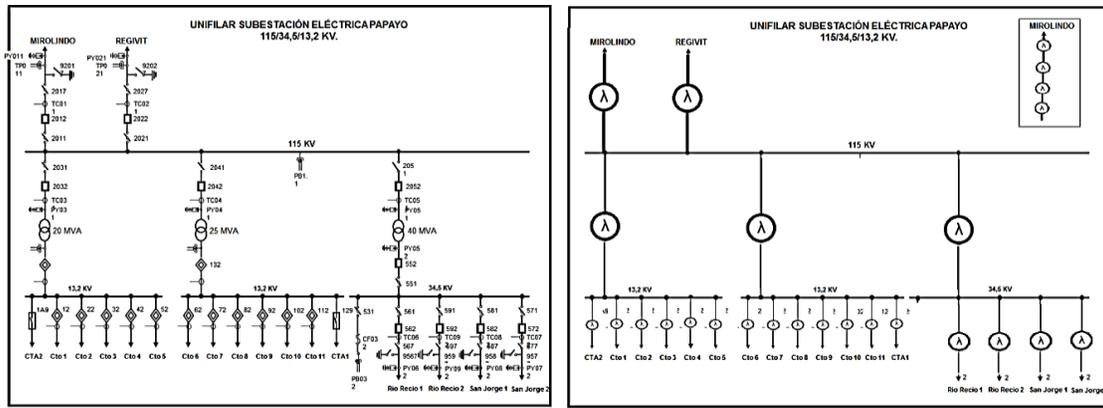
La compañía cuenta con 16 líneas de transmisión que forman parte del sistema de transmisión regional (STR) con una longitud de red de 602 km, las cuales están distribuidas según la gráfica 18. A su vez, al sistema de transmisión regional (STR) están conectadas tres generaciones. Cucuana a la subestación Mirolindo (EPSA), Hidroprado a la subestación Prado (EPSA) y Amoyá a la subestación Tuluní (ISAGEN). El sistema de la compañía también está interconectado con otros operadores de red que forman parte del sistema de transmisión nacional (STN), como lo son: CHEC (Victoria y Regivit), CODENSA (Guaca) y ELECTROHUILA (Bote).



Gráfica 18: Subestaciones y redes de nivel IV en el departamento del Tolima

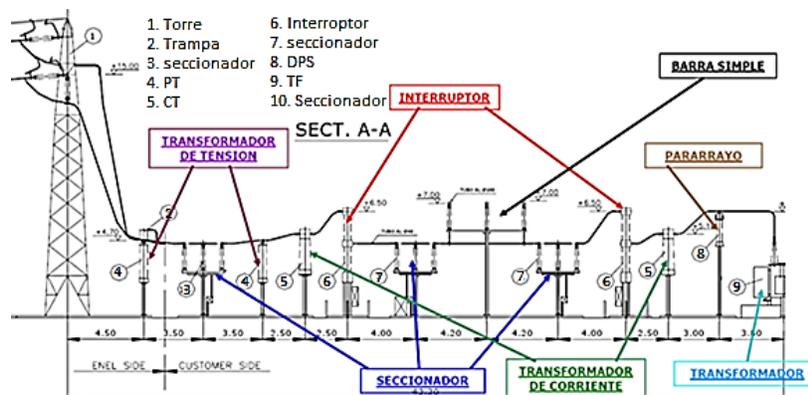
Fuente: Enertolima

A su vez, la compañía reporta a la CREG, 470 circuitos de red de distribución, (ver anexo circuitos) en niveles de tensión, los cuales tienen asociados una bahía o módulo de subestación, como cabecera de circuito, y se encargan de distribuir la energía eléctrica a todos los tipos de usuarios del departamento del Tolima.



Gráfica 19: Diagrama unifilar s/e El Papayo 115/34,5/13,2KV – Representación de bahías.
Fuente: Autor

Cada bahía o módulo de subestación es el arreglo de diferentes equipos que cumplen una función específica, como lo es conectar el circuito de distribución al barraje o nodo de la subestación (ver grafica 20).



Gráfica 20: Ejemplo de bahía o módulo de subestación - disposición de equipos
Fuente: www.sectorelectrico.com

3.2. REGISTRO DE EVENTOS

Para el desarrollo de esta investigación se usó como principal insumo, el reporte de eventos sobre circuitos que Enertolima, en todos sus niveles de tensión, consigna ante los entes regulatorios y de control del sistema eléctrico nacional. Esta información es registrada por el centro de control, encargado de operar el sistema eléctrico, y es materia prima para el análisis del sistema en eléctrico en diversas áreas de la compañía.

Se considera “evento” a toda indisponibilidad parcial o total de un activo del sistema eléctrico de potencia, ya sea programada (mantenimiento, maniobra, etc.) o no programada (avería, daño mayor, etc.) (CREG 097, 2008). Los eventos registrados tienen lugar sobre los activos del sistema de transmisión nacional (STN), regional (STR) o de distribución local (SDL) que son propiedad del operador de red, que para el actual estudio es Enertolima S.A E.S.P.

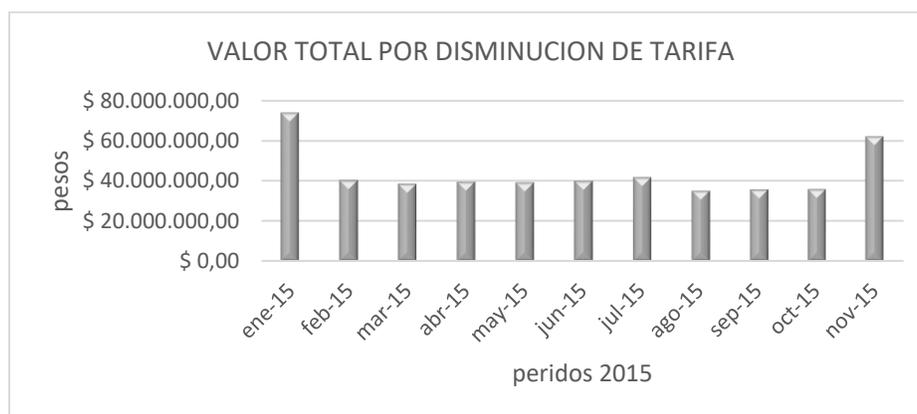
La continuidad del servicio de energía eléctrica tanto en el STR como en el SDL, dentro de los niveles de calidad establecidos por norma, es responsabilidad de los operadores de red. Hay incumplimiento en la prestación del servicio de energía eléctrica, cuando se presentan indisponibilidades que ocasionan Energía No Suministrada (ENS) o por no dejar operativos activos del sistema eléctrico de potencia (CREG 097, 2008).

Para el caso del STR, los operadores de red son responsables de la recolección y reporte de la información técnica y estadística ante el Centro Nacional de Despacho (CND). La calidad del servicio del SDL se evalúa trimestralmente en términos de la calidad media brindada por el OR a los usuarios conectados en nivel de tensión 1 y en forma agregada a los usuarios de los niveles de tensión 2 y 3, comparada con una media de referencia.

Para consignar las interrupciones del servicio de energía, los operadores de red cuentan con equipos de corte y maniobra con telemedición tales como interruptores, reconectores o seccionadores, entre otros. Estos equipos se encuentran instalados en las cabeceras de los circuitos de distribución o alimentadores que componen las redes del OR y en otros puntos. Los equipos con telemedición, reportan datos a un Sistema de Gestión de Distribución datos, tales como fecha y hora de inicio de la ausencia de tensión, fecha y hora de restablecimiento de la misma, y estado del equipo (abierto o cerrado), como mínimo (Creg 097, 2008). Por normativa, el Sistema de Gestión de Distribución está asociado a un sistema SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de Datos), un sistema GIS (sistema de información geográfica) y un sistema de atención telefónica en el cual los usuarios reportan las fallas en el servicio.

Todo este sistema en conjunto se encarga de recibir y almacenar la información de cualquier interrupción en la prestación del servicio de energía eléctrica de manera cronológica a nivel de circuito, tramo de circuito y transformador de distribución. Esta información es utilizada tanto para la aplicación del esquema de incentivos, reducciones tarifarias y compensaciones a la calidad del servicio de distribución, como para el análisis estadístico de la operación del sistema eléctrico (CREG 097, 2008).

Como ejemplo, para el caso de este operador de red local, como se puede ver en la Gráfica 21, la empresa dejo de percibir en el año 2015, alrededor de 500 millones de pesos por indisponibilidad de activos de subestaciones de distribución.



Gráfica 21: *Perdidas por reducción en la tarifa para el año 2015.*

Fuente: (Enertolima, 2015)

La información relevante de cada interrupción del servicio se compone de elementos como: causa, clasificación, duración e información complementaria (subestación, código de circuito, número de usuarios, entre otros). El reporte de la información de calidad del OR, se realiza al sistema único de información de servicios públicos (SUI), en formatos y condiciones establecidas. De otra parte, el Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC), es el receptor directo de la información del Sistema de Gestión de Distribución del OR (CREG 008, 2003). Trimestralmente con base en la información reportada al SUI, el OR estima índices establecidos y demás componentes de las fórmulas correspondientes, a fin de determinar los incentivos y compensaciones a aplicar con la tarifa. Algunos de los indicadores relevantes usados son el Índice de Referencia Agrupado de Discontinuidad (IRAD) para el OR calculado por la CREG y el Índice Trimestral Agrupado de Discontinuidad (ITAD) el cual nos expresa la media de la calidad del servicio prestado por el OR, representado en el nivel promedio de discontinuidad y es calculado por este mismo (CREG 097, 2008).

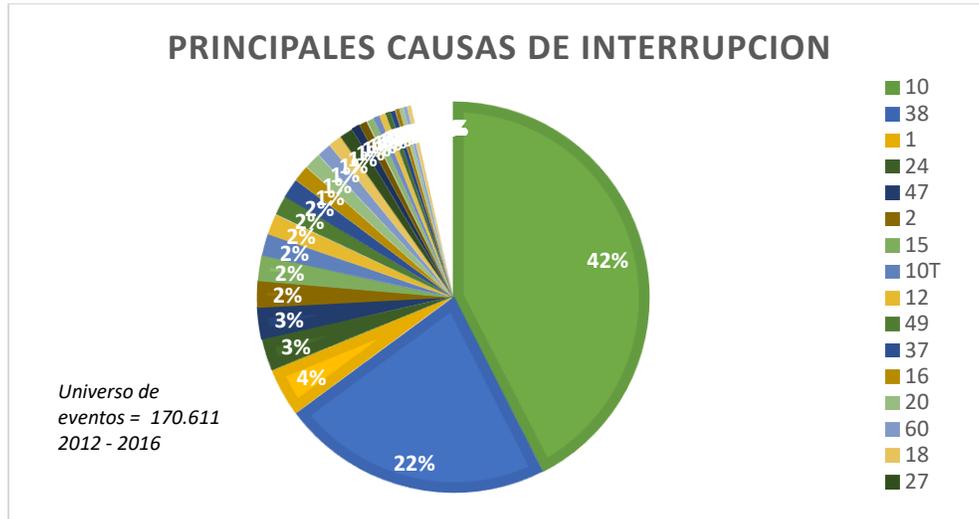
3.3. CAUSAS DE INTERRUPCIÓN

Las causas de interrupción serán analizadas en los módulos o bahías de cada subestación descartando los transformadores de los usuarios finales con el fin de tener los eventos que como tal afectan a las cabeceras de los circuitos en las subestaciones.

En cada evento reportado, el OR identifica una causa de la interrupción del servicio (ver anexo causas). La CREG establece algunas causas para estandarización con la cual los OR pueden diseñar el propio listado de causas (CREG 177, 2009). Dentro del listado de causas de interrupción de Enertolima S.A E.S.P. se encuentra una que es asociada cuando la interrupción es propiamente originada por la falla de un activo o equipo de subestación. Para este caso, estas causas de interrupción están catalogadas como “causa 18” (niveles 1, 2 y 3) y “causa 18T” (nivel 4), las cuales son utilizadas en este documento para dar a conocer el diagnóstico de fallas que se originan en las subestaciones de distribución de energía eléctrica de la compañía. Se cuenta con la información de una ventana de tiempo de 5 años, intervalo en el cual se hace el actual formato de reporte, con un universo de 170.611 eventos originados por todas las causalidades posibles. Dentro de este universo de eventos, los que son de particular interés están asociados a las causas 18 y 18T, aportando un total de 2.054 eventos.

Es de resaltar que las interrupciones en el servicio de energía eléctrica originados por fallos en equipos de subestación solo corresponden a un 1.2% de todas las causas de interrupción. Sin embargo, estas interrupciones pueden ser de gran impacto para la prestación del servicio. Como puede apreciarse en la gráfica 3.5, las principales causas de interrupción del fluido eléctrico corresponden en primera medida a las que se catalogan como desconocidas (causa 10), seguido de condiciones atmosféricas adversas (causa 38), las maniobras por transferencias de carga (causa 1), la vegetación sobre la red (causa 24) y el mantenimiento preventivo de la red (causa 47).

Según la gráfica 22, entre las principales causas de falla se encuentran las originadas por condiciones climáticas, lo cual es consecuente con los periodos de alta precipitación en la región andina y particularmente en el departamento del Tolima (ver grafica 23). Según los históricos de los últimos 5 años, los meses de más alta precipitación catalogados por el IDEAM están en los periodos Marzo-Abril y Octubre-Noviembre (IDEAM, 2014), los cuales corresponden con los mismos periodos con mayor tasa de eventos (ver tabla 9), en el sistema eléctrico del departamento del Tolima (ver grafica 24).



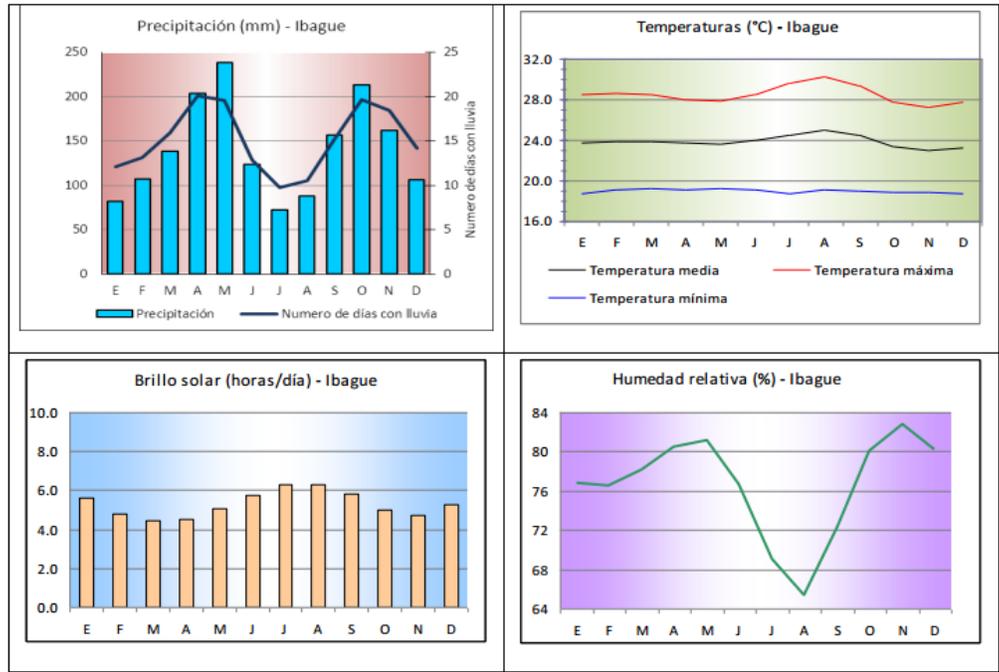
Gráfica 22: Representación porcentual de causas de interrupción 2012-2016
Fuente: Autor

Tabla 9: Cantidad de eventos por mes (2012-2016)

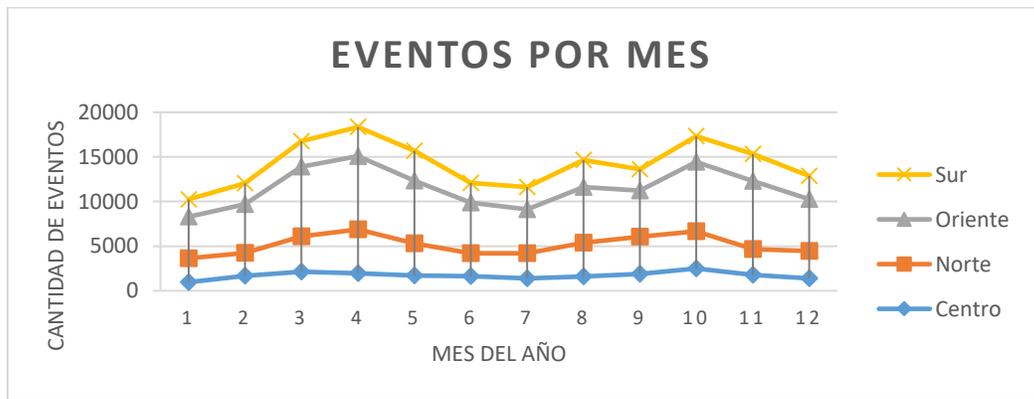
Mes del Año	Zona del Departamento				Total general de eventos
	Centro	Norte	Oriente	Sur	
1	960	2681	4656	1949	10246
2	1665	2566	5475	2326	12032
3	2142	3951	7814	2861	16768
4	1952	4922	8211	3267	18352
5	1708	3593	7033	3345	15679
6	1647	2570	5671	2198	12086
7	1372	2821	4932	2510	11635
8	1593	3777	6256	3039	14665
9	1893	4166	5174	2377	13610
10	2494	4160	7773	2901	17328
11	1780	2872	7643	3044	15339
12	1377	3070	5821	2603	12871
Total general	20583	41149	76459	32420	170611

Fuente: Autor

Los eventos asociados a la falla de equipo de subestación (causas 18 y 18T), fueron subcategorizados a fin de identificar más fácilmente, cual es el equipo que produce el evento al momento de la salida de funcionamiento del circuito de distribución. Adicionalmente, se realizó una clasificación de los equipos según su nivel de tensión, con el fin de estudiar mejor los modos de falla.



Gráfica 23: Características climáticas regionales
Fuente: (IDEAM, 2014)



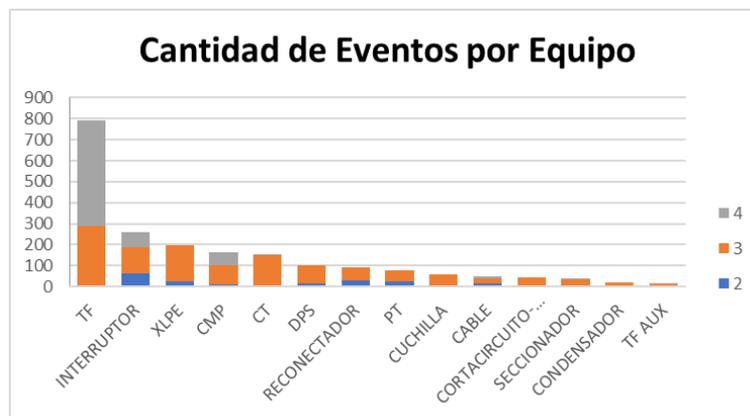
Gráfica 24: Cantidad de eventos por mes 2012-2016
Fuente: Autor

La anterior tabla es gráficamente representada mediante el diagrama de barras de la gráfica 25, donde es claramente identificado que el elemento de mayor impacto en la salida de funcionamiento de circuitos es el Transformador de Potencia, junto con el interruptor de potencia lo que los convierte en equipos de alto impacto al momento de su falla y, por ende, una alta influencia en la pérdida de confiabilidad.

Tabla 10: Cantidad de eventos por equipo según nivel de tensión

#	EQUIPO FALLADO	NIVEL DE TENSIÓN			CANTIDAD DE EVENTOS TOTAL GENERAL
		2	3	4	
1	TF		287	505	792
2	INTERRUPTOR	62	126	70	258
3	XLPE	23	172		195
4	CMP	8	94	63	165
5	CT	7	141	8	156
6	DPS	17	85		102
7	RECONECTADOR	29	63		92
8	PT	24	54		78
9	CUCHILLA	3	53		56
10	CABLE	16	23	11	50
11	CORTACIRCUITO-FUSIBLE	4	40		44
12	SECCIONADOR		32	2	34
13	CONDENSADOR	7	12		19
14	TF AUX	2	11		13
	TOTAL GENERAL	202	1193	659	2054

Fuente: Autor



Gráfica 25: Cantidad de eventos por equipo de subestación según nivel de tensión (2012-2016)

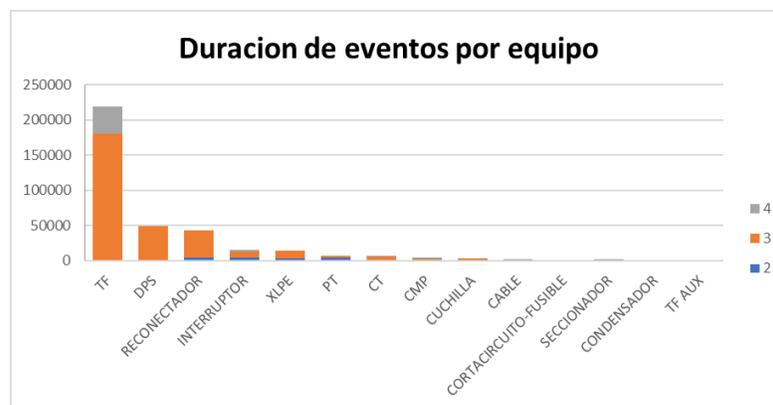
Fuente: Autor

Puesto que los transformadores de Nivel 4, se encuentran en subestaciones grandes y más críticas, las cuales a su vez alimentan a otras subestaciones de menor capacidad, la falla de estos impacta directamente en la salida de las subestaciones y los circuitos aguas abajo de estos. Los transformadores de potencia, de nivel 4 y 3, al ser los que alimentan a más de un circuito de distribución de su respectiva subestación, impactan en mayor medida en la estadística de eventos por circuito en el momento de su falla. De otro lado, equipos como el interruptor de potencia, se ven muchas veces afectados en su funcionamiento, debido a que los mismos, son los encargados de despejar las corrientes de falla en el momento de algún evento. Adicionalmente, es importante mencionar que no solo la cantidad de eventos es información relevante dentro de las estadísticas, sino también lo es la duración de las mismas.

Tabla 11: Cantidad y duración de eventos por equipo según nivel de tensión

#	Equipo Fallado	Nivel de Tensión						Total Eventos	Total Duración minutos
		2		3		4			
		cantidad	duración	cantidad	duración	cantidad	duración		
1	TF			287	181083,77	505	37685,29	792	218769,06
2	INTERRUPTOR	62	4524,87	126	7839,02	70	2756,2	258	15120,09
3	XLPE	23	3066,6	172	10463,3			195	13529,9
4	CMP	8	223,4	94	1545,7	63	2709,76	165	4478,86
5	CT	7	867,1	141	4776,9	8	723,2	156	6367,2
6	DPS	17	518,5	85	48237,6			102	48756,1
7	RECONECTADOR	29	4994,92	63	37905,96			92	42900,88
8	PT	24	4517,3	54	2307,34			78	6824,64
9	CUCHILLA	3	519	53	3082,9			56	3601,9
10	CABLE	16	641,4	23	190,2	11	483,7	50	1315,3
11	CORTACIRCUITO-FUSIBLE	4	1,6	40	1129,2			44	1130,8
12	SECCIONADOR			32	272,8	2	88,78	34	361,58
13	CONDENSADOR	7	20,9	12	244,3			19	265,2
14	TF AUX	2	67,8	11	20,9			13	88,7
	Total general	202	19963,39	1193	299099,89	659	44446,93	2054	363510,21

Fuente: Autor



Gráfica 26: Duración de eventos por equipo de subestación según nivel de tensión (2012-2016)

Fuente: Autor

Según la duración de los eventos, también se puede ver claramente que los asociados al transformador de potencia presentan un mayor tiempo sobre el restablecimiento del servicio.

Analizando la gráfica y extrayendo los cinco primeros equipos de la tabla según la cantidad y luego los cinco equipos con mayor fallo según su frecuencia y duración encontramos que los equipos de mayor impacto son el transformador de potencia y el interruptor.

Tabla 12: DNA de eventos por equipo según nivel de tensión

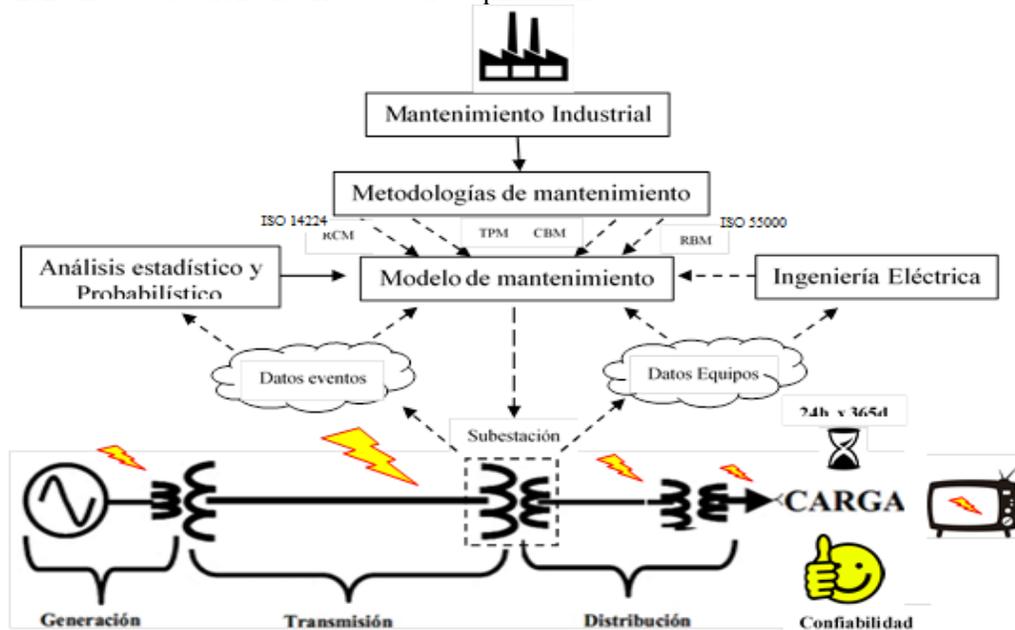
#	Equipo Fallado	Nivel de tensión			Total general DNA (MWh)
		2	3	4	
1	TF		329,44	311,69	641,14
2	XLPE	26,24	80,53		106,77
3	INTERRUPTOR	29,73	44,27	9,79	83,79
4	DPS	1,12	76,24		77,36
5	PT	39,40	17,47		56,88
6	CT	5,78	9,14	14,74	29,66
7	RECONECTADOR	18,95	7,80		26,75
8	CUCHILLA	2,88	22,06		24,95
9	CMP	1,98	4,17	8,68	14,83
10	CABLE	5,19	0,39	2,56	8,14
11	SECCIONADOR		3,75		3,75
12	CORTACIRCUITO-FUSIBLE	0,02	3,43		3,44
13	CONDENSADOR	0,17	1,45		1,62
14	TF AUX	0,76	0,19		0,95
	Total general	132,22	600,35	347,47	1080,04

Fuente: Autor

Como puede apreciarse en la tabla y la gráfica los eventos que más DNA ocasionan solo los atribuidos a los fallos en transformadores de potencia (59%), cables XLPE (9%) e interruptores de potencia (7%), principalmente en nivel de tensión 3 (34,5 kV).

4. PROPUESTA METODOLÓGICA

En el capítulo se describe la metodología de investigación, la cual parte desde el planteamiento propio de la misma (ver Grafica 29), y se fundamenta en la combinación de las diferentes estrategias de mantenimiento traídas de la industria y antes estudiadas como lo son el mantenimiento basado en confiabilidad, condición y riesgo, etc.; con el objetivo de que la misma, ayude a la óptima gestión del mantenimiento de subestaciones de distribución de energía eléctrica. Esto tiene como objetivo macro, buscar una mayor calidad en la prestación del servicio de energía eléctrica, y que dicha metodología sea estandarizada (a través de la norma ISO 14224), permitiendo replicarla a todos los equipos que componen una subestación eléctrica o a otras aplicaciones.



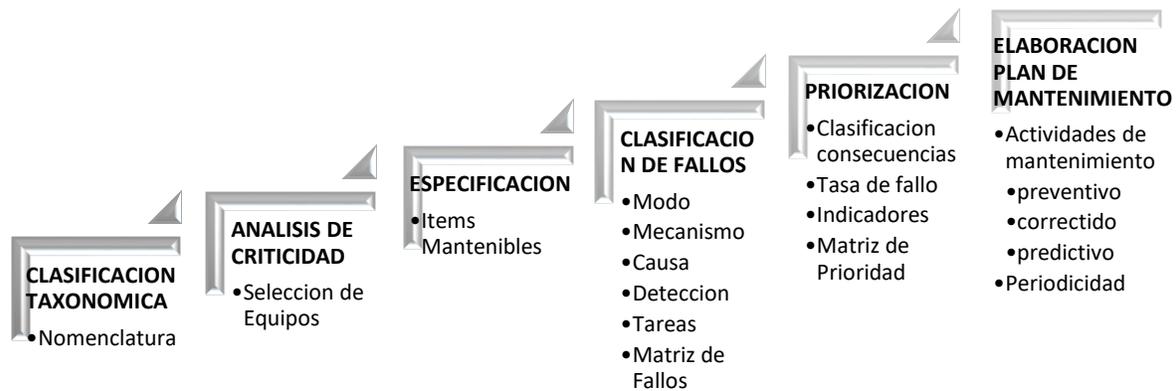
Gráfica 29: Planteamiento de la investigación

Fuente: Autor

La metodología de investigación propone pautas para el análisis y la gestión de la información de equipos de subestación, los fallos presentados en estos equipos a través de datos históricos (eventos), así como el mantenimiento de los mismos. Esto se pretende lograr con la implementación de estandarizaciones taxonómicas para la segregación de los ítems mantenibles a atacar.

Debido a la cantidad de activos y equipos que posee una subestación eléctrica, y su respectivo número de componentes e ítems mantenibles, es el motivo por el cual, se propone la implementación del modelo de gestión para aquellos que, al momento de fallar, han representado un mayor impacto en la prestación del servicio de energía eléctrica, y como se mencionó anteriormente, que tenga la propiedad de replicarse a otros equipos. Los fallos a estos equipos son analizados con el fin de tener un panorama de su contexto de ocurrencia. A su vez, se busca priorizar los ítems mantenibles sobre los cuales se deben reforzar el mantenimiento, dando también el paso de la periodicidad sobre dichas intervenciones.

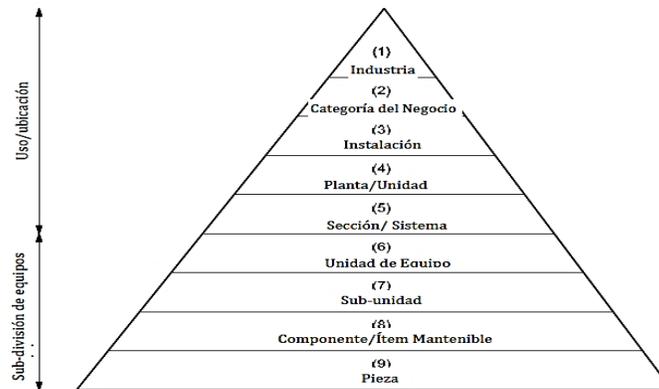
A continuación, los subcapítulos explicaran el modelo propuesto para la gestión de mantenimiento en equipos de subestaciones de distribución de energía eléctrica, junto con la metodología para su desarrollo.



Gráfica 30: Modelo de gestión de mantenimiento
Fuente: Autor

4.1. CLASIFICACIÓN TAXONÓMICA

Buscando la estandarización de la propuesta, se realiza la identificación de los equipos a estudiar, basándose en la estructura taxonómica de la norma ISO14224, la cual realiza una clasificación sistemática, bajo estándares internacionales, de la infraestructura a mantener. Se agrupan los componentes y características de dichos equipos por factores comunes, como ubicación, uso, entre otros (ISO 14224 & The British Standards Institution, 2016).



Gráfica 31: Clasificación de la Taxonomía
Fuente:(ISO, 2006; ISO 14224 & The British Standards Institution, 2016)

Según la clasificación taxonómica de la norma ISO 14224, se establecieron los siguientes niveles taxonómicos para la clasificación de los activos de subestaciones eléctricas, del presente documento

Tabla 13: Nivel 1

ITEM	INDUSTRIA
E	Eléctrica

Fuente: Autor

Tabla 14: Nivel 2

ITEM	CATEGORIA
G	Generación
T	Transmisión
D	Distribución

Fuente: Autor

Los niveles 1 y 2 son claramente identificables para el presente trabajo, puesto que solo se está trabajando en instalaciones del sector eléctrico y más específicamente en la categoría de negocio de distribución de energía eléctrica.

Tabla 15: Nivel 3

ITEM	SUBESTACION
HD	Hidroprado
GY	Guayabal

Fuente: Autor

Tabla 16: Nivel 4

ITEM	BAHIA / MODULO / CIRCUITO
120	Hidroprado TF20MVA 115KV
189	Guayabal circuito 3

Fuente: Autor

Para el nivel 3 se utiliza el listado de subestaciones y el respectivo código abreviado, el cual ya tiene el operador de red. En el caso del nivel 4, las bahías o módulos serán clasificados e identificados basados en los códigos CREG que la compañía maneja para sus circuitos de distribución (ver anexo circuitos).

Tabla 17: Nivel 5

ITEM	UNIDAD / EQUIPO
TF	Transformador de potencia
IN	Interruptor de potencia
CX	Cable XLPE
CM	control – medida - protección
CT	Transformador de corriente
DP	Descargador de sobretensión
RC	Reconectador
PT	Transformador de tensión
CH	Cuchilla monopolar
CA	Cable aéreo
CC	Cortacircuito-fusible
SC	Seccionador
CN	Condensador
TA	Transformador de auxiliares

Fuente: Autor

El nivel 5 lo conforman el listado de los principales equipos y/o activos que conforman una subestación según lo visto en el capítulo 2.

Tabla 18: Nivel 6 – Transformador e interruptor

ITEM	SUB-UNIDAD
UT	Unidad de transformador
UM	Unidad de monitoreo
VA	Varios

ITEM	SUB-UNIDAD
CP	Circuito de potencia
PM	Protección y monitoreo
VA	Varios

Fuente: Autor

Para los niveles 6 se recurrirá al apoyo de la norma ISO 14224, Anexo A, en el cual encontramos varios equipos industriales genéricos ya caracterizados y estandarizados (ver anexo taxonomía), con el fin de agruparlos para posteriormente, reconocer elementos similares o comunes, lo cual a su vez ayudará para la selección del inventario de repuestos de los distintos equipos. En la tabla 18 se puede ver la taxonomía propuesta por la norma para los equipos del Transformador de Potencia y el Interruptor de Potencia. En el nivel 7 se realizó la separación de distintos sistemas comunes que cumplen una función específica dentro de la operación del activo o en determinado proceso. Para el nivel 8, también se tomará como base el anexo antes descrito para el nivel 6 (ver anexo taxonomía).

Tabla 19: Nivel 7

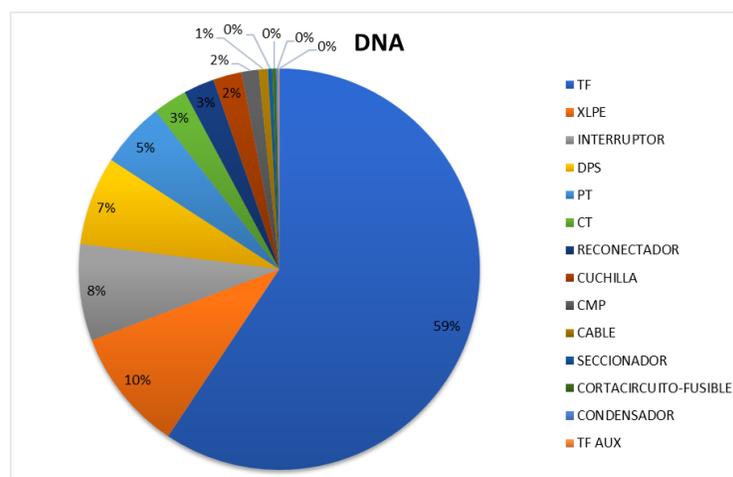
ITEM	SISTEMA
EL	Eléctrico
ME	Mecánico
NE	Neumático
HI	Hidráulico
MA	Magnético
RF	Refrigeración
CL	Calefacción
LU	Lubricación
SE	Seguridad
AI	Aislamiento
PR	Protección

Fuente: Autor

El nivel 8 y 9 será la unidad final de división del equipo y se basará en el inventario de elementos, piezas y componentes que el fabricante describe del equipo en particular, y sobre los cuales finalmente se realizará la acción de mantenimiento, la cual repercutirá directamente en los indicadores de confiabilidad.

4.2. ANÁLISIS DE CRITICIDAD Y SELECCIÓN DE EQUIPOS

En el momento de presentarse un evento ocasionado por una falla en algún activo o equipo del sistema y su posterior afectación sobre el circuito del cual es parte, la energía no suministrada y la interrupción del servicio es el factor que más fuerte golpea de cara a los usuarios del servicio de energía eléctrica. Esta Demanda No Atendida (DNA) de energía eléctrica, será el principal criterio de selección a la hora de determinar la criticidad de los equipos que deben ser intervenidos en el momento de desarrollar el modelo de gestión propuesto en el presente trabajo. El registro de la DNA se obtiene de las variables eléctricas registradas en el registro de eventos del sistema. En la gráfica 32 podemos representar porcentualmente el impacto de la DNA sobre el sistema eléctrico dependiendo del equipo que origino la misma.



Gráfica 32: Distribución porcentual de DNA según equipos.

Fuente: Autor

4.2.1. Principio de Pareto

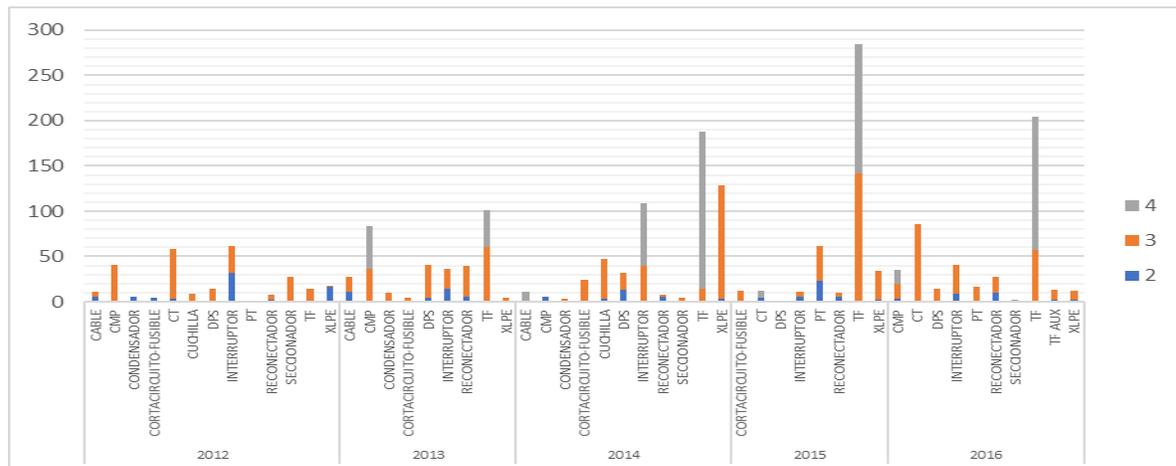
Bajo este análisis es posible aplicar técnicas de selección como el criterio o principio de Pareto. El Principio de Pareto, también conocido como la regla de 80/20, es una teoría que mantiene que el 80% de las consecuencias de una situación o sistema se determina por el 20% de las causas y que la mayoría de las cosas no se distribuyen de manera uniforme. (Kiremire, 2011). Los porcentajes no tienen que ser exactamente 20 y 80; podrían ser 30/70, o 10/90; lo importante es que el principio de Pareto, supone que cuanto más frecuentemente se produzca una acción, mayor será el impacto que tenga sobre el resultado (Guerri, 2017).

Tabla 20: distribución porcentual de DNA según equipos.

#	Equipo Fallado	DNA (MWh)	DNA (%)	PARETO
1	TF	641,14	59,36	77%
2	XLPE	106,77	9,89	
3	INTERRUPTOR	83,79	7,76	
4	DPS	77,36	7,16	23%
5	PT	56,88	5,27	
6	CT	29,66	2,75	
7	RECONECTADOR	26,75	2,48	
8	CUCHILLA	24,95	2,31	
9	CMP	14,83	1,37	
10	CABLE	8,14	0,75	
11	SECCIONADOR	3,75	0,35	
12	CORTACIRCUITO-FUSIBLE	3,44	0,32	
13	CONDENSADOR	1,62	0,15	
14	TF AUX	0,95	0,09	
	Total general	1080,04	100,00	

Fuente: Autor

Según lo anterior se puede apreciar cerca del 80% de la DNA (77%), es originada por el 20% de los equipos fallados (21% en 3 equipos). Esta observación es claramente apreciable en la gráfica 4.5 y da un punto de partida sobre el cual se deben enfocar los esfuerzos de la correcta gestión. Si utilizáramos este mismo criterio basado en otro insumo como la cantidad de eventos (ver grafica 33) asociada a cada equipo, encontraríamos los mismos tres equipos dentro del grupo de principales responsables de eventos de falla en circuitos en el sistema.



Gráfica 33: Cantidad eventos en circuitos por Fallas en equipos por año y nivel de tensión. (2012-2016)

Fuente: Autor

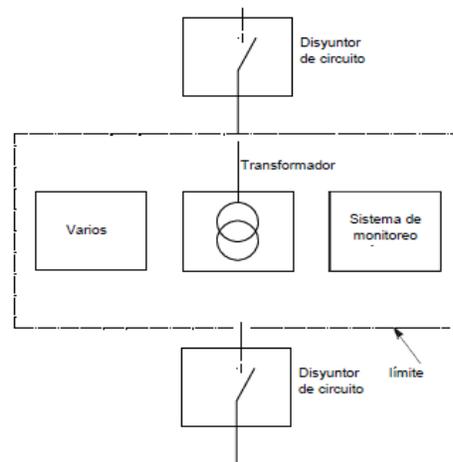
4.3. ESPECIFICACIÓN DE ÍTEMS MANTENIBLES POR EQUIPO

Esta información se utilizará para identificar los datos que se requieren para cada equipo presentado, y poder definir la estructura de una base de datos para los elementos taxonómicos relevantes. Muchos de los parámetros recomendados pueden ser comunes entre muchas clases de equipo (ISO 14224 & The British Standards Institution, 2016). Basados en la norma ISO14224 se presentan en las secciones A.2.2 a A.2.12 con una descripción detallada de lo siguiente:

- clasificación de tipo de equipo;
- definiciones de límites;
- subdivisión en niveles jerárquicos menores;
- datos específicos del equipo.

Basados en la norma, se toman los datos estandarizados de los equipos seleccionados según la sección A.6 de la norma ISO 14224.

4.3.1. Transformador de Potencia



Gráfica 34: Definición de límites Transformador de potencia
Fuente: (ISO 14224 & The British Standards Institution, 2016)

Tabla 21: sub-unidades e ítems mantenibles en Transformador de potencia.

Equipo	Transformadores de potencia		
Sub-unidad	Unidad de transformador (UT)	Sistema. de monitoreo (SM)	Varios (VA)
Ítems mantenibles	<ol style="list-style-type: none"> 1. Aceite 2. Tanque 3. Devanado Ventilador 4. Núcleo 5. Tanque de expansión 6. Radiador 7. Cambiador de toma 8. Impedante neutro 9. Tanque exterior 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Relé Buchholz 2. Indicador de nivel 3. Termómetro 4. Válvula de alivio 5. Relé de presión 6. Transformadores de corriente 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Aisladores de bujes 2. Bloques terminales 3. Conectores 4. Cableado 5. Puesta a tierra 6. Caja de conexiones 7. Dispositivo de gel de sílice 8. Amortiguadores 9. Penetrador 10. Resistores de puesta a tierra neutros (NGRs)

Fuente: (ISO 14224 & The British Standards Institution, 2016)

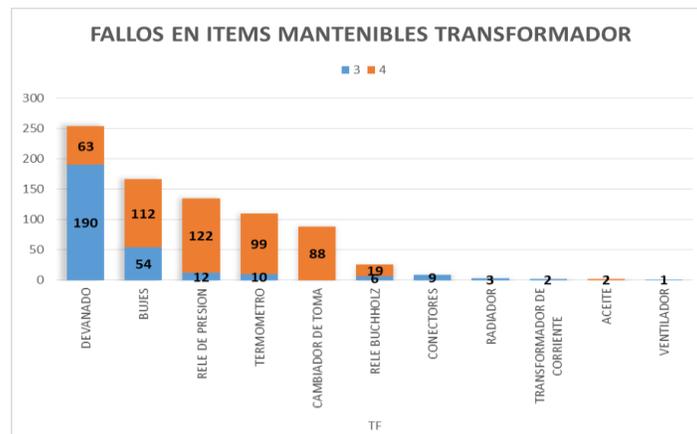
4.3.1.1. Resultados

Con la anterior clasificación de ítems mantenibles del transformador de potencia, se realizó el estudio de cada uno de los eventos de circuito, asociados a falla de un transformador de potencia, en el cual se identificó el ítem mantenible que insidió en el evento, obteniendo los siguientes resultados:

Tabla 22: Fallas asociadas a ítem mantenible de Transformador de potencia

TRANSFORMADOR DE POTENCIA ITEMS MANTENIBLES	NIVEL DE TENSION		Total general
	3	4	
devanado	190	63	253
bujes	54	112	166
relé de presión	12	122	134
termómetro	10	99	109
cambiador de toma		88	88
relé Buchholz	6	19	25
conectores	9		9
radiador	3		3
transformador de corriente	2		2
aceite		2	2
ventilador	1		1
Total general	287	505	792

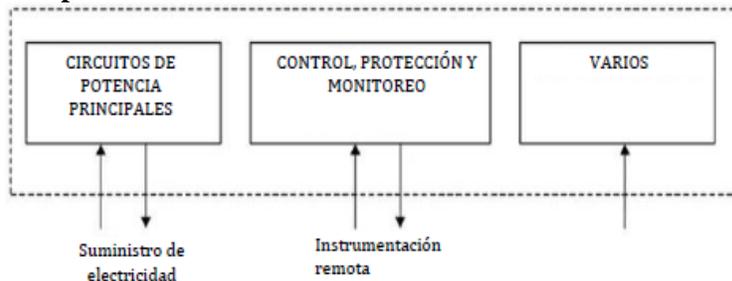
Fuente: Autor



Gráfica 35: Eventos en transformadores asociadas a ítem mantenible por nivel de tensión

Fuente: Autor

4.3.2. Interruptor de Potencia



Gráfica 36: Definición de límites Interruptor de potencia
Fuente: (ISO 14224 & The British Standards Institution, 2016)

Tabla 23: Sub-unidades e ítems mantenibles en Interruptor de potencia.

Equipo	Conmutadores		
Sub-unidad	Circuitos de potencia principales (PP)	Control protección y monitoreo (CP)	Varios (VA)
Ítems mantenibles	<ol style="list-style-type: none"> Disyuntor de circuito Terminación de cable Transformadores de corriente Transformadores de voltaje Desconectores Interruptor de puesta a tierra Partidores de motor (contactor) Accionador Busbar 	<ol style="list-style-type: none"> Medición Relé y enclavamiento de protección Control de suministro de energía Cortacircuitos en miniatura (MCB) Interfaz de comunicación Bloques terminales y conectores PLC Sensor Válvula Tuberías Cableado 	<ol style="list-style-type: none"> Caja de interfaz Enfriamiento Caja (gabinete)

Fuente: (ISO 14224 & The British Standards Institution, 2016)

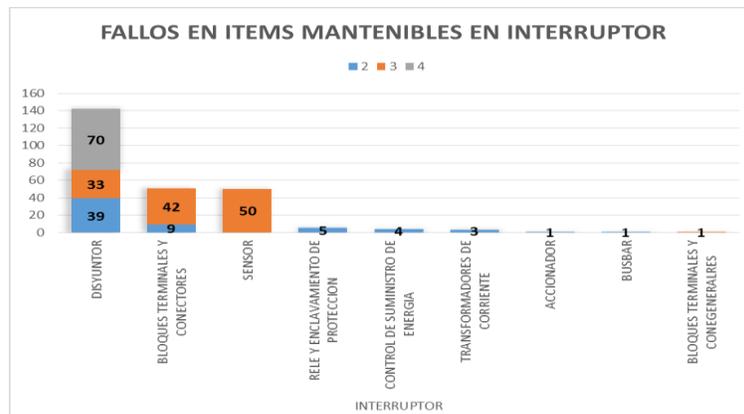
4.3.2.1. Resultados

Con la clasificación antes vista de ítems mantenibles del Interruptor de potencia, se realizó el estudio de cada uno de los eventos de circuito, asociados a falla de un interruptor de potencia, en el cual se identificó el ítem mantenible que insidió en el evento, obteniendo los siguientes resultados:

Tabla 24: fallas asociadas a ítem mantenible de Interruptor de potencia

INTERRUPTOR DE POTENCIA ITEM MANTENIBLE	NIVEL DE TENSION			Total general
	2	3	4	
disyuntor	39	33	70	142
bloques terminales y conectores	9	43		52
sensor		50		50
relé y enclavamiento de protección	5			5
control de suministro de energía	4			4
transformadores de corriente	3			3
accionador	1			1
Busbar	1			1
Total general	62	126	70	258

Fuente: Autor

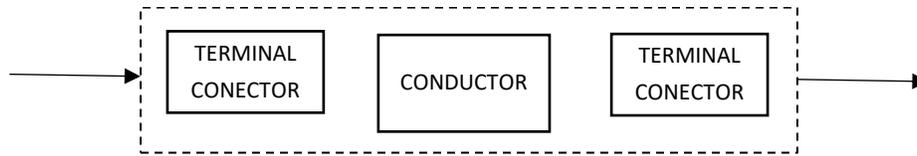


Gráfica 37: Eventos en interruptor de potencia asociadas a ítem mantenible por nivel de tensión

Fuente: Autor

4.3.3. Cable aislado – XLPE

Este tipo de cable no se encuentra tipificado dentro de los elementos que se catalogan en la norma ISO14224, por tal motivo se diseñó un bosquejo basado en otros elementos existentes.



Gráfica 38: Definición de límites Cable aislado - XLPE

Fuente: Autor

Tabla 25: Sub-unidades e ítems mantenibles en Cable aislado - XLPE.

Equipo	Cable Aislado - XLPE	
Sub-unidad	Conductor (CD)	TERMINAL CONECTOR (TE)
Ítems mantenibles	<ol style="list-style-type: none"> 1. Conductor principal 2. Película semiconductora 3. Aislamiento 4. Pantalla electrostática 5. Cubierta 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Borne 2. Terminal premoldeado 3. Terminal especial

Fuente: Autor

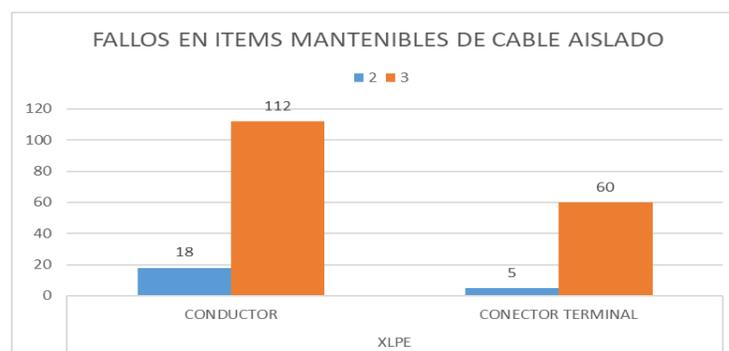
4.3.3.1. Resultados

Con la clasificación antes vista de ítems mantenibles de fuente propia creada basada en el modelo de la ISO 14224 para cables de potencia aislados, se realizó el estudio de cada uno de los eventos de circuito, asociados a falla de un cable aislado, en el cual se identificó el ítem mantenible que insidió en el evento, obteniendo los siguientes resultados:

Tabla 26: Fallas asociadas a ítem mantenible de cable XLPE

ITEM MANTENIBLE	XLPE		
	2	3	Total general
conductor	18	112	130
conector terminal	5	60	65
Total general	23	172	195

Fuente: Autor



Gráfica 39: Eventos en cables asociadas a ítem mantenible por nivel de tensión

Fuente: Autor

4.4. CLASIFICACIÓN DE FALLOS SEGÚN NORMA ISO14224

Teniendo como base la anterior clasificación taxonómica, se procede a utilizar la metodología FMEA (Failure Modes and Effects Analysis – análisis de modo de fallo y efectos) junto con la norma ISO14224, para crear una matriz de los modos, causas, mecanismos, efectos y consecuencias de las fallas de los componentes y elementos de los equipos seleccionados. Dicho análisis será efectuado a los tres equipos de mayor relevancia escogidos usando el criterio de Pareto, los cuales son el transformador de potencia, el interruptor de potencia y el cable aislado (XLPE). Con todos estos datos tabulados, se construye una matriz de fallos la cual resumirá los datos de análisis de fallos de todos los equipos, en sus ítems mantenibles por nivel de tensión (ver anexo fallos).

4.4.1. Modos de fallo

Según el estándar ISO 14224, modo de fallo es “el efecto por el cual un fallo es observada”, así como el estándar SAE JA 1012 lo define como “evento único que provoca una falla funcional”. Los modos de falla pueden categorizarse en tres tipos:

- Función deseada no obtenida (ej. falla en el arranque);
- Pérdida de una función específica, o función fuera de los límites operacionales aceptadas (ej. parada espuria, producción elevada);
- Indicación de falla observada, pero sin impacto inmediato y crítico en la función del equipo [este tipo de falla típicamente no es crítica y está relacionada a alguna degradación o condición de falla incipiente (ej. desgaste inicial)].

De estos tres tipos se desprenden los siguientes clasificados en la norma:

Tabla 27: Modos de fallo para equipos eléctricos

Código de modo de falla	Descripción	Ejemplos
AIR	Lectura anormal en instrumento	Error en nivel de aceite, falsa alarma, indicación errónea en instrumento
BRD	Parada	Daños graves
DOP	Operación retrasada	Retraso en respuesta a comandos
ELU	Fuga externa - medio de suministro	Fuga de aceite, lubricante, agua de enfriamiento
ERO	Producción errática	Oscilación, variación, inestabilidad
FOF	Error en frecuencia de salida	Frecuencia equivocada/oscilante
FOV	Error en voltaje de salida	Voltaje de salida equivocado/oscilante
FTC	Falla en cierre bajo demanda	El disyuntor de circuito/fusible de conmutación/interruptor/bus no cierra bajo demanda
FTF	Falla en funcionamiento bajo demanda	No arranca bajo demanda, o no responde tras la activación/señal, o no responde a comandos de entrada Función auxiliar, subsistema o dispositivo de monitoreo o control no opera
FTI	Falla de funcionamiento previsto	Respuesta inesperada Dispositivo de protección / disyuntor de circuito/interruptor no resuelve una falla en el circuito
FTO	Falla en abrir bajo demanda	Disyuntor de circuito/fusible conmutador/ no abre bajo demanda

FTR	Falla de regulación	No controla la carga, mala respuesta a retroalimentación
HIO	Alta producción	Exceso de velocidad/ producción sobre nivel aceptado
INL	Fuga interna	Oil leakage, Leakage internally process or utility fluids
LOO	Baja producción	Rendimiento/producción menor del nivel aceptado
NOI	Ruido	Ruido anormal
OHE	Sobrecalentamiento	Piezas de la máquina, escape, agua de enfriamiento
OHE	Sobrecalentamiento	Temperatura interna demasiado alta
OTH	Otro	Modos de falla no cubiertas anteriormente
PDE	Desviación de parámetros	Parámetro monitoreado excede los límites, p.ej. alarma alto/bajo
PLU	Taponamiento/atascamiento	Tuberías obstruidas
SER	Problemas menores en servicio	Ítems sueltos, decoloración, suciedad
SPO	Operación espuria	Desconexión intermitente u operación no intencionada.
		Operación inesperada
STD	Deficiencia estructural	Ruptura de tanque
UNK	Desconocido	Información insuficiente para definir modo de falla
UST	Parada espuria	Parada inesperada
		Desconexión no intencionada de un circuito
VIB	Vibración	Vibración anormal

Fuente: (ISO 14224 & The British Standards Institution, 2016)

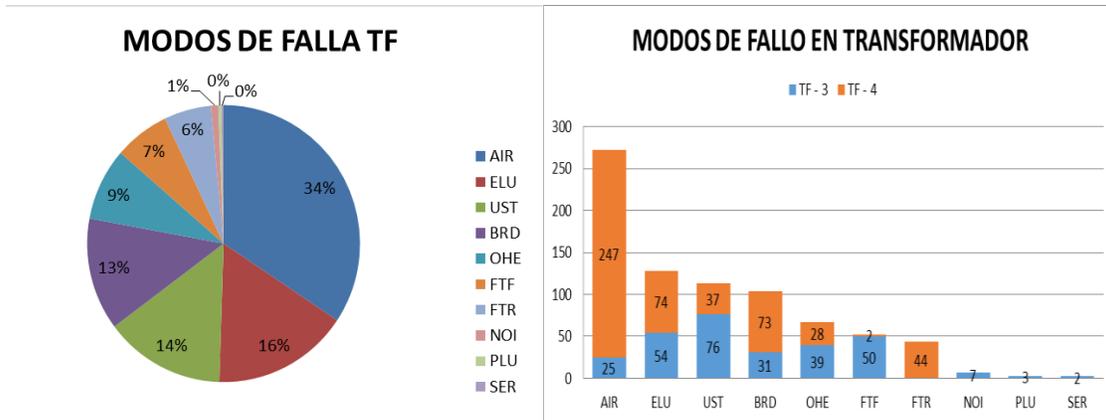
4.4.1.1. Resultados

Del análisis de cada uno de los eventos en circuitos de distribución de energía eléctrica para los tres equipos seleccionados por nivel de tensión, se encuentran las siguientes estadísticas de modos de falla:

Tabla 28: Modos de falla para transformadores de potencia por nivel de tensión

MODO DE FALLA	TRANSFORMADOR DE POTENCIA		
	NIVEL DE TENSION		Total TF
	3	4	
AIR	25	247	272
ELU	54	74	128
UST	76	37	113
BRD	31	73	104
OHE	39	28	67
FTF	50	2	52
FTR		44	44
NOI	7		7
PLU	3		3
SER	2		2
Total general	287	505	792

Fuente: Autor

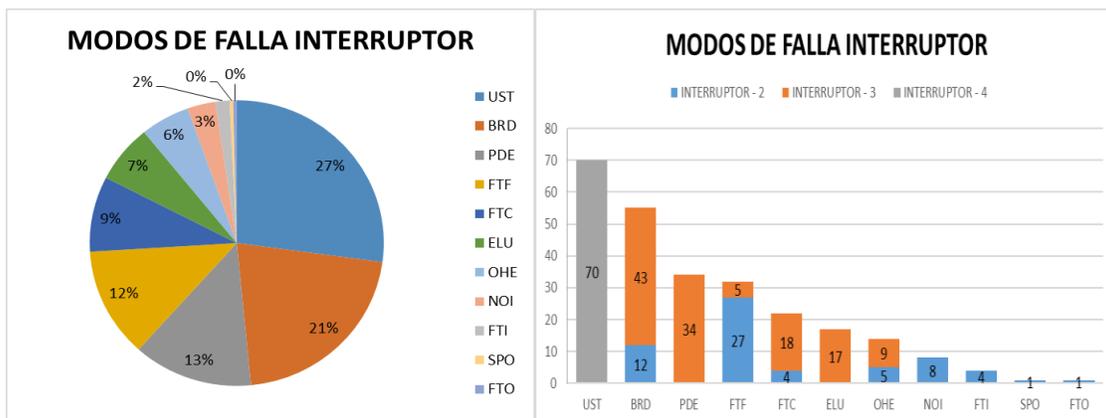


Gráfica 40: Modos de falla para transformadores de potencia.
Fuente: Autor

Tabla 29: Modos de falla para Interruptores de potencia por nivel de tensión

MODO DE FALLA	INTERRUPTOR DE POTENCIA			Total INTERRUPTOR
	NIVEL DE TENSION			
	2	3	4	
UST			70	70
BRD	12	43		55
PDE		34		34
FTF	27	5		32
FTC	4	18		22
ELU		17		17
OHE	5	9		14
NOI	8			8
FTI	4			4
SPO	1			1
FTO	1			1
Total general	62	126	70	258

Fuente: Autor

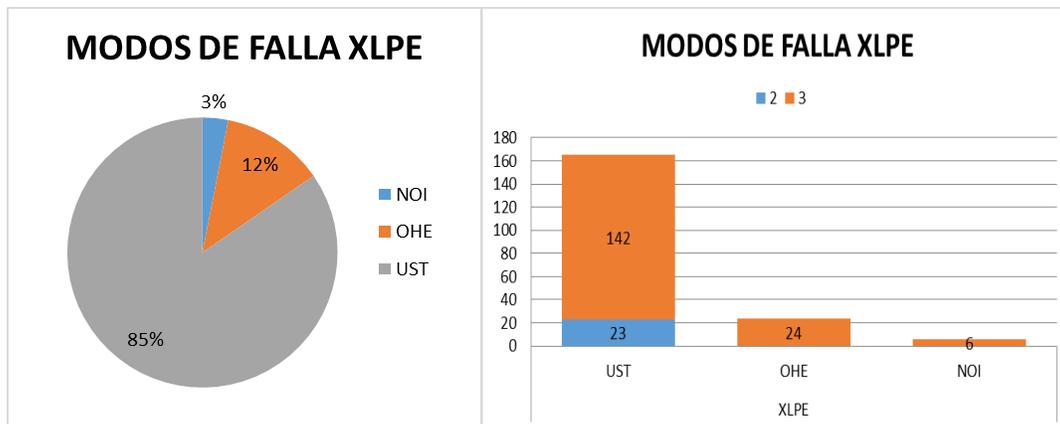


Gráfica 41: Modos de falla para Interruptores de potencia por nivel de tensión
Fuente: Autor

Tabla 30: Modos de falla para Interruptores de potencia.

MODO DE FALLA	XLPE		Total general
	NIVEL DE TENSION		
	2	3	
UST	23	142	165
OHE		24	24
NOI		6	6
Total general	23	172	195

Fuente: Autor



Gráfica 42: Modos de falla para cables por nivel de tensión

Fuente: Autor

4.4.2. Mecanismo de falla

Se entiende como el mecanismo que produce el modo de falla. Conceptualmente la norma API RP 581 lo define como: “Procesos que inducen cambios perjudiciales en el tiempo y que afectan las condiciones o propiedades mecánicas de los materiales”. Los mecanismos de deterioro suelen ser graduales, acumulativos y en algunos casos irrecuperables (Medina, 2017).

Tabla 31: Mecanismos de falla

Mecanismo de falla		Subdivisión del mecanismo de falla		Descripción del mecanismo de falla
Número de código	Notación	Número de código	Notación	
1	Falla mecánica	1.0	General	Falla relacionada a algún defecto mecánico, pero donde no se conocen detalles mayores.
		1.1	Fuga	Fugas externas e internas, ya sean de líquidos o gases: si el modo de falla al nivel del equipo se codifica como “fuga”, se debe utilizar un mecanismo de falla orientado a la causa siempre que sea posible.
		1.2	Vibración	Vibración anormal: Si el modo de falla al nivel del equipo es “vibración”, un mecanismo de falla orientado a la causa, la causa de la falla (causa raíz) debe ser registrado siempre que sea posible.

		1.3	Alineamiento/ espacio	Falla provocada por un espacio o alineamiento inadecuado.
		1.4	Deformación	Distorsión, flexión, abolladura, mellas, exceso de tensión, contracción, formación de ampollas, reptación, etc.
		1.5	Soltura	Desconexión, ítems sueltos.
		1.6	Atascamiento	Atascamiento, agarrotamiento, bloqueo por razones aparte de la deformación o problemas de alineamiento/espacio.
2	Falla de material	2.0	General	Falla relacionada a un defecto del material, pero donde no se conocen detalles mayores.
		2.1	Cavitación	Relevante para los equipos tales como las bombas y válvulas
		2.2	Corrosión	Todo tipo de corrosión, tanto húmeda (electroquímica) como seca (química)
		2.3	Erosión	Desgaste por erosión
		2.4	Desgaste	Desgaste abrasivo y adhesivo, p.ej. ralladuras, engrane, raspado, frotamiento
		2.5	Rotura	Fracturas, quebrantamientos, grietas
		2.6	Fatiga	Si la causa de la falla puede ser trazado a la fatiga, se debe utilizar este código.
		2.7	Sobrecalentamiento	Daños al material debido al sobrecalentamiento/ quemado
		2.8	Estallido	Ítem estallido, reventado, explosión, implosión, etc.
3	Falla de instrumentos	3.0	General	Falla relacionada al instrumento, pero donde no se conocen detalles mayores.
		3.1	Falla de control	Falta de regulación o regulación inapropiada
		3.2	Sin señal/ indicación/ alarma	Falta de señal/indicación/alarma esperada
		3.3	Señal/ indicación/ alarma defectuosa	Señal/indicación/alarma inapropiada en relación al proceso real. Puede ser falsa, intermitente, oscilante, arbitraria
		3.4	Desajuste	Error de calibración, cambio de parámetros
		3.5	Error de software	Falta de control/monitoreo/operación, control/monitoreo/operación inapropiada debido a error de software
		3.6	Falla de causa común/modo común	Varios instrumentos fallaron simultáneamente, p.ej. detectores de incendio y gas redundantes; también fallas relacionadas a una causa común.
4	Falla eléctrica	4.0	General	Fallas relacionadas al suministro y transmisión de energía eléctrica, pero donde no se conocen detalles mayores.
		4.1	Cortocircuito	Cortocircuito
		4.2	Circuito abierto	Desconexión, interrupción, cable roto
		4.3	Sin energía/voltaje	Suministro de energía eléctrica faltante o insuficiente
		4.4	Energía/voltaje inapropiado	Suministro de energía eléctrica inapropiado, p.ej. exceso de voltaje

		4.5	Falla de puesta a tierra/ aislamiento	Falla de puesta a tierra, baja resistencia eléctrica
5	Influencia externa	5.0	General	Falla debido a algún evento externo o sustancia fuera del límite, pero donde no se conocen detalles mayores.
		5.1	Bloqueo/ taponamiento	Restricción/taponamiento de flujo debido a incrustaciones, congelamiento, aseguramiento de flujo (hidratos) etc.
		5.2	Contaminación	Fluido/gas/superficie contaminado, p.ej. contaminación de aceite de lubricación, contaminación del cabezal del detector de gas
		5.3	Otra influencia externa	Objetos externos, impactos, influencia ambiental desde sistemas cercanos
6	Varios	6.0	General	Mecanismo de falla que no entre en las categorías anteriores
		6.1	Ninguna causa encontrada	Falla investigada, pero no se reveló la causa o existe demasiada incerteza
		6.2	Causas combinadas	Varias causas: Si existe una causa predominante, esta debe ser codificada.
		6.3	Otros	Sin código aplicable: Utilizar texto libre.
		6.4	Desconocido	No existe información disponible

Fuente: (ISO 14224 & The British Standards Institution, 2016)

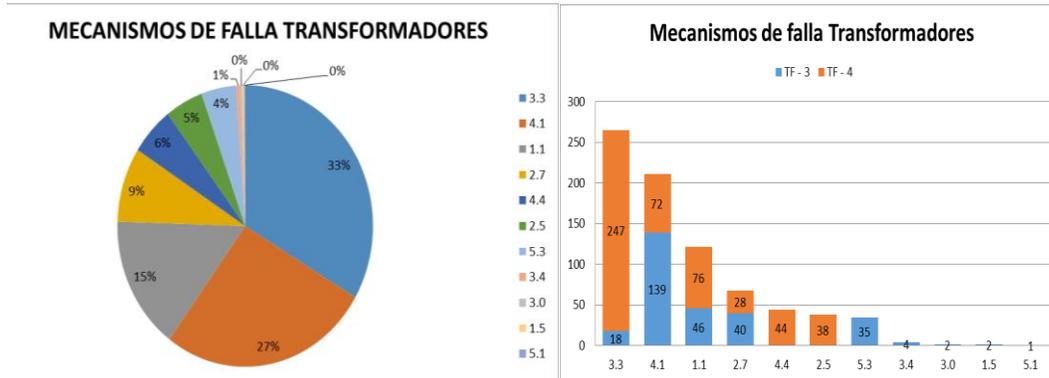
4.4.2.1. Resultados

Del análisis de cada uno de los eventos en circuitos de distribución de energía eléctrica, para los tres equipos seleccionados, por nivel de tensión, se encuentran las siguientes estadísticas de mecanismos de falla:

Tabla 32: Mecanismos de falla en transformadores de potencia por nivel de tensión.

MECANISMO DE FALLA	TRANSFORMADOR DE POTENCIA		Total TF
	NIVEL DE TENSION		
	3	4	
3.3	18	247	265
4.1	139	72	211
1.1	46	76	122
2.7	40	28	68
4.4		44	44
2.5		38	38
5.3	35		35
3.4	4		4
3.0	2		2
1.5	2		2
5.1	1		1
Total general	287	505	792

Fuente: Autor

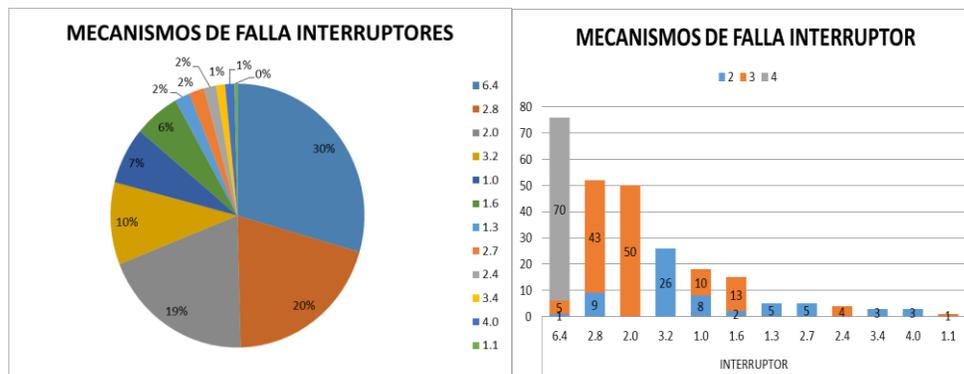


Gráfica 43: Mecanismos de falla en transformadores de potencia por nivel de tensión.
Fuente: Autor

Tabla 33: Mecanismos de falla en interruptores de potencia por nivel de tensión.

MECANISMO DE FALLA	INTERRUPTOR DE POTENCIA			Total general
	NIVELES DE TENSION			
	2	3	4	
6.4	1	5	70	76
2.8	9	43		52
2.0		50		50
3.2	26			26
1.0	8	10		18
1.6	2	13		15
1.3	5			5
2.7	5			5
2.4		4		4
3.4	3			3
4.0	3			3
1.1		1		1
Total general	62	126	70	258

Fuente: Autor



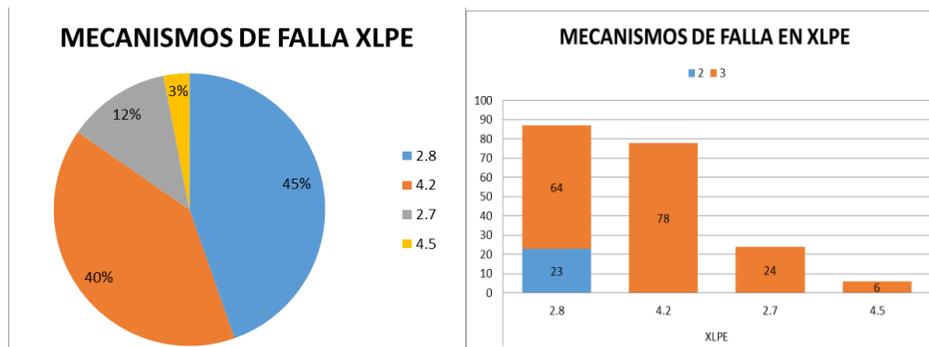
Gráfica 44: Mecanismos de falla para interruptores de potencia por nivel de tensión.

Fuente: Autor

Tabla 34: Mecanismos de falla en cable XLPE por nivel de tensión.

MECANISMO DE FALLA	XLPE		
	NIVEL DE TENSION		Total general
	2	3	
2.8	23	64	87
4.2		78	78
2.7		24	24
4.5		6	6
Total general	23	172	195

Fuente: Autor



Gráfica 45: Mecanismos de falla para interruptores de potencia por nivel de tensión.

Fuente: Autor

4.4.3.Causa de fallo

El estándar ISO 14224 define causas de falla como “las circunstancias durante el diseño, la fabricación o el uso, las cuales han conducido a una falla”(Medina, 2017).

Tabla 35: Causas de fallo.

Número de código	Notación	No. Código de subdivisión	Subdivisión de la causa de falla	Descripción de la causa de falla
1	Causas relacionadas al diseño	1.0	General	Diseño o configuración inapropiada del equipo (forma, tamaño, tecnología, configuración, operabilidad, mantenibilidad, etc.), pero no se conocen mayores detalles.
		1.1	Capacidad inapropiada	Dimensiones/capacidad inadecuada.
		1.2	Material inapropiado	Selección de materiales inapropiados.
2	Causas relacionadas a la fabricación/ instalación	2.0	General	Falla relacionada a la fabricación o instalación, pero no se conocen mayores detalles.
		2.1	Falla de fabricación	Falla de fabricación o procesamiento.
		2.2	Falla de instalación	Falla de instalación o montaje (no incluye montaje después de mantenimiento)

3	Causas relacionadas a la operación/mantenimiento	3.0	General	Falla relacionada a la operación/uso o mantenimiento del equipo, pero no se conocen mayores detalles.
		3.1	Servicio no provisto/ no diseñado	Condiciones de servicio imprevistas o no diseñadas, p.ej. operación del compresor fuera del rango apropiado, presión mayor a las especificaciones, etc.
		3.2	Error de operación	Error humano: Error, mal uso, negligencia, descuido, etc. durante la operación (ej. debido a fatiga humana)
		3.3	Error de mantenimiento	Error humano: Error, mal uso, negligencia, descuido, etc. durante el mantenimiento (ej. debido a fatiga humana)
		3.4	Desgaste esperado	Falla causada por el desgaste resultante de la operación normal del equipo
4	Falla relacionada a la gestión	4.0	General	Falla relacionada a problemas de gestión, pero no se conocen mayores detalles.
		4.1	Error de documentación	Error humano: Falla relacionada a procedimientos, especificaciones, planos, reportes, etc. (ej. debido a fatiga humana)
		4.2	Error de gestión	Falla relacionada a la planificación, organización, aseguramiento de calidad, etc.
5	Varios	5.0	Varios - general	Causas que no entran en una de las categorías anteriores
		5.1	Ninguna causa encontrada	Falla investigada, pero no encontró una causa específica
		5.2	Causa común	Causa/modo común b
		5.3	Causas combinadas	Varias causas actúan simultáneamente. Si existe una causa predominante, esta debe ser codificada.
		5.4	Falla de otra unidad/ en cascada	Falla debido a la falla de otro equipo, Sub-unidad o ítem mantenible (falla en cascada)
		5.5	Otros	Sin código aplicable: Utilizar texto libre para registrar causa.
		5.6	Desconocido	No existe información disponible acerca de la causa de falla

Fuente: (ISO 14224 & The British Standards Institution, 2016)

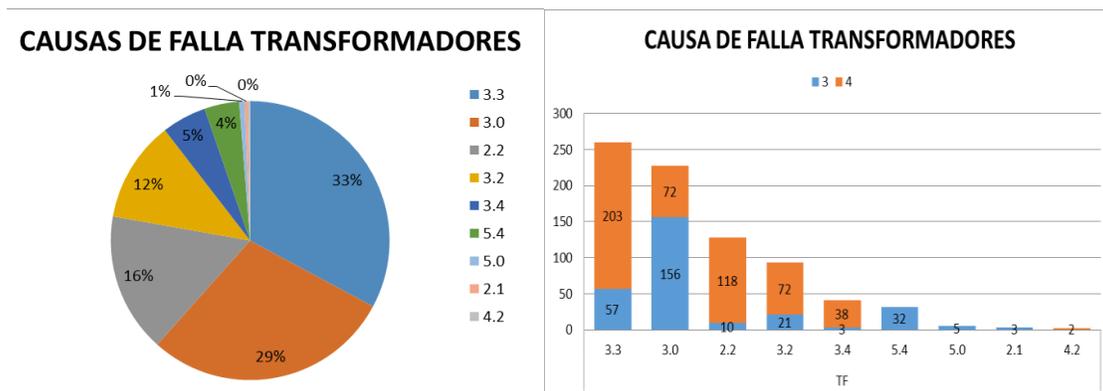
4.4.3.1. Resultados

Del análisis de cada uno de los eventos en circuitos de distribución de energía eléctrica, para los tres equipos seleccionados, por nivel de tensión, se encuentran las siguientes estadísticas de causas de falla:

Tabla 36: Causas de falla en transformadores de potencia por nivel de tensión.

CAUSA DE FALLA	TRANSFORMADOR DE POTENCIA		
	NIVEL DE TENSION		Total general
	3	4	
3.3	57	203	260
3.0	156	72	228
2.2	10	118	128
3.2	21	72	93
3.4	3	38	41
5.4	32		32
5.0	5		5
2.1	3		3
4.2		2	2
Total general	287	505	792

Fuente: Autor



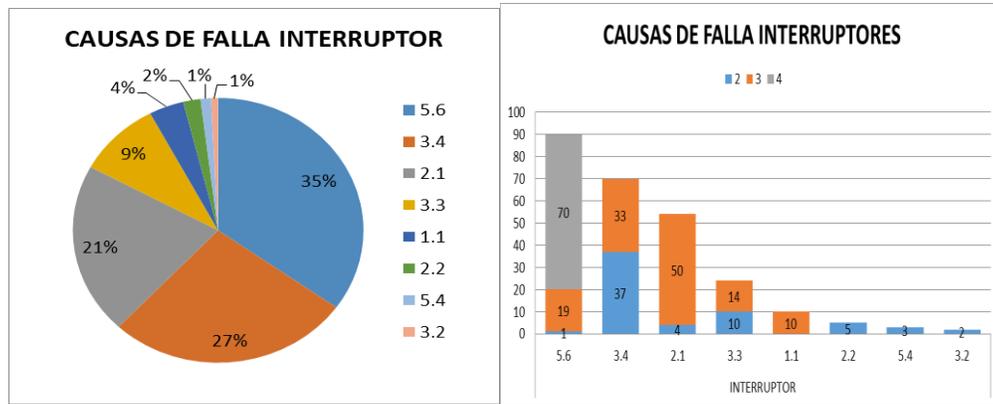
Gráfica 46: Causas de falla para transformadores de potencia por nivel de tensión.

Fuente: Autor

Tabla 37: Causas de falla en interruptores de potencia por nivel de tensión.

CAUSA DE FALLA	INTERRUPTOR DE POTENCIA			
	NIVEL DE TENSION			Total general
	2	3	4	
5.6	1	19	70	90
3.4	37	33		70
2.1	4	50		54
3.3	10	14		24
1.1		10		10
2.2	5			5
5.4	3			3
3.2	2			2
Total general	62	126	70	258

Fuente: Autor

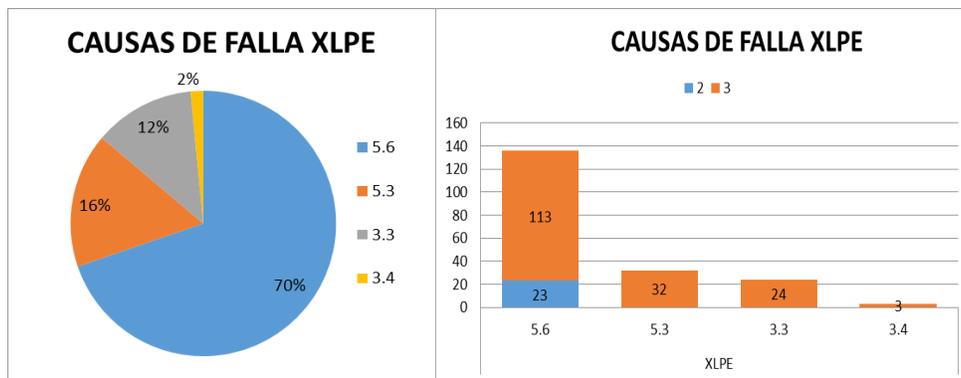


Gráfica 47: Causas de falla para interruptores de potencia por nivel de tensión.
Fuente: Autor

Tabla 38: Causas de falla en cables XLPE por nivel de tensión.

CAUSA DE FALLA	XLPE		
	NIVEL DE TENSION		Total general
	2	3	
5.6	23	113	136
5.3		32	32
3.3		24	24
3.4		3	3
Total general	23	172	195

Fuente: Autor



Gráfica 48: Causas de falla para cables XLPE por nivel de tensión.
Fuente: Autor

4.4.4. Método de detección

Se puede definir como la actividad mediante la cual la falla se descubre y esta es de importancia crítica al momento de evaluar el efecto del mantenimiento para distinguir entre las fallas descubiertas por actividades planificadas o por aquellas originadas por la casualidad.

Tabla 39: Métodos de detección de fallas

Número	Notación a	Descripción	Actividad
1	Mantenimiento periódico	Falla descubierta durante el mantenimiento, reemplazo o reacondicionamiento preventivo de un ítem al ejecutar el programa de mantenimiento preventivo.	Actividades Programadas
2	Pruebas funcionales	Falla descubierta al activar una función prevista y comparar la respuesta contra un estándar predefinido. Esto es un método típico de detección de fallas ocultas.	
3	Inspección	Falla descubierta durante la inspección planeada, p.ej. inspección visual, pruebas no destructivas	
4	Monitoreo periódico de condiciones	Fallas reveladas durante el monitoreo planeado y programado de condiciones de un modo de falla predefinido, ya sea manual o automático, p.ej. termografía, medición de vibraciones, análisis de aceite, etc.	
5	Pruebas de presión	Falla observada durante pruebas de presión	
6	Monitoreo continuo de condiciones	Fallas reveladas durante el monitoreo continuo de condiciones de un modo de falla predefinido	Monitoreo continuo
7	Interferencia de producción	Falla descubierta debido a una interrupción, reducción etc. de la producción	
8	Observación casual	Observación casual durante las revisiones rutinarias o casuales del operador, principalmente a través de los sentidos (ruido, olor, humo, fugas, apariencia, etc.)	Ocurrencias casuales
9	Mantenimiento correctivo	Falla observada durante mantenimiento correctivo	
10	Bajo demanda	Falla descubierta durante un intento de activar un equipo bajo demanda (ej. la válvula de seguridad no cierra tras la señal ESD; la turbina de gas no inicia bajo demanda, etc.)	
11	Otros	Otro método de observación y/o combinación de diferentes métodos	Otros

Fuente: (ISO 14224 & The British Standards Institution, 2016)

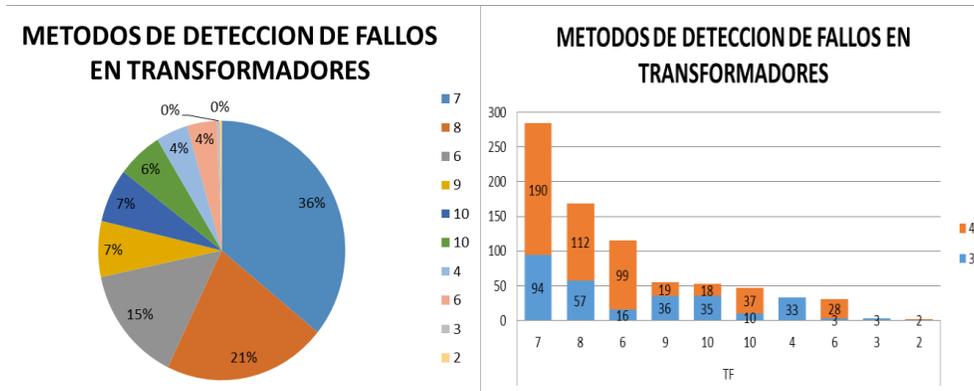
4.4.4.1. Resultados

Del análisis de cada uno de los eventos en circuitos de distribución de energía eléctrica, para los tres equipos seleccionados, por nivel de tensión, se encuentran las siguientes estadísticas de métodos de detección de falla:

Tabla 40: Métodos de detección de fallas para transformadores de potencia por nivel de tensión

METODO DE DETECCION	TRANSFORMADOR DE POTENCIA		
	NIVEL DE TENSION		Total general
	3	4	
7	94	190	284
8	57	112	169
6	16	99	115
9	36	19	55
10	35	18	53
10	10	37	47
4	33		33
6	3	28	31
3	3		3
2		2	2
Total general	287	505	792

Fuente: Autor

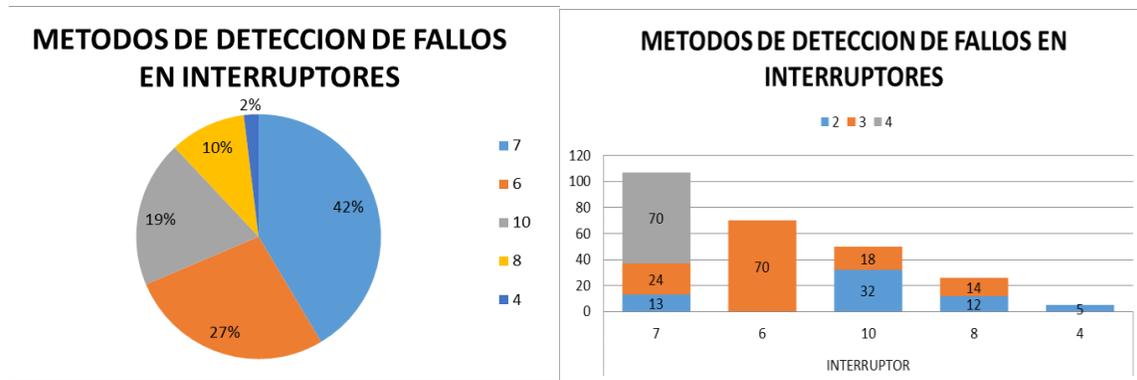


Gráfica 49: Métodos de detección de falla para transformadores de potencia por nivel de tensión.
Fuente: Autor

Tabla 41: Métodos de detección de fallas para Interruptores de potencia por nivel de tensión

MÉTODO DE DETECCIÓN	INTERRUPTOR DE POTENCIA			
	NIVEL DE TENSION			Total general
	2	3	4	
7	13	24	70	107
6		70		70
10	32	18		50
8	12	14		26
4	5			5
Total general	62	126	70	258

Fuente: Autor

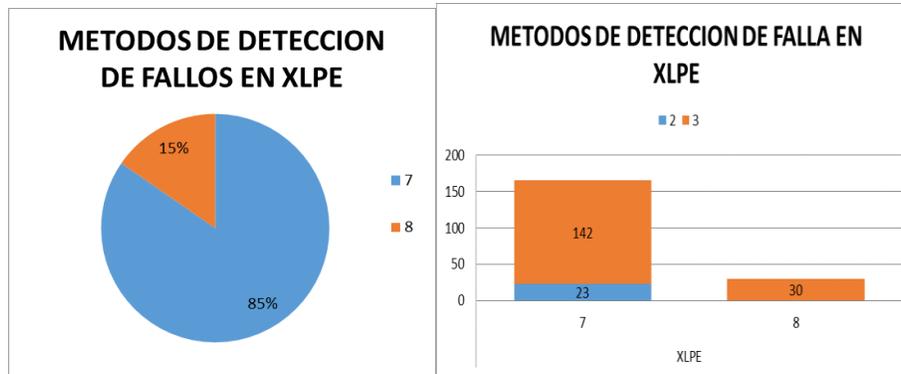


Gráfica 50: Métodos de detección de falla para interruptores de potencia por nivel de tensión.
Fuente: Autor

Tabla 42: Métodos de detección de fallas para cables XLPE por nivel de tensión

MÉTODO DE DETECCIÓN	XLPE		
	NIVELES DE TENSION		Total general
	2	3	
7	23	142	165
8		30	30
Total general	23	172	195

Fuente: Autor



Gráfica 51: Métodos de detección de falla para cables XLPE por nivel de tensión.

Fuente: Autor

4.4.5. Actividades de mantenimiento ante fallos

Habiendo analizado toda la información respecto a fallos, también es posible analizar las actividades de mantenimiento que se hicieron para dar solución a los mismos. Según la norma ISO14224 se establecen doce categorías de actividad de mantenimiento, junto con los códigos correspondientes para el uso en bases de datos, tanto para mantenimiento correctivo como para mantenimiento preventivo. En la columna “USO” las siglas C, D y P hacen referencia a:

C: Utilizado típicamente en el mantenimiento correctivo;

D: Utilizado típicamente en el mantenimiento predictivo;

P: Utilizado típicamente en el mantenimiento preventivo.

Tabla 43: Actividades de mantenimiento ante fallos

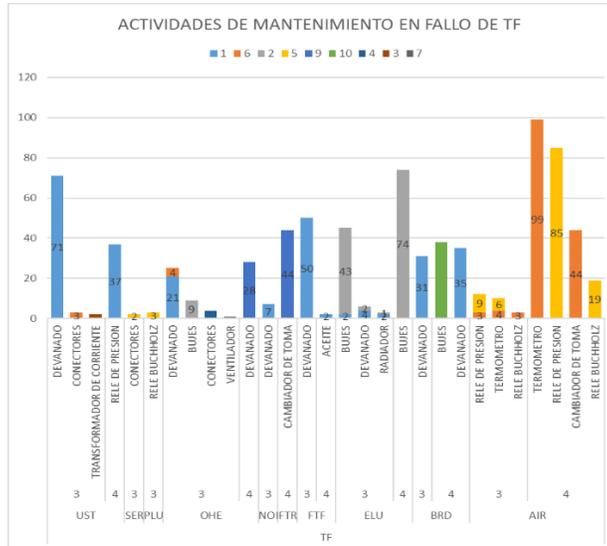
Código Numérico	Actividad	Descripción	Ejemplos	Uso	Recursos					
					Humanos		Técnicos			
					Técnico de pruebas	Técnico de mantenimiento	Equipos de Stock	Herramientas menores	Equipos de Prueba	Materiales Eléctricos
1	Reemplazar	Reemplazo del ítem por un ejemplar nuevo o rehabilitado del mismo tipo y marca	Reemplazo de un rodamiento desgastado	C, P	X	X	X	X	X	X
2	Reparar	Acción de mantenimiento manual realizada para restaurar un ítem a su apariencia o estado original	Reempaquetamiento, soldadura, llenado, reconexión, prefabricación, etc.	C	X	X		X	X	X
3	Modificar	Reemplazar, renovar o cambiar el ítem, o una parte de ello, con una pieza de otro tipo, marca, material o diseño	Instalar un filtro con una malla de menor diámetro, reemplazar una bomba de aceite de lubricación con una bomba de otro tipo, reconfiguración, etc.	C, P		X		X		X

4	Ajustar	Restaurar cualquier condición fuera de tolerancia al rango de tolerancia	Alinear, configurar y reconfigurar, calibrar, equilibrar	C , P		X		X		X
5	Reequipamiento	Actividad de reparación/servicio menor para restaurar un ítem a una apariencia aceptable, tanto interna como externa.	Pulido, limpieza, fresado, pintura, recubrimiento, lubricación, cambio de aceite, etc.	C , P		X		X		X
6	Revisión	Se investiga la causa de la falla, pero no se realiza ninguna actividad de mantenimiento, o la acción se posterga. Función recuperada a través de acciones simples, p.ej. reiniciar o reconfigurar	Reinicio, reconfiguración, ninguna acción de mantenimiento, etc. Especialmente relevante para fallas funcionales, p.ej. detectores de incendio y gas,	C , D	X	X				
7	Servicio	Tareas de servicio periódico: normalmente el ítem no se desarma	ej. limpieza, reposición de suministros consumibles, ajustes y calibraciones	P , D		X		X		
8	Prueba	Prueba periódica de funcionamiento o rendimiento	Prueba de función de un detector de gas, prueba de exactitud de un flujómetro	P , D	X					X
9	Inspección	Inspección/verificación periódica: escrutinio cuidadoso de un ítem con o sin desarmado, normalmente a través de los sentidos	Todo tipo de verificación general. Incluye mantenimiento menor como parte de la tarea de inspección.	P	X	X				
10	Reacondicionamiento	Reacondicionamiento mayor	Inspección/acondicionamiento general con desarmado y reemplazo de ítems según se especifique o se requiera	C , P , D	X	X	X	X	X	X
11	Combinación	Incluye varias de las actividades anteriores	Si una actividad predomina, ésta puede registrarse	C , P , D	X	X	X	X	X	X
12	Otros	Actividad de mantenimiento diferente a las anteriores	ej. actividades de protección	C , P , D						

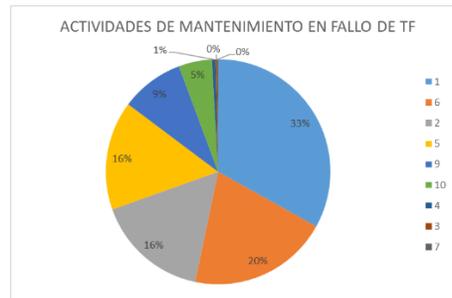
Fuente: (ISO 14224 & The British Standards Institution, 2016)

4.4.5.1. Resultados

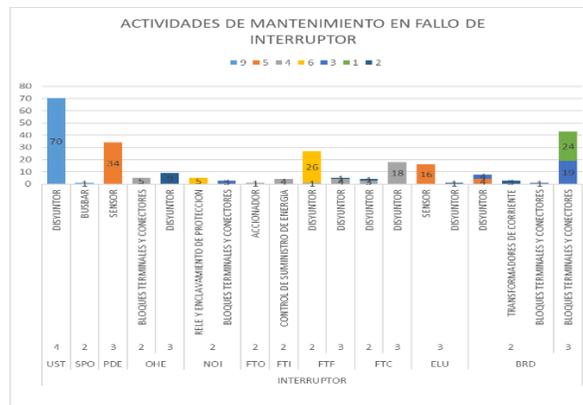
Del análisis de cada uno de los eventos en circuitos de distribución de energía eléctrica, para los tres equipos seleccionados, por nivel de tensión, se encuentran las siguientes estadísticas de actividades de mantenimiento realizadas para solucionar los fallos:



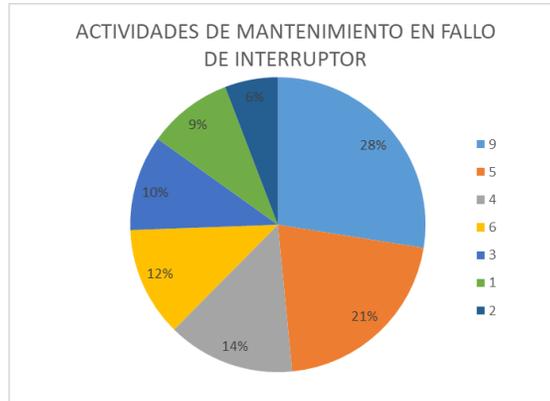
Gráfica 52: Actividades de mantenimiento ante fallos de transformadores de potencia.
Fuente: Autor



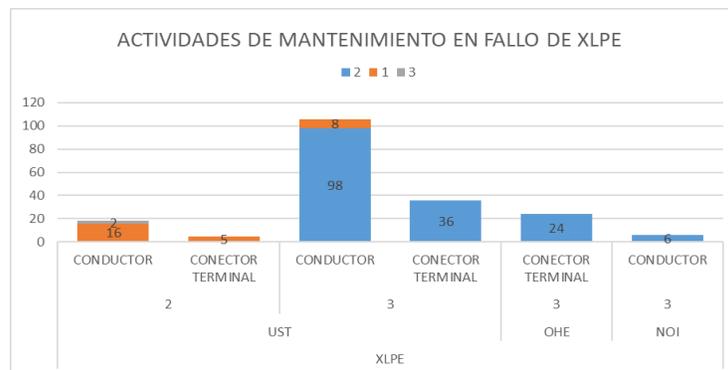
Gráfica 53: Actividades de mantenimiento ante fallos de transformadores de potencia.
Fuente: Autor



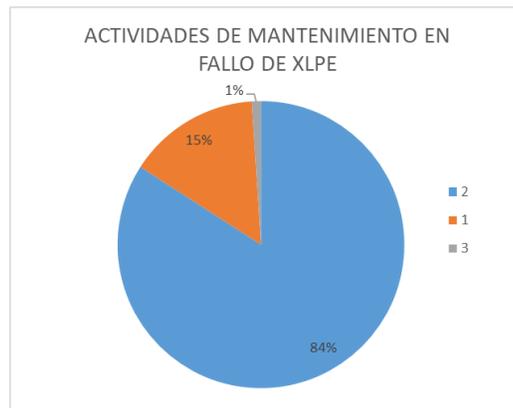
Gráfica 54: Actividades de mantenimiento ante fallos de Interruptores de potencia.
Fuente: Autor



Gráfica 55: Actividades de mantenimiento ante fallos de Interruptores de potencia.
Fuente: Autor



Gráfica 56: Actividades de mantenimiento ante fallos de cables XLPE.
Fuente: Autor



Gráfica 57: Actividades de mantenimiento ante fallos de cables XLPE.
Fuente: Autor

4.4.6. Matriz de fallos.

La matriz de fallos es la representación histórica de toda la información de fallos con la que se cuenta, en la cual se pueden discriminar los equipos, niveles de tensión, ítems mantenibles, modos de falla, causas de falla, mecanismos de detección, métodos de detección y actividades de mantenimiento realizadas (ver anexo matriz de fallos). Esta busca consolidar de una manera más esquemática todo el desglose y el análisis de la información de fallos y de los ítems vistos en el capítulo 4.

4.5. PRIORIZACIÓN DE FALLOS

Una vez se cuenta con el análisis de históricos de fallos, lo que se busca es tener un análisis que sirva como herramienta para la toma de decisiones en la gestión de mantenimiento. Puesto que los anteriores fallos y todas sus características pueden tener aspectos los cuales hacen que un fallo sea de mayor relevancia que otro, se implementó un método de ponderación y asignación de pesos y valores cuantitativos que permitan al final priorizar fallos y su posterior intervención mediante los procedimientos de mantenimiento. Dentro de esta clasificación se tuvo en cuenta de igual manera el factor GESTIONABLE (G) o NO GESTIONABLE (NG), el cual es un factor anulador que hace referencia, a si dicho fallo es capaz de ser gestionado por medio del plan de mantenimiento, o en caso contrario hace parte de un fallo totalmente aleatorio (ver anexo prioridad). Los factores ponderables para la priorización son la clasificación de la consecuencia del fallo, el índice de tasa de fallo, así como los indicadores de confiabilidad.

4.5.1. Clasificación de consecuencias de falla

Como parte de una evaluación de riesgo, se debe estimar la consecuencia de los modos de falla en el sistema. La consecuencia es una propiedad sistémica y el efecto de un modo de falla determinado, puede cambiar según como se utiliza en el sistema. La clasificación de consecuencias se basa y se clasifica según su impacto general. A partir de la tabla de consecuencias de falla de la norma ISO 14224, se realizó una valoración para asignar peso a la severidad de la consecuencia de acuerdo a una serie de Fibonacci (Corredor & Ramirez, 2013), con el fin de darle más significancia y valor a los de mayor impacto (Martínez, 2014). El valor total de la consecuencia se obtiene al sumar los pesos de las consecuencias valoradas.

Tabla 45: Clasificación de consecuencias de falla

Consecuencias	Categoría / Peso (Fibonacci)			
	Catastróficas - Falla que resulta en fatalidades o pérdida del sistema	Severas - Lesión o enfermedad severa o daño mayor al sistema	Moderadas - Lesión o enfermedad leve o daño menor al sistema	Menores - Menor que lesión o enfermedad leve o daño menor al sistema
	13	8	5	3
Seguridad	I — Pérdida de vidas — Sistemas críticos para la seguridad inoperables	V — Lesión grave a personal — Potencial de pérdida de funciones de seguridad	IX — Lesiones que requieren de tratamiento médico — Efecto limitado en funciones de seguridad	XIII - Lesiones que no requieren de tratamiento médico - Efecto menor en funciones de seguridad
Medioambiente	II Contaminación mayor	VI Contaminación significativa	X Contaminación	XIV Ninguna contaminación o contaminación insignificante
Producción	III Interrupción extendida en producción/ operación	VII Interrupción en producción sobre límite aceptable	XI Interrupción en producción debajo de límite aceptable	XV Interrupción menor en producción
Operacional	IV Muy alto costo de mantenimiento	VIII Costo de mantenimiento sobre nivel normal aceptable a	XII Costo de mantenimiento en o debajo de nivel normal aceptable a	XVI Bajo costo de mantenimiento

Fuente: (ISO 14224 & The British Standards Institution, 2016)

- **Criterios de clasificación de consecuencias**

Para priorizar los equipos según su consecuencia de falla, se escogió una clasificación ABC (Martínez, 2014) para poder segmentar y por ende priorizar los ítems mantenibles. De un tope máximo en el que los 4 valores de las categorías tengan el puntaje más alto, se tomó como 100%; y a partir de este se dividieron tres rangos posibles de la siguiente forma:

Tabla 46: Criterios de clasificación de consecuencias

CRITERIO	ESCALA (PUNTAJE)
A	CONSECUENCIA ≥ 35
B	$17 < \text{CONSECUENCIA} < 34$
C	CONSECUENCIA ≤ 17

Fuente: Autor

4.5.2. Tasa de Fallos

La tasa de fallos es la cantidad de fallos por unidad de tiempo, ocurridos en la ventana de tiempo analizada (2012 – 2016). A partir de las expresiones vistas en el capítulo 2.6.1, se aplican dichas ecuaciones obteniendo la siguiente tabla:

Tabla 47: Tasa de fallos de equipos por nivel de tensión

#	Equipo Fallado	Total Eventos	Total DURACION HORAS	$\lambda = F/T$		
				NIVEL 2	NIVEL 3	NIVEL 4
1	TF	792	3646,15	0	0,00704	0,01170
2	INTERRUPTOR	258	252,00	0,00142	0,00289	0,00160
3	XLPE	195	225,50	0,00053	0,00394	0
4	CMP	165	74,65	0,00018	0,00215	0,00144
5	CT	156	106,12	0,00016	0,00323	0,00018
6	DPS	102	812,60	0,00039	0,00198	0
7	RECONECTADOR	92	715,01	0,00066	0,00146	0
8	PT	78	113,74	0,00055	0,00123	0
9	CUCHILLA	56	60,03	0,00007	0,00121	0
10	CABLE	50	21,92	0,00037	0,00053	0,00025
11	CORTACIRCUITO- FUSIBLE	44	18,85	0,00009	0,00091	0
12	SECCIONADOR	34	6,03	0	0,00073	0,00005
13	CONDENSADOR	19	4,42	0,00016	0,00027	0
14	TF AUX	13	1,48	0,00005	0,00025	0
	Total general	2054	6058,50			

Fuente: Autor

- **Criterios de clasificación de tasa de fallos**

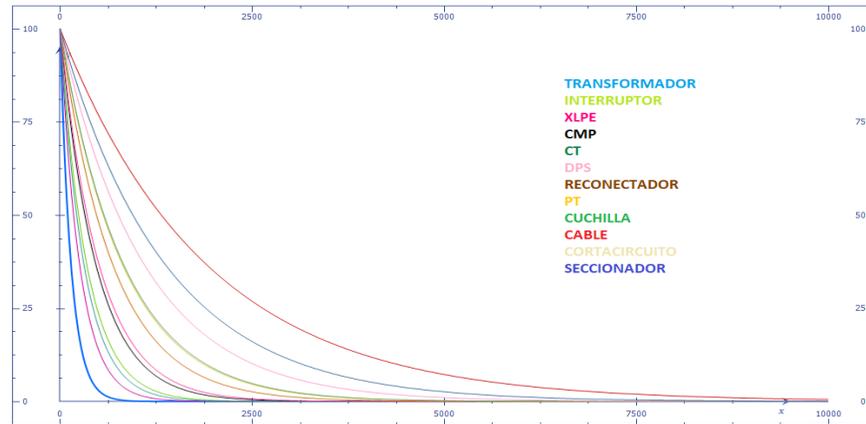
Para clasificar y por ende priorizar los equipos según su consecuencia de falla, se aplicó el mismo análisis de criticidad del caso anterior. De este análisis se dividieron tres rangos posibles, de la siguiente forma:

Tabla 48: Criterios de clasificación de tasa de fallo

CRITERIO	ESCALA (VALOR)
A	TASA $> 0,01$
B	$0,001 < \text{TASA} < 0,01$
C	TASA $\leq 0,001$

Fuente: Autor

A partir de los datos anteriormente generados y la expresión de la función de confiabilidad de la ecuación (2), podemos obtener la gráfica de la función de confiabilidad de cada uno de los principales elementos que conforman una subestación de distribución eléctrica. El área bajo la curva representa la distribución de la probabilidad. Tomando los equipos de nivel III como ejemplo, obtenemos una función de confiabilidad de la siguiente manera:



Gráfica 58: Función de confiabilidad $R(t)$ para equipos de nivel III
Fuente: Autor

Se puede apreciar en la gráfica como es mayor el área bajo la curva en equipos con una confiabilidad mayor (seccionador) con respecto a equipos con una menor confiabilidad (transformador)

4.5.3. Indicadores de Confiabilidad

Para la creación de un plan de mantenimiento, se deben tener en cuenta los equipos críticos, obtenidos a partir de una matriz de criticidad y los equipos relevantes que sufren más fallas con una mayor frecuencia. Para poder analizar las fallas nos fijamos en la repetición de estas y también en tres indicadores como son el MTBF, MTTR y la disponibilidad. Estos factores ayudan a definir si el equipo afectado es crítico o no.

4.5.3.1. MTBF

Indicadores para sistemas reparables como el MTBF (“Mean Time Between Failures”, tiempo medio entre fallos) nos indican el tiempo que un equipo permanecerá sin falla, es decir trabajará en las condiciones con las que está diseñado (indicador de confiabilidad). Este indicador normalmente se expresa en horas y representa el tiempo entre ocurrencias de fallas (Ramírez Fernández, 2014). Está estadísticamente definido como:

$$MTBF = \int_0^{\infty} R(t)dt = \int_0^{\infty} e^{-\lambda t} dt = \left[\frac{e^{-\lambda t}}{-\lambda} \right]_0^{\infty}$$

Ecuación 7

$$MTBF = \frac{1}{\lambda}$$

Ecuación 8

El MTBF va a ser calculado mediante la siguiente expresión:

$$MTBF = \frac{\sum_0^n TBF_i}{n} ; [\text{Horas}]$$

Ecuación 9

y su inversa (λ) vuelve a ser la tasa de fallos:

$$\lambda = \frac{1}{MTBF} \quad ; \text{[No de fallos/periodo]}$$

Ecuación 10

- **Criterios de clasificación de MTBF**

Para priorizar los equipos según su MTBF, se realizó también un análisis de criticidad. Puesto que los tiempos son bastante dispersos se eligió distribuirlos en una escala logarítmica para realizar su selección, según la siguiente tabla:

Tabla 49: Criterios de clasificación de MTBF

CRITERIO	ESCALA (HORAS)
A	MTBF ≤ 1000
B	1000 < MTBF < 10000
C	MTBF ≥ 10000

Fuente: Autor

Tabla 50: Tiempo medio de falla (MTBF) de equipos por nivel de tensión

#	Equipo Fallado	Total Eventos	Total DURACION HORAS	tiempo medio entre fallas (horas) MTBF - TMEF		
				NIVEL 2	NIVEL 3	NIVEL 4
1	TF	792	3646,15		142,10	85,49
2	INTERRUPTOR	258	252,00	705,24	346,58	625,06
3	XLPE	195	225,50	1902,13	253,64	
4	CMP	165	74,65	5474,53	465,68	694,52
5	CT	156	106,12	6255,08	310,07	5473,49
6	DPS	102	812,60	2575,96	505,84	
7	RECONNECTADOR	92	715,01	1507,47	685,21	
8	PT	78	113,74	1821,86	810,40	
9	CUCHILLA	56	60,03	14597,12	825,45	
10	CABLE	50	21,92	2736,83	1904,21	3981,09
11	CORTACIRCUITO- FUSIBLE	44	18,85	10949,99	1094,53	
12	SECCIONADOR	34	6,03		1368,61	21899,26
13	CONDENSADOR	19	4,42	6257,09	3649,66	
14	TF AUX	13	1,48	21899,44	3981,79	
	Total, general	2054	6058,50			

Fuente: Autor

4.5.3.2. MTTR

Otro indicador como es el MTTR (“Mean Time To Restore”, tiempo medio para restaurar) señala el tiempo medio para restaurar las funciones del sistema, en este tiempo, indicado también en horas, se incluyen tanto el tiempo de análisis y diagnóstico, como el posible tiempo de reparación (indicador de mantenibilidad) y va a ser calculado como:

$$MTTR = \frac{\sum_0^n TTR_i}{n} \quad ; \text{[Horas]}$$

Ecuación 11

Y su inversa (μ) conocida como la tasa de restauración:

$$\mu = \frac{1}{MTTR} \quad ; \text{[No de restauraciones/periodo]}$$

Ecuación 12

• **Criterios de clasificación de MTTR**

Para priorizar los equipos según su MTTR, se escogió una clasificación ABC para poder clasificar y por ende priorizar los equipos. Puesto que los tiempos son bastante dispersos se eligió distribuirlos en una escala logarítmica para realizar su selección, según la siguiente tabla:

Tabla 51: criterios de clasificación de MTTR

CRITERIO	ESCALA (HORAS)
A	MTTR ≥ 10
B	1 < MTTR < 10
C	MTTR ≤ 1

Fuente: Autor

Tabla 52: Tiempo medio de restauración (MTTR) de equipos por nivel de tensión

#	Equipo Fallado	Total Eventos	Total DURACION HORAS	tiempo medio de restauración (horas) MTTR-TMDR		
				NIVEL 2	NIVEL 3	NIVEL 4
1	TF	792	3646,15		10,52	1,24
2	INTERRUPTOR	258	252,00	1,22	1,04	0,66
3	XLPE	195	225,50	2,22	1,01	
4	CMP	165	74,65	0,47	0,27	0,72
5	CT	156	106,12	2,06	0,56	1,51
6	DPS	102	812,60	0,51	9,46	
7	RECONECTADOR	92	715,01	2,87	10,03	
8	PT	78	113,74	3,14	0,71	
9	CUCHILLA	56	60,03	2,88	0,97	
10	CABLE	50	21,92	0,67	0,14	0,73
11	CORTACIRCUITO- FUSIBLE	44	18,85	0,01	0,47	
12	SECCIONADOR	34	6,03		0,14	0,74
13	CONDENSADOR	19	4,42	0,05	0,34	
14	TF AUX	13	1,48	0,57	0,03	
	Total general	2054	6058,50	1,65	4,18	1,12

Fuente: Autor

4.5.3.3. Disponibilidad

Por último, también aparece el indicador de la disponibilidad, que viene dado en porcentaje (%) (UNAM, 2008). Este indicador es calculado a partir de los dos anteriores usando la siguiente fórmula:

$$D = \frac{\sum_0^n TBF_i}{TO} = \frac{\sum_0^n TBF_i}{\sum_0^n TBF_i + \sum_0^n TA_i} = \frac{\sum_0^n TBF_{i/n}}{\sum_0^n TBF_{i/n} + \sum_0^n TA_{i/n}} = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR}$$

Ecuación 13

$$Disponibilidad = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR}$$

Ecuación 14

• **Criterios de clasificación de DISPONIBILIDAD**

Para priorizar los equipos según su disponibilidad, se seleccionó la clasificación ABC para priorizar los equipos. Puesto que el factor de disponibilidad es un valor que siempre se encuentra cerca al 100%, se escogieron los siguientes valores de clasificación a criterio.

Tabla 53: Criterio de clasificación de Disponibilidad

CRITERIO	ESCALA (%)
A	DISPONIBILIDAD < 95%
B	95% < DISPONIBILIDAD < 99%
C	DISPONIBILIDAD ≤ 99%

Fuente: Autor

Tabla 54: Disponibilidad de equipos por nivel de tensión

#	Equipo Fallado	Total Eventos	Total DURACION HORAS	Disponibilidad (%)		
				NIVEL 2	NIVEL 3	NIVEL 4
1	TF	792	3646,15	100,000%	93,109%	98,566%
2	INTERRUPTOR	258	252,00	99,828%	99,702%	99,895%
3	XLPE	195	225,50	99,883%	99,602%	100,000%
4	CMP	165	74,65	99,991%	99,941%	99,897%
5	CT	156	106,12	99,967%	99,818%	99,972%
6	DPS	102	812,60	99,980%	98,164%	100,000%
7	RECONECTADOR	92	715,01	99,810%	98,558%	100,000%
8	PT	78	113,74	99,828%	99,912%	100,000%
9	CUCHILLA	56	60,03	99,980%	99,883%	100,000%
10	CABLE	50	21,92	99,976%	99,993%	99,982%
11	CORTACIRCUITO- FUSIBLE	44	18,85	100,000%	99,957%	100,000%
12	SECCIONADOR	34	6,03	100,000%	99,990%	99,997%
13	CONDENSADOR	19	4,42	99,999%	99,991%	100,000%
14	TF AUX	13	1,48	99,997%	99,999%	100,000%
	Total general	2054	6058,50			

Fuente: Autor

Cuando el equipo nunca ha tenido reporte de falla, el tiempo promedio entre fallas (MTBF) sería infinito por lo tanto la disponibilidad es del 100%, como ocurre por ejemplo con los seccionadores de nivel 2, o con equipos con los cuales no se cuenta, como por ejemplo condensadores de nivel 4.

Como puede apreciarse en la expresión para su cálculo, La disponibilidad, es función de la confiabilidad y de la mantenibilidad. La disponibilidad es igual a la confiabilidad de un sistema no reparable. En sistemas reparables, después de una falla, el sistema se puede poner en servicio nuevamente con la restauración y/o reparación (de ser necesario), reduciendo así el efecto de la falla. Con ello, la confiabilidad no cambia, pero la disponibilidad sí. La restauración del sistema eléctrico de distribución es directamente proporcional a la existencia de suplencias con las que cuente el sistema. El tiempo en servicio depende de la confiabilidad del sistema, mientras que el tiempo fuera de servicio depende de la mantenibilidad del sistema, por lo cual, la disponibilidad es una función tanto de la confiabilidad como de la mantenibilidad (Ramírez Fernández, 2014).

4.5.4. Matriz de prioridad

Tras tener todos los anteriores datos analizados, los mismos son condensados en lo que se denominará la matriz de prioridad. Esta da una representación de los aspectos de priorización con su respectiva clasificación (consecuencia, tasa, MTBF, MTTR, disponibilidad), de los ítems mantenibles en aras

de dar con esto, la prioridad con la cual deben ser atendidos o mantenidos dichos ítems permitiendo establecer la periodicidad (semana, mes, semestre, año) para su revisión en el a posteriori plan de mantenimiento (ver anexo prioridad).

Tabla 55: Matriz de prioridad

EQUIPO	NIVEL DE TENSION	ITEM MANTENIBLE	CODIGO MODO DE FALLO	MODO DE FALLO	GESTION	CONSECUENCIAS					CONSECUENCIA	DISPONIBILIDAD	TASA DE FALLOS	MTBF	MTR	PERIODO	PRODUCTORIA
						SEGURIDAD	MEDIO AMBIENTE	PRODUCCION/SERVICIO	OPERACIONAL	SUMA CONSECUE NCIAS							
TF	3	ACEITE	FTF	Falla en funcionamiento bajo dema	G	5	13	13	13	44	A	A	B	A	A	SEM	162
TF	3	DEVANADO	OHE	Sobrecalentamiento	G	8	3	13	13	37	A	A	B	A	A	SEM	162
TF	3	DEVANADO	ELU	Fuga externa - medio de suministro	G	8	3	13	13	37	A	A	B	A	A	SEM	162
TF	4	DEVANADO	OHE	Sobrecalentamiento	G	5	5	13	13	36	A	B	A	A	B	MES	108
TF	3	RADIADOR	ELU	Fuga externa - medio de suministro	G	3	13	3	8	27	B	A	B	A	A	MES	108
TF	3	BUIES	ELU	Fuga externa - medio de suministro	G	3	13	5	5	26	B	A	B	A	A	MES	108
TF	3	RELE DE PRESION	AIR	Lectura anormal en instrumento	G	3	5	13	5	26	B	A	B	A	A	MES	108
TF	3	RELE BUCHHOLZ	AIR	Lectura anormal en instrumento	G	3	3	13	5	24	B	A	B	A	A	MES	108
TF	3	TERMOMETRO	AIR	Lectura anormal en instrumento	G	3	3	13	5	24	B	A	B	A	A	MES	108
TF	3	VENTILADOR	OHE	Sobrecalentamiento	G	5	3	3	8	19	B	A	B	A	A	MES	108
TF	3	CONECTORES	SER	Problemas menores en servicio	G	5	5	5	3	18	B	A	B	A	A	MES	108
TF	4	BUIES	ELU	Fuga externa - medio de suministro	G	3	13	8	8	32	B	B	A	A	B	TRI	72
TF	4	RELE DE PRESION	AIR	Lectura anormal en instrumento	G	3	5	13	8	29	B	B	A	A	B	TRI	72
TF	4	CAMBIADOR DE TOMA	AIR	Lectura anormal en instrumento	G	3	3	13	8	27	B	B	A	A	B	TRI	72
TF	4	RELE BUCHHOLZ	AIR	Lectura anormal en instrumento	G	3	3	13	8	27	B	B	A	A	B	TRI	72
TF	4	TERMOMETRO	AIR	Lectura anormal en instrumento	G	3	3	13	5	24	B	B	A	A	B	TRI	72
TF	4	CAMBIADOR DE TOMA	FTR	Falla de regulación	G	3	3	13	3	22	B	B	A	A	B	TRI	72
TF	3	BUIES	OHE	Sobrecalentamiento	G	3	3	5	3	14	C	A	B	A	A	SMT	54
TF	3	CONECTORES	OHE	Sobrecalentamiento	G	3	3	5	3	14	C	A	B	A	A	SMT	54
TF	3	RELE BUCHHOLZ	PLU	Taponamiento/atascamiento	G	3	3	3	3	12	C	A	B	A	A	SMT	54
INTERRUPTOR	2	ACCIONADOR	FTO	Falla en abrir bajo demanda	G	13	3	13	13	42	A	C	B	A	A	SMT	36
INTERRUPTOR	2	BLOQUES TERMINALES Y	NOI	Ruido	G	13	3	13	8	37	A	C	B	A	B	SMT	36
INTERRUPTOR	3	DISYUNTOR	ELU	Fuga externa - medio de suministro	G	8	13	8	8	37	A	C	B	A	B	SMT	36
INTERRUPTOR	2	DISYUNTOR	FTC	Falla en cierre bajo demanda	G	5	3	13	13	34	B	C	B	A	B	ANU	24
INTERRUPTOR	3	DISYUNTOR	FTC	Falla en cierre bajo demanda	G	5	3	13	13	34	B	C	B	A	B	ANU	24
INTERRUPTOR	3	DISYUNTOR	OHE	Sobrecalentamiento	G	5	3	13	13	34	B	C	B	A	B	ANU	24
INTERRUPTOR	3	SENSOR	ELU	Fuga externa - medio de suministro	G	5	13	8	8	34	B	C	B	A	B	ANU	24
XLPE	3	CONDUCTOR	NOI	Ruido	G	8	3	13	8	32	B	C	B	A	B	ANU	24
XLPE	3	CONECTOR TERMINAL	OHE	Sobrecalentamiento	G	8	3	13	8	32	B	C	B	A	B	ANU	24
INTERRUPTOR	2	BLOQUES TERMINALES Y	OHE	Sobrecalentamiento	G	8	3	8	8	27	B	C	B	A	B	ANU	24
INTERRUPTOR	2	RELE Y ENCLAVAMIENTO	NOI	Ruido	G	8	3	8	8	27	B	C	B	A	B	ANU	24
INTERRUPTOR	2	CONTROL DE SUMINISTRO	FTI	Falla de funcionamiento previsto	G	8	5	8	5	26	B	C	B	A	B	ANU	24
INTERRUPTOR	3	SENSOR	PDE	Desviación de parámetros	G	5	5	5	5	20	B	C	B	A	B	ANU	24
TF	4	BUIES	BRD	Parada	NG	3	13	13	13	42	A	B	A	A	B	N/A	N/A
TF	3	DEVANADO	UST	Parada espuria	NG	8	3	13	13	37	A	A	B	A	A	N/A	N/A
TF	3	DEVANADO	FTF	Falla en funcionamiento bajo dema	NG	8	3	13	13	37	A	A	B	A	A	N/A	N/A
TF	3	DEVANADO	BRD	Parada	NG	8	3	13	13	37	A	A	B	A	A	N/A	N/A
TF	3	DEVANADO	NOI	Ruido	NG	8	3	13	13	37	A	A	B	A	A	N/A	N/A
TF	4	DEVANADO	BRD	Parada	NG	5	5	13	13	36	A	B	A	A	B	N/A	N/A
INTERRUPTOR	2	DISYUNTOR	FTF	Falla en funcionamiento bajo dema	NG	13	5	8	8	34	B	C	B	A	B	N/A	N/A
INTERRUPTOR	2	BLOQUES TERMINALES Y	BRD	Parada	NG	8	3	13	8	32	B	C	B	A	B	N/A	N/A
INTERRUPTOR	2	DISYUNTOR	BRD	Parada	NG	8	3	8	13	32	B	C	B	A	B	N/A	N/A
INTERRUPTOR	2	TRANSFORMADORES DE	BRD	Parada	NG	8	3	8	13	32	B	C	B	A	B	N/A	N/A
INTERRUPTOR	2	BLOQUES TERMINALES Y	BRD	Parada	NG	8	3	13	8	32	B	C	B	A	B	N/A	N/A
INTERRUPTOR	3	DISYUNTOR	FTF	Falla en funcionamiento bajo dema	NG	13	3	8	8	32	B	C	B	A	B	N/A	N/A
XLPE	3	CONDUCTOR	UST	Parada espuria	NG	8	3	13	8	32	B	C	B	A	B	N/A	N/A
XLPE	3	CONECTOR TERMINAL	UST	Parada espuria	NG	8	3	13	8	32	B	C	B	A	B	N/A	N/A
XLPE	2	CONDUCTOR	UST	Parada espuria	NG	8	3	13	8	32	B	C	C	B	B	N/A	N/A
XLPE	2	CONECTOR TERMINAL	UST	Parada espuria	NG	8	3	13	8	32	B	C	C	B	B	N/A	N/A
TF	4	RELE DE PRESION	UST	Parada espuria	NG	3	3	13	8	27	B	B	A	A	B	N/A	N/A
INTERRUPTOR	2	BUSBAR	SPO	Operación espuria	NG	8	3	8	8	27	B	C	B	A	B	N/A	N/A
INTERRUPTOR	4	DISYUNTOR	UST	Parada espuria	NG	3	3	13	8	27	B	C	B	A	C	N/A	N/A
TF	3	TRANSFORMADOR DE CO	UST	Parada espuria	NG	3	3	8	8	22	B	A	B	A	A	N/A	N/A
TF	3	CONECTORES	UST	Parada espuria	NG	3	3	3	3	12	C	A	B	A	A	N/A	N/A

Fuente: Autor

4.6. PLAN DE MANTENIMIENTO

El mantenimiento se fundamenta por la búsqueda continua de actividades que eliminen o mitiguen los fallos y sus efectos sobre los equipos y las instalaciones (Gondres & Castillo, 2007). El plan de mantenimiento se resume en una matriz en la que se representa de manera ordenada en el tiempo, con su respectiva periodicidad, el conjunto de actividades a ejecutar en aras de mantener la integridad de los equipos y por ende del servicio de energía eléctrica (ver anexo plan). La presente metodología propone un esquema de plan de mantenimiento que condense las actividades a realizarse en una instalación eléctrica, para este caso una subestación de distribución. El plan de mantenimiento consta de una serie de actividades de mantenimiento de carácter predictivo, preventivo y correctivo sobre los equipos de la subestación y sus respectivos ítems mantenibles. Este listado de ítems y sus respectivas actividades de mantenimiento requieren de una asignación y espaciado en el tiempo que denominaremos periodicidad, cuya estimación se propondrá a continuación. El plan de mantenimiento se fundamenta a su vez con el supuesto de que se cuenta con la disponibilidad de recursos de carácter humano, inventarios de materiales, herramienta y demás, al alcance del personal encargado de ejecutar las tareas de mantenimiento.

4.6.1. Actividades de Mantenimiento Predictivo

Se recurre a la estrategia de Mantenimiento Basado en Condición (CBM – Condition Based Maintenance), la cual tiene como base el mantenimiento de tipo predictivo a través de la monitorización del estado y parámetros específicos y estandarizados de los equipos, a partir de pruebas realizadas. Para realizar esto, se establecen algunas actividades de mantenimiento genéricas y fundamentales de tipo predictivo, que tendrán como fin, atacar los modos de fallo detectados.

4.6.1.1. Actividades predictivas a Transformadores de Potencia

- a) Relación de transformación y polaridad – ANSI/IEEE C57.12.91
- b) Resistencia de devanados – ANSI/IEEE std. 62-1995
- c) Corrientes de excitación – ANSI/IEEE std. 62-1995
- d) Factor de potencia – ANSI/IEEE std. 62-1995
- e) Resistencia de aislamiento e índice de polarización – ANSI/IEEE C57.12.91
- f) Respuesta de frecuencia de barrido (FRA) – ANSI/IEEE C57.159/D5
- g) Termografía – ASTM C1934-99^a
- h) Pruebas a aceite dieléctrico:
 - Análisis físico-químico – IEEE C57.106-2006
 - Análisis de Compuestos Furánicos - ASTM D5837, IEC 61198
 - Análisis de gases disueltos por cromatografía – IEC 60599
 - Análisis de PCB's – ASTM D4059
 - Análisis de contenido inhibidor – ASTM D2668
 - Rigidez dieléctrica.
- i) Perturbaciones electromagnéticas de ultra alta frecuencia (UHF) – IEC 60270
- j) Emisiones acústicas

4.6.1.2. Actividades predictivas a Interruptores de Potencia

- a) Resistencia de Aislamiento
- b) Tiempo de Operación
- c) Consumo y Resistencia de Bobinas de Cierre y Apertura
- d) Medida de Desplazamiento

- e) Medida de Sobre alcance y Rebote
- f) Consumo y Resistencia del motor
- g) Prueba de simultaneidad de polos al cierre a la apertura.
- h) Factor de potencia.
- i) Collar caliente a boquillas.
- j) Sincronismo de apertura y cierre.
- k) Termografía.
- l) Medida de resistencia de contacto dinámica.
- m) Medida de velocidad y desplazamiento, da indicación del estado del accionamiento mecánico.
- n) Medida de resistencia de contacto a diferentes corrientes.
- o) Medida del punto de rocío, está asociado al grado de pureza del SF6 en cuanto a su contaminación.
- p) Análisis de propiedades eléctricas y físicas del gas, similar a los ensayos al aceite de transformadores. Humedad y rigidez dieléctrica.
- q) Análisis químico de subproductos de la descomposición del gas SF6.

4.6.1.3. Actividades predictivas a cables Aislados – XLPE

- a) Resistencia de aislamiento e índice de polarización
- b) VLF

4.6.2. Actividades de Mantenimiento Preventivo

Los equipos de subestaciones cuentan con tareas puntuales de mantenimiento que buscan prevenir la ocurrencia de fallos, las cuales varían en ciertos aspectos de un equipo a otro. A continuación, se numeran algunas de las tareas comunes específicas de mantenimiento preventivo por equipo:

4.6.2.1. Mantenimiento preventivo a Transformadores de potencia

- a) Inspección visual al estado de la Pintura en general.
- b) Verificar presión del tanque principal.
- c) Verificación de anclaje.
- d) Verificación de conexiones a tierra.
- e) Verificación de niveles de aceite transformador y cambiador.
- f) Inspección indicadores de temperatura, lecturas, calibración.
- g) Inspección válvula de sobrepresión – operación.
- h) Cambio del aceite en el regulador.
- i) Pruebas de funcionamiento operativo de los dispositivos de control local y remoto.
- j) indicación de la temperatura del aceite y de los devanados (Imagen Térmica).
- k) Inspección relé Buchholz – operación.
- l) Hermeticidad.
- m) Ventiladores – Verificación conexionado de alimentación, rotación protección operación de mando.
- n) Verificación cambiador de derivaciones, funcionamiento operativo de mecanismos de accionamiento, señalización, protecciones y mandos.
- o) Verificación a la calefacción del tablero local.
- p) Cambio de tornillería y mantenimiento a conectores de alta tensión, aplicar grasa conductora en terminales de conector.
- q) Limpieza manual con trapo e inspección de porcelanas.
- r) Ajuste en terminales de puesta a tierra.
- s) Corrección de fugas de aceite en válvulas, radiadores, bujes- tapones de purga.
- t) Mantenimiento a cambiadores de tomas

- u) Cambio de sílica gel y mantenimiento a los vasos del deshumectador.
- v) Pruebas operativas al de relé Buchholz.
- w) Reposición del nivel de aceite al transformador.

4.6.2.2. Mantenimiento preventivo a Interruptor de potencia

- a) Inspección visual de la pintura o galvanizado.
- b) Inspección y verificación de mecanismos de operación, apertura y cierre manual.
- c) Verificación presión de gas.
- d) Verificación de mando local y a distancia, apertura y cierre.
- e) Verificación de hermeticidad.
- f) Prueba de operación mecanismo de accionamiento.
- g) Verificación de disparos por protecciones.
- h) Verificar la puesta a tierra. Ajuste en terminales de puesta a tierra
- i) Verificación de equipo de supervisión del gas.
- j) Cambio de tornillería y mantenimiento a conectores de alta tensión, aplicar grasa conductora en terminales del conector.
- k) Limpieza manual con trapo a porcelanas.
- l) Comprobar en el armario de mando el estado de la calefacción.
- m) Detectar y corregir escapes de SF6 por racores, manómetros, bridas, cabezotes y tuberías.
- n) Comprobar las presiones de SF6.

4.6.2.3. Mantenimiento preventivo a cables aislados – XLPE

- a) Verificación tipo del estado del material (tubo o cable).
- b) Inspección soportes: grapas, conectores.
- c) Verificación bajantes y conexiones de equipos.
- d) Verificación distancia crítica mínima.
- e) Inspección y ajuste de conectores y terminales.
- f) Cambio de tornillería y mantenimiento a conectores
- g) Ajuste en terminales de puesta a tierra.
- h) Verificar la puesta a tierra.

4.6.3. Actividades de Mantenimiento Correctivo

En el momento que ya se tiene el equipo fallado es importante conocer los posibles mantenimientos de tipo correctivo que son comunes para solucionar y restablecer el equipo a sus condiciones de operación:

4.6.3.1. Mantenimiento Correctivo a Transformadores de potencia

- a) Cambio o recuperación de radiadores averiados.
- b) Cambio o recuperación de bujes averiados.
- c) Cambio o recuperación de ventiladores.
- d) Cambio o recuperación del regulador.
- e) Cambio o recuperación del nivel de aceite.
- f) Cambio del Transformador de potencia – mantenimiento mayor

4.6.3.2. Mantenimiento Correctivo a Interruptores de potencia

- a) Cambio o recuperación de contactos de potencia Fijo y Móvil.
- b) Cambio o recuperación del nivel de presión de SF6
- c) Cambio o recuperación del mecanismo de operación.
- d) Cambio del Interruptor de Potencia.

4.6.3.3. Mantenimiento Correctivo a cables aislados – XLPE

- a) Cambio de premoldeado.
- b) Empalme de cable
- c) Cambio conector terminal.
- d) Cambio de conductor a tierra.
- e) Cambio del conductor aislado.

4.6.4. Periodicidad de actividades de mantenimiento

Para determinar el factor de periodicidad se propone la asignación de pesos numéricos a los 5 factores de priorización (A=3, B=2, C=1) de los cuales el valor de productoria, dará el estimado de periodicidad con el que se debe monitorear los modos de fallo, de la siguiente manera (Martínez, 2014) (ver anexo prioridad):

Tabla 56: Periodicidad de actividades de mantenimiento

PERIODICIDAD	VALOR PRODUCTORIA
Semanal	162 – 130
Mensual	129 – 97
Trimestral	97 – 64
Semestral	63 – 31
Anual	31 – 0

Fuente: Autor

4.6.5. Indicadores de Mantenimiento

Con el fin de evaluar el modelo propuesto, se plantea la medición del mismo a través de Indicadores de Gestión, los cuales permitirán medir la ejecución del mismo. Este indicador de gestión es la representación cuantitativa del comportamiento y desempeño de un proceso, cuyo valor, al ser comparado con un nivel de referencia, puede señalar una desviación del comportamiento ideal (Pérez, 2007). De estos se derivan mejores niveles de producción y/o prestación de servicio, en cortos plazos de tiempo, un mayor control de los procesos y desempeño de la tecnología existente.

Luego de analizar las bases de datos existentes, se propone diseñar un sistema de indicadores a partir de los mismos valores analizados, con el fin de poder medir y evaluar la repercusión directa sobre la calidad del servicio de prestación de energía eléctrica. Dicho análisis sería aplicado de igual manera a los eventos generados con causa 18 - falla en equipo de subestación. (ver anexo CAUSAS)

Tabla 57: Índices para evaluación y control del mantenimiento

ID	DENOMINACION DEL INDICADOR	UNIDAD DE MEDIDA
1	Duración eventos	Horas
2	Cantidad eventos	Unidad
3	Demanda No Atendida	Wh

Fuente: Autor

A su vez, gracias a la sistematización del modelo propuesto (ver capítulo 5), las actividades de mantenimiento realizadas descritas anteriormente son sujetas a análisis estadístico, el cual permite correlacionar el impacto sobre los indicadores propuestos y así integrarse al proceso de gestión.

5. SISTEMATIZACIÓN EN HERRAMIENTA TIC

Las aplicaciones (APP), se han convertido en una herramienta cotidiana debido a su continua utilización en los dispositivos móviles (Suarez & Villarraga, 2017). Como un producto tangible que facilite la aplicación de los resultados de este trabajo de investigación, se propone la implementación de una herramienta TIC, basada en una Native APP, que tendrá como fin sistematizar la gestión del mantenimiento de subestaciones eléctricas y a su vez poder aprovechar aún más la propuesta metodológica presentada en el capítulo 4, con ventajas en la experiencia de usuario, la funcionalidad y el desempeño (Jobe, 2014). La propuesta de APP es implementada sobre el software para el diseño de maquetas de interfaz gráfica Balsamiq Mockups, el cual es uno de los más conocidos a nivel mundial, dejando como opción de mejora a futuro la implementación completa de la Native APP.



Gráfica 59: Presentación de plantillas de ingreso

Fuente: Autor

La APP está planteada para tener una interfaz de acceso a través de usuario y contraseña (ver grafica 59), luego de la cual se ofrecerán tres opciones de selección: el registro de una actividad de mantenimiento, la asignación de una orden de trabajo para el sitio y fecha a partir del plan de mantenimiento, y el registro de un fallo de equipo de subestación (ver grafica 60). A su vez, la APP condensará la base de datos con la utilización de las matrices vistas en el capítulo 4.



Gráfica 60: Propuesta de funciones para APP

Fuente: Autor

5.1. REGISTRO DE MANTENIMIENTO

Esta se encarga de dar paso al registro de una actividad de mantenimiento la cual puede ser programada o no programada. En este menú, se tendrá la posibilidad de ingresar todos los datos relevantes a la hora de realizar el registro de un mantenimiento como lo son: Subestación, bahía, Equipo, Sub-unidades del equipo, e ítem mantenible. Todo lo anterior basados en la clasificación taxonómica de la norma ISO 14224. El paso final del registro del mantenimiento resumirá los ítems antes seleccionados dando paso al registro y guardado de los detalles de la tarea ejecutada.





Gráfica 61: Plantillas de registro de mantenimiento
Fuente: Autor

5.2. ASIGNACIÓN DE ORDEN DE TRABAJO

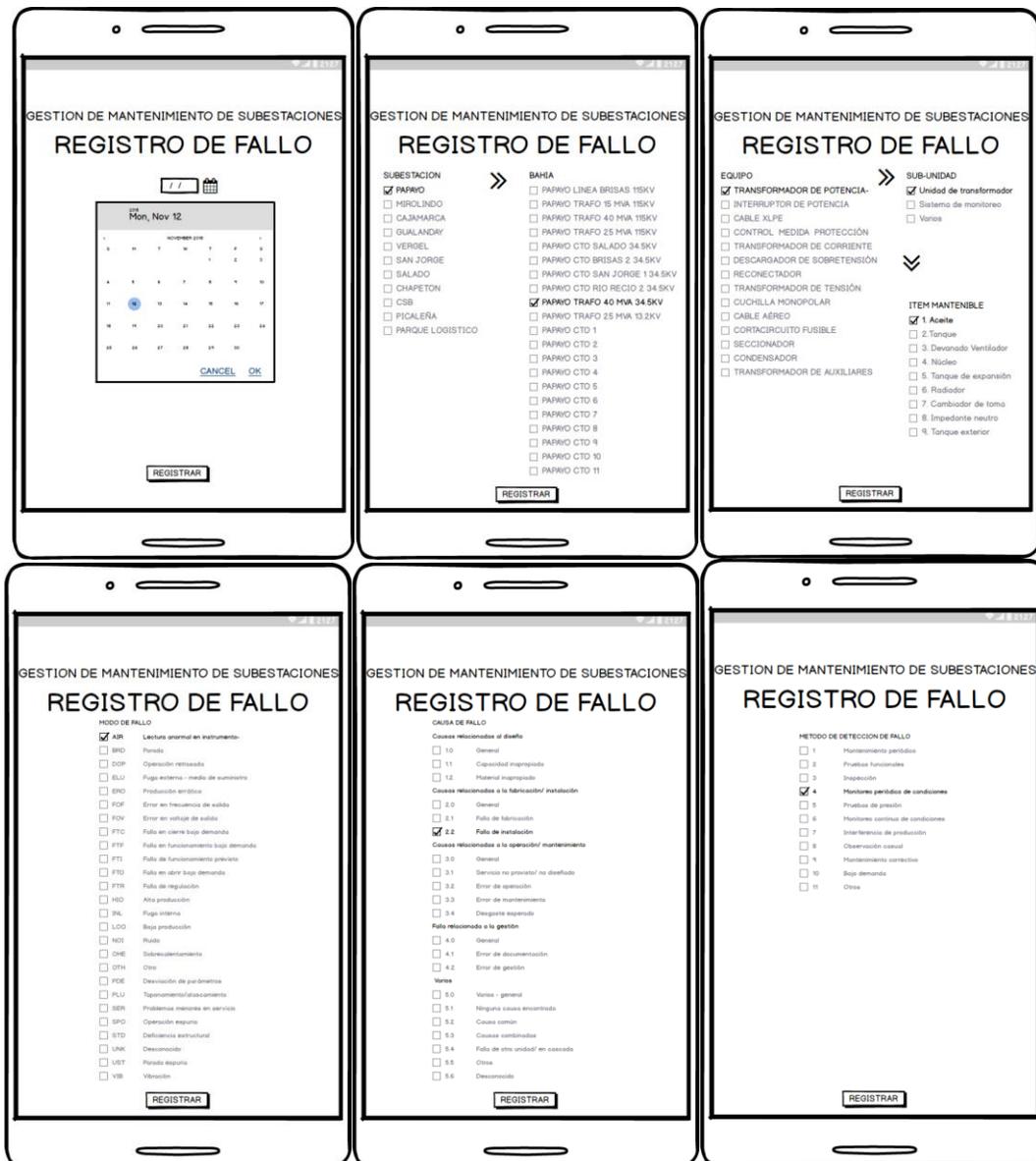
El segundo menú disponible es el de la asignación de una ODT, la cual se origina a partir del plan de mantenimiento creado en el capítulo anterior y que ya se encuentra precargado en la APP, dando consigo la periodicidad de las actividades a realizar en una subestación puntual.



Gráfica 62: Plantillas de asignación de ODT
Fuente: Autor

5.3. REGISTRO DE FALLOS

La última opción gestionable a través de la APP, será la de poder guardar registros de falla debidamente clasificados según la norma ISO14224 vista en el capítulo 4.4. Estas plantillas, permitirán al usuario ingresar información organizada sobre cualquier fallo registrado incluyendo información como el modo de fallo, mecanismo de fallo, causa del fallo, el método de detección del fallo y las posibles actividades de mantenimiento a realizar para la solución del fallo. La APP tendrá la opción de ir guardando la información e ir alimentando la data de la plantilla de matriz de fallos, planteada en el capítulo 4.4.6.





Gráfica 63: Registros de fallos
Fuente: Autor

5.4. BASES DE DATOS

La presente aplicación almacenará todos los registros que son ingresados, a una adecuada base de datos la cual permitirá obtener en tiempo real, información histórica y hojas de vida de equipos que permitan controlar su trazabilidad a lo largo de su vida útil. Esta información busca ser una importante herramienta a la hora de realizar la gestión del mantenimiento y una herramienta de ayuda en la toma de decisiones de carácter gerencial, así como para el personal en terreno encargado de las labores de mantenimiento.



Gráfica 64: Bases de datos
Fuente: www.genbeta.com, www.connect.eventtia.com, www.informabil.com

CONCLUSIONES

- Se propone una metodología para desarrollar un modelo de gestión de mantenimiento, que busca a través de la intervención de los equipos más críticos de la subestación, mejorar la confiabilidad de los mismos, repercutiendo sobre la de la subestación que los compone y a su vez en el sistema eléctrico regional.
- Los equipos seleccionados para la terna de criticidad en este estudio sobre los cuales se acondiciona la propuesta son el transformador de potencia, el interruptor de potencia y el cable aislado (XLPE). Por medio del análisis de eventos se concluyó que el equipo que representa el mayor impacto en la prestación del servicio es el transformador de potencia lo que es fundamental para la construcción del plan de mantenimiento propuesto.
- En el sector eléctrico es poco aplicado el desarrollo de modelos de gestión de mantenimiento, razón por la que esta actividad se desarrolla de manera empírica, tradicional o por recomendaciones de fabricantes, sin tener en cuenta el análisis de fallos, ni la utilización de teorías del mantenimiento industrial.
- A través de proyectos de investigación es posible vincular las teorías del mantenimiento industrial a la gestión del mantenimiento de instalaciones eléctricas como las subestaciones de distribución. Este documento sirve de guía al desarrollo de nuevas metodologías de gestión de mantenimiento; el registro de los históricos de mantenimientos, así como de los fallos registrados en los equipos de subestaciones puede dar cabida a nuevos enfoques en esta materia.
- Las estrategias de gestión de mantenimiento son una importante plataforma de mejoramiento para la prestación de un servicio de distribución de energía eléctrica de máxima calidad.
- Las subestaciones eléctricas modernas integran cada vez más equipos, lo que indica claramente la necesidad de implementar modelos de gestión de mantenimiento como los estudiados, que permitan la extensión de la vida útil de dichos equipos.
- La implementación de herramientas de ayuda tecnológicas como la propuesta, es de gran ayuda para la gestión del mantenimiento, puesto que la misma concentra la información vital para la toma de decisiones y esta se encuentra al alcance en tiempo real.
- El análisis completo de los fallos (modo, causa, mecanismo, método de detección) ayuda a descubrir el verdadero cuerpo del fallo, permitiendo generar estrategias que impidan o mitiguen su impacto y dando cabida a un camino lógico hacia las tareas contramedida a dichos fallos.
- La utilización de normas internacionales permite estandarizar los modelos de gestión del mantenimiento, permitiendo con esto que sean replicados en otros campos de aplicación.
- La optimización de los procesos de mantenimiento de los equipos que componen una subestación eléctrica, permitirá extender su vida útil, y mejorar su confiabilidad y disponibilidad, repercutiendo directamente en la productividad de las compañías de energía.

- La descomposición de los sistemas y equipos en sus mínimas expresiones (ítems, sub-ítems, partes, componentes, etc.) y su posterior análisis, permite ampliar el panorama y la perspectiva del origen de los fallos en equipos de subestaciones.

TRABAJO FUTURO

Las recomendaciones de trabajo futuro se presentan con tres propósitos diferentes, uno con el enfoque de validar la propuesta y su implementación, otro con el fin de ampliar su alcance y otro con el fin de socializar los resultados obtenidos en la investigación.

VALIDACION:

- Medición del impacto de la implementación de la metodología propuesta en un ambiente real aplicado a un entorno de subestación de distribución de energía eléctrica.
- Análisis de fallos a posteriori de la implementación de la metodología propuesta para los tres elementos más críticos de una subestación eléctrica de acuerdo con los resultados de este trabajo.
- Realizar variaciones en el análisis de criticidad que permitan incluir nuevos escenarios y otros elementos no considerados como críticos para la presente investigación.

AMPLIACION:

- Implementación en software de programación de la APP diseñada en el presente trabajo, con el manejo de plataformas con bases de datos.
- Replicación de la metodología a todos los elementos de una subestación de distribución de energía eléctrica.

SOCIALIZACION:

- Socialización de la investigación y los resultados obtenidos a la Gerencia general, Gerencia de distribución, Gerencia de planeamiento y Dirección de operación y mantenimiento, así como demás áreas interesadas de Enertolima S.A. E.S.P.

BIBLIOGRAFÍA

- Abreu, J., Martin, P. V., Fernandes, S., & Zacarias, M. (2013). Business Processes Improvement on Maintenance Management : a Case Study, 9, 320–330.
<https://doi.org/10.1016/j.protcy.2013.12.036>
- ACIEM. (2009). Estudio Estado del Arte Mantenimiento en Colombia a 2008. ACIEM Asociación Colombiana de Ingenieros, 44.
<http://www.aciem.org/>
- Agudelo Giraldo, O., & Arango Sánchez, L. (2011). Evolución de la confiabilidad y la eficiencia en el sector eléctrico Colombiano, 115–133.
- Alberto, C., & Nieto, B. (2012). Relación a largo plazo entre consumo de energía y PIB en América Latina : Una evaluación empírica con datos panel using panel data. *Ecos de Economía*, (35), 73–89.
- Aponte, J. C., & Andrade, J. F. (2013). Proyección de Demanda de Energía Eléctrica en Colombia. Unidad de Planeación Minero Energética.
<http://www1.upme.gov.co>
- Ardila, J. G., Ardila, M. I., Rodríguez, D., & Hincapié, D. A. (2013). la gerencia del mantenimiento: una revisión del estado del arte. *Journal of Chemical Information and Modeling*, 53(9), 1689–1699.
<https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- ASEP. (2007). Calidad del Servicio y Atención al Cliente.
- Baeza, R., Rodríguez, J., & Hernández, J. L. (2003). Evaluación de confiabilidad de sistemas de distribución eléctrica en desregulación, 11, 33–39.
- Balzer, G., Orłowska, T., Strnad, A., Schmitt, O., & Lehmer, D. (n.d.). Reliability Centered Maintenance Strategy for Mv-Substations.
- Boot, P., Brinkhoff, J., & Roukens, B. (2003). European Energy Markets: Challenges for Policy and Research. *Research Symposium European Electricity Markets*, (September).
- Chontanawat, J., Hunt, L. C., & Pierse, R. (2006). Causality between Energy Consumption and GDP : Evidence from 30 OECD and 78 Non-OECD Countries. *Surrey Energy Economics Discussion Paper Series (SEEDS)*, 113(June 2006), 1–58.
<http://www.seec.surrey.ac.uk>
- Choonhapran, P. (2007). Applications of High Voltage Circuit-Breakers and Development of Aging Models.
- CID, & Antioquia, U. de. (1997). Costos por racionamiento de energía.
- Corredor, C. E., & Ramirez, E. (2013). comparación de las teorías de elliott y fibonacci con el número áureo y la proporcionalidad. 4to Simposio Internacional de Investigación En Ciencias Económicas, Administrativas y Contables -, 1–12.
- CREG 008. (2003). CREG 008-2003, (008), 1–12.
- CREG 052. (2012). Reporte de eventos y cálculo de energía no suministrada en los sistemas de transmisión regional to creg-052.
- CREG 082. (2002). CREG 082 - 2002, (082).
- Creg 097. (2008). Creg 097 - 2008.
- CREG 177. (2009). CREG 177 - 2009, (30), 1–13.
- Duffua, S., Raouf, A., & Campbell, J. (2000). Sistemas de Mantenimiento planeacion y control.
- Duran Tovar, I. C. (2015). Metodología Integral para Gestión de Activos en Subestaciones de Distribución.
- Enertolima. (2015). Quienes Somos, 3–4.
<http://www.orbitrans.com.co>
- Escobar Mejía, A., Holguin, M., & Betancourt, G. (2007). Uso de las cadenas de markov en la selección de políticas de mantenimiento. *Scientia*, (34), 115–120.

- Gómez Fernández, J. F., & Crespo Márquez, A. (2010). Maintenance Framework for Distribution Network Services Providers, 1(2).
- Gondres, I., & Castillo, A. (2007). Nuevo enfoque sobre la gestión del mantenimiento en subestaciones eléctricas, XXVIII(3).
- Guerra, M. (2017). Origen del Principio de Pareto Aplicaciones del principio de Pareto. <https://Www.Psicoactiva.Com/>, 8–11.
- Harper, E. (2009). Pruebas y mantenimiento a equipos electricos.
- ICER, & DANE. (2014). ICER - Informe de conyuntura economica regional 2010. PhD Proposal, 1. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- IDEAM. (2014). Características climatológicas de ciudades principales y municipios turísticos., 48. <https://doi.org/http://www.ideam.gov.co/documents/21021/21789/1Sitios+turisticos2.pdf/cd4106e9-d608-4c29-91cc-16bee9151ddd>
- ISO. (2006). ISO 14224 2da Ed.
- ISO 14224, & The British Standards Institution. (2016). ISO 14224:2016. BSI, 1999, 71.
- ISO 55002. (2014). ISO 55002, 2014.
- Jobe, W. (2014). Native Apps Vs . Mobile Web Apps, 7(October 2013), 27–32. <https://doi.org/10.3991/ijim.v7i4.3226>
- Joskow, P. L. (1997). Restructuring, Competition and Regulatory Reform in the U.S. Electricity Sector. *Journal of Economic Perspectives*, 11(3), 119–138. <https://doi.org/10.1257/jep.11.3.119>
- Kiremire, A. R. (2011). The application of the pareto principle in software engineering. *Proceedings of ACM International Conference on Multimedia*, 14(1), 1515–1527. <https://doi.org/10.1109/TMM.2012.2217119>
- López-Campos, M., Márquez, A., & Fernández, J. (2013). Modelling using UML and BPMN the integration of open reliability, maintenance and condition monitoring management systems: An application in an electric. *Computers in Industry*, 64, 524–542. Retrieved from <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0166361513000390>
- Luxhøj, J. T., Riis, J. O., & Thorsteinsson, U. (1997). Trends and perspectives in industrial maintenance management. *Journal of Manufacturing Systems*, 16(6), 437–453. [https://doi.org/10.1016/S0278-6125\(97\)81701-3](https://doi.org/10.1016/S0278-6125(97)81701-3)
- Mahmoudi, M., Barkany, A. El, & Khalfi, A. El. (2014). A Maintenance Optimization Policy for an Electric Power Distribution System : Case of the HV / MV Substations. *Engineering*, 6(April), 236–253. <https://doi.org/10.4236/eng.2014.65028>
- Mariani, A. (2007). Confiabilidad Electronica y eléctrica, 1–36.
- Martínez, L. A. (2014). Metodología para la definición de tareas de mantenimiento basado en confiabilidad, condición y riesgo aplicada a equipos del sistema de transmisión nacional, 92. Retrieved from <http://www.bdigital.unal.edu.co>
- Mata, D., Aller, J. M., & Bueno, A. (2008). Análisis Probabilístico Del Mantenimiento Predictivo Y Correctivo De Máquinas Eléctricas Rotativas En Una Planta. *Universidad, Ciencia y Tecnología*, 12(49), 247–254. Retrieved from <http://www.scielo.org.ve>
- Medina, R. (2017). ¿ Modo , Mecanismo o Causa de falla ?, 1–7.
- Mesa Alvarez, J. C. (1995). Generalidades en subestaciones, 1–149.
- Moubray, john. (2000). Mantenimiento Centrado en Confiabilidad.
- NTC-31000, & Icontec. (2011). NTC 31000.
- PAS-55, & BSI. (2008). PAS-55-1:2008.
- Pérez, C. M. (2007). Los indicadores de gestión. *Soporte y Cia Ltda.*, 1–13.
- Plata, M. L. (2012). Mantenimiento en una industria de transformación de plásticos para productos escolares , con base en asset management y RCM.
- Ramírez Fernández, C. A. (2014). Metodología de evaluación de confiabilidad para estudios de planeamiento del sistema de transmisión colombiano.

- Rodelo Rueda, C., Rondón Almeida, D., & Siemens. (2010). Gestión de activos centrada en Estudio de caso. *Cier*, 15–25.
- Rodriguez, M. (2009). Modelo de gestion del mantenimiento preventivo y predictivo para las subestaciones de la EEC.
<https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- SAE:JA1011. Norma para vehículos aeroespaciales y de superficie SAE:JA1011 (1999).
- SAE:JA1012. Prácticas recomendadas para vehiculos aeroespaciales y de superficie SAE:JA1012 (2002).
- Sánchez, R. S., Torres, G., Manuel, J., & Nava, F. (1996). Confiabilidad de componentes , sistemas y unidades de generación hidroeléctrica, 1–8.
- Soytas, U., & Sari, R. (2003). Energy consumption and GDP: causality relationship in G-7 countries and emerging markets. *Energy Economics*, 25(1), 33–37.
[https://doi.org/10.1016/S0140-9883\(02\)00009-9](https://doi.org/10.1016/S0140-9883(02)00009-9)
- Suarez, G. F., & Villarraga, J. S. (2017). Implementación de una aplicación para la gestión del mantenimiento en la CAR.. Universidad distrital Francisco José de caldas.
- Troffe, M. (2010). Análisis Iso 14224-Relación Con Rcm-Fmea ., 1–9.
<http://www.mantenimientomundial.com/sites/mm/notas/0605MarioTroffeISO14224.pdf>
- UNAM. (2008). Principios estadísticos aplicados a la evaluación de equipos, 52–95.
<http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/jspui/bitstream/132.248.52.100/631/6/A6.pdf>
- UPME. (2015). Plan Energetico Nacional Colombia: Ideario Energético 2050. Unidad de Planeación Minero Energética, Republica de Colombia, 184. Retrieved from
http://www.upme.gov.co/Docs/PEN/PEN_IdearioEnergetico2050.pdf
- XM. (2009). Introducción a Subestaciones Eléctricas.
- Zampolli, M. (2012). Guía básica para la implementación de la gestión de activos en empresas de energía, 1:58.

ANEXOS

Anexo A: Todo Zona Causa 18 (para vista completa ver anexo en Excel)

CODIGO EVENTO	FECHA INICIAL	FECHA FINAL	CODIGO ELEMENTO	CLASIFICACION	SUBESTACION	CIRCUITO	ZONA	DURACION_MINUTOS	CAUSA_APERTURA	TIPO DANA	CAUSA_LAC	TIPO	OBJETIVO
16295	31/01/2012 08:12:00	31/01/2012 08:46:00	90	PROPIA	ESPI-NAL	ESPI-NAL CTO FLANDES 2 A 34.5 KV	Oriente	34	18	GE	2	NO PROGRA MADO NO EXCLUID O	APERTURA PARA INSTALAR MOTOR CARGA DEL RESORTE PARA EL INTERRUPTOR.
17590	07/02/2012 01:00:00	07/02/2012 01:02:00	122	PROPIA	LERIDA	LERIDA CTO SANTA ISABEL A 34.5 KV	Norte	2	18	GE	2	NO PROGRA MADO NO EXCLUID O	APERTURA PARA DESHACER LA SUPLENCIA A TRAVES DEL RECONECTADOR DE RIO RECIO POR FALLA EN EL INTERRUPTOR.
17266	07/02/2012 01:00:00	07/02/2012 01:02:00	395	NO PROPIA	SAN TA ISA BEL	SANTA ISABEL CTO 3 A 13.8 KV JUNIN	Norte	2	18	GE	2	NO PROGRA MADO NO EXCLUID O	APERTURA DEL CTO LÉRIDA SANTA ISABEL PARA DESHACER SUPLENCIA A TRAVÉS DEL RECONECTADOR RIO RECIO SALADO A 34.5KV. LUEGO DE SOLUCIONAR PROBLEMA MECÁNICO PARA EL CIERRE DEL INTERRUPTOR EN LÉRIDA.
17266	07/02/2012 01:00:00	07/02/2012 01:02:00	394	NO PROPIA	SAN TA ISA BEL	SANTA ISABEL CTO 1 A 13.8 KV URBANO	Norte	2	18	GE	2	NO PROGRA MADO NO EXCLUID O	APERTURA DEL CTO LÉRIDA SANTA ISABEL PARA DESHACER SUPLENCIA A TRAVÉS DEL RECONECTADOR RIO RECIO SALADO A 34.5KV. LUEGO DE SOLUCIONAR PROBLEMA MECÁNICO PARA EL CIERRE DEL INTERRUPTOR EN LÉRIDA.
17266	07/02/2012 01:00:00	07/02/2012 01:02:00	393	NO PROPIA	SAN TA ISA BEL	SANTA ISABEL CTO 2 A 13.8 KV ANZOATE GUI	Norte	2	18	GE	2	NO PROGRA MADO NO EXCLUID O	APERTURA DEL CTO LÉRIDA SANTA ISABEL PARA DESHACER SUPLENCIA A TRAVÉS DEL RECONECTADOR RIO RECIO SALADO A 34.5KV. LUEGO DE SOLUCIONAR PROBLEMA MECÁNICO PARA EL CIERRE DEL INTERRUPTOR EN LÉRIDA.
19204	20/02/2012 09:37:00	20/02/2012 09:43:00	67	PROPIA	FLANDES	FLANDES CTO GIRARDO T 1 A 13.8 KV	Oriente	6	18	GE	2	NO PROGRA MADO NO EXCLUID O	AUSENCIA DE TENSIÓN POR DISPARO DEL TF 5 DE 10 MVA POR 87T. QUEDA EL TRANSFORMADOR ABIERTO PARA REVISIÓN. SE NORMALIZAN LOS CIRCUITOS A 13.2KV A TRAVES DEL TF 4 CERRANDO ACOPLE DE BARRAS A 13.2KV.

Anexo B: Causas de Eventos (para vista completa ver anexo en Excel)

CAUSA	DESCRIPCIÓN	CLASIFICACIÓN	DNA
1	MANIOBRA POR TRANSFERENCIA DE CARGA	NP	GE
2	MANTENIMIENTO CORRECTIVO - OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO RED	NP	GE
3	MANTENIMIENTO CORRECTIVO - SUBESTACIONES	NP	GE
4	RACIONAMIENTO POR FALLA	NP	GE
5	DISPARO CIRCUITOS OTROS OPERADORES DE RED	FM	NG
6	ERROR DE OPERACIÓN - CENTRO REGIONAL DE CONTROL - CRC	NP	GE
7	FALLA TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN	NP	GE
8	ERROR DE PERSONAL - TERCERO AUTORIZADO	NP	GE
9	ERROR DE OPERACIÓN EN SUBESTACIONES	NP	GE
10	CAUSA SIN DETERMINAR	NP	GE
11	FALLA APANTALLAMIENTO EN LÍNEA	NP	GE
12	FALLA EN COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN SUBESTACIONES	NP	GE
13	FALLA EN COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN REDES	NP	GE
14	FALLA DE EQUIPO EN RED	NP	GE
15	LÍNEAS REVENTADAS	NP	GE
16	LÍNEAS DESTEMPLADAS	NP	GE
17	FALLA EN AISLAMIENTO EN REDES	NP	GE
18	FALLA DE EQUIPO EN SUBESTACIÓN	NP	GE
19	DISPARO OCASIONADO POR INTERVENCIÓN DE EQUIPOS DE S/E'S	NP	GE
20	DISPARO OCASIONADO POR TRABAJOS EN LA RED	NP	GE
21	FALLA DE DPS (DISPOSITIVO PROTECCIÓN SOBRETENSIONES)	NP	GE
22	FALLA EN POSTERÍA	NP	GE
23	FALLA EN HERRAJES Y ACCESORIOS	NP	GE
24	VEGETACIÓN SOBRE LA RED	NP	GE
25	FALLA EN EQUIPO OTRO OPERADOR EN ACTIVOS DEL STR O STN	FM	NG
27	CONSIGNACIÓN NACIONAL SUBESTACIONES	E	NG
28	E.D.A.C - BAJA FRECUENCIA	E	NG
29	FALLA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	E	NG
30	RACIONAMIENTO ENERGÍA - CENTRO NACIONAL DE DESPACHO - CND	E	NG

Anexo C: Listado de Circuitos Enertolima (para vista completa ver anexo en Excel)

CODIGO CREG CIRCUITO	ZONA	CODIGO_ SUBESTA CIÓN	NOMBRE SUB ESTACION	CIRCUITO	TENSION	NIVEL	GRUP O	SUI	TPO	PROPIEDA D	CIRCUITOS
2	C	PP	PAPAYO	PAPAYO LINEA BRISAS 115	115	4	1	N	P	S	S
3	C	N/E	PAPAYO	PAPAYO TRAF0 15 MVA 115	115	4	1	N	T	S	N
4	C	PP	PAPAYO	PAPAYO TRAF0 40 MVA 115	115	4	1	N	T	S	N
5	C	PP	PAPAYO	PAPAYO TRAF0 25 MVA 115	115	4	1	N	T	S	N
6	C	PP	PAPAYO	PAPAYO CTO SALADO 34.5	34,5	3	1	S	P	S	S
7	C	PP	PAPAYO	PAPAYO CTO BRISAS 2 34.5	34,5	3	1	N	P	S	N
8	C	PP	PAPAYO	PAPAYO CTO SAN JORGE 1 34.5	34,5	3	1	S	P	S	S
9	C	PP	PAPAYO	PAPAYO CTO RIO RECIO 2 34.5	34,5	3	1	S	P	S	S
10	C	PP	PAPAYO	PAPAYO TRAF0 40 MVA 34.5	34,5	3	1	N	T	S	N
12	C	PP	PAPAYO	PAPAYO TRAF0 25 MVA 13.2	13,2	2	1	N	T	S	N
13	C	PP	PAPAYO	PAPAYO CTO 1	13,2	2	1	S	P	S	S
14	C	PP	PAPAYO	PAPAYO CTO 2	13,2	2	1	S	P	S	S
15	C	PP	PAPAYO	PAPAYO CTO 3	13,2	2	1	S	P	S	S
16	C	PP	PAPAYO	PAPAYO CTO 4	13,2	2	1	S	P	S	S
17	C	PP	PAPAYO	PAPAYO CTO 5	13,2	2	1	S	P	S	S
18	C	PP	PAPAYO	PAPAYO CTO 6	13,2	2	1	S	P	S	S
19	C	PP	PAPAYO	PAPAYO CTO 7	13,2	2	1	S	P	S	S
20	C	PP	PAPAYO	PAPAYO CTO 8	13,2	2	1	S	P	S	S
21	C	PP	PAPAYO	PAPAYO CTO 9	13,2	2	1	S	P	S	S
22	C	PP	PAPAYO	PAPAYO CTO 10	13,2	2	1	S	P	S	S
23	C	PP	PAPAYO	PAPAYO CTO 11	13,2	2	1	S	P	S	S
34	N	SF	SAN FELIPE	SAN FELIPE LINEA MARIQUITA 115	115	4	4	N	P	S	S
35	N	SF	SAN FELIPE	SAN FELIPE TRAF0 40 MVA 115	115	4	4	N	T	S	N
37	N	SF	SAN FELIPE	SAN FELIPE TRAF0 150 MVA 115	115	4	4	N	T	N	N
38	N	MA	MARIQUITA	MARIQUITA TRAF0 40 MVA 115	115	4	3	N	T	S	N
39	N	MA	MARIQUITA	MARIQUITA CTO 2	13,2	2	3	S	P	S	S
40	N	MA	MARIQUITA	MARIQUITA CTO 3	13,2	2	3	S	P	S	S

Anexo D: datos específicos de equipos (para vista completa ver anexo en Excel)

Datos específicos al equipo— Transformadores de potencia

Nombre	Descripción	Unidad o lista de códigos	Prioridad
Frecuencia	Frecuencia clasificada	Hertz	Baja
Voltaje primario	Voltaje clasificado	Kilovoltios	Alta
Voltaje secundario	Voltaje clasificado	Kilovoltios	Alta
Voltaje de devanados adicionales	Voltaje clasificado de devanados terciarios o adicionales	Kilovoltios	Alta
Potencia - diseño	Potencia clasificada	Kilovoltio · amperios	Alta
Factor de potencia	Cos ϕ	Número	Baja

Datos específicos al equipo— Interruptor de potencia

Nombre	Descripción	Unidad o lista de códigos	Prioridad
Aplicación de sistema	Descripción de la aplicación del conmutador (servicios proporcionados)	Sistema de control, sistema de seguridad	Mediana
Voltaje clasificado de sistema	Voltaje esperado de operación	Voltios, AC o DC	Alta
Corriente clasificada de Busbar	Corriente máxima continua bajo condiciones especificadas	Amperes	Alta
Corriente máx. de corta duración clasificada	Valor rms de la corriente de cortocircuito que el conmutador deberá resistir durante el tiempo especificado	Kilo Amperes (kA)	Baja

Datos específicos al equipo— Cable Aislado.

Nombre	Descripción	Unidad o lista de códigos	Prioridad
Tensión máxima de operación	Voltaje esperado de operación	Voltios	Alta
Niveles de aislamiento	Voltaje esperado de operación	100 – 133%	Alta
Temperatura máxima de operación normal	Temperatura en condiciones normales de operación	Voltios	baja
Temperatura máxima de operación en emergencia	Temperatura máxima continua bajo condiciones especificadas de carga	°C	Baja

Anexo E: Formato 50 – calculo DNA (para vista completa ver anexo en Excel)

C O D E	BR EA KE R	NOMB RE_C I RCUI TO	FEC HA_I NICI AL	FEC HA_ FINA L	DESCRIPTIO	TIPO	C A U S A	OPE RAD OR	I F A	I F B	I F C	I F N	P(M W)	MVA_ INST ALAD OS	CANT_TR AFOS_NO RMALIZA DOS	MVA_ NORM ALIZA DOS	POR_CA RGA_NO RMALIZ ADO	FACTO R_UTI LIZACI ON	DU RA CI ON	DN A (M W/ H)
1 3 6 3 6 4	IN 047	IN047	02/04/ 2013 03:44: 00	02/04/ 2013 03:53: 00	Apertura de Seccionador IN047. Fecha 2/4/2013 3:44: 0	NO PROGRA MADO NO EXCLUID O	18	julio. Cifue ntes	0	0	0	0	8, 36	69,537 5	1787	69,5375	100	0,13358 1	0,1 5	1,25 4
1 6 0 0 9 1	IN 038	IN038	28/06/ 2013 02:11: 00	28/06/ 2013 02:33: 00	Apertura de Interruptor IN038. Fecha 28/6/2013 2:11: 0	EVENTOS ACTIVOS DE STN Y STR	18	Valen cia	0	0	0	0	8, 05	69,73	1785	69,73	100	0,12827 254	0,3 666 666 7	2,95 166 667
2 4 0 1 4 7	IN 124	IN124	05/05/ 2014 22:31: 00	05/05/ 2014 22:36: 00	Apertura de Seccionador IN124. Fecha 5/5/2014 22:31: 0	NO PROGRA MADO NO EXCLUID O	18	EUG ENIO. TOR RES	0	0	0	0	4, 3	32,6	892	32,6	100	0,14655 76	0,0 833 333 3	0,35 833 333
2 4 0 1 5 1	IN 197	IN197	05/05/ 2014 22:33: 00	05/05/ 2014 22:34: 00	Apertura de Interruptor IN197. Fecha 5/5/2014 22:33: 0	NO PROGRA MADO NO EXCLUID O	18	EUG ENIO. TOR RES	0	0	0	0	1, 5	24,157 5	709	24,1575	100	0,06899 169	0,0 166 666 7	0,02 5
2 4 0 9 4 4	UR C4 36	URC43 6	08/05/ 2014 03:59: 54	08/05/ 2014 04:03: 18	Apertura de Interruptor URC436. Fecha 8/5/2014 3:59:54	NO PROGRA MADO NO EXCLUID O	18	EUG ENIO. TOR RES	0	0	0	0	1, 61	24,157 5	709	24,1575	100	0,07405 108	0,0 566 666 7	0,09 123 333
2 4 0 9 4 6	IN 123	IN123	08/05/ 2014 04:07: 31	08/05/ 2014 04:09: 58	Apertura de Interruptor IN123. Fecha 8/5/2014 4:7	NO PROGRA MADO NO EXCLUID O	18	EUG ENIO. TOR RES	0	0	0	0	3	32,555	890	32,555	100	0,10239 083	0,0 408 333 3	0,12 25

Anexo G: cálculos de indicadores (para vista completa ver anexo en Excel)

#	Equipo Fallado	Nivel de Tensión						Total Eventos	Total DURACION MINUTOS	Total DURACION HORAS	MANTENIBILIDAD			CONFIABILIDAD			DISPONIBILIDAD			FALLOS POR UNIDAD DE TIEMPO $\lambda = F/T=n/TOP$		
		2		3		4					tiempo medio de reparación MTTR-TMDR			tiempo medio entre fallas MTBF - TMEF			D			NIVE L 2	NIVE L 3	NIVE L 4
		CAN TIDA D	DUR ACIO N	CAN TIDA D	DUR ACIO N	CAN TIDA D	DUR ACIO N				NIV EL 2	NIV EL 3	NIV EL 4	NIV EL 2	NIV EL 3	NIV EL 4	NIV EL 2	NIV EL 3	NIV EL 4			
1	TF			287	18108 3,77	505	37685, 29	792	21876 9,06	3646,1 5		10,5 2	1,24		142, 10	85,4 9	100, 00%	93,1 1%	98,5 7%	0,000 00	0,007 04	0,011 70
2	INTERRUPTO R	62	4524,8 7	126	7839,0 2	70	2756,2	258	15120, 09	252,00	1,22	1,04	0,66	705, 24	346, 58	625, 06	99,8 3%	99,7 0%	99,9 0%	0,001 42	0,002 89	0,001 60
3	XLPE	23	3066,6	172	10463, 3			195	13529, 9	225,50	2,22	1,01		1902 ,13	253, 64		99,8 8%	99,6 0%	100, 00%	0,000 53	0,003 94	0,000 00
4	CMP	8	223,4	94	1545,7	63	2709,7 6	165	4478,8 6	74,65	0,47	0,27	0,72	5474 ,53	465, 68	694, 52	99,9 9%	99,9 4%	99,9 0%	0,000 18	0,002 15	0,001 44
5	CT	7	867,1	141	4776,9	8	723,2	156	6367,2	106,12	2,06	0,56	1,51	6255 ,08	310, 07	5473 ,49	99,9 7%	99,8 2%	99,9 7%	0,000 16	0,003 23	0,000 18
6	DPS	17	518,5	85	48237, 6			102	48756, 1	812,60	0,51	9,46		2575 ,96	505, 84		99,9 8%	98,1 6%	100, 00%	0,000 39	0,001 98	0,000 00
7	RECONECTA DOR	29	4994,9 2	63	37905, 96			92	42900, 88	715,01	2,87	10,0 3		1507 ,47	685, 21		99,8 1%	98,5 6%	100, 00%	0,000 66	0,001 46	0,000 00
8	PT	24	4517,3	54	2307,3 4			78	6824,6 4	113,74	3,14	0,71		1821 ,86	810, 40		99,8 3%	99,9 1%	100, 00%	0,000 55	0,001 23	0,000 00
9	CUCHILLA	3	519	53	3082,9			56	3601,9	60,03	2,88	0,97		1459 7,12	825, 45		99,9 8%	99,8 8%	100, 00%	0,000 07	0,001 21	0,000 00
10	CABLE	16	641,4	23	190,2	11	483,7	50	1315,3	21,92	0,67	0,14	0,73	2736 ,83	1904 ,21	3981 ,09	99,9 8%	99,9 9%	99,9 8%	0,000 37	0,000 53	0,000 25
11	CORTACIRCUITO- FUSIBLE	4	1,6	40	1129,2			44	1130,8	18,85	0,01	0,47		1094 9,99	1094 ,53		100, 00%	99,9 6%	100, 00%	0,000 09	0,000 91	0,000 00
12	SECCIONADOR			32	272,8	2	88,78	34	361,58	6,03		0,14	0,74		1368 ,61	2189 9,26	100, 00%	99,9 9%	100, 00%	0,000 00	0,000 73	0,000 05
13	CONDENSADOR	7	20,9	12	244,3			19	265,2	4,42	0,05	0,34		6257 ,09	3649 ,66		100, 00%	99,9 9%	100, 00%	0,000 16	0,000 27	0,000 00
14	TF AUX	2	67,8	11	20,9			13	88,7	1,48	0,57	0,03		2189 9,44	3981 ,79		100, 00%	100, 00%	100, 00%	0,000 05	0,000 25	0,000 00
	Total general	202	19963, 39	1193	29909 9,89	659	44446, 93	205 4	36351 0,21	6058,5 0	1,65	4,18	1,12	215, 18	32,5 4	65,3 4	99,2 4%	88,6 2%	98,3 1%	0,004 64717 4	0,030 73553 9	0,015 30450 5

Anexo H: Ítems mantenibles Interruptor Siemens 15KV (para vista completa ver anexo en Excel)

NUMERO	ITEM		
4	PULSADOR DE CIERRE	ACCIONADOR	CIRCUITOS DE POTENCIA PRINCIPALES
5	INTERRUPTOR AUXILIAR	ACCIONADOR	CIRCUITOS DE POTENCIA PRINCIPALES
6	BOBINA DE CIERRE	ACCIONADOR	CIRCUITOS DE POTENCIA PRINCIPALES
7	BOBINA DE DISPARO	ACCIONADOR	CIRCUITOS DE POTENCIA PRINCIPALES
8	PULSADOR DE DISPARO	ACCIONADOR	CIRCUITOS DE POTENCIA PRINCIPALES
9	OPERADOR DEL INTERRUPTOR DE CELDA ACCIONADA POR MECANISMO (MOC)	ACCIONADOR	CIRCUITOS DE POTENCIA PRINCIPALES
14	DISPARO CON CONDENSADOR (OPCIONAL) (NO MOSTRADO)	ACCIONADOR	CIRCUITOS DE POTENCIA PRINCIPALES
15	EJE INTERMEDIO	ACCIONADOR	CIRCUITOS DE POTENCIA PRINCIPALES
50.3.1	ACCIONADOR	ACCIONADOR	CIRCUITOS DE POTENCIA PRINCIPALES
		BUSBAR	CIRCUITOS DE POTENCIA PRINCIPALES
		DESCONECTORES	CIRCUITOS DE POTENCIA PRINCIPALES
59.0	CONTADOR DE OPERACIONES	DISYUNTOR DE CIRCUITO	CIRCUITOS DE POTENCIA PRINCIPALES
61.8	AMORTIGUADOR DE GOLPES	DISYUNTOR DE CIRCUITO	CIRCUITOS DE POTENCIA PRINCIPALES
62.0	RESORTE DE CONEXIÓN	DISYUNTOR DE CIRCUITO	CIRCUITOS DE POTENCIA PRINCIPALES
62.2	MANIVELA	DISYUNTOR DE CIRCUITO	CIRCUITOS DE POTENCIA PRINCIPALES
62.3	DISCO DE LEVA	DISYUNTOR DE CIRCUITO	CIRCUITOS DE POTENCIA PRINCIPALES
62.5	PALANCA	DISYUNTOR DE CIRCUITO	CIRCUITOS DE POTENCIA PRINCIPALES
62.6	PALANCA DEL ACCIONADOR	DISYUNTOR DE CIRCUITO	CIRCUITOS DE POTENCIA PRINCIPALES
62.8	VARILLA DE ACOPLAMIENTO	DISYUNTOR DE CIRCUITO	CIRCUITOS DE POTENCIA PRINCIPALES
63.0	EJE INTERMEDIO	DISYUNTOR DE CIRCUITO	CIRCUITOS DE POTENCIA PRINCIPALES

Anexo I: Listado Subestaciones (para vista completa ver anexo en Excel)

N o.	SUBESTACIÓN	ZONA	MUNICIPIO	UBICACIÓN	CAPACIDAD (MVA)	TENSIÓN AT (kV)	TENSIÓN BT (kV)	ATENIDA	TIPO DE ESQUEMA	FORMA CONSTRUCTIVA
1	ALVARADO	CENTRO	ALVARADO	ZONA URBANA	1,5 + 1,5	33	13,2	NO	BS	CONV
2	CHAPETON	CENTRO	IBAGUÉ	VEREDA CHAPETÓN, CERCA AL MATADERO DE CARLIMA	3	34,5	13,8	NO	BS	CONV
3	DOIMA	CENTRO	PIEDRAS	VÍA BUENOS AIRES - HACIENDA EL ACEITUNO	3	34,5	13,8	NO	BS	CONV
4	PARQUE LOGISTICO	CENTRO	IBAGUÉ	PARQUE INDUSTRIAL Y LOGÍSTICO DEL TOLIMA, VÍA BUENOS AIRES	2	34,5	13,8	NO	BS	CONV
5	PAYANDE	CENTRO	SAN LUIS	ZONA URBANA, SALIDA A IBAGUÉ	3	34,5	13,8	NO	BS	CONV
6	PICALAÑA	CENTRO	IBAGUE	BARRIO PICALAÑA, SALIDA A BOGOTA	5	34,5	13,8	NO	BS	CONV
7	ROVIRA	CENTRO	ROVIRA	ZONA URBANA	5	34,5	13,8	NO	BS	CONV
8	SIMON BOLIVAR	CENTRO	IBAGUÉ	CIUDADELA SIMON BOLIVAR	5	34,5	13,8	NO	BS	CONV
9	BRISAS	CENTRO	IBAGUÉ	PARQUE AGROINDUSTRIAL LAS BRISAS	50+20	115 - 34,5	34,5 - 13,8	SAS	BS	CONV
10	CAJAMARCA	CENTRO	CAJAMARCA	SALIDA A ARMENIA	6+6	115 - 34,5	34,5 - 13,8	SI	BS	CONV
11	MIROLINDO	CENTRO	IBAGUÉ	VEREDA APARCO, SALIDA A ROVIRA	50	115	34,5	SI	BP+BT	CONV
12	PAPAYO	CENTRO	IBAGUÉ	ZONA INDUSTRIAL EL PAPAYO	20+25+40 +15	115 - 34,5	34,5 - 13,8	SI	BS	CONV
13	SALADO	CENTRO	IBAGUÉ	SALIDA A ALVARADO	12,5	34,5	13,8	SAS	BS	CONV
14	SAN JORGE	CENTRO	IBAGUÉ	SALIDA AL BARRIO CALAMBEO	15+12,5	34,5	13,8	SI	BS	CONV
15	VERGEL	CENTRO	IBAGUÉ	BARRIO EL PEDREGAL, AVENIDA AMBALÁ	20	34,5	13,8	SAS	BS	CONV
16	GUALANDAY	CENTRO	IBAGUÉ	ALTO DE GUALANDAY	20	115	34,5	SAS	BS	CONV
17	FRESNO	NORTE	FRESNO	CARRETERA NACIONAL, VARIANTE, PARTE BAJA DEL PUEBLO	7	34,5	13,8	NO	BS	CONV
18	HERVEO	NORTE	HERVEO	ZONA URBANA, CERCA A ESCUELA	1,5	34,5	13,2	NO	BS	CONV

Anexo J: Matriz de Fallos (para vista completa ver anexo en Excel)

EQUIPO	% EQUIPO	ITEM MANTENIBLE	% ITEM	NIVEL DE TENSION	% NIVEL	CODIGO MODO DE FALLA	MODO DE FALLA	% MODO	CODIGO CAUSA DE FALLA	CAUSA DE FALLA	% CAUSA	CODIGO MECANISMO DE FALLA	MECANISMO DE FALLA	% MECANISMO	CODIGO METODO DE DETECCION	METODO DE DETECCION	% METODO	CODIGO ACTIVIDAD DE MANTENIMIENTO	ACTIVIDAD DE MANTENIMIENTO	% ACTIVIDAD							
TRANSFORMADOR	39%	DEVANADO	31,94%	3	75%	UST	Parada espuria	28%	3.0	General - operación	37%	4.1	Cortocircuito	37%	7	Interferencia de producción	19%	1	Reemplazar	19%							
													9	Mantenimiento correctivo	14%	1	Reemplazar										
													10	Bajo demanda	4%	1	Reemplazar										
						FTF	Falla en funcionamiento bajo demanda	20%	3.0	General - operación	26%	4.1	Cortocircuito	26%	7	Interferencia de producción	5%	1	Reemplazar	5%							
														9	Mantenimiento correctivo	5%	1	Reemplazar									
														10	Bajo demanda	16%	1	Reemplazar									
				BRD	Parada	12%	5.4	Falla de otra unidad/ en cascada	1%	5.3	Otra influencia externa	1%	7	Interferencia de producción	1%	1	Reemplazar	1%									
												5.4	Falla de otra unidad/ en cascada	16%	5.3	Otra influencia externa	16%		7	Interferencia de producción	16%	1	Reemplazar				
												3.0	General - operación	2%	4.1	Cortocircuito	2%		7	Interferencia de producción	2%	6	Revisión				
				OHE	Sobrecalentamiento	10%	3.2	Error de operación	11%	2.7	Sobrecalentamiento	11%	4	Monitoreo periódico de condiciones	11%	1	Reemplazar	11%									
												6	Monitoreo continuo de condiciones	1%	1	Reemplazar											
												NOI	Ruido	3%	3.0	General - operación	4%		4.1	Cortocircuito	4%	8	Observación casual	4%	1	Reemplazar	
		ELU	Fuga externa - medio de suministro	2%	3.0	General - operación	3%	1.1	Fuga	3%	4.1	Cortocircuito	1%	8	Observación casual	2%	2	Reparar	1%								
															8	Observación casual	1%	1		Reemplazar							
															8	Observación casual	1%	1		Reemplazar							
		4	25%	BRD	Parada	14%	3.0	General - operación	56%	4.1	Cortocircuito	56%	4.1	Cortocircuito	56%	7	Interferencia de producción	27%	1	Reemplazar	27%						
																10	Bajo demanda	29%	1	Reemplazar							
																	6	Monitoreo continuo de condiciones	44%	9		Inspección					
		OHE	Sobrecalentamiento	11%	3.2	Error de operación	44%	2.7	Sobrecalentamiento	44%	6	Monitoreo continuo de condiciones	44%	9	Inspección	44%											
															1.1		Fuga	26%	8	Observación casual	26%	2	Reparar				
															4.1		Cortocircuito	4%	7	Interferencia de producción	4%	1	Reemplazar				
		BUJES	20,96%	3	33%	ELU	Fuga externa - medio de suministro	27%	3.0	General - operación	30%	1.1	Fuga	26%	8	Observación casual	26%	2	Reparar	26%							
																			4.1		Cortocircuito	4%	7	Interferencia de producción	4%	1	Reemplazar
																					3.3	Error de mantenimiento	54%	1.1	Fuga	54%	8
				4	67%	OHE	Sobrecalentamiento	5%	3.3	Error de mantenimiento	17%	2.7	Sobrecalentamiento	17%	4	Monitoreo periódico de condiciones	17%	4	Monitoreo periódico de condiciones	17%	2	Reparar	17%				
		ELU	Fuga externa - medio de suministro	45%	3.3	Error de mantenimiento	66%	1.1	Fuga	66%	8	Observación casual	66%	8	Observación casual	66%	2	Reparar	66%								
BRD	Parada	23%	3.4	Desgaste esperado	34%	2.5	Rotura	34%	8	Observación casual	34%	10	Reacondicionamiento	34%													
RELE DE PRESION	16,92%	3	9%	AIR	Lectura anormal en instrumento	9%	2.1	Falla de fabricación	25%	3.3	Señal/ indicación/ alarma defectuosa	25%	6	Monitoreo continuo de condiciones	25%	6	Revisión	25%									
4	91%	AIR	Lectura anormal en instrumento	63%	3.3	Error de mantenimiento	70%	3.3	Señal/ indicación/ alarma defectuosa	70%	7	Interferencia de producción	70%	5	Reequipamiento	70%											
UST	Parada espuria	28%	3.0	General - operación	30%	4.1	Cortocircuito	30%	10	Bajo demanda	30%	1	Reemplazar	30%													
TERMOMETRO	13,78%	3	9%	AIR	Lectura anormal en instrumento	9%	2.2	Falla de instalación	40%	3.4	Desajuste	40%	10	Bajo demanda	40%	6	Revisión	40%									
4	91%	AIR	Lectura anormal en instrumento	91%	2.2	Falla de instalación	100%	3.3	Señal/ indicación/ alarma defectuosa	100%	6	Monitoreo continuo de condiciones	100%	6	Revisión	100%											
CAMBIADOR DE TOMA	11,11%	4	100%	FTR	Falla de regulación	50%	3.2	Error de operación	50%	4.4	Energía/voltaje inapropiado	50%	7	Interferencia de producción	50%	9	Inspección	50%									
RELE BUCHHOLZ	3,16%	3	24%	PLU	Taponamiento/atascamiento	12%	2.2	Falla de instalación	50%	3.3	Señal/ indicación/ alarma defectuosa	50%	10	Bajo demanda	50%	5	Reequipamiento	50%									
4	78%	AIR	Lectura anormal en instrumento	76%	2.2	Falla de instalación	100%	3.3	Señal/ indicación/ alarma defectuosa	100%	6	Monitoreo continuo de condiciones	50%	6	Revisión	50%											
CONECTORES	1,14%	3	100%	OHE	Sobrecalentamiento	44%	3.3	Error de mantenimiento	44%	2.7	Sobrecalentamiento	44%	4	Monitoreo periódico de condiciones	44%	4	Ajustar	44%									
UST	Parada espuria	33%	5.0	Varios - general	33%	5.3	Otra influencia externa	33%	7	Interferencia de producción	33%	6	Revisión	33%													
SER	Problemas menores en servicio	22%	5.0	Varios - general	22%	1.5	Soltura	22%	3	Inspección	22%	5	Reequipamiento	22%													
RADIADOR	0,38%	3	100%	ELU	Fuga externa - medio de suministro	100%	3.0	General - operación	100%	1.1	Fuga	33%	8	Observación casual	33%	2	Reparar	33%									
4.1	Cortocircuito																										
ACETE	0,25%	4	100%	FTF	Falla en funcionamiento bajo demanda	100%	4.2	Error de gestión	100%	1.1	Fuga	100%	2	Pruebas funcionales	100%	1	Reemplazar	100%									
TRANSFORMADOR DE CORRIENTE	0,25%	3	100%	UST	Parada espuria	100%	3.4	Desgaste esperado	100%	3.0	General	100%	7	Interferencia de producción	100%	3	Modificar	100%									
VENTILADOR	0,13%	3	100%	OHE	Sobrecalentamiento	100%	3.4	Desgaste esperado	100%	5.1	Bloqueo/ taponamiento	100%	3	Inspección	100%	7	Servicio	100%									

Anexo K: Matriz de Prioridad (para vista completa ver anexo en Excel)

EQUIPO	NIVEL DE TENSION	ITEM MANTENIBLE	CODIGO MODO DE FALLO	MODO DE FALLO	GESTION	CONSECUENCIAS					CONSECUENCIA	DISPONIBILIDAD	TASA DE FALLOS	MTBF	MTRR	PERIODO	PRODUCTORIA
						SEGURIDAD	MEDIO AMBIENTE	PRODUCCION/SERVICIO	OPERACIONAL	SUMA CONSECUENCIAS							
TF	3	ACEITE	FTF	Falla en funcionamiento bajo demanda	G	5	13	13	13	44	A	A	B	A	A	SEM	162
TF	3	DEVANADO	OHE	Sobrecalentamiento	G	8	3	13	13	37	A	A	B	A	A	SEM	162
TF	3	DEVANADO	ELU	Fuga externa - medio de suministro	G	8	3	13	13	37	A	A	B	A	A	SEM	162
TF	4	DEVANADO	OHE	Sobrecalentamiento	G	5	5	13	13	36	A	B	A	A	B	MES	108
TF	3	RADIADOR	ELU	Fuga externa - medio de suministro	G	3	13	3	8	27	B	A	B	A	A	MES	108
TF	3	BUJES	ELU	Fuga externa - medio de suministro	G	3	13	5	5	26	B	A	B	A	A	MES	108
TF	3	RELE DE PRESION	AIR	Lectura anormal en instrumento	G	3	5	13	5	26	B	A	B	A	A	MES	108
TF	3	RELE BUCHHOLZ	AIR	Lectura anormal en instrumento	G	3	3	13	5	24	B	A	B	A	A	MES	108
TF	3	TERMOMETRO	AIR	Lectura anormal en instrumento	G	3	3	13	5	24	B	A	B	A	A	MES	108
TF	3	VENTILADOR	OHE	Sobrecalentamiento	G	5	3	3	8	19	B	A	B	A	A	MES	108
TF	3	CONECTORES	SER	Problemas menores en servicio	G	5	5	5	3	18	B	A	B	A	A	MES	108
TF	4	BUJES	ELU	Fuga externa - medio de suministro	G	3	13	8	8	32	B	B	A	A	B	TRI	72
TF	4	RELE DE PRESION	AIR	Lectura anormal en instrumento	G	3	5	13	8	29	B	B	A	A	B	TRI	72
TF	4	CAMBIADOR DE TOMA	AIR	Lectura anormal en instrumento	G	3	3	13	8	27	B	B	A	A	B	TRI	72
TF	4	RELE BUCHHOLZ	AIR	Lectura anormal en instrumento	G	3	3	13	8	27	B	B	A	A	B	TRI	72
TF	4	TERMOMETRO	AIR	Lectura anormal en instrumento	G	3	3	13	5	24	B	B	A	A	B	TRI	72
TF	4	CAMBIADOR DE TOMA	FTR	Falla de regulación	G	3	3	13	3	22	B	B	A	A	B	TRI	72
TF	3	BUJES	OHE	Sobrecalentamiento	G	3	3	5	3	14	C	A	B	A	A	SMT	54
TF	3	CONECTORES	OHE	Sobrecalentamiento	G	3	3	5	3	14	C	A	B	A	A	SMT	54
TF	3	RELE BUCHHOLZ	PLU	Taponamiento/atasamiento	G	3	3	3	3	12	C	A	B	A	A	SMT	54
INTERRUPTOR	2	ACCIONADOR	FTO	Falla en abrir bajo demanda	G	13	3	13	13	42	A	C	B	A	B	SMT	36
INTERRUPTOR	2	BLOQUES TERMINALES Y	NOI	Ruido	G	13	3	13	8	37	A	C	B	A	B	SMT	36
INTERRUPTOR	3	DISYUNTOR	ELU	Fuga externa - medio de suministro	G	8	13	8	8	37	A	C	B	A	B	SMT	36
INTERRUPTOR	2	DISYUNTOR	FTC	Falla en cierre bajo demanda	G	5	3	13	13	34	B	C	B	A	B	ANU	24
INTERRUPTOR	3	DISYUNTOR	FTC	Falla en cierre bajo demanda	G	5	3	13	13	34	B	C	B	A	B	ANU	24
INTERRUPTOR	3	DISYUNTOR	OHE	Sobrecalentamiento	G	5	3	13	13	34	B	C	B	A	B	ANU	24
INTERRUPTOR	3	SENSOR	ELU	Fuga externa - medio de suministro	G	5	13	8	8	34	B	C	B	A	B	ANU	24

