



**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, SISTEMAS Y
TELECOMUNICACIONES
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE OPTIMIZACIÓN DE PLANES DE
MANTENIMIENTO (PMO) PARA LA FORMULACIÓN DEL PLAN DE
MANTENIMIENTO DEL ALIMENTADOR PAMC4 DE NIVEL DE TENSIÓN II DE
CENS S.A E.S.P**

AUTOR: JOHAN ANDRES PULIDO BAUTISTA

DIRECTOR: ING. SAMUEL FERNANDO MONTES ALZATE

CO-DIRECTOR: ING. ESP. GILBERTO ALONSO VERA PABÓN

**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA,
SISTEMAS Y TELECOMUNICACIONES
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**



**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA
PAMPLONA NORTE DE SANTANDER- COLOMBIA
19/JUNIO/2020**

**APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE OPTIMIZACIÓN DE PLANES DE
MANTENIMIENTO (PMO) PARA LA FORMULACIÓN DEL PLAN DE
MANTENIMIENTO DEL ALIMENTADOR PAMC4 DE NIVEL DE TENSIÓN II DE
CENS S.A E.S.P**

AUTOR: JOHAN ANDRES PULIDO BAUTISTA

**TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR POR EL TÍTULO DE INGENIERO
ELÉCTRICO**

DIRECTOR: ING. SAMUEL FERNANDO MONTES ALZATE

CO-DIRECTOR: ING. ESP. GILBERTO ALONSO VERA PABÓN

**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA,
SISTEMAS Y TELECOMUNICACIONES
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
PAMPLONA NORTE DE SANTANDER– COLOMBIA
19/JUNIO/2020**

**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA ELECTRÓNICA SISTEMAS
Y TELECOMUNICACIONES
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**AUTORIZACIÓN PARA SUSTENTAR
TRABAJO PRESENTADO PARA OPTAR POR EL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO**

**APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE OPTIMIZACIÓN DE PLANES DE
MANTENIMIENTO (PMO) PARA LA FORMULACIÓN DEL PLAN DE
MANTENIMIENTO DEL ALIMENTADOR PAMC4 DE NIVEL DE TENSIÓN II DE
CENS S.A E.S.P**

FECHA DE INICIO DEL TRABAJO: 16/MARZO/2020

FECHA DE TERMINACIÓN DEL TRABAJO: 19/JUNIO/2020

NOMBRES Y FIRMAS DE AUTORIZACIÓN PARA SUSTENTAR

AUTOR: _____

DIRECTOR: _____

DIRECTOR DE PROGRAMA: _____

JURADO CALIFICADOR:

PRESIDENTE: ING. _____

OPONENTE: ING _____

SECRETARIO: ING. _____

PAMPLONA, COLOMBIA

FECHA: 19/JUNIO/2020

DEDICATORIA

Esta tesis se la dedico a Dios quien supo guiarme por el camino correcto, darme fuerzas para seguir adelante y no desmayar ante los problemas que se presentaron.

A mis padres Avilio Pulido y Nayda Rocio Bautista por brindarme amor y fortaleza incondicional.

A Mis abuelos Natalia Rico de Bautista y Víctor Bautista por ser el motor que me impulso en todo momento, por ser mi apoyo constante, por el amor tan grande y la ilusión de verme triunfar en cada paso que doy.

A mi familia por siempre estar en los momentos más felices de mi vida y por enseñarme que todo esfuerzo tiene su recompensa, por jamás tener límites y siempre recordarme que para llegar lejos debo volar muy alto.

A mis compañeros de universidad quienes me han permitido aprender de la vida a su lado.

“El verdadero buscador crece y aprende, y descubre que siempre es el principal responsable de lo que sucede”

Jorge Bucay

AGRADECIMIENTOS

Agradezco en primer lugar a Dios por permitirme cumplir un objetivo más en mi vida profesional, quien en momentos de dificultad me dio las fuerzas necesarias para llegar a la meta, toda obra y gracia sea en nombre de él.

Al gran equipo de docentes de nuestra alma mater Universidad de Pamplona, por brindarme el acompañamiento necesario durante estos años, aportando un granito de arena en el crecimiento a nivel estudiantil y profesional.

A la empresa CENS por abrirme las puertas en mi última etapa universitaria, en donde he sabido medir mis competencias y adquirir nuevas habilidades tanto sociales como profesionales próximas a afrontar en el campo laboral.

Un enorme agradecimiento a mis directores de tesis asignados, primeramente, al profesor Samuel Montes por acompañarme durante este proceso vital para llevar a cabo mi objetivo próximo a graduarme, de igual manera al especialista Gilberto por ser guía indispensable.

Por último, un agradecimiento a mi familia, quien estuvo en todo momento, entendiendo el amor familiar en esta etapa de mi vida como roca de apoyo en los días más oscuros y como refugio en los momentos de debilidad, cada uno de ellos desde su experiencia y sabiduría me hacen hoy un mejor hombre.

CONTENIDO

	Pág.
CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN	18
1.1 INTRODUCCIÓN.....	18
1.2 OBJETIVOS	19
1.2.1 OBJETIVO GENERAL.....	19
1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	19
1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	20
1.3.1 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA	20
1.3.2 JUSTIFICACIÓN.....	20
1.4 DISEÑO METODOLOGICO	20
1.4.1 POBLACIÓN.....	20
1.4.2 TIPO DE INVESTIGACIÓN	21
1.4.3 PROCEDIMIENTO.....	21
CAPÍTULO II. MARCO TEORICO	22
2.1 ANTECEDENTES.....	22
2.2 MARCO CONTEXTUAL	23
2.2.1 INFORMACIÓN GENERAL DE CENS.....	23
2.2.2 RESEÑA HISTORICA.....	25
2.2.4 VISIÓN EMPRESARIAL.....	25
2.3 MARCO LEGAL.....	26
2.3.1 COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS – CREG.....	26
2.3.2 NORMA ISO 55000	26
2.3.3 NORMA ISO 55001	27
2.3.4 RETIE.....	27
2.3.5 NTC 2050	27
2.4 MARCO CONCEPTUAL.....	28
2.4.1 SECTOR ENERGÉTICO EN COLOMBIA	28
2.4.2 INGENIERÍA DEL MANTENIMIENTO.....	30
2.4.3 TIPOS DE MANTENIMIENTO	34
2.4.5 INDICADORES DE CALIDAD SAIDI Y SAIFI.....	37
2.4.6 INDICADORES DE GESTIÓN DE MANTENIMIENTO	38
2.4.7 DIAGRAMA DE PARETO	40
CAPÍTULO III. INFORMACIÓN ALIMENTADOR PAMC4 DE CENS.....	41
3.1 ALIMENTADORES PERTENECIENTES A REGIONAL PAMPLONA	41
3.2 TIPOS DE ACTIVOS QUE COMPONEN EL ALIMENTADOR PAMC4	43
3.3 IDENTIFICACIÓN DE LOS EQUIPOS QUE COMPONEN EL ALIMENTADOR PAMC4	43
CAPÍTULO IV. CONTEXTO OPERACIONAL.....	52

4.1 INDICADORES PARA LA GESTIÓN DE MANTENIMIENTO DEL CIRCUITO PAMC4	52
4.1.1 TIEMPO MEDIO ENTRE FALLOS (MTBF) DEL CIRCUITO PAMC4.	52
4.1.2 CONFIABILIDAD DEL ALIMENTADOR PAMC4	53
4.1.3 MANTENIBILIDAD DEL ALIMENTADOR PAMC4	54
4.1.4 DISPONIBILIDAD DEL ALIMENTADOR PAMC4	55
4.2 CRITICIDAD DEL CIRCUITO PAMC4.....	56
4.2.1 DIAGRAMA DE PARETO.	56
4.3 POSIBLES FALLAS Y CAUSAS EN LOS ARRANQUES DEL ALIMENTADOR PAMC4.	65
4.4 MANTENIMIENTOS RECIENTES REALIZADOS AL ALIMENTADOR PAMC4.	75
4.5 COSTOS POR DE DEMANDA NO ATENDIDA.....	78
CAPÍTULO V. PLAN DE MANTENIMIENTO OPTIMIZADO (PMO).....	81
5.1 FUNDAMENTOS PMO.....	81
5.1.1 RECOPIACIÓN DE TAREAS.....	82
5.1.2 ANÁLISIS DE MODO DE FALLA (FMA)	82
5.1.3 RACIONALIZACIÓN Y REVISIÓN DEL FMA	82
5.1.4 ANÁLISIS FUNCIONAL(OPCIONAL).....	82
5.1.5 EVALUACIÓN DE CONSECUENCIAS.....	82
5.1.6 DEFINICIÓN DE LA POLÍTICA DE MANTENIMIENTO.....	82
5.1.7 AGRUPACIÓN Y REVISIÓN	83
5.1.8 APROBACIÓN E IMPLEMENTACIÓN.....	83
5.1.9 PROGRAMA DINÁMICO.....	83
5.2 APLICACIÓN DE LA METODOLOGIA PMO EN EL ALIMENTADOR PAMC4	83
5.2.1 PASO 1: RECOPIACIÓN DE TAREAS ORIENTADO A PAMC4.....	84
5.2.2 PASO 2: ANÁLISIS DE MODO DE FALLA (FMA) ORIENTADO A PAMC4	88
5.2.3 PASO 3: RACIONALIZACIÓN Y REVISIÓN DEL FMA ORIENTADO A PAMC4	89
5.2.4 PASO 4: ANÁLISIS FUNCIONAL ORIENTADO A PAMC4	90
5.2.5 PASO 5: EVALUACIÓN DE CONSECUENCIAS ORIENTADO A PAMC4.....	91
5.2.6 PASO 6: DEFINICIÓN DE LA POLÍTICA DE MANTENIMIENTO ORIENTADO A PAMC4	92
5.2.7 PASO 7: AGRUPACIÓN Y REVISIÓN ORIENTADO A PAMC4	95
5.2.8 PASO 8: APROBACIÓN E IMPLEMENTACIÓN ORIENTADO A PAMC4	95
5.2.9 PASO 9: PROGRAMA DINÁMICO ORIENTADO A PAMC4.....	95
5.3 PLAN DE MANTENIMIENTO DIRIGIDO A ALIMENTADOR PAMC4.....	95
5.3.1 ALCANCE DE LAS TAREAS DE MANTENIMIENTO EN LOS ALIMENTADORES.....	96
5.3.2 PLAN DE MANTENIMIENTO A IMPLEMENTAR	99
5.3.2.1 MANTENIMIENTO PREDICTIVO	99
5.3.2.2 MANTENIMIENTO PREVENTIVO.....	102
CAPÍTULO VI. HERRAMIENTA DE CÁLCULO PARA PMO	104
6.1 INTERFAZ DE INICIO	104
6.2 INFORMACIÓN DEL CONTEXTO OPERACIONAL.....	105

6.3 COSTOS 106

6.4 MODOS DE FALLA 108

6.5 INFORMACIÓN DE LOS EQUIPOS(ACTIVO) JERARQUÍA, FUNCIÓN Y CRITICIDAD 108

6.6 ANÁLISIS PLANES DE MANTENIMIENTO 110

 6.6.1 PLAN DE MANTENIMIENTO ACTUAL (PMA)110

 6.6.2 PLAN DE MANTENIMIENTO CORRECTIVO112

 6.6.3 PLAN DE MANTENIMIENTO OPTIMIZADO (PMO)113

 6.6.4 DIAGRAMA DE DECISIÓN.....114

 6.6.5 PLAN DE MANTENIMIENTO FINAL115

6.7 ANÁLISIS DE RESULTADOS 116

6.8 REUNIONES DE APROBACIÓN E IMPLEMENTACIÓN 117

BIBLIOGRAFÍA 120

ANEXO A. INFORME OPERATIVO, AÑO 2019. 2018 Y 2017..... 122

ANEXO B. ALIMENTADOR PAMC4, UBICACIÓN DE LOS TRASFORNADORES VISTO EN GOOGLE EARTH..... 133

LISTA DE TABLAS

	Pág.
<i>Tabla 1. Datos generales Alimentador PAMC4.....</i>	<i>41</i>
<i>Tabla 2. Tipos de activos que componen el alimentador PAMC4.....</i>	<i>43</i>
<i>Tabla 3. Activos del alimentador PAMC4 de CENS.....</i>	<i>44</i>
<i>Tabla 4. Registro de fallas 2019.</i>	<i>57</i>
<i>Tabla 5. Cálculo diagrama de Pareto informe operativo 2019.</i>	<i>58</i>
<i>Tabla 6. Registro de fallas 2018.</i>	<i>59</i>
<i>Tabla 7. Cálculo diagrama de Pareto informe operativo 2018.</i>	<i>60</i>
<i>Tabla 8. Registro de fallas 2017.</i>	<i>62</i>
<i>Tabla 9. Cálculo diagrama de Pareto informe operativo 2017.</i>	<i>63</i>
<i>Tabla 10. Causas de fallas en los arranques del alimentador PAMC4 de CENS en el año 2019.</i>	<i>67</i>
<i>Tabla 11. Causas de fallas en los arranques del alimentador PAMC4 de CENS en el año 2018.</i>	<i>68</i>
<i>Tabla 12. Causas de fallas en los arranques del alimentador PAMC4 de CENS en el año 2017.</i>	<i>69</i>
<i>Tabla 13. Porcentaje de salidas y horas de fallas presentadas en 2019.</i>	<i>70</i>
<i>Tabla 14. Porcentaje de salidas y horas de fallas presentadas en 2018.</i>	<i>72</i>
<i>Tabla 15. Porcentaje de salidas y horas de fallas presentadas en 2017.</i>	<i>73</i>
<i>Tabla 16. Valor histórico de kWh - Costo Unitario (CU).....</i>	<i>79</i>
<i>Tabla 17. Costo por Demanda No Atendida</i>	<i>80</i>
<i>Tabla 18. Arranques críticos salidas y transformadores fallados años 2019,2018 y 2017.....</i>	<i>84</i>
<i>Tabla 19. Valor hora hombre por especialidad.</i>	<i>87</i>
<i>Tabla 20. Costo logístico</i>	<i>88</i>
<i>Tabla 21. Modos de falla.....</i>	<i>89</i>
<i>Tabla 22. Modos de falla ordenados.....</i>	<i>89</i>
<i>Tabla 23. Análisis funcional del componente.....</i>	<i>90</i>
<i>Tabla 24. Evaluación de las consecuencias de la falla.....</i>	<i>91</i>
<i>Tabla 25. Acciones que se deben ejecutar para el manejo de las fallas.....</i>	<i>92</i>

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura. 1 Regionales de la empresa CENS.[7]	24
Figura. 2 Estructura de mercado de energía.[12].....	28
Figura. 3 Relación entre los costos preventivos y correctivos al variar la intensidad de mantenimiento[16]	32
Figura. 4 Comparación entre RMC y PMO.[20]	37
Figura. 5 Diagrama de Pareto.[13].....	40
Figura. 6 Diagrama Unifilar Subestación Pamplona.[6]	42
Figura. 7 Sistema eléctrico de distribución del alimentador PAMC4.[6].....	44
Figura. 8 Número de transformadores vs marca.....	49
Figura. 9 Porcentaje de activos (Transformadores) pertenecientes a la empresa o particular.	50
Figura. 10 Total de transformadores filtrados por Potencia aparente.	51
Figura. 11 Aspectos fundamentales de la fiabilidad industrial.[22].....	56
Figura. 12 Diagrama de Pareto fallas 2019.	59
Figura. 13 Diagrama de Pareto fallas 2018.	61
Figura. 14 Diagrama de Pareto fallas 2017.	64
Figura. 15 Arranques con mayor número de transformadores fallados	65
Figura. 16 Porcentaje de salidas y horas de fallas presentadas en 2019.	71
Figura. 17 Porcentaje de salidas y horas de fallas presentadas en 2018.	72
Figura. 18 Porcentaje de salidas y horas de fallas presentadas en 2017.	74
Figura. 19 Formato Revisión de circuitos MT dirigido al alimentador PAMC4.	76
Figura. 20 Mantenimientos del alimentador PAMC4.....	77
Figura. 21 Pasos para implementación de PMO.....	81
Figura. 22 Taxonomía. Fuente:[23].....	85
Figura. 23 Taxonomía CENS.....	85
Figura. 24 Diagrama de Decisión PMO.	94
Figura. 25 Formato de inspección de estructuras líneas de transmisión	100
Figura. 26 Programa de mantenimiento predictivo y preventivo	101
Figura. 27 Evaluación de costos de mantenimiento predictivo	102
Figura. 28 Evaluación de costos de mantenimiento preventivo	103
Figura. 29 Interfaz de inicio.....	105
Figura. 30 Información del contexto operacional	106
Figura. 31 Costos.....	107
Figura. 32 Hora de traslado y recorrido a locación	107
Figura. 33 Modos de falla	108
Figura. 34 Taxonomía de los equipos.....	109
Figura. 35 Criticidad de los equipos.....	109
Figura. 36 Plan de mantenimiento actual (PMA).....	111
Figura. 37 Costos del plan de mantenimiento actual (PMA).....	111
Figura. 38 Plan de mantenimiento correctivo.....	112
Figura. 39 Plan de mantenimiento optimizado (PMO)	113
Figura. 40 Costos del plan de mantenimiento optimizado (PMO).....	114

<i>Figura. 41 Diagrama de decisión</i>	<i>115</i>
<i>Figura. 42 Plan de mantenimiento final.....</i>	<i>115</i>
<i>Figura. 43 Resultados.....</i>	<i>116</i>
<i>Figura. 44 Resultados de las rutas</i>	<i>117</i>
<i>Figura. 45 Reuniones.....</i>	<i>117</i>

GLOSARIO

ACTIVO FÍSICO PRODUCTIVO: Es todo activo físico que participe de manera directa y permanente en la actividad productora de renta de la empresa.

ANÁLISIS DE CRITICIDAD: Es la herramienta que permite establecer jerarquías entre sistemas, equipos y componentes bajo criterios homologados, con el objetivo de facilitar la toma de decisiones de acuerdo con su impacto total en el proceso, obtenido de la influencia combinada de la probabilidad de ocurrencia de fallas y la severidad medida por sus consecuencias en los objetos de impacto.

BÚSQUEDA DE FALLAS: Tarea de mantenimiento preventivo, normalmente pruebas funcionales, ejecutada a un intervalo específico para determinar si una falla oculta ha ocurrido.

CAUSA DE FALLA: Circunstancias asociadas con el diseño, manufactura, instalación, uso y mantenimiento que conducen a la falla.

COMPONENTE: Ítem mantenible. Parte o conjunto de partes de un equipo (activo) que son sujeto de mantenimiento como un todo.

CONSECUENCIAS DE FALLA: Los efectos que puede provocar un modo de falla o una falla múltiple (evidencia de falla, impacto en la seguridad, en el ambiente, en la capacidad operacional, en los costos de reparación directos o indirectos).

CONTEXTO OPERACIONAL: Las circunstancias bajo las cuales se espera que opere el activo o sistema.

FALLA: Ocurrencia o evento no planeado que se presenta en un componente, equipo, activo o sistema de activos y que resulta en daños o pérdidas.

FALLA CRÍTICA: Falla del equipo o subsistema de la unidad funcional que genera las mayores consecuencias.

FALLA EVIDENTE: Un modo de falla cuyos efectos se tornan evidentes bajo circunstancias normales, si el modo de falla ocurre aislado.

FALLA OCULTA: Un modo de falla cuyo efecto no es evidentes bajo circunstancias normales, si el modo de falla ocurre aislado.

FALLA FUNCIONAL: Estado en el que un activo o sistema no se encuentra disponible para ejercer una función específica a un nivel de desempeño deseado.

FUNCIÓN: Todo aquello que el usuario espera que el activo o sistema lleve a cabo dentro de estándares de desempeño determinados.

MODO DE FALLA: Efecto por el que se observa una falla en un componente, activo o sistema de activos.

PLAN DE MANTENIMIENTO: Conjunto de actividades periódicas preventivas ejecutadas por personal calificado con el propósito de garantizar que un activo mantenga la condición de funcionamiento para la cual fue concebido.

REACONDICIONAMIENTO CÍCLICO: Restauración Programada. Una tarea que restaura la capacidad de un elemento en (o antes de) un intervalo especificado (límite de longevidad), sin tener en cuenta su condición en el momento, a un nivel que proporciona una probabilidad tolerable de supervivencia hasta otro intervalo especificado.

RTF: Run To Failure. Operar hasta fallar. Opción de manejo de fallas que permite que un modo de falla específico ocurra sin que se realice ningún esfuerzo para anticiparla o prevenirla.

SUSTITUCIÓN CÍCLICA: Desincorporación programada. Una tarea programada que conlleva la desincorporación de un elemento en o antes de un límite de longevidad específico, sin tener en cuenta su condición en el momento. Esto se hace bajo el supuesto que al remplazar un componente por uno nuevo se restaurará la resistencia a fallar.

TAREA DE MANTENIMIENTO ACTUAL: Tarea perteneciente al plan de mantenimiento actual que se evalúa sin sufrir ninguna modificación sobre la acción, método, duración, frecuencia, grupo ejecutor (especialidad) o cantidad de personas.

TAREA DE MANTENIMIENTO MODIFICADA: Tarea con origen en el plan de mantenimiento actual que se evalúa luego de sufrir modificación en su duración, frecuencia, grupo ejecutor (especialidad) o cantidad de personas

TAREA DE MANTENIMIENTO PROPUESTA: Tarea a evaluar que no hace parte del plan de mantenimiento actual o que proviniendo de este es modificada en la acción o método.

TAREA DE MANTENIMIENTO COMPLEMENTARIA: Dos o más tareas de mantenimiento que deben ejecutarse conjuntamente, sin prescindir de ninguna de ellas, para cubrir apropiadamente un modo de falla.

TAREA COSTO-EFECTIVA: Aquella tarea técnicamente factible que maneja (evita, elimina o minimiza) satisfactoriamente las consecuencias de un modo de falla determinado a una magnitud que justifique los costos directos e indirectos de realizarla.

RESUMEN

El proyecto radica en la aplicación de la metodología de optimización de los planes de mantenimiento que son indispensables para las empresas que brindan un bien o un servicio a la sociedad, que buscan la efectividad y optimización de los procesos que se realizan satisfaciendo las necesidades del usuario y brindando un servicio de calidad.

La implementación de prácticas y metodologías que involucren un análisis de costo, riesgo, desempeño y oportunidad en la toma de decisiones de los procesos que tiene injerencia en el ciclo de vida del activo, dan respuesta a las estrategias organizacionales y requerimiento regulatorio de implementar un sistema de gestión de activos que cumpla con los requisitos de la norma ISO 55001.

El proyecto tiene como propósito lograr este objetivo a través de la implementación de la metodología de planes de mantenimiento optimizado proponiendo una herramienta que optimice las tareas de mantenimiento basándose en parámetros de confiabilidad, mantenibilidad y disponibilidad analizando las variables costo/beneficio y modos de falla de los activos pertenecientes al alimentador PAMC4 de CENS.

El propósito del sistema de gestión de activos es facilitar a la empresa la toma de decisiones, aumentado la productividad, haciendo un buen uso del mantenimiento y maximizando la disponibilidad al mínimo coste de mantenibilidad con el máximo nivel de seguridad para el personal que la utiliza y el personal que la mantiene, de igual manera se busca una mínima afectación del medio ambiente para conservar el valor de las instalaciones o activos hasta llegar a su mayor prolongación de su vida útil.

PALABRAS CLAVE: Activo, Falla, Mantenimiento y Optimización.

ABSTRACT

The project is based on the application of the maintenance plans optimization methodology that are essential for companies which provide goods and services to society, which seek the processes effectiveness and optimization that are carried out to satisfy user's needs and that provide a quality service.

Implementing practices and methodologies that involve a cost analysis, risk, performance and decision-making opportunity of the processes that have an influence on the asset life cycle, respond to organizational strategies and regulatory requirements to implement a system management that obey the requisites of ISO 55001.

The project aims to achieve this objective through the implementation of the maintenance plans optimization methodology, proposing a tool that optimizes maintenance tasks based on reliability, maintainability and availability parameters analyzing the cost / benefit variables and failure modes of the assets belonging to the CENS feeder PAMC4.

The purpose of the asset management system is to facilitate decision-making for the company, increasing productivity, making good use of maintenance and maximizing availability at the minimum maintainability cost with the highest level of security for the staff who use it and the staff who maintain it, likewise, the system look for a minimum impact on the environment to preserve the value of the facilities or assets until they reach their longest extension of their useful life.

Key words: Assets, Failure, Maintenance, Optimization.

CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN

1.1 INTRODUCCIÓN

El mantenimiento en el campo de la ingeniería a nivel industrial ha adquirido relevancia gracias al desarrollo de nuevas tecnologías, por esta razón el departamento de gestión de activos busca métodos y técnicas para la obtención de objetivos claves en busca de mejorar la disponibilidad de los equipos, aumentar la confiabilidad de estos y reducir la tasa de fallos, objetivos que se deben conseguir teniendo en cuenta el costo beneficio de las tareas de mantenimiento.

El cuidado de los equipos y su respetivo mantenimiento tiene uno de los mayores costos operativos que deben ser controlados, un buen sistema de gestión de activos apunta a la optimización de los procesos con el mínimo coste de mantenibilidad, pero con altos niveles de disponibilidad, seguridad y mínima afectación al medio ambientes la cual su objetivo sea ganar valor al activo con su mayor prolongación de vida útil.

A través del uso de la metodología de planes de mantenimiento optimizado se plantea la creación e implementación de un programa de mantenimiento enmarcado a los alimentadores de la empresa Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A E.S.P, siendo objeto de estudio el alimentador PAMC4, analizando los fallas presentes en los últimos años con el fin de una reducción en el presupuesto destinado a repuestos, aumentando los niveles de confiabilidad y disponibilidad en el servicio de energía eléctrica, además un alto nivel de seguridad en las personas y medio ambiente, asimismo la designación adecuada del personal especializado es de vital importancia en cada tarea de mantenimiento.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 OBJETIVO GENERAL

Implementar y evaluar la metodología de optimización de planes de mantenimiento para la definición de un plan de mantenimiento para el alimentador PAMC4 de CENS S.A. E.S.P

1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Identificar el portafolio de activos que hacen parte del alimentador PAMC4.
2. Inspeccionar modos y efectos de falla que impactan las estrategias y objetivos de mantenimiento del alimentador PAMC4 y requieren tratamiento mediante la planeación del mantenimiento.
3. Identificar costos y beneficios de la implementación de tareas e intervenciones de mantenimiento.
4. Identificar costo, riesgo y desempeño y captura de beneficios, mediante la implementación del PMO en la optimización del mantenimiento del alimentador PAMC4.
5. Proponer herramienta de cálculo para la optimización de los planes de mantenimiento aplicado para alimentadores.

1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.3.1 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

Las empresas prestadoras de servicio gracias a su política interna de gestión de activos debe realizar mantenimientos periódicos de las redes de distribución, líneas de transmisión y subestaciones, para asegurar la continuidad del servicio y la seguridad, por tal razón se busca que las empresas prestadoras del servicio creen planes de optimización para cada uno de los procesos que se realicé, haciendo uso de un sistema de gestión de activos que permita una mejora del desempeño financiero tomando decisiones basados en costos, riesgos, oportunidades, desempeño, minimizando el impacto ambiental para así mejorar la reputación de la empresa ante los usuarios y demás empresas prestadoras de servicios.

Las empresas están buscando una mejora en sus procesos, por tal razón apuesta hacia procesos optimizados, de las cuales la empresa cuenta con algunos procesos ya optimizados, pero otros en espera de un proceso de optimización para mejorar todas y cada una de sus unidades.

1.3.2 JUSTIFICACIÓN

Este proyecto se desarrolla con la motivación de hacer los procesos de una forma óptima con el fin de garantizar a la empresa una sostenibilidad y permitiendo a la misma prestar un servicio de calidad con altos niveles de confiabilidad y fiabilidad del sistema aumentando los niveles de satisfacción y reputación de esta.

Se pretende solucionar la efectividad de las tareas de mantenimiento, haciendo una optimización de la metodología de gestión de activos que involucran los planes de mantenimiento.

Como aporte se plantea la ejecución de un plan de mantenimiento basado en la metodología de plan de mantenimiento optimizado, además proponer la creación de una hoja de cálculo para añadir parámetros de calidad con el fin de dar un estimado para la realización de los mantenimientos en el alimentador PAMC4 basándonos en un mantenimiento optimizado donde deben ser prevenidas aquellas que convenga prevenir, en base a un cuidadoso análisis costo/beneficio.

1.4 DISEÑO METODOLOGICO

1.4.1 POBLACIÓN

La población objeto de estudio en el presente trabajo corresponde al alimentador PAMC4 perteneciente a la regional pamplona de Centrales Eléctricas de Norte de Santander.

1.4.2 TIPO DE INVESTIGACIÓN

La presente investigación se desarrolla bajo un enfoque de tipo cuantitativo-longitudinal, ya que cada actividad a realizar se basa en mediciones sistemáticas como agrega Hernández, R. y Fernández, C. (2014), señala que el método cuantitativo se centra en analizar las mediciones obtenidas utilizando métodos estadísticos, y extraer una serie de conclusiones[1]; Se demuestra que el proyecto apuntara a mejorar la disponibilidad del alimentador PAMC4 perteneciente a la regional pamplona de Centrales Eléctricas de Norte de Santander , utilizando datos registrados en los informes operativos de los tres últimos años, datos pertenecientes a la gestión del mantenimiento y analizando de forma ordenada el número de eventos de falla y duración de tiempos de desconexión basados en los arranques críticos objeto de este trabajo.

1.4.3 PROCEDIMIENTO

Para la realización de este trabajo se llevara a cabo una serie de procedimientos con el fin de recolectar información necesaria del circuito, realizando una amplia exploración de los activos que conforman el alimentador PAMC4 los cuales son elementos de corte, transformación y estructuras, de igual forma se hará uso de la entrevista para recolección de información del personal directo del área de mantenimiento y se hará una revisión de la documentación existente en relación a planes de mantenimiento y documentación de los reportes de fallas en los informes operativos que se ejecutan año a año.

Teniendo el resultado del diagnóstico, se debe hacer un análisis de las diferentes herramientas de la ingeniería como, por ejemplo, un diagrama de Pareto además de los informes operativos determinando el tiempo medio entre fallas y su respectiva tasa de fallas entre otros que permitan la aplicación de la metodología de los planes de mantenimiento optimizados aplicado a los alimentadores.

Finalmente, para la construcción de un plan de mantenimiento se tomará bases de la metodología PMO que involucre directamente el alimentador PAMC4, adicionalmente se propondrá la creación de una herramienta en hojas de cálculo para la toma de decisiones de los planes de mantenimiento.

CAPÍTULO II. MARCO TEORICO

Para la definición de un plan de mantenimiento optimizado de cualquier elemento, equipo o sistema se hace imprescindible hacer una recopilación de información y conceptos básicos que proporcionaran un mejor entendimiento acerca del desarrollo de este proyecto, además de la contextualización e información de la empresa encargada del cuidado y el mantenimiento del escenario de estudio, así como la normativa relacionada con los aspectos legales que rigen la industria del sector eléctrico.

2.1 ANTECEDENTES

Helfar Fredid Rico R. y Jefferson Enrique Cárdenas L (2016). Realizaron un proyecto de investigación denominado “ANÁLISIS DE LOS FACTORES CAUSANTES DE FALLAS EN EL CIRCUITO PALDONJUANA PERTENECIENTE AL SDL DE CENS Y FORMULACIÓN DE ESTRATEGIAS PARA MEJORAR LA CONTINUIDAD DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA” el presente trabajo propone la formulación de un plan de acción para el circuito PALDONJUANA haciendo un análisis de las fallas presentes seleccionado los arranques con mayor criticidad para posteriormente realizar un diseño de las posibles soluciones y creación de un plan de acción que se implementa en el circuito.[2]

El trabajo mencionado anteriormente, se relaciona con el proyecto ya que el alimentador pertenece a la misma subestación, la cual es subestación Pamplona. Mediante el modelamiento y análisis de las fallas es la base principal para la redacción de un plan de mantenimiento, el enfoque reduce considerablemente los tiempos de ejecución y priorizar los activos más críticos.

Carlos Mario Peláez Hoyos y Sebastián Herrera Aristizábal (2019). “Optimización De Los Planes De Mantenimiento Dentro De La Gestión de activos” en este artículo se termina la alineación de los planes de mantenimiento con los objetivos de gestión de activos para cuantificar el impacto de los planes de mantenimiento en la consecución de metas de las organizaciones, la cual se logró con la metodología PMO (Optimización De Los Planes De Mantenimiento).[3]

Este artículo se relaciona con el siguiente trabajo ya que la generación de un plan de mantenimiento optimizado se viene desarrollando en los últimos años, la metodología aplicada y lecciones aprendidas son de vital importancia para este proyecto y para la empresa permitiendo administrar de forma adecuada el activo.

Por otra parte, el trabajo para optar por el título de especialista, realizado por Paola Juliana Uscátegui C (2014). “PROPUESTA DE GESTION DE

MEJORAMIENTO PARA EL DEPARTAMENTO DE CONFIABILIDAD Y PROYECTOS EN LA EMPRESA PETROSANTANDERCOLOMBIA (INC)”

En este proyecto se presenta una propuesta para el mejoramiento de la gestión de mantenimiento para el departamento de confiabilidad y proyectos de Petrosantander Colombia (Inc), que permita a la empresa garantizar una disponibilidad y confiabilidad de los equipos.[4]

La relación de este trabajo y el proyecto está la importancia de hacer un buen uso de la gestión de mantenimiento para permitir a la empresa CENS conservar la continuidad y eficiencia de sus procesos de transmisión, distribución y comercialización de energía garantizando altos niveles de confiabilidad con una excelente inversión en las tareas de mantenimiento.

PMM Business school,proyect and management maintenance, realizaron una articulo (2012) denominado “Metodología para la optimización de los planes de mantenimiento de gestión de activos apoyado en normas & estándares: Caso Planta de Automoción en España”, realizado en respuesta a la necesidad de mejorar el sistema de gestión de mantenimiento de activos físicos de una empresa del sector de automoción localizada en España, se procedió a realizar un diagnóstico de su actual situación en cuanto a su gestión de activos, con el fin de optimizar su gestión del mantenimiento y costes asociados. Este estudio fue enfocado hacia dos ejes, evaluación de la eficiencia y efectividad del mantenimiento (estrategias correctivas, preventivas y predictivas), y gestión del coste del ciclo de vida de los activos (LCC) a través de un modelo matemático.[5]

Teniendo como base el artículo mencionado anteriormente se evidencia que los planes de mantenimiento optimizados se ven en todos los sectores, en este caso en una planta de automóviles a la cual se le aplico diagnostico basado en estándares y normas internacionales ISO 55000, este artículo se relaciona con este trabajo dando una visión hacia otros sectores de la industria donde la necesidad de generar un plan de mantenimiento optimizado refleja beneficios para la empresa.

2.2 MARCO CONTEXTUAL

2.2.1 INFORMACIÓN GENERAL DE CENS.

Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A E.S. P, cuya sigla es CENS S.A E.S. P, es una empresa de servicios públicos mixta de nacionalidad colombiana, constituida como sociedad por acciones del tipo de las anónimas, sometida al régimen general de los servicios públicos domiciliarios y que ejerce sus actividades dentro del ámbito del derecho privado como empresario mercantil. CENS S.A E.S.P está autorizada para prestar el servicio público domiciliario de energía eléctrica y sus actividades complementarias de transmisión, distribución y

comercialización, así como la comercialización y prestación de servicios de telecomunicaciones y las actividades que la complementen, de acuerdo con el marco legal regulatorio. Estos servicios son prestados por la empresa en Cúcuta y su área metropolitana, Departamento Norte de Santander, sur del Departamento del Cesar y sur del Departamento de Bolívar, para lo cual cuenta con cuatro (4) regionales ubicadas en los municipios de Pamplona, Ocaña, Tibú y Aguachica y 39 localidades ,la regional Cúcuta cuya sede es la principal cubre 3 municipios, regional Pamplona cubre 13 municipios, regional Ocaña cubre 11 municipios, regional Tibú cubre 13 municipios y la regional Aguachica cubre 7 municipios para atender un total de 47 municipios, teniendo una cobertura en el casco urbano de 99.93 % y en la zona rural de 75.75% para un total de 95.25% de cobertura.[6]



Figura. 1 Regionales de la empresa CENS.[7]

2.2.2 RESEÑA HISTORICA

La historia de la compañía inicia el 16 de junio de 1896 con la protocolización de la Escritura Pública 121 que crea la “Compañía de Alumbrado Eléctrico de Cúcuta”, quien a través de una planta hidroeléctrica de 220 kW de generación ubicada en "Los Colorados" suministra energía eléctrica a Cúcuta. Posteriormente, el 16 de octubre de 1952 y mediante Escritura Pública 3552 de la Notaría Octava de Bogotá, se constituye la empresa "Centrales Eléctricas de Cúcuta SA", la cual inició operaciones el 3 de enero de 1953 y posteriormente en 1955, cambió su razón social por "Centrales Eléctricas del Norte de Santander SA". En 1961 la electrificadora adquirió las Empresas de Energía Eléctrica de Pamplona y Ocaña, incorporando sus activos al sistema de electrificación departamental, con lo cual cumple su aspiración de atender la totalidad de municipios de Norte de Santander.[6]

En el marco de la ley 142 de 1994, CENS se constituyó como Empresa de Servicios Públicos, siendo en ese entonces la Nación el principal accionista de la empresa con el 78,98% de las acciones y quedando a partir de esa fecha bajo la vigilancia y control de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

En el primer trimestre de 2009 y mediante un proceso de enajenación de acciones de su propiedad, la Nación efectuó la venta de tres empresas distribuidoras y comercializadoras de energía eléctrica, entre las cuales se contaba CENS S.A.E.S.P, cuya subasta se efectuó por la totalidad del porcentaje de participación accionaria de la Nación, quedando dicho paquete accionario en manos de Epm Inversiones S.A. Posteriormente, el 23 de julio de 2009, Empresas Públicas de Medellín ESP como accionista de Epm Inversiones, adquirió el 12,54% de las acciones de propiedad del Comité Departamental de Cafeteros, transacción con la cual el Grupo EPM pasó a ser el mayor accionista con una participación del 91,52%, convirtiendo a CENS en una filial del Grupo Empresarial.[6]

2.2.3 MISIÓN EMPRESARIAL

CENS es una empresa del Grupo Empresarial EPM que presta los servicios de Transmisión, Distribución y Comercialización de energía eléctrica, contribuyendo a la construcción de territorios competitivos y sostenibles en donde participa, mediante la prestación responsable e integral de soluciones de energía eléctrica.[6]

2.2.4 VISIÓN EMPRESARIAL

En el año 2022, CENS será reconocida entre sus grupos de interés como una empresa socialmente responsable; referente en estándares de excelencia, con modelos de gestión, reputación y transparencia que impulsen la productividad de los negocios en que participa; ofreciendo un portafolio integral de soluciones

competitivas de energía eléctrica que contribuya al cumplimiento de la MEGA y al posicionamiento multilatina del Grupo Empresarial EPM.[6]

2.3 MARCO LEGAL

2.3.1 COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS – CREG

Esta comisión es constituida desde 1994, mediante las leyes 142 y 143, cuando el congreso de la República creó las comisiones de regulación, con el fin de regular las actividades de los servicios públicos domiciliarios.

La CREG es una entidad eminentemente técnica y su objetivo es lograr que los servicios de energía eléctrica, gas natural, gas licuado de petróleo (GLP) y combustibles líquidos se presten al mayor número posible de personas, al menor costo posible para los usuarios y con una remuneración adecuada para las empresas que permita garantizar calidad, cobertura y expansión.”[8]

De acuerdo con las leyes 142 y 143 de 1994 las siguientes funciones han sido asignadas a la Comisión de regulación de Energía y Gas:

-Preparar proyectos de ley para someter a la consideración del gobierno, y recomendarle la adopción de los decretos reglamentarios que se necesiten.

-Someter a su regulación, a la vigilancia del Superintendente, y a las normas que esta ley contiene en materia de tarifas, de información y de actos y contratos, a empresas determinadas que no sean de servicios públicos.[8]

- **Resolución CREG 108 de 1997:** Estableció los criterios generales sobre protección de los derechos de los usuarios de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible por red física, en relación con la facturación, comercialización y demás asuntos relativos a la relación entre la empresa y el usuario, y dictó otras disposiciones.
- **Resolución CREG 135 de 1997:** Estableció la obligatoriedad de registro, ante el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, de información relacionada con todos los contratos de compra venta de energía celebrados entre comercializadores y usuarios no regulados y así mismo definió la información que debe estar disponible para el público sobre contratos de largo plazo.
- **Resolución CREG 011 de 2009:** Estableció la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema de transmisión nacional.

2.3.2 NORMA ISO 55000

Esta Norma Internacional provee los aspectos generales para la gestión de activos y sistemas de gestión de activos. También provee el contexto para las Normas ISO 55001 e ISO 55002.

Puede aplicarse a todo tipo de activos y por cualquier tipo y tamaño de organización, trae como benéfico a la organización alcanzar sus objetivos a través de la gestión eficaz y eficiente de sus activos. La aplicación de un sistema de gestión de activos proporciona el aseguramiento de que dichos objetivos se pueden alcanzar de manera consistente y sostenible con el paso del tiempo.[9]

2.3.3 NORMA ISO 55001

La Norma ISO 55001 define los requisitos para un sistema de gestión de activos, utiliza un proceso estructurado, eficaz y eficiente que conduce a la mejora continua y a la creación de valor en ejecución al gestionar costos, desempeño y riesgos.

La importancia en el cumplimiento de la Norma ISO 55001 es debido a que apoya a una organización con cultura proactiva de mejora continua que otorga eficacia y eficiencia para obtener aumento del valor de los activos, la implementación de esta norma trae como beneficio mejoras en el costo, un sistema de gestión de activos facilita la mejora del retorno sobre la inversión y el modo en que se medirá la reducción de costos sin sacrificar el desempeño organizacional de corto o largo plazo. Además, mejora el valor de los activos para potenciar el resultado.[9]

2.3.4 RETIE

Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE. Se expide gracias a la resolución 90708 del 30 agosto de 2013. Se establecen los requisitos que garanticen los objetivos legítimos de protección contra los riesgos de origen eléctrico, para esto se han recopilado los preceptos esenciales que definen el ámbito de aplicación y las características básicas de las instalaciones eléctricas además establece los requisitos que deben cumplir los materiales, equipos e instalaciones.[10]

2.3.5 NTC 2050

NORMA TÉCNICA COLOMBIANA (NTC): Esta norma tiene como objetivo salvaguardar las personas y los bienes contra los riesgos que pueden surgir por el uso de la electricidad.

Este código contiene disposiciones que se consideran necesarias para la seguridad. El cumplimiento de estas y el mantenimiento adecuado darán lugar a una instalación prácticamente libre de riesgos, pero no necesariamente eficiente, conveniente o adecuada para el buen servicio o para ampliaciones futuras en el uso de la electricidad.[11]

2.4 MARCO CONCEPTUAL

2.4.1 SECTOR ENERGÉTICO EN COLOMBIA

El sector energético colombiano está conformado por distintas entidades y empresas que cumplen diversas funciones en los mercados de generación, transmisión, comercialización y distribución de energía.

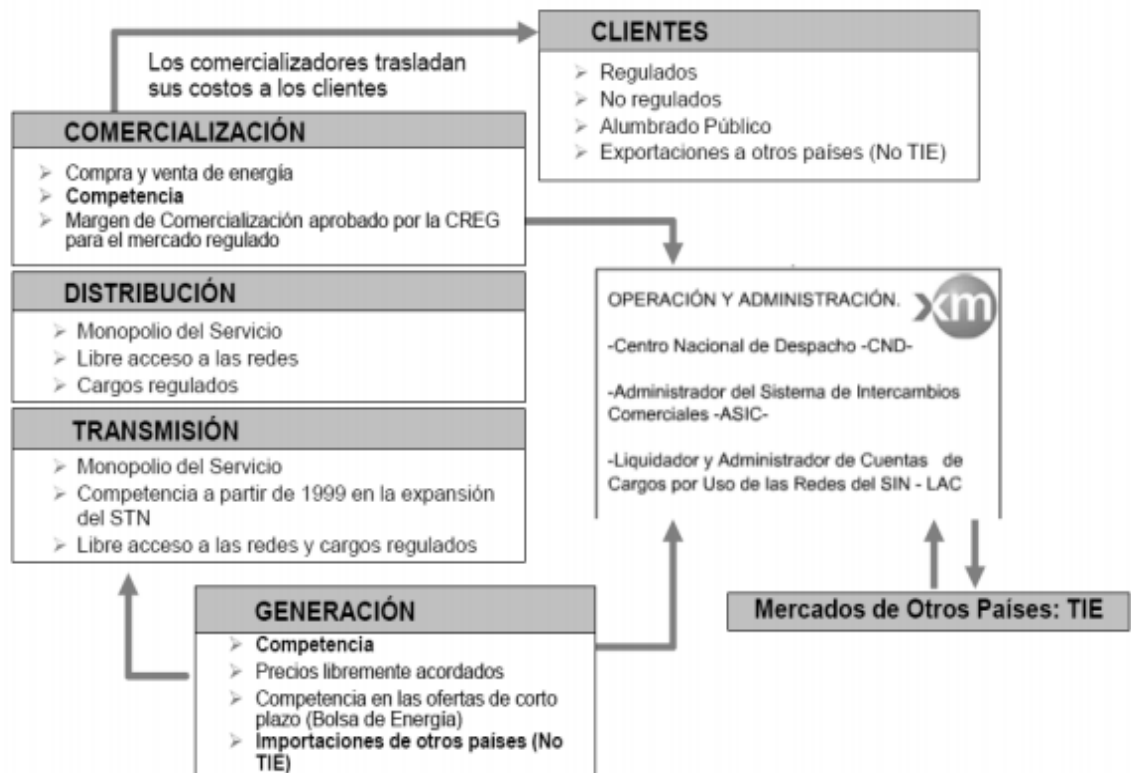


Figura. 2 Estructura de mercado de energía.[12]

2.4.1.1 GENERACIÓN

Esta etapa consiste en la producción de energía eléctrica a través de una planta hidráulica o una unidad térmica conectada al Sistema Interconectado Nacional. Esta actividad puede ser desarrollada en forma exclusiva o en forma combinada con otra u otras actividades del sector eléctrico.

Los agentes generadores conectados al Sistema Interconectado Nacional se clasifican en: Generadores, Plantas Menores, Autogeneradores y Cogeneradores.

Generadores: Los agentes a los que se les denomina genéricamente generadores son aquellos que efectúan sus transacciones de energía en el mercado mayorista de electricidad (normalmente generadores con capacidad instalada igual o superior a 20 MW).

Plantas menores: Son aquellas plantas o unidades de generación con capacidad instalada inferior a los 20 MW. La reglamentación aplicable a las transacciones comerciales que efectúan estos agentes está contenida en la Resolución CREG - 086 de 1996.

Autogeneradores: Se define como autogenerador a aquella persona natural o jurídica que produce energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades. Por lo tanto, no usa la red pública para fines distintos al de obtener respaldo del Sistema Interconectado Nacional y puede o no ser el propietario del sistema de generación. La reglamentación aplicable a estos agentes está contenida en la Resolución CREG - 084 de 1996.

Cogeneradores: Se define como cogenerador a aquella persona natural o jurídica que produce energía utilizando un proceso de cogeneración y que puede ser o no el propietario del sistema de cogeneración. Entendiendo como cogeneración, el proceso de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica, que hace parte integrante de una actividad productiva, destinadas ambas al consumo propio o de terceros y destinadas a procesos industriales o comerciales. La reglamentación aplicable a las transacciones comerciales que efectúan estos agentes está contenida en la Resolución CREG - 085 de 1996.

2.4.1.2 TRANSMISIÓN

Actividad que consiste en el transporte de energía eléctrica a través del conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, o a través de redes regionales o interregionales de transmisión a tensiones inferiores. Mediante Líneas que pueden estar definidas como:

- Líneas cortas de menos de 80 Km.
- Línea media de entre 80 y 240 Km.
- Línea larga mayor de 240 Km.

Se entiende como Sistema de Transmisión Nacional (STN), el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV.

2.4.1.3 DISTRIBUCIÓN

Actividad de transportar energía eléctrica a través de un conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de

220 kV, que no pertenecen a un Sistema de Transmisión Regional por estar dedicadas al servicio de un sistema de distribución municipal, distrital o local.

Sistema de Transmisión Regional (STR): sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes regionales o interregionales de transmisión, conformado por el conjunto de líneas y subestaciones con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV y que no pertenecen a un sistema de distribución local. Contenida en la Resolución CREG 097 de 2008

Sistema de Distribución Local (SDL): sistema de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes de distribución municipales o distritales, conformado por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV y que no pertenecen a un Sistema de Transmisión Regional por estar dedicadas al servicio de un sistema de distribución municipal, distrital o local. Contenida en la Resolución CREG 097 de 2008

2.4.1.4 COMERCIALIZACIÓN.

Actividad consistente en la compra de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta a los usuarios finales, regulados o no regulados, bien sea que esa actividad se desarrolle en forma exclusiva o combinada con otras actividades del sector eléctrico, cualquiera de ellas sea la actividad principal.

2.4.1.5 NIVELES DE TENSIÓN.

Los sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local se clasifican por niveles, en función de la tensión nominal de operación, según la siguiente definición:

- 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. CREG 025 de 1995 y CREG 097 de 2008 "[8]

2.4.2 INGENIERÍA DEL MANTENIMIENTO

La ingeniería de mantenimiento es la disciplina y profesión de la aplicación de los conceptos de ingeniería al mantenimiento para la optimización de los equipos, procedimientos y presupuestos. Que tiene por objetivo garantizar la fiabilidad y

disponibilidad de los recursos de una organización mediante el mantenimiento mecánico y eléctrico.

Según Albert Ramond y Asociados (Estados Unidos de América), la función principal de mantenimiento es maximizar las disponibilidades que se requiere para la producción de bienes y servicios, al preservar el valor de las instalaciones. Para minimizar el deterioro de los equipos, lo cual se debe lograr con el menor costo posible y a largo plazo.[13]

El objetivo del mantenimiento es "... conseguir un determinado nivel de disponibilidad de producción en condiciones de calidad exigible, al mínimo coste, con el máximo nivel de seguridad para el personal que lo utiliza y lo mantiene y con una mínima degradación del medio ambiente. Al conseguir todos estos puntos se está ante una buena gestión integral de mantenimiento". [13]

La técnica de gestión de los equipos se lleva a cabo siguiendo un detallado cuestionario que, de acuerdo con los criterios de mantenimiento, da lugar a una valoración desglosada por capítulos, que contempla aspectos específicos de la maquinaria.

El estudio sistemático de la documentación obtenida permitirá la estimación del nivel de conservación y deterioro, así como la incidencia que estos dos aspectos pueden tener sobre el riesgo y grado de protección existente. Por ese motivo, los programas de mantenimiento se deben considerar herramientas de gestión preventiva y predictiva, ya que limitan el riesgo de ocurrencia de accidentes y garantizan la seguridad de las personas y de las instalaciones.

Los objetivos fundamentales de todo tipo de mantenimiento:

- "Evitar, reducir, y en su caso, reparar, las fallas sobre los bienes precitados.
- Disminuir la gravedad de las fallas que no se lleguen a evitar.
- Realizar detenciones o paros oportunos a las máquinas.
- Evitar accidentes que pueda resultar como efecto de un mantenimiento no adecuado.
- Evitar incidentes y aumentar la seguridad para las personas.
- Conservar los bienes productivos en condiciones seguras y preestablecidas de operación.
- Balancear el costo de mantenimiento con el correspondiente al lucro cesante.
- Alcanzar o prolongar la vida útil de los bienes." [14]

El mantenimiento adecuado, tiende a prolongar la vida útil de los bienes, a obtener un rendimiento aceptable de los mismos durante más tiempo y a reducir el número de fallas.

2.4.2.1 CATEGORIAS DEL MANTENIMIENTO

Modernamente, la acción del mantenimiento sobre las máquinas tiene que poseer un nivel de intensidad racional. Por intensidad se puede entender la cantidad de operaciones que se planifican y la periodicidad con que se ejecutan. No es tarea fácil de determinar la intensidad que debe tener el mantenimiento programado sobre la máquina dada. Han existido dos líneas de trabajo para solucionar este asunto:

I) La aceptación de las recomendaciones del fabricante para establecer las operaciones y sus periodicidades. Esta es la fórmula más fácil, pero puede ser la más alejada de lo racional, toda vez que el fabricante no puede conocer las posibles condiciones de explotación de sus equipos y tiene que limitarse a recomendaciones para condiciones medias. En general estas sugerencias están en exceso con el objetivo de evitar problemas y conservar el prestigio, todo a costa de los costos del explotador.

II) Otra línea de trabajo es la búsqueda de puntos óptimos que detectan el nivel adecuado de la intensidad de mantenimiento. En la figura 3 se presenta el comportamiento de los costos del accionar preventivo y correctivo para niveles de intensidad del mantenimiento preventivo.

Resulta evidente que, ante incrementos del accionar preventivo, se elevan sus costos, pero disminuyen los causados por acciones correctivas. Existe cierto valor de la abscisa para el cual totales son mínimos. Esta intensidad óptima es la que debe ser utilizada en este caso según esta línea de pensamiento.[15]

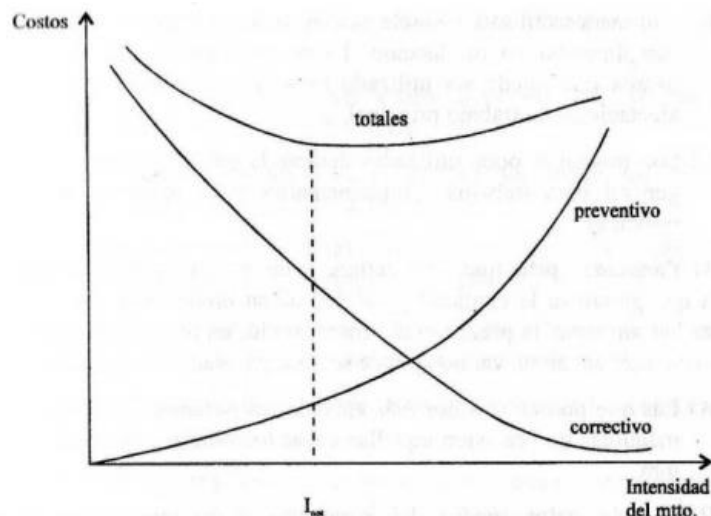


Figura. 3 Relación entre los costos preventivos y correctivos al variar la intensidad de mantenimiento[16]

2.4.2.2 ACTIVIDADES DE INGENIERÍA DE MANTENIMIENTO

Las principales actividades ejecutadas dentro de la ingeniería de mantenimiento según Palencia, Olivero García[17], son las siguientes:

2.4.2.2.1 INSPECCIÓN

Actividad consistente en efectuar análisis del funcionamiento y operación de los equipos, con el fin de determinar su estado físico y las posibilidades de falla. Las inspecciones pueden ser:

- Ligera: Se realiza en forma superficial con poca instrumentación.
- Profunda: Requiere de instrumentación y herramienta compleja.
- Abierta: El equipo se debe abrir o desmontar para realizar inspecciones internas.
- Cerrada: No es necesario abrir o desarmar el equipo, se usa generalmente equipo de diagnóstico.

2.4.2.2.2 SERVICIO

Actividades que se realizan con el fin de mantener la apariencia y las propiedades físicas de los equipos e instalaciones y que son necesarios para la supervivencia de los equipos. Las actividades más comunes de servicio son las de:

- Limpieza
- Pintura
- Desinfección
- Desoxidación.

2.4.2.2.3 REPARACIÓN

Actividades generales consistentes en corregir defectos, sustituir partes o piezas de equipos que han fallado, para que vuelvan a funcionar eficientemente. Las reparaciones son fundamentalmente de dos tipos:

- Reparación mayor: Requiere gran cantidad de mano de obra y materiales.
- Reparación menor: Se realiza en poco tiempo, con poca herramienta.

2.4.2.2.4 MODIFICACIÓN

Actividades consistentes en alterar el diseño de los equipos e instalaciones, para simplificar la operación y el mantenimiento o para satisfacer las necesidades de producción. Las modificaciones pueden ser:

- De simplificación: Para lograr operación más eficiente o mantenimiento simplificado con disminución de costos.
- De adaptación: Con la finalidad de aumentar las cantidades de producción, o por cambio del producto.
- Por necesidad: Debidas a obsolescencia de los equipos o a la dificultad para obtener
- reemplazos y repuestos. De las modificaciones deben quedar registros para el mantenimiento y que este sea planeado con base al nuevo estado.

2.4.2.2.5 FABRICACIÓN

Actividad consistente en la manufactura de partes de repuestos, de difícil adquisición o urgente con el fin de reparar, modificar o dar servicios de mantenimiento a equipos o instalaciones.

2.4.2.2.6 MONTAJE

Actividades consistentes en instalar, arrancar y poner en operación normal equipos nuevos, o reconstruidos.

Los montajes tienen como ventaja el adiestramiento que se adquiere por parte del personal, que posteriormente se encarga de operar o mantener estos equipos, pues generalmente estos montajes son dirigidos por técnicos especialistas o los mismos fabricantes.

2.4.2.2.7 CAMBIO

Actividades que implican reemplazo de partes o equipos que han agotado su vida útil y su reparación o recuperación ya no es económica. Las actividades de cambio deben fundamentarse en las necesidades de modernización, o ajuste en las líneas de producción para mejorar la eficiencia, aumentar la capacidad productiva o la calidad del producto.[17]

2.4.3 TIPOS DE MANTENIMIENTO

2.4.3.1 MANTENIMIENTO CORRECTIVO

Es el conjunto de actividades de reparación y sustitución de elementos deteriorados por repuestos que se realiza cuando aparece el fallo.

Este sistema resulta aplicable en sistemas complejos, normalmente componentes electrónicos o en los que es imposible predecir los fallos y en los procesos que admiten ser interrumpidos en cualquier momento y durante cualquier tiempo, sin afectar la seguridad. También para equipos que ya cuentan con cierta antigüedad. Tiene como inconvenientes, que el fallo puede sobrevenir en cualquier momento, muchas veces, el menos oportuno, debido justamente a que en esos momentos se somete al bien a una mayor exigencia.

Asimismo, fallos no detectados a tiempo, ocurridos en partes cuyo cambio hubiera resultado de escaso coste, pueden causar daños importantes en otros elementos o piezas conexos que se encontraban en buen estado de uso y conservación.

Otro inconveniente de este sistema es que se debe disponer de un capital importante invertido en piezas de repuesto.[18]

2.4.3.2 MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Es el conjunto de actividades programadas de antemano, tales como inspecciones regulares, pruebas, reparaciones, etc., encaminadas a reducir la frecuencia y el impacto de los fallos de un sistema.

Las desventajas que presenta este sistema son:

- “Cambios innecesarios: al alcanzarse la vida útil de un elemento se procede a su cambio, encontrándose muchas veces que el elemento que se cambia permitiría ser utilizado durante un tiempo más prolongado. En otros casos, ya con el equipo desmontado, se observa la necesidad de

"aprovechar" para realizar el reemplazo de piezas menores en buen estado, cuyo coste es escaso frente al correspondiente de desmontaje y montaje, con el fin de prolongar la vida del conjunto. Estamos ante el caso de una anticipación del reemplazo o cambio prematuro.

- Problemas iniciales de operación: cuando se desmonta, se montan piezas nuevas, se monta y se efectúan las primeras pruebas de funcionamiento, pueden aparecer diferencias en la estabilidad, seguridad o regularidad de la marcha.
- Coste en inventarios: el coste en inventarios sigue siendo alto, aunque previsible, lo cual permite una mejor gestión.
- Mano de obra: se necesitará contar con mano de obra intensiva y especial para períodos cortos, a efectos de liberar el equipo para el servicio lo más rápidamente posible.
- Mantenimiento no efectuado: si por alguna razón, no se realiza un servicio de mantenimiento previsto, se alteran los períodos de intervención y se produce una degeneración del servicio.”[18]

2.4.3.3 MANTENIMIENTO PREDICTIVO

Es el conjunto de actividades de seguimiento y diagnóstico continuo (monitorización) de un sistema, que permiten una intervención correctora inmediata como consecuencia de la detección de algún síntoma de fallo.

El mantenimiento predictivo se basa en el hecho de que la mayoría de los fallos se producen lenta y previamente, en algunos casos, arrojan indicios evidentes de un futuro fallo, bien a simple vista, o bien mediante la monitorización, es decir, mediante la elección, medición y de algunos parámetros relevantes que representen el buen funcionamiento del equipo analizado. Por ejemplo, estos parámetros pueden ser: la temperatura, la presión, la velocidad lineal, la velocidad angular, la resistencia eléctrica, los ruidos y vibraciones, la rigidez dieléctrica, la viscosidad, el contenido de humedad, de impurezas y de cenizas en aceites aislantes, el espesor de chapas, el nivel de un fluido, etc.

En otras palabras, con este método, tratamos de seguir la evolución de los futuros fallos. Este sistema tiene la ventaja de que el seguimiento nos permite contar con un registro de la historia de la característica en análisis, sumamente útil ante fallos repetitivos; puede programarse la reparación en algunos casos, junto con la parada programada del equipo y existen menos intervenciones de la mano de obra en mantenimiento.[18]

2.4.3.5 MANTENIMIENTO PRODUCTIVO TOTAL (TOTAL PRODUCTIVE MAINTENANCE TPM)

Este sistema está basado en la concepción japonesa del "Mantenimiento al primer nivel", en la que el propio usuario realiza pequeñas tareas de mantenimiento como: reglaje, inspección, sustitución de pequeñas cosas, etc., facilitando al jefe

de mantenimiento la información necesaria para que luego las otras tareas se puedan hacer mejor y con mayor conocimiento de causa.[18]

2.4.4 DIFERENCIAS FUNCIONALES ENTRE RCM (MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD) Y PMO (PLAN DE MANTENIMIENTO OPTIMIZADO)

- **RCM (Mantenimiento Centrado en Fiabilidad)**

Es una técnica más dentro de las posibles para elaborar un plan de mantenimiento en una instalación industrial y presenta algunas ventajas importantes sobre otras técnicas. El mantenimiento R.C.M se centra en lograr la máxima confiabilidad en los equipos, pero no podrá aportar mayor confiabilidad que la brindada por los diseñadores. Cada componente se comportará de una forma diferente, cada uno tendrá su combinación de modos de falla, ya que los entornos de trabajo también son diferentes (temperatura, presión, velocidad...).[19]

- **PMO (Plan de mantenimiento optimizado)**

El sistema de Plan de Mantenimiento Optimización (PMO) es un método diseñado para revisar los requerimientos de mantenimiento, el historial de fallas y la información técnica de los activos en operación.

La PMO facilita el diseño de un marco formal de trabajo racional y rentable basado en Confiabilidad cuando un racional y rentable, basado en Confiabilidad, cuando un sistema de plan de mantenimiento está consolidado y la planta se encuentra bajo control.[20]

Diferencias Metodológicas entre RCM y PMO

RCM y PMO son dos productos completamente diferentes con el mismo objetivo; definir los requerimientos de mantenimiento de los activos. Sin embargo, los Gerentes de Activos deben entender que están diseñados para ser usados en situaciones totalmente diferentes. RCM fue diseñado para desarrollar el programa inicial de mantenimiento durante la etapa de diseño del ciclo de vida de los activos, mientras que PMO ha sido diseñado para usarlo una vez los activos están en uso.

Como resultado PMO es un método de revisión mientras que RCM es un proceso de fundación. A pesar de que los dos generan como resultado el mismo programa de mantenimiento, PMO es un análisis mucho más efectivo y flexible que RCM, ya que inicia el trabajo desde un programa de mantenimiento razonablemente bueno y toma en cuenta la experiencia de operación y las características de falla de la planta.[20]

La diferencia central entre RCM y PMO radica en la forma en que se generan los modos de falla.

- “RCM genera una lista de los modos de falla desde un riguroso análisis de todas las funciones, después de considerar todas las posibles fallas funcionales y de una valoración de los modos de falla que se relacionan a cada falla funcional. RCM busca analizar todos los modos de falla en cada equipo del sistema a analizar.
- PMO genera una lista de modos de falla desde el plan de mantenimiento actual, de una evaluación del historial de fallas y de la revisión de la documentación técnica.”[20]

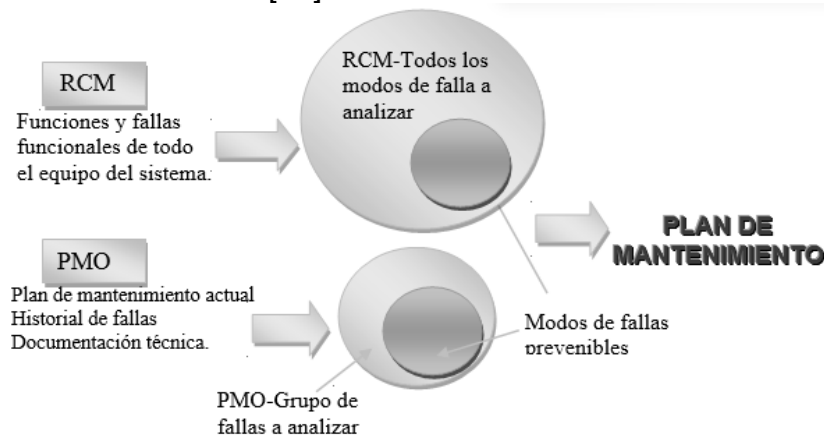


Figura. 4 Comparación entre RMC y PMO.[20]

El proceso de PMO consta de nueve pasos. Estos pasos se listan a continuación.

“PASO 1: Recopilación de Tareas.

PASO 2: Análisis de Modos de Falla (FMA).

PASO 3: Racionalización y Revisión del FMA.

PASO 4: Análisis Funcional (Opcional).

PASO 5: Evaluación de Consecuencias.

PASO 6: Definición de la Política de Mantenimiento.

PASO 7: Agrupación y Revisión.

PASO 8: Aprobación e Implementación.

PASO 9: Programa Dinámico y mejoramiento continuo.”[20]

2.4.5 INDICADORES DE CALIDAD SAIDI Y SAIFI

SAIDI (System Average Interruption Duration Indicator), según la norma internacional IEEE 1366 el indicador mide la duración promedio por usuario (medido en horas) de las interrupciones del servicio de un sistema de distribución, en un periodo de tiempo específico. El cálculo de este indicador determina la relación entre todas las horas de interrupción del servicio, y el número de usuarios de un sistema de distribución, en un periodo de tiempo específico. El indicador en mención se calcula con base en la información que los prestadores reportan a la

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, a través del Formato 5 del SUI a partir de la siguiente ecuación.[21]

$$SAIDI = \frac{\sum_0^j di}{U} \quad (\text{Ecuación 1})$$

Dónde:

di: Duración de interrupciones, medidas en horas reportadas al SUI.

U: número total de usuarios reportados al SUI.

j: número total de interrupciones reportadas al SUI.

SAIFI (System Average Interruption Frecuencia Indicator), según la norma internacional IEEE 1366 el indicador mide la frecuencia con la que se presentan las interrupciones en promedio por usuario, en el mismo periodo de tiempo. El cálculo de este indicador determina la relación entre, el número de veces que se produjo una interrupción del servicio y el número de usuarios de un sistema de distribución, en un periodo de tiempo específico. Al igual que como con el indicador SAIDI, se calculó con base en la información reportada por los prestadores a través del formulario 5 del SUI, a partir de la expresión que se muestra en la ecuación.[21]

$$SAIFI = \frac{\sum_0^j ni}{U} \quad (\text{Ecuación 2})$$

Dónde:

ni: Número de veces que se interrumpió el servicio reportadas al SUI.

U: Número total de usuarios reportados al SUI.

j: Número total de interrupciones.

2.4.6 INDICADORES DE GESTIÓN DE MANTENIMIENTO

2.4.6.1 TIEMPO MEDIO ENTRE FALLOS (MTBF)

El tiempo medio entre fallos (Mean Time Between Failures, MTBF) es la media del tiempo de funcionamiento correcto de los equipos.

$$MTBF = \frac{1}{\lambda} \quad (\text{Ecuación 3})$$

Donde:

λ = La tasa de fallos.

La tasa de fallos es el parámetro más básico con el cual se mide la fiabilidad de un sistema.[13]

Tasa de fallos por horas de uso:

$$\lambda = \frac{n^\circ \text{ de fallos}}{n^\circ \text{ de horas de funcionamiento}} \quad (\text{Ecuación 4})$$

2.4.6.2 CONFIABILIDAD

La Confiabilidad se define como la probabilidad de que un equipo o sistema cumpla la función para la cual fue diseñado, por un determinado período de tiempo, bajo unas condiciones de operación establecidas.[13]

$$R(t) = e^{\frac{-t}{MTBF}} \quad 0 < R < 1 \quad (\text{Ecuación 5})$$

Dónde:

e: Número de Euler, constante 2.718281.

MTBF: Tiempo Promedio Entre Fallas.

t: Tiempo de Evaluación.

2.4.6.3 DISPONIBILIDAD

Según la ISO 14224 de 2006 la disponibilidad es la capacidad o probabilidad de un sistema de encontrarse en un estado para realizar una función requerida bajo condiciones dadas, en un instante de tiempo dado o durante un intervalo de tiempo determinado, asumiendo que se dispone de los recursos externos necesarios.[9]

$$A = \frac{MTBF}{MTBF+MTTR} \times 100\% \quad (\text{Ecuación 6})$$

Dónde:

MTTR: Tiempo Promedio para Reparar

MTBF: Tiempo Promedio entre Fallas

2.4.6.4 MANTENIBILIDAD

Es la medida de la capacidad de un ítem (equipo, sistema o componente) para ser mantenido en o recuperado a una condición especificada cuando el mantenimiento es ejecutado por personal con los niveles de competencia especificados, usando procedimientos y recursos establecidos, en cada nivel de mantenimiento y reparación determinado.[9]

El parámetro fundamental para calcular la mantenibilidad es el tiempo promedio de reparación entre fallas, MTTR.

$$MTTR = \frac{\sum TTR}{\# \text{ de fallas}} \quad (\text{Ecuación 7})$$

Donde

TTR: Tiempos de reparación.

2.4.7 DIAGRAMA DE PARETO

Es una gráfica para organizar datos de forma que estos queden en orden descendente, de izquierda a derecha y separados por barras. Permite asignar un orden de prioridades.

El diagrama permite mostrar gráficamente el principio de Pareto (pocos vitales, muchos triviales), es decir, que hay muchos problemas con baja importancia (80%) frente a unos pocos muy importantes (20%). En la gráfica se ubican los "pocos que son vitales" a la izquierda y los "muchos triviales" a la derecha.

Es una metodología que permite ver el grado de influencia de unos pocos elementos en el total de los resultados obtenidos, es notoria su bondad en cuanto a que puede registrar la influencia de unos cuantos elementos en un gran porcentaje del fenómeno final. Permite descartar la influencia de muchos elementos triviales en la consecuencia de una actividad o falla.[13]

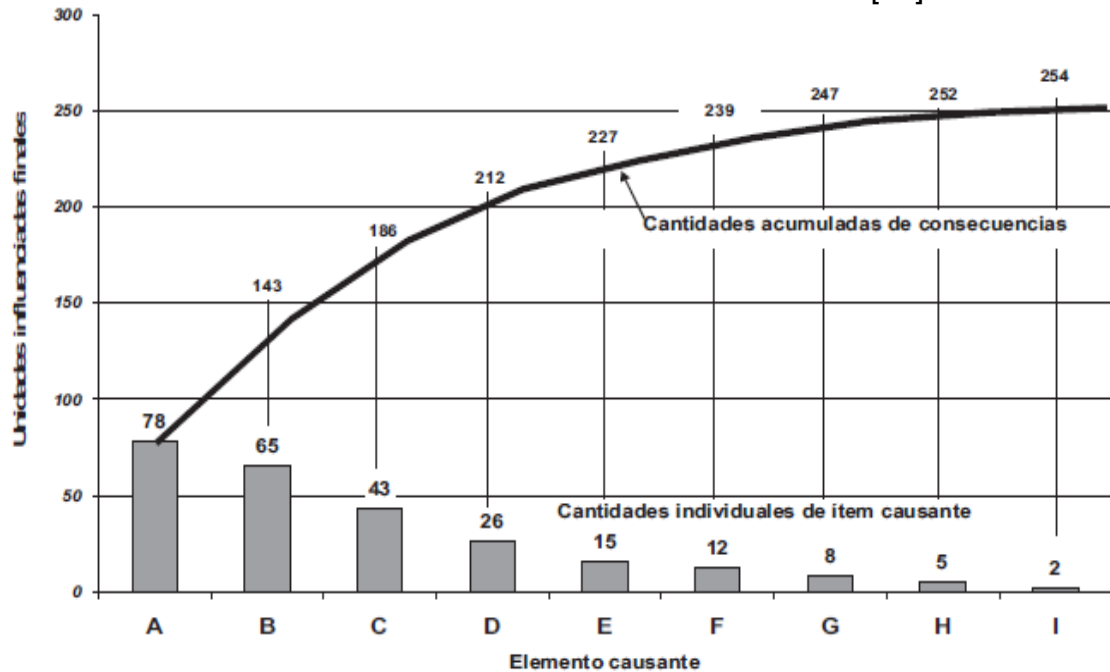


Figura. 5 Diagrama de Pareto.[13]

CAPÍTULO III. INFORMACIÓN ALIMENTADOR PAMC4 DE CENS

Centrales Eléctricas de Norte de Santander cuenta con diferentes regionales, con el compromiso de expandir sus zonas de operación con la prestación de un servicio eficiente y de calidad.

La existencia de CENS depende de sus presentes y futuros clientes, su objetivo es satisfacer las necesidades de estos para subir los niveles de reputación, es decir, disponer de calidad en cada proceso que se realice centrándose en el servicio prestado. La imagen de calidad depende de lo que el cliente perciba por tal razón se convierte en una variable crítica que afecta de manera directa los intereses del negocio de CENS.

Por consiguiente se hace indispensable una buena gestión de activos con el fin de garantizar a la empresa una alta sostenibilidad y buenos indicadores con el mínimo costo y con altos niveles de calidad aumentando así reputación; Para generar un plan de mantenimiento se debe de conocer el área de trabajo y los activos que hacen parte del alimentador PAMC4 y además de esto se hace imprescindible la realización de procedimientos con el fin de recopilar una serie de información del circuito para posteriormente definir los activos que serán parte del PLAN DE MANTENIMIENTO OPTIMIZADO. El alimentador se encuentra ubicado en la regional Pamplona (figura 6).

3.1 ALIMENTADORES PERTENECIENTES A REGIONAL PAMPLONA

La regional pamplona está conformada por 10 alimentadores los cuales son, PALBOCHALEMA, PALCHINACOTA, PALDONJUANA, PALRAGONVALIDA, PAMC2, PAMC3, PAMC4, SAMSAMORE, TOLLABATECA, TOLTOLEDO, todos al mismo nivel de tensión 13,8 kV, en la siguiente tabla se especifican los datos generales del alimentador PAMC4.

Tabla 1. Datos generales Alimentador PAMC4.

REGIONAL PAMPLONA				
ITEM	ALIMENTADOR	NIVEL DE TENSIÓN kV	NO. TRANSFORMADORES	NÚMERO DE USUARIOS
1	PAMC4	13,8	207	3468

Fuente: CENS-Grupo EPM.

El alimentador PAMC4 está compuesto por 207 transformadores, de los cuales goza de 41 transformadores trifásicos, 166 bifásicos y un número aproximado de 3468 usuarios con actualización de datos de febrero del 2020.

Por tanto, para identificar el alimentador se presenta el diagrama unifilar de la Subestación Pamplona, del cual se desprende la celda PAMC4, objeto de estudio.

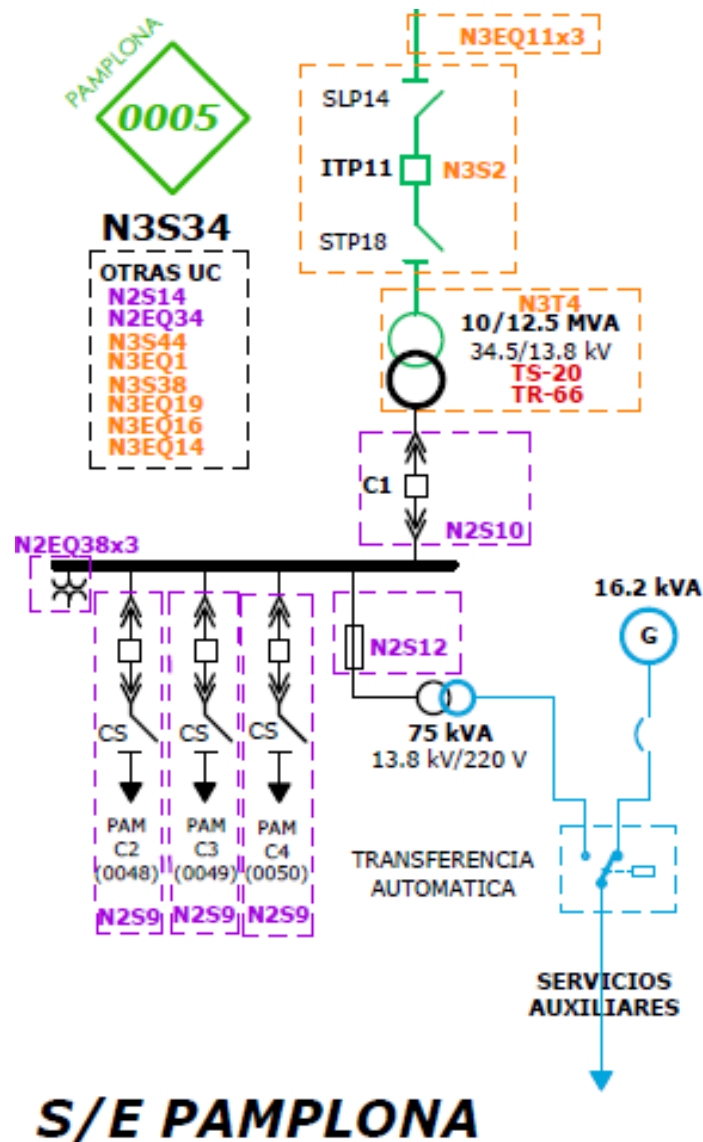


Figura. 6 Diagrama Unifilar Subestación Pamplona.[6]

Una vez identificada la composición del circuito PAMC4, plasmada en la tabla 1, se inicia el levantamiento de información a través de una serie de etapas que se mencionan a continuación.

- Identificar los arranques que componen el alimentador PAMC4.
- Realizar tablas donde se muestra su arranque principal y sus arranques asociados si es el caso, identificando el código del transformador.
- Adjuntar tablas de información de cada transformador.

3.2 TIPOS DE ACTIVOS QUE COMPONEN EL ALIMENTADOR PAMC4

La elaboración de una tabla de diferentes tipos de activos que componen el circuito se desarrolló gracias a manuales y recorridos realizados por las cuadrillas, con la finalidad de identificar la clase de activo, funcionamiento, su operatividad para activo tales como aisladores, crucetas, transformadores, entre otros.

Tabla 2. Tipos de activos que componen el alimentador PAMC4.

ESTRUCTURA	CRUCETAS	DPS	SECCIONAMIENTO	AISLADORES
C= Concreto	Me=Metálica	PB= Porcelana Buena	C= Cortacircuitos	P= Porcelana
M= Madera	Ma= Madera	PM= Porcelana Mala	CC= Cuchilla	V=vidrio
F= Fibra	F= Fibra	SB= Sintético Bueno	S= Switch	S= Sintético
Tu= Tubo		SM= Sintético Mala	Re= Reclose	
T=Torrecilla			SC= Seccionalizador	
R= Riel				

Fuente: CENS-Grupo EPM.

En la tabla 2 se detallan los equipos que componen el circuito PAMC4, estos pueden variar respecto a su ubicación y facilidad de montaje, las estructuras pueden ser fabricadas con diferentes materiales, es decir poste de concreto, madera, fibra o torrecilla, el tipo de crucetas, los tipos de DPS, los diferentes tipos de elementos de seccionamiento y aisladores, en los recorridos de inspección es identificado su estado y posibles fallas para la planeación del mantenimiento. Por otra parte la tabla muestra las siglas para el fácil reconocimiento del elemento diligenciadas en los formatos de recolección de evidencia.

3.3 IDENTIFICACIÓN DE LOS EQUIPOS QUE COMPONEN EL ALIMENTADOR PAMC4

Mediante la información recolectada gracias a las cuadrillas y equipo de CENS, se cuenta con un croquis del alimentador localizado en una zona geográfica específica, como se puede ver en la figura 7. El alimentador está compuesto con una estructura que permite definir los diferentes niveles taxonómicos, con ayuda de la organización de capas del software AUTOCAD se observa la estructura con su arranque central y sus respectivos arranques asociados. Los arranques identificados serán la etapa inicial del mantenimiento.

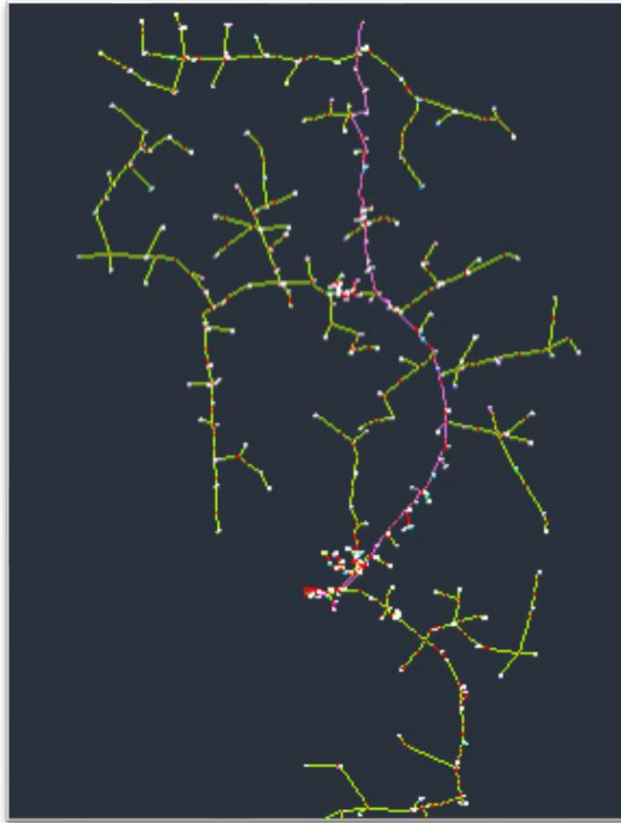


Figura. 7 Sistema eléctrico de distribución del alimentador PAMC4.[6]

Una vez identificado los arranques se realizó una tabla donde se plasmó la información de los transformadores presentes, donde se especifica el código, la marca, el nivel de tensión, la capacidad del transformador en kVA, y el número de usuarios a los cuales alimenta, además de eso la dirección donde está ubicado y su respectivo propietario ya sea que pertenezca a la empresa, sea particular o compartido.

Tabla 3. Activos del alimentador PAMC4 de CENS.

<i>SWITCH</i>	<i>CODE-TRAFO</i>	<i>MARCA</i>	<i>kV</i>	<i>kVA</i>	<i>USUARIOS</i>	<i>PROPIEDAD</i>
<i>ACTIVOS SONRE LA LINEA</i>						
<i>HSW233</i>	2T01542	MAGNETRON	13.8	75	44	EMPRESA
<i>HSW232</i>	2T00045	NO IDENTIFICADO	13.8	45	1	PARTICULAR
<i>HSW228</i>	2T01975	MAGNETRON	13.8	225	1	PARTICULAR
<i>HSW229</i>						
<i>PASW3810</i>	2T00131	SIEMENS	13.8	75	1	PARTICULAR
<i>HSW175</i>	2T00113	CDM	13.8	25	30	EMPRESA
<i>HSW164</i>						
<i>GSW4095</i>	2T00228					
<i>PASW2958</i>	2T00230	RYMEL	13.8	15	4	EMPRESA
	2T00232		13.8	30	1	PARTICULAR
	2T01599	ABB	13.8	30	1	PARTICULAR
	2T02016	RYMEL	13.8	15		EMPRESA
<i>GSW3939</i>	2T00255	RYMEL	13.8	10	4	EMPRESA
	2T00226	RYMEL	13.8	10	5	EMPRESA
<i>PASW3110</i>	2T01752	ABB	13.8	5	3	EMPRESA

PASW2926		2T00238	NO IDENTIFICADO	13.8	15	14	PARTICULAR
		2T000239	ABB	13.8	25	33	COMPARTIDO
ESW7420		2T00243	CDM	13.8	30	1	PARTICULAR
LSW2424		1T04350	TPL	13.8	15	13	EMPRESA
		1T04344	TPL	13.8	15	12	EMPRESA
ARRANQUE PRINCIPAL						HSW221	
		2T01507	SIEMENS	13.8	75	1	EMPRESA
		2T01472	SIEMENS	13.8	112.5	106	EMPRESA
ARRANQUE PRINCIPAL						PASW3811	
		2T01630	MAGNETRON	13.8	30	4	EMPRESA
		2T00112	SIEMENS	13.8	75	131	EMPRESA
LSW7513		2T01523	MAGNETRON	13.8	30	1	PARTICULAR
		2T00139	TECNOELECTRO	13.8	37.5	74	EMPRESA
ARRANQUE PRINCIPAL						HSW25	
		2T00312	WESTON	13.8	15	7	PARTICULAR
		2T01610	NO IDENTIFICADO	13.8	10	1	EMPRESA
HSW24		2T00096	TPL	13.8	30	1	PARTICULAR
MSW11152		2T00313	CDM	13.8	30	5	PARTICULAR
PASW3139		2T00314	RYMEL	13.8	10	5	COMPARTIDO
		2T01602	NO IDENTIFICADO	13.8	30	1	PARTICULAR
BSW5152		2T01954	MAGNETRON	13.8	45		EMPRESA
		2T01880	SIEMENS	13.8	225	1	PARTICULAR
PASW2638	CSW3162	2T00315	CDM	13.8	15	11	EMPRESA
		2T00317	RYMEL	13.8	15	14	EMPRESA
		2T00323	CDM	13.8	112.5	3	PARTICULAR
		2T00316	NO IDENTIFICADO	13.8	15	9	EMPRESA
	HSW41	2T00318	MAGNETRON	13.8	15	7	EMPRESA
		2T00320	MAGNETRON	13.8	15	5	EMPRESA
		2T00319	TPL	13.8	15	5	EMPRESA
		2T00322	TPL	13.8	15	7	EMPRESA
		2T00321	RYMEL	13.8	15	6	EMPRESA
		2T01069	SIEMENS	13.8	15	4	EMPRESA
HSW176		2T00648	RYMEL	13.8	10	11	EMPRESA
MSW11154		2T01971	MAGNETRON	13.8	15	1	PARTICULAR
BSW4195		2T00651	TW	13.8	15	4	PARTICULAR
MSW11155		2T01905	CDM	13.8	10	1	EMPRESA
		2T01682	ABB	13.8	45	1	PARTICULAR
TOSW3236		2T01710	SIEMENS	13.8	5	1	PARTICULAR
PASW2524	CSW3165						
	SW7147	2T00650	NO IDENTIFICADO	13.8	10	1	PARTICULAR
	ESW7133	2T01705	RYMEL	13.8	10	1	EMPRESA
		2T01488	RYMEL	13.8	10	5	EMPRESA
	CSW3164	2T01900	SIEMENS	13.8	10	2	EMPRESA
BSW4306		2T00649	GENERAL ELECTRIC	13.8	25	7	EMPRESA
CSW3163							
PSW4067							
ARRANQUE PRINCIPAL						HSW67	
		2T00093	ABB	13.8	37.5	98	EMPRESA
		2T00138	NO IDENTIFICADO	13.8	50	149	EMPRESA
		2T00126	NO IDENTIFICADO	13.8	75	118	EMPRESA
		2T00094	NO IDENTIFICADO	13.8	50	133	EMPRESA
		2T01712	NO IDENTIFICADO	13.8	15	38	EMPRESA
ASW9333		2T00137	GENERAL ELECTRIC	13.8	37.5	136	EMPRESA
		2T00146	SIEMENS	13.8	45	59	EMPRESA
		2T01164	NO IDENTIFICADO	13.8	15	1	PARTICULAR
ARRANQUE PRINCIPAL						PAMC4_RECLOSER	
ASW3876		2T01714	MAGNETRON	13.8	112.5	71	EMPRESA
PASW2439		2T00325	MAGNETRON	13.8	45	32	EMPRESA
HSW22		2T00095	SIEMENS	13.8	37.5	159	EMPRESA
		2T00136	SIEMENS	13.8	50	231	EMPRESA
	HSW325						
	PASW2576	2T00627	CDM	13.8	37.5	105	EMPRESA
		2T01652	NO IDENTIFICADO	13.8	45	122	EMPRESA
		2T01650	NO IDENTIFICADO	13.8	30	18	EMPRESA

PASW3792	2T01884	SIEMENS	13.8	45	27	PARTICULAR
PASW3616	2T00247	NO IDENTIFICADO	13.8	15	6	EMPRESA
	2T00248	NO IDENTIFICADO	13.8	15	6	EMPRESA
	2T00249	NO IDENTIFICADO	13.8	15	5	PARTICULAR
	2T00234	SIEMENS	13.8	10	5	PARTICULAR
SW7319	2T00250	NO IDENTIFICADO	13.8	15	3	EMPRESA
ARRANQUE PRINCIPAL						HSW254
	2T01561	NO IDENTIFICADO	13.8	30	1	PARTICULAR
ARRANQUE PRINCIPAL						PASW2440
PASW3239	2T00229	RYMEL	13.8	10	19	COMPARTIDO
	2T016447	NO IDENTIFICADO	13.8	10	9	EMPRESA
ARRANQUE PRINCIPAL						PASW2537
	2T00231	SIEMENS	13.8	25	18	EMPRESA
ARRANQUE PRINCIPAL						HSW36
	2T00233	MAGNETRON	13.8	15	10	EMPRESA
ARRANQUE PRINCIPAL						HSW35
	2T00251	TPL	13.8	25	12	EMPRESA
	2T00252	TPL	13.8	15	4	EMPRESA
	2T00256	TPL	13.8	15	5	EMPRESA
	2T00257	TPL	13.8	15	6	EMPRESA
	2T00258	TPL	13.8	15	7	EMPRESA
PASW3807	2T000254	TPL	13.8	15	8	EMPRESA
	2T00253	RYMEL	13.8	15	5	EMPRESA
ARRANQUE PRINCIPAL						HSW38
PASW2959	2T00262	FBM	13.8	15	9	EMPRESA
	2T00265	FBM	13.8	15	14	EMPRESA
	2T00266	FBM	13.8	15	9	EMPRESA
	2T00269	FBM	13.8	15	15	EMPRESA
	2T00270	SIEMENS	13.8	15	8	EMPRESA
PASW2960	2T00268	RYMEL	13.8	10	9	EMPRESA
	2T00267	CDM	13.8	15	12	EMPRESA
	2T01560	SIEMENS	13.8	30	1	PARTICULAR
	2T00259	MAGNETRON	13.8	15	3	EMPRESA
	2T00260	MAGNETRON	13.8	15	3	EMPRESA
RSW3566	2T00261	MAGNETRON	13.8	15	3	EMPRESA
	2T01748	ABB	13.8	3	1	EMPRESA
ARRANQUE PRINCIPAL						CSW2885
	2T00235	SIEMENS	13.8	50	18	EMPRESA
	2T00271	FBM	13.8	15	6	EMPRESA
ARRANQUE PRINCIPAL						HSW311
	2T00274	FBM	13.8	15	3	EMPRESA
ESW6872	2T00272	TPL	13.8	15	5	EMPRESA
PASW2933	2T00273	SIEMENS	13.8	10	4	EMPRESA
PASW2934	2T00275	FBM	13.8	15	5	EMPRESA
PASW3761	2T00276	MAGNETRON	13.8	10	4	EMPRESA
ARRANQUE PRINCIPAL						ESW6871
	2T01696	SIEMENS	13.8	75	1	PARTICULAR
ARRANQUE PRINCIPAL						ESW6870
	2T00236	RYMEL	13.8	15	6	EMPRESA
ARRANQUE PRINCIPAL						SW6302
SW6301	2T00147	MAGNETRON	13.8	25	54	EMPRESA
ESW6859	2T00148	SIEMENS	13.8	75	96	EMPRESA
PASW2543	2T02010	RYMEL	13.8	75	17	EMPRESA
HSW29	2T00154	MAGNETRON	13.8	50	114	EMPRESA
ESW6860	2T00153	CDM	13.8	37.5	47	EMPRESA
HSW206	2T00225	ABB	13.8	45	2	EMPRESA
ESW6861	2T00149	MAGNETRON	13.8	45	8	EMPRESA
ESW6862	2T01957	SIEMENS	13.8	10	44	EMPRESA
ESW6863	2T01611	MAGNETRON	13.8	15	9	EMPRESA
SW3510	2T00152	MAGNETRON	13.8	15	7	COMPARTIDO
HSW39	2T00277	MAGNETRON	13.8	15	7	EMPRESA
ESW6864	2T00278	MAGNETRON	13.8	15	22	EMPRESA
HSW309	1T11534	MAGNETRON	13.8	10	1	EMPRESA
HSW224	2T01750	ABB	13.8	3	3	EMPRESA
HSW225	2T00279	CDM	13.8	15	10	EMPRESA
HSW207	2T01741	ABB	13.8	3	5	EMPRESA
HSW40	2T01742	ABB	13.8	5	7	EMPRESA

	2T00280	MAGNETRON	13.8	15	10	EMPRESA
	2T00281	MAGNETRON	13.8	15	5	EMPRESA
	2T01626	SIEMENS	13.8	15	1	EMPRESA
	2T00297	CDM	13.8	15	7	EMPRESA
	2T01524	MAGNETRON	13.8	25	1	PARTICULAR
	2T00299	NO IDENTIFICADO	13.8	15	4	EMPRESA
	2T00298	MAGNETRON	13.8	15	5	EMPRESA
	2T00304	RYMEL	13.8	5	6	EMPRESA
	2T00301	NO IDENTIFICADO	13.8	15	8	EMPRESA
	2T00302	TPL	13.8	15	5	EMPRESA
	2T00303	CDM	13.8	15	5	EMPRESA
	2T00300	NO IDENTIFICADO	13.8	15	4	EMPRESA
	2T00282	MAGNETRON	13.8	15	8	EMPRESA
	2T00283	NO IDENTIFICADO	13.8	15	5	EMPRESA
	2T00284	MAGNETRON	13.8	15	4	EMPRESA
	2T01740	MAGNETRON	13.8	5	1	EMPRESA
	1T00305	CDM	13.8	45	114	EMPRESA
	2T00308	CDM	13.8	15	3	EMPRESA
	2T00307	SIEMENS	13.8	15	4	EMPRESA
	2T00306	MAGNETRON	13.8	15	5	EMPRESA
	2T00309	MAGNETRON	13.8	10	4	EMPRESA
	2T00311	NO IDENTIFICADO	13.8	15	4	EMPRESA
HSW308	2T00310	SIEMENS	13.8	15	6	EMPRESA
HSW262	2T01581	ABB	13.8	15	10	EMPRESA
HSW263	2T01582	MAGNETRON	13.8	10	6	EMPRESA
HSW264	2T00626	CDM	13.8	15	3	EMPRESA
	2T01583	CDM	13.8	15	2	EMPRESA
HSW261	2T01584	RYMEL	13.8	5	3	EMPRESA
	2T01585	RYMEL	13.8	5	2	EMPRESA
	2T01586	RYMEL	13.8	10	5	EMPRESA
ESW6866	2T00285	MAGNETRON	13.8	10	8	EMPRESA
ESW6865	2T00286	MAGNETRON	13.8	15	13	EMPRESA
HSW307	2T00289	TPL	13.8	15	8	EMPRESA
	2T00291	CDM	13.8	15	8	EMPRESA
	2T00295	SIEMENS	13.8	10	7	EMPRESA
	2T00296	CDM	13.8	15	6	EMPRESA
ESW6867	2T00287	TPL	13.8	15	2	EMPRESA
PASW2596	2T00288	TPL	13.8	15	5	EMPRESA
PASW2633	2T00290	ABB	13.8	15	8	EMPRESA
PASW2622	2T00292	CDM	13.8	15	3	EMPRESA
	2T00293	TPL	13.8	15	3	EMPRESA
	2T00294	TPL	13.8	15	5	EMPRESA
	ARRANQUE PRINCIPAL				GSW4096	
	2T00237	FBM	13.8	25	18	EMPRESA
	ARRANQUE PRINCIPAL				ESW6858	
	2T01517	RYMEL	13.8	300	1	PARTICULAR
	ARRANQUE PRINCIPAL				SW6699	
	2T00240	NO IDENTIFICADO	13.8	15	2	PARTICULAR
	ARRANQUE PRINCIPAL				ESW10035	
	2T00242	SIEMENS	13.8	75	34	EMPRESA
	ARRANQUE PRINCIPAL				ESW6857	
	2T00241	NO IDENTIFICADO	13.8	25	18	EMPRESA
	ARRANQUE PRINCIPAL				ESW6854	
	2T00245	NO IDENTIFICADO	13.8	10	2	PARTICULAR
	ARRANQUE PRINCIPAL				ESW6853	
	1T11384	RYMEL	13.8	10		EMPRESA
	ARRANQUE PRINCIPAL				ESW6852	
	2T00244	RYMEL	13.8	10	1	PARTICULAR
	ARRANQUE PRINCIPAL				PASW3820	
	1T09314	MAGNETRON	13.8	15	19	EMPRESA
	ARRANQUE PRINCIPAL				PASW3819	
	1T09312	ABB	13.8	10	8	COMPARTIDO
	1T09315	SIEMENS	13.8	10	5	EMPRESA
	1T09313	TPL	13.8	10	4	EMPRESA
	ARRANQUE PRINCIPAL				LSW2423	
	1T09324	WESTON	13.8	15	3	EMPRESA

ARRANQUE PRINCIPAL				SW6444		
GSW3944	1T10647	NO IDENTIFICADO	13.8	225	1	PARTICULAR
SW6445	1T04348	RYMEL	13.8	15	15	EMPRESA
	1T04349	SIEMENS	13.8	15	18	EMPRESA
ESW6929	1T09308	SIEMENS	13.8	25	24	EMPRESA
	1T04353	GENERAL ELECTRIC	13.8	25	12	PARTICULAR
	1T04352	RYMEL	13.8	10	3	EMPRESA
ESW6930	1T09309	SIEMENS	13.8	10	2	EMPRESA
	1T04351	CDM	13.8	15	2	EMPRESA
	1T09310	SIEMENS	13.8	10	5	EMPRESA
	1T09311	RYMEL	13.8	5	8	EMPRESA
ARRANQUE PRINCIPAL				FSW223		
	1T04345	FBM	13.8	15	6	EMPRESA
	1T04346	MAGNETRON	13.8	15	30	EMPRESA
	1T04356	ABB	13.8	10	5	EMPRESA
SW6450	1T11337	ABB	13.8	15	1	PARTICULAR
SW6453	1T04361	CDM	13.8	10	8	EMPRESA
BSW4613	1T04359	MAGNETRON	13.8	15	7	EMPRESA
	1T04358	CDM	13.8	15	5	EMPRESA
SW6455	1T04357	MAGNETRON	13.8	15	5	EMPRESA
SW6454	1T04360	FBM	13.8	15	5	EMPRESA
SW6456	1T08876	MAGNETRON	13.8	10	6	EMPRESA
SW6458	1T10292	ABB	13.8	3	2	EMPRESA
SW6457	1T10295	MAGNETRON	13.8	5	4	EMPRESA
	1T04354	RYMEL	13.8	5	5	EMPRESA
SW6460	1T10294	ABB	13.8	3	3	EMPRESA
SW5963	1T04355	MAGNETRON	13.8	10	6	EMPRESA
SW6459	1T08874	MAGNETRON	13.8	10	2	EMPRESA
	1T08875	MAGNETRON	13.8	10	5	EMPRESA
CSW3540	1T10293	ABB	13.8	3	2	EMPRESA

Fuente: CENS-Grupo EPM.

En la tabla 3 se observa los activos físico-productivos que derivan del alimentador PAMC4, donde solo se toma los elementos de corte y transformación, se identifica los arranques principales, como se evidencia en la figura 7 en el croquis del alimentador PAMC4. El ramal que se muestra de color morado hace parte del ramal central del alimentador, a partir de este ramal central se derivan los arranques principales, el ramal central cuenta con elementos de corte y transformación por ampliaciones que se han realizado en el circuito y dependiendo de la necesidad fueron ubicados sobre dicho ramal principal, en la tabla 3 se evidencia los activos sobre la línea ya sean seccionadores o elementos de corte presentes, con el fin de seccionar dicho alimentador para acciones de mantenimiento.

Además de los activos que hacen parte del ramal central, se identifica los arranques principales donde se etiquetan con el código del activo, por lo tanto, cada uno de ellos tienen extensiones y longitudes diferentes dependiendo de la zona geográfica en que se encuentren, los arranques con más extensión y mayor número de activos son HSW25, FSW223 y SW6302.

Cada uno de estos ramales se pueden seguir subdividiendo con elementos de corte, en las dos primeras columnas podemos ver el código del activo que realiza el primer proceso de corte y posteriormente en algunos casos vemos si tienen más elementos de corte asociados, seguidamente en la tercera columna podemos

observar los transformadores que son pertenecientes a el último elemento de corte identificado con su respectivo código. La información recolectada por los equipos de mantenimiento, supervisión y unidades de gestión de activos permite obtener los datos de cada transformador evidenciados en bases de datos de CENS, insertando datos relevantes del transformador como lo evidencia las columnas; la marca, el nivel de tensión, la capacidad del transformador en kVA, y el número de usuarios a los cuales alimenta, además de esto cuenta con el número de serie, con el fin de llevar un control sobre los activos, la altitud y coordenadas exactas de donde se encuentra ubicado el transformador, incluso se tiene información de las fases que están utilizadas por cada uno de estos transformadores .

NUMERO DE TRAFORMADORES VS MARCA

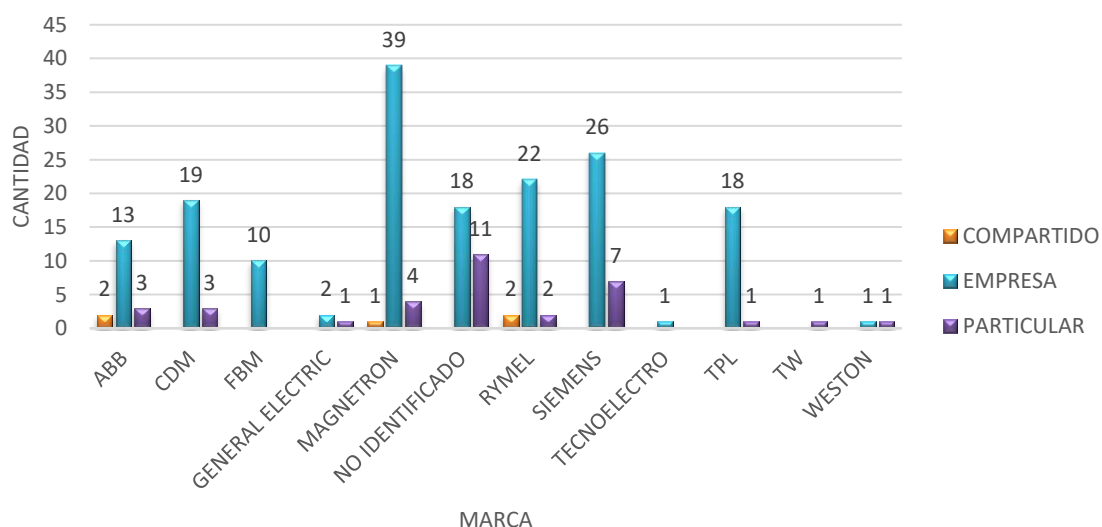


Figura. 8 Número de transformadores vs marca.

En la tabla 3 se identificaron algunos datos cómo se muestra en la figura 8: la marca de los transformadores pertenecientes ya sea a la empresa o al usuario; Es importante señalar que la propiedad puede ser compartida por la empresa y el particular. La empresa CENS tiene una tendencia preferencial por el proveedor de la marca MAGNETRON con un total de 39 transformadores, seguidamente la marca SIEMENS con un total de 26 transformadores y de la marca CDM cuenta con 19 transformadores, cabe resaltar que 29 transformadores no cuentan con información del proveedor en las bases de datos.

Por otra parte, los particulares tienen preferencia por la marca SIEMENS, en 11 de estos transformadores no se identificó la marca por condiciones de montaje lo cual no permitió evidencia para posteriormente registrar dicha marca.

PROPIEDAD DEL TRANSFORMADOR

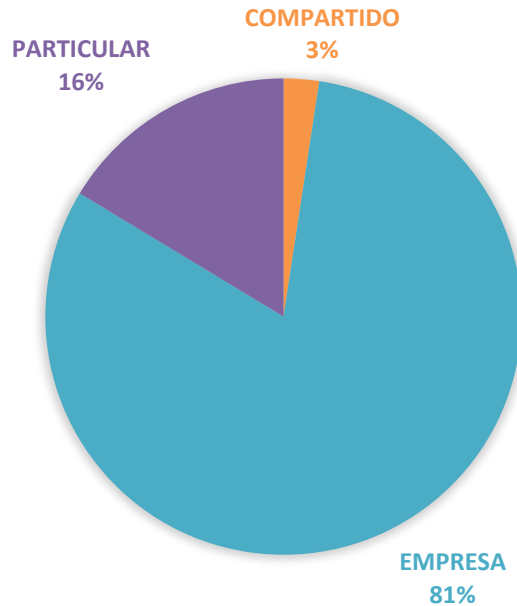


Figura. 9 Porcentaje de activos (Transformadores) pertenecientes a la empresa o particular.

El segundo aspecto analizado es el porcentaje de propiedad de los activos de transformación como se observa en la figura 9 expresada en diagrama de torta, el 81% de los transformadores pertenecen a la empresa, prevalece ya que por ser un negocio directo de la empresa CENS representa más productividad, el 16% de los transformadores pertenece a usuarios particulares, donde estos pueden ser para empresas municipales, conjuntos residenciales u otros usos, solo el 3% de estos son compartidos.

Es evidente que los particulares que cuentan con la propiedad del activo son pertenecientes a empresas privadas o manufacturas, en las cuales necesitan una mayor dedicación de energía o una gran demanda de energía.

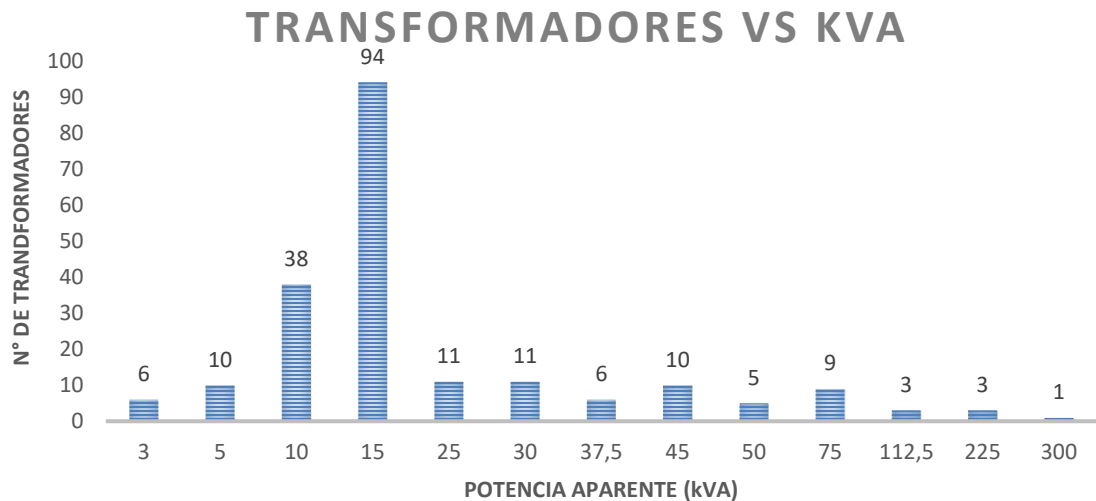


Figura. 10 Total de transformadores filtrados por Potencia aparente.

Posteriormente se graficó el número de transformadores pertenecientes al alimentador PAMC4, filtrado por la potencia aparente de cada uno de estos como se muestra en la figura 10. Los transformadores con potencia aparente de 15 kVA son los que más se encuentran en el alimentador, seguida de transformadores de 10 kVA. Cuando la capacidad de potencia aparente aumenta el número de transformadores disminuye.

Los transformadores con mayor capacidad de potencia aparente son los encargados de suministrar energía eléctrica a hospitales o empresas que necesiten una alta capacidad de potencia, por esta razón cuenta con un transformador dedicado para estos usuarios.

CAPÍTULO IV. CONTEXTO OPERACIONAL

La realización del contexto operacional en el alimentador PAMC4 se basó en identificar los modos y efectos de fallas para posteriormente obtener un plan de mantenimiento donde se cubra directamente el problema. Por esta razón, para llevar a cabo este proceso de una manera satisfactoria se debe tener en cuenta dos etapas principales.

Primera etapa: Búsqueda de fallas.

Para esta etapa se realizaron conversaciones con los operadores, supervisores y encargados del mantenimiento del alimentador PAMC4, igualmente se utilizó la información documentada en los informes operativos anuales que elabora la empresa, de esta manera se identificaron las fallas más frecuentes en el circuito PAMC4.

Segunda etapa: Realización de análisis de fallas.

Teniendo en cuenta la información de fallas, se realizó su análisis respectivo.

Las fallas presentes en el alimentador PAMC4, se encuentran en los informes operativos que se realizan año a año, tomando para el caso de estudio los tres últimos años, en estos informes están presentes todos los alimentadores, especificando su regional, por lo tanto, se aplicó un filtro en la data para realizar la tabla de fallas en los arranques del alimentador PAMC4, la cual se evidencia en el ANEXO A. (informe operativo 2019,2018 y 2017).

Además de búsqueda de fallas para su respectivo análisis se hace indispensable conocer los valores de los indicadores más importantes para la gestión de mantenimiento como lo son la confiabilidad, la disponibilidad y además su respectivo valor de mantenibilidad.

4.1 INDICADORES PARA LA GESTIÓN DE MANTENIMIENTO DEL CIRCUITO PAMC4

4.1.1 TIEMPO MEDIO ENTRE FALLOS (MTBF) DEL CIRCUITO PAMC4.

El tiempo promedio entre fallos indica el intervalo de tiempo más probable entre un arranque y la aparición de un fallo, es decir, es el tiempo medio transcurrido hasta la llegada del evento “fallo”. Mientras mayor sea su valor, mayor es la confiabilidad del alimentador PAMC4. Uno de los parámetros más importantes utilizados en el estudio de la Confiabilidad constituye el MTBF, es por esta razón que debe ser tomado como un indicador más que represente de alguna manera el comportamiento del alimentador. Así mismo, para determinar el valor de este

indicador se empleará la ecuación de MTBF, la cual será calculada para los años 2019, 2018 y 2017 con la información de los informes operativos.

Para calcular este valor se halla la tasa de fallas de los tres últimos años presentadas en el alimentador PAMC4 para ello se utilizó la ecuación 4. Se obtuvo 59 fallas para el 2019, 56 fallas en las 2018 y 61 fallas en el año 2017 (tomado de las tablas 10, 11 y 12). El número de horas de funcionamiento es el total de horas que representa 3 años de los que se está evaluando, restando la duración de las fallas presentes en los tres años. La duración de las 176 fallas presentes en 2019, 2018 y 2017 fue de 2925,64 Horas. Teniendo en cuenta que un año tiene 365 Días y un día tiene 24 Horas el número de horas de funcionamiento sería 26.280 Horas menos 2925,64 Horas.

$$\lambda = \frac{n^{\circ} \text{ de fallos}}{n^{\circ} \text{ de horas de funcionamiento}}$$

$$\lambda = \frac{176 \text{ fallos}}{23354,36 \text{ Horas}}$$

$$\lambda = 0,00753607 \frac{\text{Fallos}}{\text{Hora}} = 66,0159 \frac{\text{Fallos}}{\text{Año}}$$

Seguidamente el tiempo medio entre fallos:

$$\text{MTBF} = \frac{1}{\lambda} = \frac{1}{0,00753607 \text{ Fallos/Hora}}$$

$$\text{MTBF} = 132,695227 \frac{\text{Horas}}{\text{Falla}} = 0,01514 \frac{\text{Año}}{\text{Falla}}$$

Con el valor MFBF, se observa que en el alimentador PAMC4 cada 132,69 Horas o cada 0,01514 años se presenta una falla, el análisis de fallos es el paso más importante en la determinación de un programa de mantenimiento óptimo y éste depende del conocimiento del índice de fallos de un equipo en cualquier momento de su vida útil.

4.1.2 CONFIABILIDAD DEL ALIMENTADOR PAMC4

Este valor es la probabilidad que los equipos pertenecientes al alimentador PAMC4 cumplan una función en específico bajo las condiciones del sistema en un tiempo determinado, si el alimentador no tuviera fallos se diría que sería cien por ciento confiable o que tiene una probabilidad de supervivencia igual a 1.

El valor de probabilidad por el método puntual se descalifica, sin embargo “cuando se requieren desarrollar estrategias de mantenimiento y producción, definitivamente es mejor usar las distribuciones de confiabilidad. Aparte de Weibull existen infinitas distribuciones, de las cuales son útiles y simulan adecuadamente la confiabilidad.”[13]

Los criterios que tiene la distribución exponencial se ajustan al caso de estudio ya que, las reparaciones del alimentador constituyen un intercambio de piezas estándares. Cabe resaltar que algunas de las fallas no dependen del tiempo que el alimentador lleva en funcionamiento y su tasa de fallas tiende a ser constante, además es la más común y utilizada en confiabilidad para las distribuciones de falla, su importancia radica en que casi todos los componentes tienen una intensidad de falla constante durante su periodo de vida útil.

El valor de confiabilidad se hallará en un tiempo de evaluación de 3 años, información tomada de los informes operativos de 2017, 2018 y 2019. Haciendo uso de la ecuación 5 especificada en el marco teórico, se hace indispensable contar con las variables de: el tiempo medio entre fallas cuyo valor es 132,69522 Horas/Falla hallado anteriormente, el valor de la constante Euler cuyo valor es 2.718281 y su respectivo tiempo de evaluación es 3 años, que en horas representa 26.280. (El rango de este valor puede darse entre 0 y 1.)

$$R(t) = e^{\frac{-t}{MTBF}}$$

$$R(26.280) = e^{\frac{-26.280}{132,69522}}$$

$$R(26.280) = 0,82033$$

El valor de confiabilidad para el alimentador PAMC4 es de 0,82033 evaluado en tres años, por consiguiente, el alimentador cuenta con una confiabilidad del 82,033%, este valor será utilizado con el fin de proveer y optimizar el uso de los recursos para una toma de decisiones en las tareas de mantenimiento variando sus frecuencias.

4.1.3 MANTENIBILIDAD DEL ALIMENTADOR PAMC4

Este indicador representa la capacidad del alimentador PAMC4 para ser mantenido o establecer sus condiciones normales de operación, cuando el mantenimiento es ejecutado por personal y cuadrillas de CENS, utilizando procedimientos establecidos por la empresa.

El parámetro fundamental para calcular la mantenibilidad es el tiempo medio de reparación (MTTR), ecuación especificada en el marco teórico, donde la

sumatoria de los tiempos de reparación representado en la ecuación como ΣTTR , es tomado como la sumatoria de las duraciones de los eventos de falla, tiempo que va desde que inicia la falla hasta retomar sus condiciones normales, cada una de las fallas se evidencian en las tablas 10, 11 y 12 de los años 2019, 2018 y 2017 cuya suma de duraciones representa 2925,64 horas de las 176 fallas.

$$MTTR = \frac{\Sigma TTR}{\# \text{ de fallas}}$$

$$MTTR = \frac{2925,64 \text{ Hora}}{176 \text{ Fallas}}$$

$$MTTR = 16,6229 \frac{\text{Hora}}{\text{Falla}}$$

Para cada mantenimiento en el alimentador PAMC4, hay un promedio de 16,62 horas para reparar una falla.

4.1.4 DISPONIBILIDAD DEL ALIMENTADOR PAMC4

El valor de disponibilidad nos indica el porcentaje de tiempo que el alimentador PAMC4 ha estado disponible cumpliendo su función específica de transmisión y distribución de energía bajo sus condiciones establecidas, haciendo uso de la ecuación 6 especificada en el marco teórico. El tiempo para reparar fue tomado como la duración del evento hasta nuevamente trabajar en condiciones normales lo cual se evidencia en las tablas 10, 11 y 12 de los años 2019, 2018 y 2017, la suma de duraciones representa 2925,64 horas y el tiempo promedio entre fallas mostrado anteriormente.

$$A = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR} \times 100\%$$

$$A = \frac{132,695227}{132,695227 + 16,6229} \times 100\%$$

$$A = 88,867\%$$

El alimentador PAMC4 ha estado un 88,867% disponible, cumpliendo su función definida de transmitir y distribuir energía bajo altos niveles de seguridad en los años de 2017, 2018 y 2019.

4.2 CRITICIDAD DEL CIRCUITO PAMC4.

El análisis de criticidad se hace de vital importancia aplicarlo para poder establecer la jerarquía y prioridades en los procesos que se van a realizar en el sistema de estudio, para crear una estructura que facilite la toma de decisiones, pero de una forma apropiada y efectiva.

Para un mejoramiento operacional en un sistema, o cualquier elemento está asociado con cuatro aspectos fundamentales, se muestran en la figura 11, las cuales son: fiabilidad del proceso, fiabilidad humana, fiabilidad de los equipos y mantenimiento de los equipos.

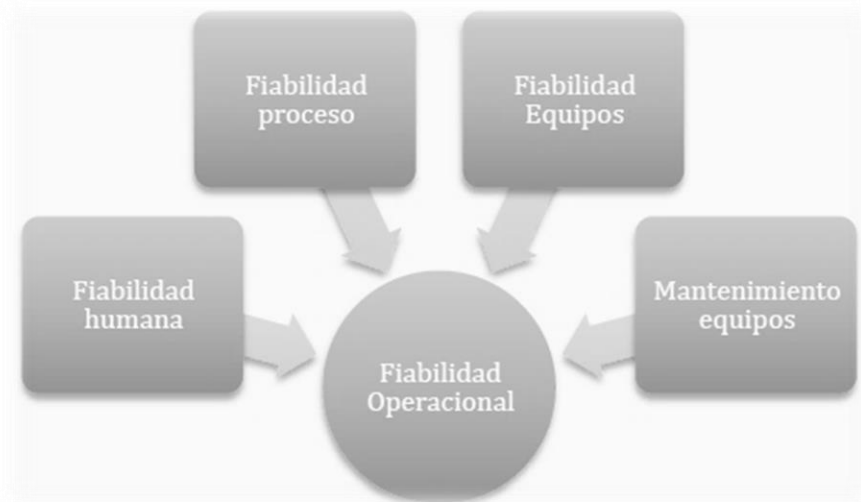


Figura. 11 Aspectos fundamentales de la fiabilidad industrial.[22]

La criticidad toma ciertas variables impredecibles para el análisis que están asociados a: la seguridad, el impacto ambiental, impacto personal, costos reparación y el impacto al cliente que se expresa como la reputación que refleja la empresa.

4.2.1 DIAGRAMA DE PARETO.

Se realizó el análisis de criticidad utilizando el diagrama de Pareto con el fin de priorizar los activos que en este caso harán parte los arranques principales que han tenido más frecuencia de fallas.

Con el fin de resolver el 20% de las causas de variación, se va a eliminar el 80% de la variación que existen en el proceso. En el cual se muestra un gráfico de barras que presentan ordenadamente de mayor a menor la frecuencia de las fallas detectadas en el alimentador PAMC4.

Los datos reflejados en la tabla 4, tabla 6 y tabla 8 fueron tomados de los informes operativos ejecutados año a año por empresa CENS, los informes operativos de

los tres últimos años se pueden observar en el ANEXO A (informe operativo 2019,2018 y 2017).

Para la realización del análisis de Pareto se llevó a cabo una serie pasos.

1. Detectar las fallas del sistema.
2. Frecuencia con la que suceden dichas fallas.
3. Se realiza un cálculo con el número de fallas acumuladas y seguidamente el % acumulado de las fallas.
4. Realizar un gráfico de barras y en seguida un gráfico lineal.

Tabla 4. Registro de fallas 2019.

<i>EVENTOS NO PROGRAMADOS 2019</i>						
<i>PRINCIPAL</i>	<i>ASOCIADO</i>	<i>SALIDAS</i>	<i>TRAFOS FALLADOS</i>	<i>DURACION (Hora)</i>	<i>DNA(kWh)</i>	<i>SAIDI</i>
<i>ESW6853</i>	<i>ESW6853</i>	1	109	9,38	1186,645	0,018681772
<i>PASW2926</i>	<i>PASW2926</i>	1	9	4,28	103,692	0,000973868
<i>PASW3810</i>	<i>PASW3810</i>	2	1	6,79	88,989	0,000012942
<i>PASW2440</i>	<i>PASW2440</i>	2	4	5,07	10,225	0,000251027
<i>PASW2440</i>	<i>PASW3239</i>	1	1	6,97	4,228	0,00011979
<i>SW6302</i>	<i>HSW29</i>	1	4	4,6	36,756	0,000482975
<i>HSW22</i>	<i>HSW22</i>	1	11	1,1	86,083	0,001382663
<i>HSW22</i>	<i>PASW2576</i>	1	3	2,09	57,864	0,000940141
<i>PASW3811</i>	<i>PASW3811</i>	1	3	0,41	12,104	0,000159876
<i>SW6302</i>	<i>ESW6860</i>	2	6	7,24	45,61	0,00076776
<i>HSW25</i>	<i>PASW2638</i>	3	21	33,46	120,165	0,003101078
<i>HSW311</i>	<i>ESW6872</i>	1	2	45,64	25,547	0,000782358
<i>ESW6858</i>	<i>ESW6858</i>	1	1	3,74	53,535	0,000007113
<i>SW6302</i>	<i>SW6301</i>	2	118	4,12	265,774	0,004704823
<i>FSW223</i>	<i>SW6456</i>	2	4	196,97	15,267	0,002813286
<i>HSW38</i>	<i>HSW38</i>	4	32	31,53	277,495	0,00455025
<i>SW6302</i>	<i>HSW206</i>	4	15	19,15	44,356	0,00094878
<i>HSW25</i>	<i>HSW25</i>	6	119	42,42	523,013	0,005856405
<i>SW6302</i>	<i>PASW2543</i>	8	406	45,34	1086,64	0,024931383
<i>SW6302</i>	<i>ESW6865</i>	1	4	19,26	23,645	0,000865077
<i>SW6302</i>	<i>HSW207</i>	1	30	1,42	8,761	0,000405864
<i>SW6302</i>	<i>HSW225</i>	1	3	28,12	18,159	0,000999411
<i>SW6302</i>	<i>HSW307</i>	1	10	31,62	93,426	0,003252405
<i>SW6302</i>	<i>HSW39</i>	3	26	67,87	452,328	0,005582477
<i>SW6302</i>	<i>HSW40</i>	2	26	77,49	95,919	0,00871293
<i>HSW25</i>	<i>CSW3162</i>	1	6	17,18	53,989	0,00138798
<i>HSW228</i>	<i>HSW228</i>	1	25	1,15	258,728	0,003645218
<i>LSW2422</i>	<i>LSW2422</i>	2	40	19,99	426,296	0,005399031
<i>SW6444</i>	<i>SW6445</i>	1	9	5,5	93,701	0,00090968
<i>HSW25</i>	<i>MSW11154</i>	1	18	7,13	87,869	0,001352547

Fuente: CENS-Grupo EPM.

En la tabla anterior se muestra todos los arranques en los que se presentó algún evento no programado durante el año 2019, en la primera columna se muestra el arranque principal al que es perteneciente el arranque asociado en el cual se presentó el evento, gracias a los informes operativos en el apartado de interrupción en arranques, se anexó información del número de salidas, número de transformadores que fallaron durante dicho evento, adicionalmente se evidencia la duración del evento. En base a la información se obtuvo los datos necesarios para realizar el diagrama.

Por otro lado, se evidencia que en los arranques con mayor extensión se presentan eventos en diferentes arranques asociados, que finalmente se hará un ponderado y cuya suma de estos aumentará su nivel de criticidad ya que al pertenecer a un arranque con grandes dimensiones cuenta con mayor número de arranques asociados.

Tabla 5. Cálculo diagrama de Pareto informe operativo 2019.

CALCULO DEL DIAGRAMA DE PARETO - EVENTOS NO PROGRAMADOS				
ARRANQUE	SALIDAS	TRAFOS FALLADOS	PORCENTAJE	% ACUMULADO
<i>SW6302</i>	26	648	60.79%	60.79%
<i>HSW25</i>	11	164	15.38%	76.17%
<i>ESW6853</i>	1	109	10.23%	86.40%
<i>LSW2422</i>	2	40	3.75%	90.15%
<i>HSW38</i>	4	32	3.00%	93.15%
<i>HSW228</i>	1	25	2.35%	95.50%
<i>HSW22</i>	2	14	1.31%	96.81%
<i>PASW2926</i>	1	9	0.84%	97.65%
<i>SW6444</i>	1	9	0.84%	98.50%
<i>PASW2440</i>	3	5	0.47%	98.97%
<i>FSW223</i>	2	4	0.38%	99.34%
<i>PASW3811</i>	1	3	0.28%	99.62%
<i>HSW311</i>	1	2	0.19%	99.81%
<i>PASW3810</i>	2	1	0.09%	99.91%
<i>ESW6858</i>	1	1	0.09%	100.00%
			0.00%	100.00%
			0.00%	100.00%
TOTAL	59	1066	100.0000%	

Fuente: CENS-Grupo EPM.

En la tabla 5, se aplicó una sumatoria de los arranques asociados que pertenecían a un mismo arranque principal, de igual forma se realizó la sumatoria de las salidas y los transformadores. Para obtener los datos en porcentaje, que

representa su equivalencia el número de transformadores fallados con respecto al total de los transformadores de dichos eventos, ordenados de mayor a menor, para a partir del acumulado de porcentajes evidenciar fácilmente los niveles que representa cada uno de estos arranques.

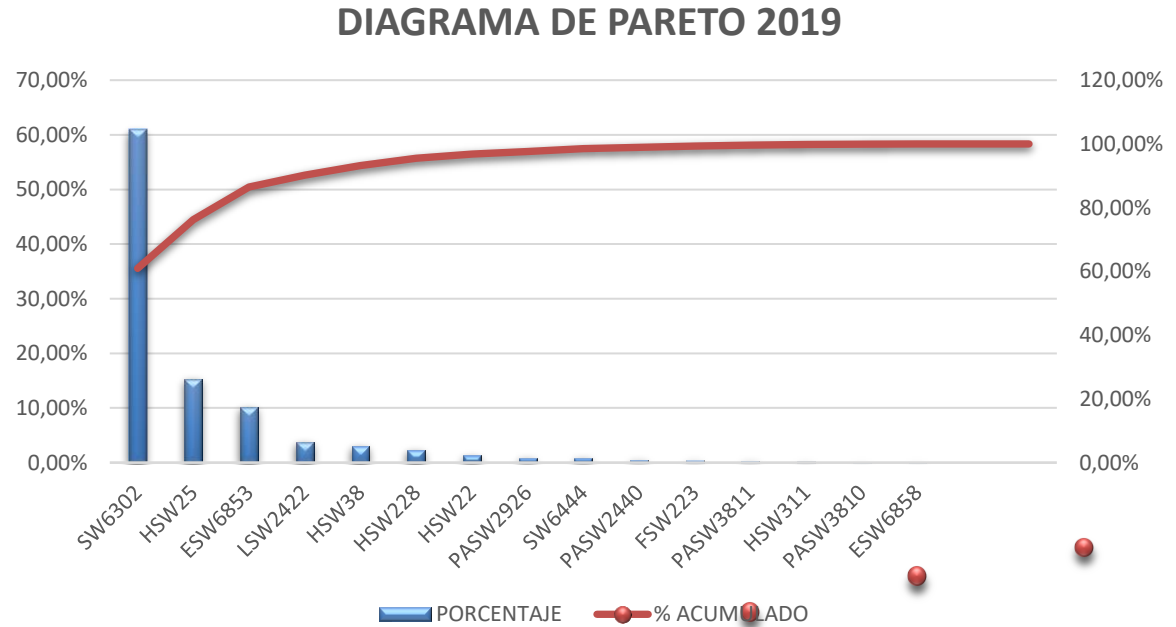


Figura. 12 Diagrama de Pareto fallas 2019.

Con los datos hallados en la tabla 5, se realiza el diagrama de Pareto para las fallas efectuadas en el año 2019, además de esto se observa que, si se elimina las fallas de los arranques SW6302, HSW25 y ESW6853 los cuales representan el 86,40% de las fallas y el resto de los circuitos representan el 13,60%.

Se observa que el 20% de los circuitos representa un 86,40% de fallas acumuladas entonces si se prioriza los tres primeros arranques se tendría un 80% de menos fallas presentes en el circuito PAMC4.

Por otra parte, si soluciona el 80% de las causas, para el diagrama de Pareto del año 2019, que corresponde a los 12 arranques restantes, LSW2422, HSW38, HSW228, HSW22, PASW2926, SW6444, PASW2440, FSW223, PASW3811, HSW311, PASW3810, ESW6858 solamente se mejoraría un 13,60% el número de fallas.

Posteriormente se realizó el mismo procedimiento para los eventos no programados de los años 2018 y 2017.

Tabla 6. Registro de fallas 2018.

EVENTOS NO PROGRAMADOS 2018

<i>PRINCIPAL</i>	<i>ASOCIADO</i>	<i>SALIDAS</i>	<i>TRAFOS FALLADOS</i>	<i>DURACION (Hora)</i>	<i>DNA(kWh)</i>	<i>SAIDI</i>
<i>FSW223</i>	<i>BSW4613</i>	1	3	25,49	22,725	0,00084219
<i>CSW2885</i>	<i>CSW2885</i>	2	4	8,91	26,965	0,000469663
<i>HSW25</i>	<i>CSW3165</i>	1	1	1,01	1,43	0,000013679
<i>ESW6852</i>	<i>ESW6852</i>	1	1		0	0,000142821
<i>ESW6853</i>	<i>ESW6853</i>	2	73	0,58	211,256	0,002393491
<i>ESW6858</i>	<i>ESW6858</i>	3	3	4,54	208,1066	4,51676E-05
<i>SW6302</i>	<i>ESW6860</i>	1	3	2,35	15,144	0,000245172
<i>SW6302</i>	<i>ESW6865</i>	1	11	5,7	19,937	0,000732034
<i>FSW223</i>	<i>FSW223</i>	4	72	144,5	779,122	0,030122932
<i>HSW25</i>	<i>HSW176</i>	1	14	0,28	2,823	0,000023704
<i>SW6302</i>	<i>HSW206</i>	2	8	3,92	56,718	0,001394555
<i>SW6302</i>	<i>HSW207</i>	2	60	2,58	15,014	0,000755043
<i>HSW221</i>	<i>HSW221</i>	1	2	0,66638889	10,61502	0,00013937
<i>HSW229</i>	<i>HSW229</i>	1	37	1,25	75,264	0,000834671
<i>HSW25</i>	<i>HSW24</i>	3	3	8,45722222	16,231656	1,66308E-05
<i>SW6302</i>	<i>HSW263</i>	1	1	115,52	6,097	0,001347329
<i>SW6302</i>	<i>HSW264</i>	1	2	124,61	10,385	0,001211128
<i>SW6302</i>	<i>HSW308</i>	2	14	10,28	3,454	0,000621147
<i>HSW311</i>	<i>HSW311</i>	1	5	40,66	44,105	0,001650224
<i>SW6302</i>	<i>HSW40</i>	1	15	4,41	5,315	0,000523215
<i>HSW67</i>	<i>HSW67</i>	1	8	4,95	412,225	0,006724489
<i>LSW2423</i>	<i>LSW2423</i>	1	30	23,79	788,17	0,009810767
<i>HSW22</i>	<i>PASW2439</i>	2	2	13,82	128,172	0,000838125
<i>PASW2440</i>	<i>PASW2440</i>	1	2	17,65	40,107	0,000886252
<i>SW6302</i>	<i>PASW2543</i>	8	380	51,12	1319,6557	0,027773725
<i>SW6302</i>	<i>PASW2633</i>	1	1	47,7677778	26,670343	0,000753982
<i>HSW25</i>	<i>PASW3139</i>	1	1	5,04583333	4,3029745	9,95563E-06
<i>PASW2440</i>	<i>PASW3239</i>	1	1	4,04	2,569	0,000070197
<i>HSW22</i>	<i>PASW3616</i>	1	5	2,58	5,395	0,000119915
<i>HSW22</i>	<i>PASW3761</i>	1	1	97,6891667	7,1910081	0,000770979
<i>PASW3820</i>	<i>PASW3820</i>	1	1	22,3305556	30,921617	0,000837123
<i>FSW223</i>	<i>SW6455</i>	1	1	2,28333333	0,8467361	2,70307E-05
<i>FSW223</i>	<i>SW6457</i>	1	2	160,56	29,212	0,002509348
<i>FSW223</i>	<i>SW6460</i>	1	1	78,4413889	2,0699811	0,000464304
<i>HSW25</i>	<i>TOSW3236</i>	2	2	218,21	66,068	0,000424839

Fuente: CENS-Grupo EPM.

Tabla 7. Cálculo diagrama de Pareto informe operativo 2018.

<i>CALCULO DEL DIAGRAMA DE PARETO - EVENTOS NO PROGRAMADOS 2018</i>				
<i>ARRANQUE</i>	<i>SALIDAS</i>	<i>TRAFOS FALLADOS</i>	<i>PORCENTAJE</i>	<i>% ACUMULADO</i>
<i>SW6302</i>	20	495	64,29%	64,29%

<i>FSW223</i>	8	79	10,26%	74,55%
<i>ESW6853</i>	2	73	9,48%	84,03%
<i>HSW229</i>	1	37	4,81%	88,83%
<i>LSW2423</i>	1	30	3,90%	92,73%
<i>HSW25</i>	8	21	2,73%	95,45%
<i>HSW67</i>	1	8	1,04%	96,49%
<i>HSW22</i>	4	8	1,04%	97,53%
<i>HSW311</i>	1	5	0,65%	98,18%
<i>CSW2885</i>	2	4	0,52%	98,70%
<i>ESW6858</i>	3	3	0,39%	99,09%
<i>PASW2440</i>	2	3	0,39%	99,48%
<i>HSW221</i>	1	2	0,26%	99,74%
<i>ESW6852</i>	1	1	0,13%	99,87%
<i>PASW3820</i>	1	1	0,13%	100,00%
			0,00%	100,00%
			0,00%	100,00%
			0,00%	100,00%
TOTAL	56	770	100,00%	

Fuente: CENS-Grupo EPM.

DIAGRAMA DE PARETO 2018

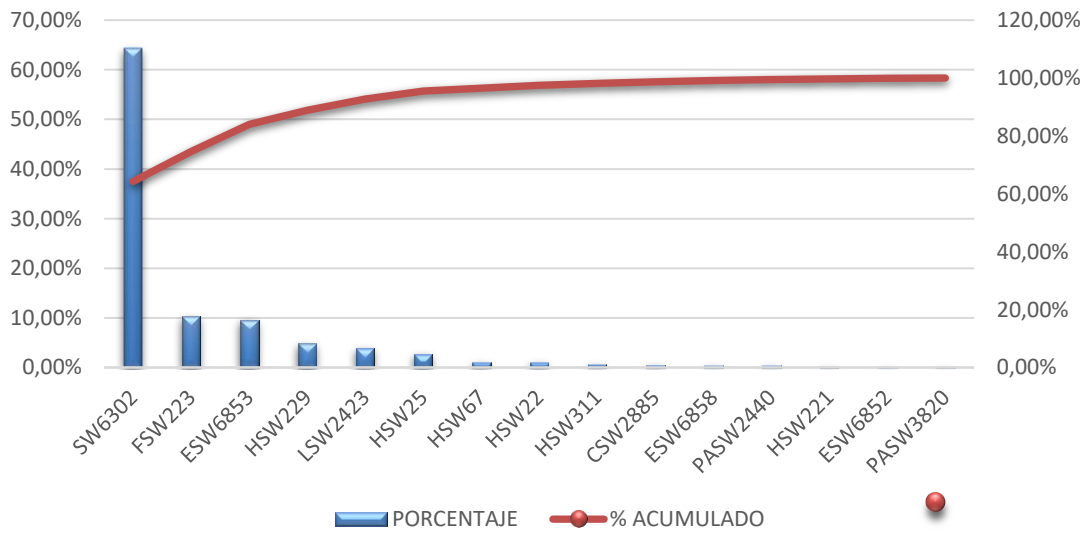


Figura. 13 Diagrama de Pareto fallas 2018.

Con los datos hallados en la tabla 7, se realiza el diagrama de Pareto para las fallas no programadas en el año 2018, además de esto se observa que, si se eliminan las fallas de los arranques SW6302, FSW223 y ESW6853 los cuales

representan el 84,03% de las fallas y el resto de los circuitos representan el 15,97%.

El 20% de los circuitos representa un 84.03% de fallas acumuladas entonces, si se soluciona el 80% de las causas, para el diagrama de Pareto del año 2018, que corresponde a los 12 arranques restantes, HSW229, LSW2423, HSW25, HSW67, HSW22, HSW311, CSW2885, ESW6858, PASW2440, HSW221, ESW6852 y PASW3820 solamente se mejoraría un 15,97% el número de fallas.

Adicionalmente se obtiene información del informe operativo del 2017 y se aplicó el mismo procedimiento.

Tabla 8. Registro de fallas 2017.

<i>EVENTOS NO PROGRAMADOS 2017</i>				
<i>PRINCIPAL</i>	<i>ASOCIADO</i>	<i>SALIDAS</i>	<i>TRAFOS FALLADOS</i>	<i>DURACION(Hora)</i>
<i>FSW223</i>	<i>BSW4613</i>	2	5	41,05
<i>ESW6854</i>	<i>ESW6854</i>	2	2	7,12
<i>HSW25</i>	<i>ESW7133</i>	1	6	17,37638889
<i>FSW223</i>	<i>FSW223</i>	1	18	40,04333333
<i>SW6444</i>	<i>GSW3944</i>	1	1	24,61194444
<i>HSW25</i>	<i>HSW176</i>	8	786	1,037222222
<i>SW6302</i>	<i>HSW207</i>	6	162	74,89555556
<i>HSW22</i>	<i>HSW22</i>	1	11	4,045
<i>HSW221</i>	<i>HSW221</i>	4	8	8,842222222
<i>HSW229</i>	<i>HSW229</i>	1	203	47,32888889
<i>HSW25</i>	<i>HSW24</i>	1	1	1,603333333
<i>HSW25</i>	<i>HSW25</i>	3	619	3,385833333
<i>HSW254</i>	<i>HSW254</i>	2	2	49,86083333
<i>SW6302</i>	<i>HSW261</i>	1	2	48,77
<i>SW6302</i>	<i>HSW264</i>	1	2	74,66638889
<i>HSW35</i>	<i>HSW35</i>	1	7	1,866111111
<i>HSW36</i>	<i>HSW36</i>	2	2	61,11861111
<i>HSW38</i>	<i>HSW38</i>	2	16	16,16166667
<i>SW6302</i>	<i>HSW39</i>	1	11	33,00972222
<i>SW6302</i>	<i>HSW40</i>	4	59	95,07055556
<i>HSW67</i>	<i>HSW67</i>	1	8	7,1
<i>LSW2423</i>	<i>LSW2423</i>	1	30	4,628611111
<i>PASW2440</i>	<i>PASW2440</i>	1	2	1,224166667
<i>HSW25</i>	<i>PASW2524</i>	1	8	25,34333333
<i>SW6302</i>	<i>PASW2543</i>	3	165	11,27305556
<i>SW6302</i>	<i>PASW2622</i>	2	6	4,933888889
<i>HSW22</i>	<i>PASW3616</i>	1	4	1,216666667

PASW3819	PASW3819	1	2	99,81194444
PASW3820	PASW3820	1	1	24,07083333
FSW223	SW6459	1	3	55,29111111
SW6302	SW6301	1	58	3,258055556
SW6699	SW6699	1	1	23,13333333
HSW22	SW7319	1	1	9,470555556

Fuente: CENS-Grupo EPM.

Tabla 9. Cálculo diagrama de Pareto informe operativo 2017.

CALCULO DEL DIAGRAMA DE PARETO - EVENTOS NO PROGRAMADOS 2017				
ARRANQUE	SALIDAS	TRAFOS FALLADOS	PORCENTAJE	% ACUMULADO
HSW25	14	1420	64,20%	64,20%
SW6302	19	465	21,02%	85,22%
HSW229	1	203	9,18%	94,39%
LSW2423	1	30	1,36%	95,75%
FSW223	4	26	1,18%	96,93%
HSW22	3	16	0,72%	97,65%
HSW38	2	16	0,72%	98,37%
HSW221	4	8	0,36%	98,73%
HSW67	1	8	0,36%	99,10%
HSW35	1	7	0,32%	99,41%
ESW6854	2	2	0,09%	99,50%
HSW254	2	2	0,09%	99,59%
HSW36	2	2	0,09%	99,68%
PASW2440	1	2	0,09%	99,77%
PASW3819	1	2	0,09%	99,86%
SW6444	1	1	0,05%	99,91%
PASW3820	1	1	0,05%	99,95%
SW6699	1	1	0,05%	100,00%
			0,00%	100,00%
TOTAL	61	2212	100,00%	

Fuente: CENS-Grupo EPM.

DIAGRAMA DE PARETO 2017

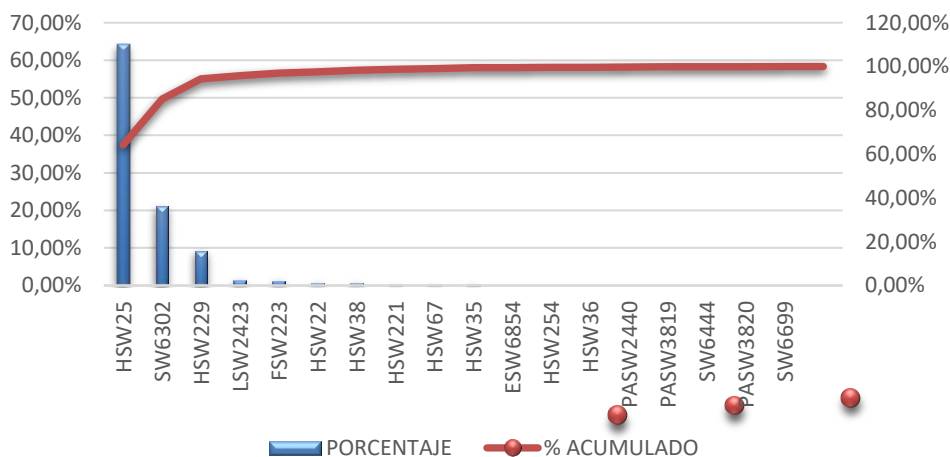


Figura. 14 Diagrama de Pareto fallas 2017.

Con la información del informe operativo se registró los datos para posteriormente realizar el diagrama de Pareto, para las fallas no programadas en el año 2017, además de esto se observa que el 85,22% de las fallas son pertenecientes a los circuitos de HSW25 y SW6302 los cuales representan un 11.11% de las causas, si se elimina este porcentaje de causas se elimina el 85,22% de las fallas totales.

Al comparar las estadísticas en los tres últimos años se puede ver que el que el arranque con más fallas presentes en el año 2017 fue el HSW25 con un total de 1420 fallas en 14 salidas presentadas, gracias a la priorización de la empresa se redujo al 2018 con 8 salidas y un total de 21 transformadores fallados, pero en 2019 nuevamente presenta 11 salidas, pero esta vez con un total de 164 transformadores fallados.

Respecto a el arranque principal SW6302, es uno de los que se mantiene en los primeros puesto de criticidad en los tres años, presentando 19 salidas y un total de 465 transformadores fallados, en el 2018 aumento estos valores a 20 salidas y 495 transformadores fallados, posteriormente en el año 2019 estos índices aumentaron a 26 salidas con un total de transformadores fallados de 648, es uno de los arranques con mayor extensión por lo cual es necesario para la empresa reducir esté número de fallas presentes.

Así mismo el alimentador ESW6853, pasó de tener 2 salidas en el año 2018 a tener 1 salida en el 2019, pero con un mayor número de transformadores fallados, en el caso del alimentador HSW25 se observa un incremento en el número de salidas, en el 2018 y con un total de 21 transformadores fallados, en el 2019 se presentaron 12 salidas y con un mayor número de transformadores fallados con un total de 186 transformadores fallados.

Arranques críticos salidas y transformadores fallados años 2019,2018 y 2017

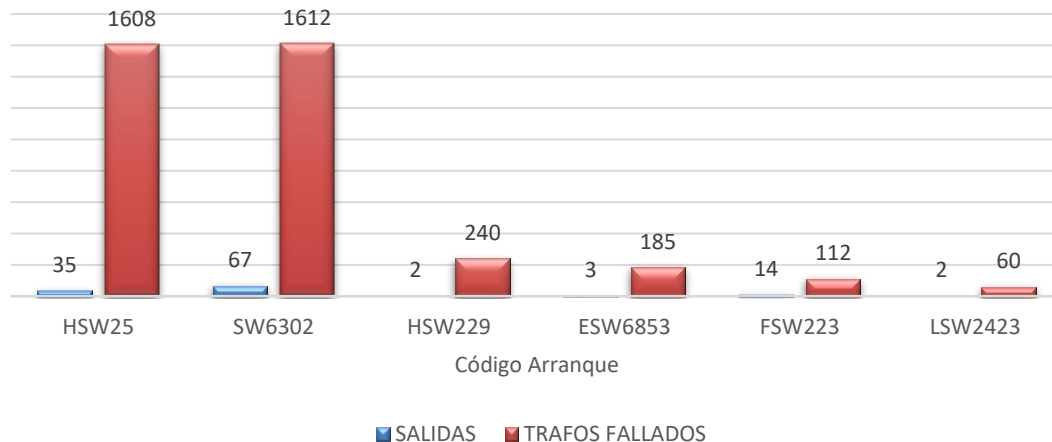


Figura. 15 Arranques con mayor número de transformadores fallados

Al realizar un cruce de información de los últimos tres años de los informes operativos vemos que los arranques SW6302, HSW25, HSW229, ESW6853 y FSW223 en los tres años cuentan con un mayor número de transformadores fallados, por esta razón son los que están representando un mayor número de interrupciones con el fin de priorizar los arranques se hace un análisis de los últimos tres años seleccionado estos seis arranques los cuales tienen un mayor porcentaje de fallas, como se muestra en la figura 15, los dos arranques más críticos son HSW25 y SW6302, los cuales representan un número de transformadores fallados de 1608 y 1612 respectivamente pero el arranque con un mayor número de salidas es SW6302 el cual cuenta con 67 salidas en los últimos 3 años.

4.3 POSIBLES FALLAS Y CAUSAS EN LOS ARRANQUES DEL ALIMENTADOR PAMC4.

Las fallas se pueden clasificar dependiendo de su origen sea interno o externo, las fallas externas pueden ser causadas por descargas atmosféricas y por condiciones de operación y las fallas de origen interno pueden deberse a las condiciones del material o equipo que pertenezcan a los activos de la red.

Estas fallas pueden ser controladas ya sea con un adecuado diseño del sistema de distribución, mediante mantenimientos y seguimientos periódicos que permitan dar un buen servicio de calidad.

Las causas de las fallas se encuentran registradas en los informes operativos de la empresa, por esta razón del informe operativo del año 2019, se obtuvo un total de 59 salidas, se analizó la causa de estas salidas para ejecutar un plan de acción de igual forma en el año 2018, se obtuvo 56 salidas y para el año 2017 un total de 61 salidas.

Las causas presentes en el alimentador pueden ser por fallas en los componentes como lo son en el corta circuitos, DPS, fusibles, porta fusible, línea o conductores y transformadores de distribución, además existen causas que se dan por condiciones naturales como descargas atmosféricas, vientos fuertes las cuales no pueden ser controladas, pero si pueden ser minimizadas con un buen diseño y mediante un mantenimiento constante, igualmente están presentes las salidas que corresponden a mantenimientos ejecutados al alimentador.

Los mantenimientos constantes e inspecciones visuales atacan y previenen las fallas pertenecientes a la causa de objetos o ramas sobre la red en los cuales se evalúa el estado de la servidumbre, la cual corresponde a la zona donde se encuentra todo el largo y ancho de la línea de transmisión.

A continuación, se presenta el análisis de fallas realizado a los arranques que presentaron eventos en los años 2019, 2018 y 2017, gracias a la información de los informes operativos realizados por los encargados de mantenimiento del alimentador PAMC4 los cuales se representarán por medio de una tabla para conocer la cantidad de salidas que se presentaron por cada causa.

Tabla 10. Causas de fallas en los arranques del alimentador PAMC4 de CENS en el año 2019.

CAUSA	SW6302		HSW25		ESW6853		LSW2422		HSW38		HSW228		HSW22		PASW2926		SW6444		PASW2440		FSW223		PASW3811		HSW311		PASW3810		ESW6858		
	VECES	DURACIÓN(H)	VECES	DURACIÓN(H)	VECES	DURACIÓN(H)	VECES	DURACIÓN(H)	VECES	DURACIÓN(H)	VECES	DURACIÓN(H)	VECES	DURACIÓN(H)	VECES	DURACIÓN(H)	VECES	DURACIÓN(H)	VECES	DURACIÓN(H)	VECES	DURACIÓN(H)	VECES	DURACIÓN(H)	VECES	DURACIÓN(H)	VECES	DURACIÓN(H)	VECES	DURACIÓN(H)	
<i>CORTA CIRCUITOS</i>			1	8.79			1	3.59																							
<i>FALLADO</i>																															
<i>DESCARGAS</i>	3	8.36					1	16.4	1	12.3											1	82.07			1	46					
<i>ATMOSFÉRICAS</i>																															
<i>DPS EN FALLA</i>	1	59.81																													
<i>FUSIBLES</i>	18	218.9	3	46.82					1	8.53			1	2.09								1	116.9	1	0.41			2	6.79	1	3.74
<i>FALLADOS</i>																															
<i>LINEA ROTA</i>	1	3.27									1	1.15							2	8.12											
<i>MANTENIMIENTO</i>	1	7.62	5	39.09	1	9.38								1	4.28																
<i>PREVENTIVO</i>																															
<i>OBJETO SOBRE LA</i>										1	4.67																				
<i>RED</i>																															
<i>RAMAS SOBRE LA</i>	1	3.83								1	6.04							1	5.5												
<i>RED</i>																															
<i>TRAFO FALLADO</i>			2	5.49									1	1.1																	
<i>TRASLADO DE</i>																															
<i>RED</i>																															
<i>VIENTOS</i>	1	4.47																													
<i>FUERTES</i>																															
<i>TOTAL</i>	26	306.2	11	100.2	1	9.38	2	19.99	4	31.5	1	1.15	2	3.19	1	4.28	1	5.5	3	12.04	2	198.97	1	0.41	1	46	2	6.79	1	3.74	

Fuente: CENS-Grupo EPM.

Tabla 11. Causas de fallas en los arranques del alimentador PAMC4 de CENS en el año 2018.

CAUSA	SW6302	FSW223	ESW6853	HSW229	LSW2423	HSW25	HSW67	HSW22	HSW311	CSW2885	ESW6858	PASW244 0	HSW221	ESW6852	PASW382 0															
	VECES DURACIÓN(H)	VECES DURACIÓN(H)	VECES DURACIÓN(H)	VECES DURACIÓN(H)	VECES DURACIÓN(H)	VECES DURACIÓN(H)	VECES DURACIÓN(H)	VECES DURACIÓN(H)	VECES DURACIÓN(H)	VECES DURACIÓN(H)	VECES DURACIÓN(H)	VECES DURACIÓN(H)	VECES DURACIÓN(H)	VECES DURACIÓN(H)	VECES DURACIÓN(H)															
CORTA CIRCUITOS FALLADO			1	0.58				1	0.28			1	0.58																	
DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	7	46.99	3	113.8																										
FUSIBLES FALLADOS	12	338.8	3	58.46		1	23.79	4	85.77		3	104.83	1	40.66	1	4.06		1	17.65		1	73	1	22.33						
LINEA ROTA	1	3.57	1	78.44				1	1.01				1	4.04																
MANTENIMIENTO PREVENTIVO			1	4.17	1	1.25				1	4.95	1	9.25			1	4.17													
OBJETO SOBRE LA RED								1	1.98										1	0.666										
POSTE PARTIDO								1	143.9																					
RAMAS SOBRE LA RED		1	160.5																											
TRAFO FALLADO												1	4.85																	
TOTAL	20	389.3	8	411.2	2	4.7	1	1.25	1	23.79	8	233.00	1	4.95	4	114.08	1	40.66	2	8.91	2	4.75	2	21.69	1	0.666	1	73	1	22.33

Fuente: CENS-Grupo EPM.

Tabla 12. Causas de fallas en los arranques del alimentador PAMC4 de CENS en el año 2017.

CAUSA	HSW25		SW6302		HSW229		LSW2423		FSW223		HSW22		HSW38		HSW221		HSW67		HSW35		ESW6854		HSW254		HSW36		PASW2440		
	VECES	DURACIÓN(H)	VECES	DURACIÓN(H)	VECES	DURACIÓN(H)	VECES	DURACIÓN(H)	VECES	DURACIÓN(H)	VECES	DURACIÓN(H)	VECES	DURACIÓN(H)	VECES	DURACIÓN(H)	VECES	DURACIÓN(H)	VECES	DURACIÓN(H)	VECES	DURACIÓN(H)	VECES	DURACIÓN(H)	VECES	DURACIÓN(H)	VECES	DURACIÓN(H)	VECES
CORTA									1	55.29	1	1.22																	
CIRCUITOS																													
FALLADO																													
DESCARGAS			1	7.85																									
ATMOSFÉRICAS			1	74.67																									
DPS EN FALLA																													
FUSIBLES	6	22.72	14	173.64		1	4.63	2	41.76	1	9.47	2	17.65	2	2.33			1	1.87	1	4.92	2	49.86	2	61.12	1	1.22		
FALLADOS																													
MANTENIMIENTO	6	5.44	1	7.05										1	7.8	1	7.1			1	2.2								
PREVENTIVO																													
OBJETO SOBRE														1	3.33														
LA RED																													
POSTE PARTIDO	1	25.34																											
RAMAS SOBRE									1	41.05																			
LA RED																													
TRAFO FALLADO			2	86.77																									
VIENTOS	1	0.08			1	47.33				1	4.045																		
FUERTES																													
TOTAL	14	53.58	19	349.98	1	47.33	1	4.63	4	138.10	3	14.73	2	17.65	4	13.46	1	7.1	1	1.87	2	7.12	2	49.86	2	61.12	1	1.22	

Fuente: CENS-Grupo EPM.

En la tabla 10, se muestra los quince arranques que presentaron eventos en el año 2019 identificando a cada uno de ellos la causa de su salida y la duración en horas de dicha salida, de la misma forma en la tabla 11, se muestra los arranques que presentaron eventos en el año 2018 identificando cada uno de ellos el número de salidas por la causa específica y su duración, adicional en la tabla 12, se reflejan los 14 arranques de los 18 que presentaron fallas, donde cada uno de ellos muestra el número de salidas por la causa específica y su respectiva duración en horas.

Con la finalidad de visualizar los datos de una forma gráfica fue importante hacer un ponderado de cada una de las fallas como se puede identificar en la tabla 13, tabla 14 y tabla 15, de las fallas presentadas en los años 2019, 2018 y 2017 respectivamente, donde se muestra en forma porcentual el número de salidas y la duración, posteriormente se realizó la gráfica que representa los datos.

Tabla 13. Porcentaje de salidas y horas de fallas presentadas en 2019.

TIPO DE CAUSA	SALIDAS	%SALIDAS	DURACIÓN(HORA)	%DURACIÓN
CORTA CIRCUITOS FALLADO	2	3.39%	12.38	1.65%
DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	7	11.86%	164.76	22.00%
DPS EN FALLA	1	1.69%	59.81	7.98%
FUSIBLES FALLADOS	28	47.46%	404.15	53.96%
LINEA ROTA	4	6.78%	12.54	1.67%
MANTENIMIENTO PREVENTIVO	8	13.56%	60.37	8.06%
OBJETO SOBRE LA RED	1	1.69%	4.67	0.62%
RAMAS SOBRE LA RED	3	5.08%	15.37	2.05%
TRAFO FALLADO	3	5.08%	6.59	0.88%
TRASLADO DE RED	1	1.69%	3.92	0.52%
VIENTOS FUERTES	1	1.69%	4.47	0.60%
TOTAL	59	100.00%	749.03	100.00%

Fuente: CENS-Grupo EPM.

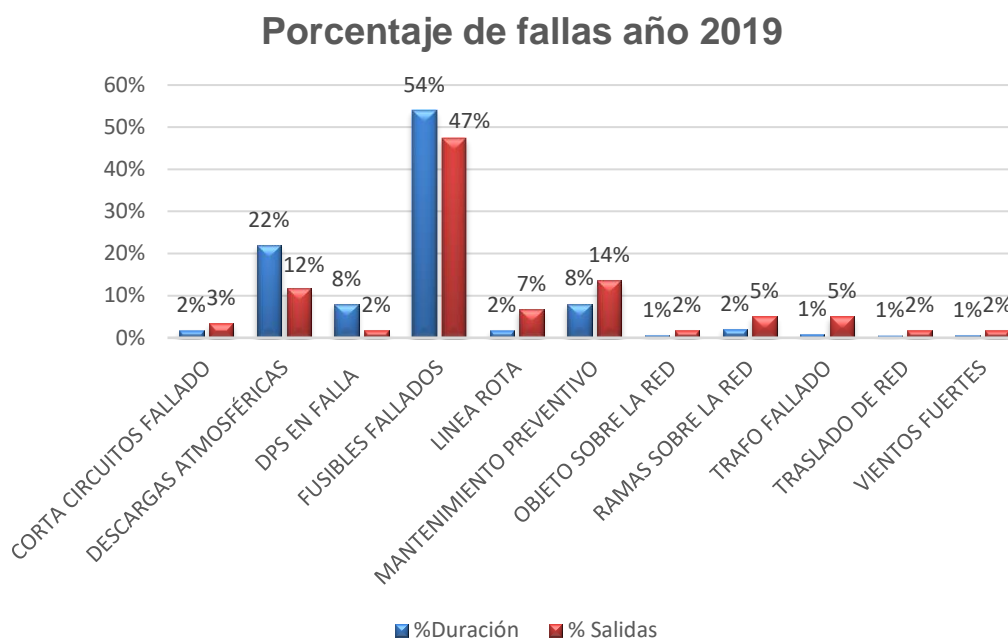


Figura. 16 Porcentaje de salidas y horas de fallas presentadas en 2019.

La figura 16 corresponde a el porcentaje de fallas presentadas en el año 2019, donde se muestra el porcentaje de salidas y el porcentaje de duración por cada una de las causas presentadas en el años 2019 con el cual se determinó la causa que representó mayor porcentaje de salidas, 47% de la salidas fueron por causas de los fusibles fallados la cual representó 28 salidas de 59 ocurridas por todas las causas, y la duración de dichas salidas suman un 54% respecto a todas las causas por los eventos presentados en el año 2019, reflejando este valor en horas representan 404.15 Horas, seguidamente el mantenimiento preventivo realizado en los arranques principales del alimentador PAMC4 representaron un 14% pero el porcentaje de duración fue 8%, comparando el porcentaje de salidas por descargas atmosféricas que fue de un 12% pero el porcentaje de duración sobrepasa el 22%, representaron estos porcentajes debido a que los mantenimientos preventivos se hacen con tiempo controlado, pero las fallas por descargas atmosféricas u otras causas que no tengan previsto los tiempos de desconexión se deben sumar a tiempos que no son controlables para los operadores.

El análisis realizado para las causas de línea rota deriva de líneas flojas o sin tensión, estas representan un 7% de las salidas ya que por ser un alimentador con una longitud grande puede verse afectada por objetos sobre la red que causas este tipo de fallas, pero con un 2% de porcentaje de duración.

Tabla 14. Porcentaje de salidas y horas de fallas presentadas en 2018.

TIPO DE CAUSA	SALIDAS	%SALIDAS	DURACIÓN(HORA)	%DURACIÓN
CORTA CIRCUITOS FALLADO	2	3.57%	0.86	0.06%
DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	10	17.86%	160.81	11.71%
FUSIBLES FALLADOS	31	55.36%	792.33	57.72%
LINEA ROTA	4	7.14%	87.06	6.34%
MANTENIMIENTO PREVENTIVO	4	7.14%	19.62	1.43%
OBJETO SOBRE LA RED	2	3.57%	2.65	0.19%
POSTE PARTIDO	1	1.79%	143.96	10.49%
RAMAS SOBRE LA RED	1	1.79%	160.56	11.70%
TRAFO FALLADO	1	1.79%	4.85	0.35%
TOTAL	56	100.00%	1372.70	100.00%

Fuente: CENS-Grupo EPM.

Porcentaje de fallas año 2018

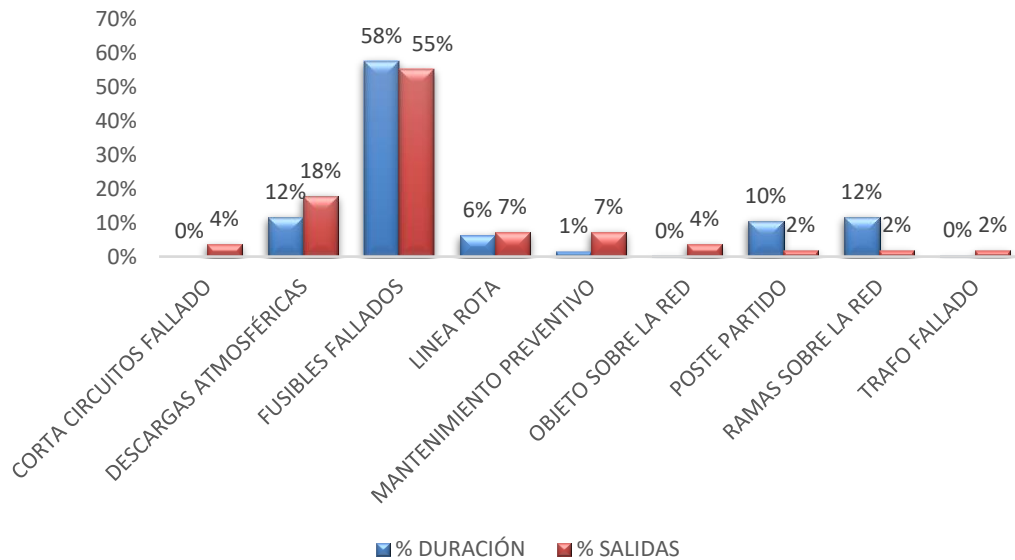


Figura. 17 Porcentaje de salidas y horas de fallas presentadas en 2018.

En la figura 17, correspondiente a el porcentaje de fallas presentadas en el 2018, se puede evidenciar el porcentaje que representó cada una de las causas por las que el alimentador presento salidas y su respectiva duración durante el año 2018, se observa que el 55% de las salidas fueron causadas por fallas en los fusibles, las cuales fueron 31 salidas por causa de estas que representan un 58% de

duración con un total de 792.33 Horas, seguidamente la causa que más presentó salidas fue descargas atmosféricas con 18% de salidas que corresponden a 10 salidas en el año 2018 el cual tuvo una duración de 160.81Horas presentando así un 12% de duración, se evidencia que hay causas las cuales representaron un porcentaje mayor en duración pero en número de salidas representan un porcentaje mucho menor como es el caso de poste partido y ramas sobre la red, las cuales cada una presento un fallo durante el año 2018 representando el 2% de salidas, pero un 10% y 12% de duración respectivamente.

Se aprecia que hubo 56 salidas durante el año 2018 con una duración de 1372.70 Horas, las salidas controladas por mantenimientos preventivos representaron 7% de salidas, pero en caso contrario a todas las otras causas presentó un 1% de duración esto quiere decir que 4 mantenimientos en el alimentador representaron 19.62 Horas, esta duración se ve reflejada en estos porcentajes ya que son salidas que tienen tiempos controlados.

Tabla 15. Porcentaje de salidas y horas de fallas presentadas en 2017.

TIPO DE CAUSA	SALIDAS	%SALIDAS	DURACIÓN(HORA)	%DURACIÓN
CORTA CIRCUITOS FALLADO	2	3.28%	56.51	6.02%
DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	1	1.64%	7.85	0.84%
DPS EN FALLA	1	1.64%	74.67	7.95%
FUSIBLES FALLADOS	39	63.93%	562.81	59.91%
MANTENIMIENTO PREVENTIVO	10	16.39%	29.59	3.15%
OBJETO SOBRE LA RED	1	1.64%	3.33	0.35%
POSTE PARTIDO	1	1.64%	25.34	2.70%
RAMAS SOBRE LA RED	1	1.64%	41.05	4.37%
TRAFO FALLADO	2	3.28%	86.77	9.24%
VIENTOS FUERTES	3	4.92%	51.46	5.48%
TOTAL	61	100.00%	939.38	100.00%

Fuente: CENS-Grupo EPM.

Porcentaje de fallas año 2017

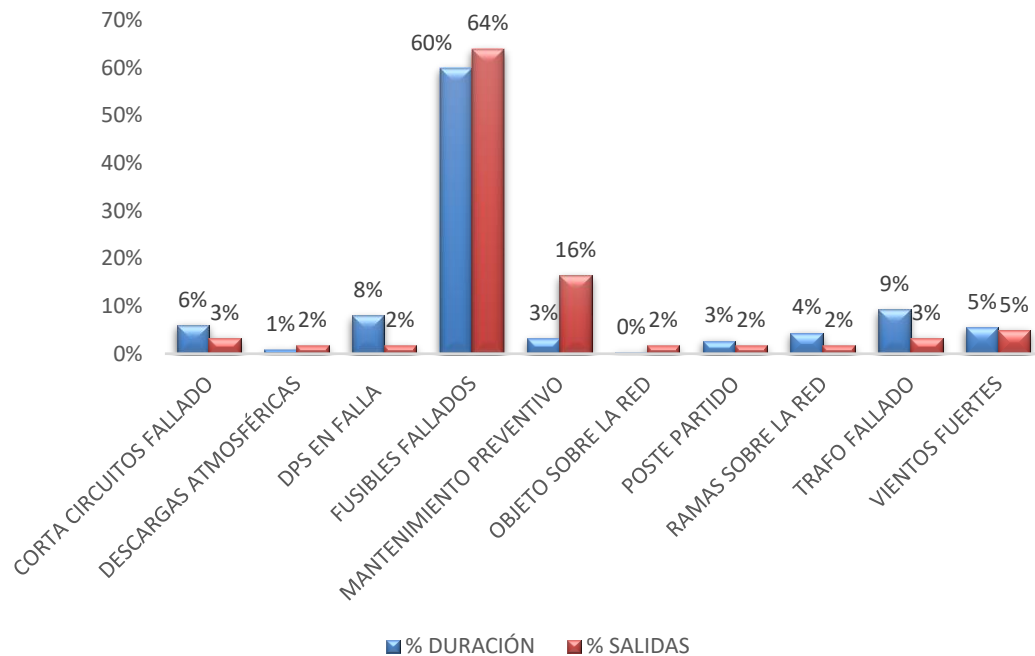


Figura. 18 Porcentaje de salidas y horas de fallas presentadas en 2017.

La figura 18 corresponde a el porcentaje de fallas presentadas en el año 2017, donde se evidencia que el mayor porcentaje de salidas en los tres últimos años fueron por causas de los fusibles, en el año 2017 con un porcentaje del 64% en las salidas y un 60% los cuales representan 39 salidas y 562.81 Horas, es importante destacar que el arranque con mayor número de salidas por esta causa fue el arranque principal con código SPARD SW6302 con un total de 14 salidas, es uno de los arranques con mayor longitud.

Las salidas por causa de mantenimiento preventivo fue la segunda causa que más representó mayor porcentaje de salidas con un 16% de salidas y un solo 3% de duración, con 10 salidas y una duración de 29.59 Horas, este porcentaje de duración refleja que las salidas por causas de mantenimiento representan un menor tiempo de reparación a comparación de las otras causas, durante el año 2017 se presentaron 2 transformadores fallados que representan el 3% de salidas, con un 9% de duración el cual representa 86.77 Horas, estas fallas también se presentaron en el alimentador con código SPARD SW6302.

En el año 2017 se presentaron 61 salidas con un total de 939.38 Horas, donde se evidencian que el porcentaje de duración prevalece respecto al número de fallas, ya que son fallas causadas por elementos los cuales son necesarios ser cambiados para restablecer el servicio.

4.4 MANTENIMIENTOS RECIENTES REALIZADOS AL ALIMENTADOR PAMC4.

Centrales Eléctricas De Norte de Santander cuenta con un equipo especializado para realizar las tareas de mantenimiento, con una cuadrilla dirigida para cada objetivo en específico. En las bases de datos con las que cuenta la empresa dirigidas por los encargados de la gestión de mantenimiento se obtuvo la recopilación de las tareas realizadas durante el primer trimestre del año 2019. Las acciones de mantenimiento se inician con un recorrido de búsqueda de fallas y estado de los equipos para registrar los datos en los formularios ya establecidos, en el cual se evalúa el estado de los equipos especificando material de la estructura, tipo de cruceta, estado del transformador, estado de las protecciones y estado del sistema puesta a tierra, además de esto el estado de los aisladores, el recorrido evaluado cubre todos los arranques del circuito y se genera su respectiva observación para posteriormente evaluar su estado y tomar acciones de intervención.

Seguidamente se especifica el tipo de mantenimiento a realizar en base a la información recolectada, cada observación relevante tiene adjunta una fotografía y su respectivo análisis, ya sea por retención de líneas, realizar podas, o en casos más graves intervenir en cambio y mantenimiento preventivos o dependiendo de su estado correctivos, la descripción de este procedimiento se realiza en la plantilla “Revisión de circuitos MT”.

En la figura 19 se puede observar el último mantenimiento preventivo, en el cual se realizó la inspección visual y evaluación del estado de los activos del circuito PAMC4, este recorrido es dividido por arranque principal con la finalidad de identificar la cantidad de activos que están siendo evaluados siguiendo la estructura del formato de evaluación “Revisión de circuitos MT”, verificando su código respectivo. El operario encargado de la inspección visual describe las recomendaciones y observaciones de mejora ya sea para cambio de elementos, realización de podas, retención de templetes o dependiendo el caso.

CENSA		CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.																																	
		SISTEMA DE GESTIÓN																																	
		PLANTILLA REVISIONES DE CIRCUITOS M.T.																																	
FECHA:		4/01/2019		NIVEL DE TENSIÓN		34.5 KV		13.8 KV		X																									
CELDA:		PAMC4		CÓDIGO DEL ACTIVO																															
CIRCUITO:		PAMC4		CÓDIGO DEL ACTIVO																															
REVISO:		FRANCISCO RUBIO/ORLANDO SAENZ/CARLOS MORA		N°																															
SECTOR:		VIA PAMPLONA CUCUTA		N°																															
No. Estructura	Tipo de Estructura	Material	Estado	Templete	Metalico	Madera	Fibra	Estrado	Potencia (KV)	NE	Fuga de aceite	Seccionador	Corta circuitos	DPS	Filtro	Quemta	Varrilla	Bajante	Resolador	COORDENADA			AISLADORES			Observaciones	Foto (Numero)	Retencionar Linea	Realizar Foto	Intervent					
																				X	Y	R	S	T											
0	RET	C	B	3				B													1202920	1274028	6	P	B	6	P	B	6	P	B	REPETITIVO EN MAL ESTADO PARA CAMBIO			
1	PASO	C	B	1				B													1202960	1274045	1	P	B	1	P	B	1	P	B				
2	PASO	C	B	3	1	1		M	10		NO	C	2								1202960	1274046	1	P	B	1	P	B	1	P	B	CAMBIO DE CRUCETA DE PROTECCIONES, BAJAR DPS A CUBA DE TRANSFORMADOR			
3	PASO	C	B	1				B													1202924	1274054	1	P	B	1	P	B	1	P	B	PODA POR BT			
4	PASO	C	B	1				B													1202464	1274066	1	P	B	1	P	B	1	P	B				
5	PASO	C	B	1				B													1202331	1274066	1	P	B	1	P	B	1	P	B				
6	PASO	C	B	1				B													1202115	1274063	1	P	B	1	P	B	1	P	B				
7	RET	C	B	3	2			B													1202129	1274062	3	P	B	3	P	B	3	P	B	RETENSIONAR TEMPLETE			
8	PASO	C	B	1				B													1202046	1274101	1	P	B	1	P	B	1	P	B				
9	H RET	C	B	3	3			B	15	12356	NO	C	2	2							1201866	1274102	6	P	B	6	P	B	6	P	B	CONEXIÓN DE TRANSFORMADOR INSTALADO EL VIERNES 1 DE JUNIO PARA DIVIDIR CIRCUITO. INSTALAR AJANTES POR HT			
10	H RET	C	B	10	6			B	15	12351	NO	C	7	2							1201622	1274069	9	P	B	14	P	B	12	P	B	2 ARRANQUES POR HT PODA, BAJAR DPS A CUBA DE TRANSFORMADOR, NIDO DE PAJARROS			
11	H RET	C	B	6	4			B	15	NV	NO	C	2	2							1201543	1274575	3	P	B	3	P	B	3	P	B	CAMBIO DE DPS Y CORTACIRCUITOS, BAJAR A DPS A CUBA DE TRAFÓ			
12	RET	C	B	6	4			B				C	2								1201463	1275004	9	P	B	9	P	B	6	P	B	UN ARRANQUE			
13	PASO	C	B	1				B													1201145	1275104	1	P	B	1	P	B	1	P	B				
14	H RET	C	B	7	1	1		B	15	NV	NO	C	2	2							1201435	1275114	6	P	B	6	P	B	6	P	B	BAJAR DPS A CUBA DE TRAFÓ			
15	PASO	C	B	2				B													1201674	1275674	1	P	B	1	P	B	1	P	B				
16	RET	C	B	4	4			B													1201700	1275764	6	P	B	6	P	B	6	P	B				

Figura. 19 Formato Revisión de circuitos MT dirigido al alimentador PAMC4.

De acuerdo con la inspección visual, se realizó una evaluación con la junta directiva involucrando la unidad de mantenimiento y unidad de gestión de activos siguiendo la política y normativa de la empresa, los mantenimientos ejecutados a partir de la inspección realizada se muestran a continuación.

ALIMENTADOR PAMC4					
ESTRUCTURA	OBSERVACION	ACCION A EJECUTAR	MATERIAL	CUADRILLA	ORDEN TRABAJO
2	CAMBIO DE CRUCETA DE PROTECCIONES, BAJAR DPS A CUBA DE TRANSFORMADOR	cambiar cruceta protecciones, cambio DPS, llevar a la cuba	1 cruceta metalica 2 m 2 dados 2 DPS 1 diagonal 110*40 2 perno 1/2 * 1 1/2	M32 PALERMO	302895
7	RETENSIONAR TEMPLETE		2 kilos galvanizado	M32 PALERMO	
10	2 ARRANQUES POR MT PODA, BAJAR DPS A CUBA DE TRANSFORMADOR, NIDO DE PAJAROS	cambio de DPS llevar a Cuba, retirar nido de pajaros	2 dps	M32 PALERMO	302896
11	CAMBIO DE DPS Y CORTACIRCUITOS, BAJAR A DPS A CUBA DE TRAF0	cambio de DPS llevar a Cuba,	2 dps 2 cc	M32 PALERMO	
14	BAJAR DPS A CUBA DE TRAF0		2 dps	M32 PALERMO	
18	ARRANQUE ANTENA CLARO, BAJAR DPS A CUBA DE TRAF0		2 dps	M32 PALERMO	
20	BAJAR DPS A CUBA DE TRAF0		2 dps	M32 PALERMO	
26	DPS DE LINEA	cambio DPS de linea	3 dps	M32 TOLEDO	
28	POSTE EN MAL ESTADO; TERENO DESLIZADO. CAMBIO DE POSTE Y REUBICACION (PRIORIDAD ALTA)	cambio y reubicacion de poste	1 poste fibra 12*510 2 cruceta metalica 2.4 m 2 diagonal en V 110*40 4perno 1/2 * 1 1/2 6 aislador PIN 2 ESPARRAGO 5/8 X 2 PERNO 5/8 X 10 6 perno PIN 1 TEMplete COMPL 2 m acsr # 2	M32 TOLEDO	302486
36	RETENSIONAR 3 TEMPLETES ARRANQUE PALMAS	retensionar templetes	3 kilos galvanizado	M05 TOLEDO	
40	PODA, DPS DE LINEA	cambio DPS linea	3 dps	M05 TOLEDO	
		instalar coratcircuitos repetitivos arranque tos w sector rionegro TOSW 3124	15 metros acsr #2 3 dados 3 CC repetitivos	M05 TOLEDO	

Figura. 20 Mantenimientos del alimentador PAMC4.

En el primer trimestre del 2019 de acuerdo con la información de la inspección visual se realizaron 12 mantenimientos como se muestra en la figura 20, en esta se describe la acción realizada y a cuantas estructuras o activos es dirigida cada uno de estos mantenimientos, la evaluación de costos depende del tiempo de ejecución, lista de materiales y cuadrilla que ejecuta la acción, la adquisición de estos materiales hace parte del equipo de compras de la empresa, es importante destacar que las podas por ser un sector rural son ejecutadas de cormas cíclica cubriendo la ruta de las líneas de trasmisión.

Por otra parte, los beneficios de estas acciones son reflejados satisfactoriamente ya que permitió la prolongación de la vida útil de los activos a los que se le realizó limpieza y reparación de piezas y aumento la fiabilidad, confiabilidad del sistema haciendo la sustitución de los activos que se encontraban en mal estado.

4.5 COSTOS POR DE DEMANDA NO ATENDIDA.

La demanda no atendida es ocasionada por desconexiones programadas y forzadas, causadas por fallas en las líneas, transformadores, generadores, mantenimientos y eventos programados por agentes externos, por esta razón se suspende el servicio al usuario y es costo de energía que el prestador del servicio ve como pérdidas.

La tarifa del kWh es definida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) mediante la resolución CREG 119 de 2007 y esta es aplicada por cada uno de los prestadores de servicio público domiciliario de energía eléctrica a sus usuarios finales.

La variación del costo unitario (\$/kWh) varia mensualmente y este depende de las variables como el índice de precios del consumidor, la oferta y demanda de energía, entre otros.

Los componentes del costo unitario de prestación del servicio son:

- G: Costo de compra de la energía.
- T: Costo por uso del Sistema Nacional de Transmisión.
- D: Costo por uso de sistemas de distribución.
- CV: Margen de comercialización.
- PR: Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía.
- R: Costo de Restricciones y de Servicios asociados con generación.

La sumatoria de estos seis componentes proporciona el valor del costo unitario de prestación del servicio CU en (\$/kWh).

El componente G (Generación) representa el costo de compra de la energía que realiza el comercializador en el Mercado Mayorista, su variación está sujeta a los precios de la Bolsa de Energía, es importante resaltar que ese valor en Colombia presenta cambios de un periodo a otro ya que hay generadores de energía eléctrica hidráulicos y térmicos.

En el componente T (Transmisión), que es el costo por uso del Sistema de Transmisión Nacional (STN) la cual es la red de alta tensión que abarca una gran parte del país y la variación de este componente está dada principalmente por el Índice de Precios al Productor.

El componente D (Distribución), representa el costo por el uso del sistema de distribución, que está compuesto por todos los elementos como conductores, transformadores, postes, y demás utilizados para llevar la energía eléctrica desde el STN hasta los usuarios finales.

El componente CV (Comercialización), que incluye los costos variables por energía de la actividad de comercialización, varía principalmente por el Índice de Precios al Consumidor.

El componente PR (Pérdidas), remunera el costo incurrido por la compra, transporte y reducción de las pérdidas de energía eléctrica.

El último componente R (Restricciones), remunera los costos por restricciones y otros servicios asociados con generación, estas restricciones son básicamente sobrecostos en los que se incurre en la operación del sistema.

Durante cada período la empresa Centrales Eléctricas de Norte de Santander actualiza las tarifas que cobran a sus usuarios aplicando las variaciones en los índices de precios que las fórmulas contienen, los valores del costo unitario del kWh desde enero de 2017 a diciembre de 2019 se ven reflejados en la tabla 16, con la finalidad de obtener un promedio del costo unitario anual y posteriormente calcular el costo por la demanda no atendida (DNA).

Tabla 16. Valor histórico de kWh - Costo Unitario (CU)

Valor histórico de kWh - Costo Unitario (CU)					
2017	\$/kWh	2018	\$/kWh	2019	\$/kWh
ENERO	460,07	ENERO	490	ENERO	523,7
FEBRERO	474,8	FEBRERO	494	FEBRERO	531,4
MARZO	490,3	MARZO	517	MARZO	550,9
ABRIL	495,7	ABRIL	508,9	ABRIL	542
MAYO	480,5	MAYO	503,4	MAYO	519,6
JUNIO	478,7	JUNIO	516,8	JUNIO	523,3
JULIO	489,6	JULIO	521,3	JULIO	522,8
AGOSTO	497,3	AGOSTO	519,3	AGOSTO	534
SEPTIEMBRE	485,1	SEPTIEMBRE	523,2	SEPTIEMBRE	535
OCTUBRE	485,7	OCTUBRE	521,8	OCTUBRE	546,6
NOVIEMBRE	487,2	NOVIEMBRE	523	NOVIEMBRE	556,1
DICIEMBRE	487	DICIEMBRE	530,5	DICIEMBRE	533
Promedio	484,33	Promedio	514,1	Promedio	534,86

Fuente: CENS-Grupo EPM.

La empresa CENS a partir del año 2018 en los informes operativos introduce el valor de la Demanda No Atendida (DNA) que corresponde a la energía que deja de entregar a los usuarios, la energía no suministrada es un estimado a partir del

pronóstico del periodo horario ajustándolo con la relación que se obtuvo, para el periodo anterior del evento entre la demanda real y el pronóstico de ese periodo.

Los costos por demanda no atendida en los años 2018 y 2019 se pueden observar en la tabla 17, en la cual gracias a los informes operativos se obtuvo la sumatoria del DNA de cada uno de los arranques de todo el alimentador, para el año 2019 dio un total de 5.656,809 kWh y para el 2018 un total de 4.394,28 kWh, realizando un promedio del costo unitario del kWh para el año 2019 el costo unitario fue de \$534,86(pesos), para el año 2018 \$514,1(pesos) y para el 2017 \$484,33(pesos) como se puede observar en la tabla anterior, el costo por Demanda No Atendida para la empresa en el año 2019 dio un total de \$3'025.638,57(pesos) y para el año 2018 un total de \$2'259.101,22(pesos).

Tabla 17. Costo por Demanda No Atendida

<i>AÑO</i>	<i>DNA(kWh)</i>	<i>\$/kWh</i>	<i>\$(pesos)</i>
2019	5.656,809	534,866667	3'025.638,57
2018	4.394,28364	514,1	2'259.101,22

Fuente: CENS-Grupo EPM.

CAPÍTULO V. PLAN DE MANTENIMIENTO OPTIMIZADO (PMO)

El mantenimiento tiene uno de los mayores costos operativos controlables, por esta razón el mantenimiento internamente en la empresa debe ser visto no solo como un costo que debe ser evitado, sino como una posibilidad de brindar unos servicios con una excelente calidad basada en confiabilidad, pero al mínimo costo. Con el fin de garantizar a los activos físico-productivos una mayor productividad con un desempeño continuo.

Por esta razón la ingeniería de mantenimiento debe ser aplicada en estos casos para aumentar la eficacia de los recursos, eliminando tareas de mantenimiento sin propósito o que para la empresa no representen costo-efectividad, adicional eliminar los esfuerzos dobles que se realizan a un mismo equipo de tal forma que se construya una ingeniería de mantenimiento basada en la condición del equipo, de manera que el mantenimiento realizado se enfoque en prevenir los modos de falla que históricamente se han presentado en el sistema o equipo.

5.1 FUNDAMENTOS PMO

La base fundamental de PMO se basa en el análisis de los equipos críticos y en una serie de pasos para su implementación.



Figura. 21 Pasos para implementación de PMO.

5.1.1 RECOPIACIÓN DE TAREAS

Para realizar un plan de mantenimiento se inicia con una recopilación de las tareas de mantenimiento que se ejecutan, estas tareas pueden estar o no formalizadas en los sistemas de información, por lo que pueden extraerse de instructivos de mantenimiento, históricos de fallas u otras herramientas desarrolladas por los propios equipos de mantenimiento. También se recogen las apreciaciones emitidas por el personal técnico conocedor del proceso.

5.1.2 ANÁLISIS DE MODO DE FALLA (FMA)

Se identifica cuál es el modo de falla del activo analizado que se pretende evitar o mitigar, con esto se verifica la necesidad de mantener o crear la tarea de mantenimiento.

5.1.3 RACIONALIZACIÓN Y REVISIÓN DEL FMA

Una vez se identifiquen los modos de fallas del activo, estos se deben organizar por modos de falla, como resultado de la agrupación de los modos de falla se logra identificar la existencia de tareas duplicadas, las cuales serán analizadas en una etapa posterior, para determinar entre ellas cuál deben mantenerse y cuáles descartarse.

5.1.4 ANÁLISIS FUNCIONAL(OPCIONAL)

En este paso se analiza la pérdida de la función, que se puede generar cuando se presenta una falla, este paso es opcional, pero justifica realizarlo cuando se trata de equipos de criticidad alta; pero para aquellos equipos que no son críticos no es necesario realizar este paso porque solo agrega tiempos perdidos y costos innecesarios.

Para llevar a cabo este paso, se debe identificar la función principal de cada uno de los componentes del equipo (activo). Luego se debe determinar la falla funcional de cada componente, que puede ser la pérdida total (negación de la función) o la pérdida parcial de la función establecida para el componente.

5.1.5 EVALUACIÓN DE CONSECUENCIAS

Cada modo de falla del activo debe ser analizado para determinar si la falla correspondiente es una falla oculta o una falla evidente y para definir la consecuencia de la falla (si esta llegara a ocurrir), con lo cual se identifica si la consecuencia sería de tipo operacional, ambiental, en la seguridad de las personas o no operacional.

5.1.6 DEFINICIÓN DE LA POLÍTICA DE MANTENIMIENTO

La filosofía del mantenimiento moderno se enfoca más en el estado de las consecuencias que en los mismos activos en sí, es decir, que en este paso cada modo de falla se analiza bajo los principios del mantenimiento centrado en la confiabilidad

5.1.7 AGRUPACIÓN Y REVISIÓN

Una vez el análisis haya finalizado, las tareas para cada activo deben ser organizadas para conformar el Plan de Mantenimiento, delegando a las personas más calificadas estableciendo las frecuencias y recursos requeridos

El responsable del mantenimiento del activo debe establecer el método más eficiente y efectivo para administrar el mantenimiento de los activos teniendo en cuenta las limitantes de operación, de producción, de tipo logístico, de recursos, entre otros.

5.1.8 APROBACIÓN E IMPLEMENTACIÓN

El responsable del mantenimiento presenta los resultados a el jefe de estructura para la revisión y aceptación, una vez aprobado el Plan de Mantenimiento se actualiza en el módulo del sistema de gestión, para iniciar su implementación.

5.1.9 PROGRAMA DINÁMICO

El proceso presente de los pasos uno al nueve establece una estructura racional y costo efectivo del Plan de Mantenimiento, es entonces el plan dinámico aquel donde se consolida la información y se toma el control de la planta, cuando se reemplaza el mantenimiento correctivo por uno planeado.

5.2 APLICACIÓN DE LA METODOLOGIA PMO EN EL ALIMENTADOR PAMC4

Para la optimización de los programas de mantenimiento y aplicación de la metodología PMO se seleccionó los equipos, elementos o activos que harán parte del plan de mantenimiento optimizado.

Como primer paso se realizó un análisis de criticidad a los alimentadores teniendo como base los informes operativos generados año a año por los encargados de mantenimiento y encargados de la vida útil del activo, del cual se realizó una lista jerarquizada desde los alimentadores más críticos a menos críticos.

La identificación de los activos críticos se observa en el capítulo IV, donde se abarca el contexto operacional del circuito PAMC4, la jerarquización se muestra a continuación.

Tabla 18. Arranques críticos salidas y transformadores fallados años 2019,2018 y 2017

ARRANQUE	SALIDAS	TRAFOS FALLADOS
HSW25	35	1608
SW6302	67	1612
HSW229	2	240
ESW6853	3	185
FSW223	14	112
LSW2423	2	60
HSW38	6	48
LSW2422	2	40
HSW22	9	38
HSW228	1	25
HSW67	2	16
SW6444	2	10
PASW2440	6	10
HSW221	5	10
PASW2926	1	9

Fuente: El autor.

En la tabla 18, se observa los 15 arranques que presentaron salidas en los años 2019, 2018 y 2017, evidenciándose el número de salidas y transformadores fallados que presentaron cada uno de ellos. Detalladamente se muestra el proceso del análisis de criticidad, el método utilizado es llamado “PARETO” mostrado en el capítulo IV. Contexto operacional.

Los pasos se realizaron con el fin de obtener información del contexto operacional, ya que PMO es óptimo en la etapa operativa, partiendo de un histórico de fallas.

5.2.1 PASO 1: RECOPIACIÓN DE TAREAS ORIENTADO A PAMC4

La empresa CENS cuenta con una serie de documentos de los cuales se realizó una recopilación de la información en los instructivos de mantenimiento, adicional a esto se hace importante indicar los costos de mano de obra por la especialidad de las cuadrillas que realizan el mantenimiento.

5.2.1.1 JERARQUÍA DE EQUIPOS (TAXONOMÍA)

La taxonomía es una clasificación sistemática de los elementos en grupos genéricos basados en factores posiblemente comunes a varios de los elementos

(ubicación, uso de equipos de subdivisión, etc.). Una clasificación de los datos relevantes que deben recogerse de acuerdo con la norma internacional ISO-14224 está representada por una jerarquía como la que se muestra a continuación.[23]

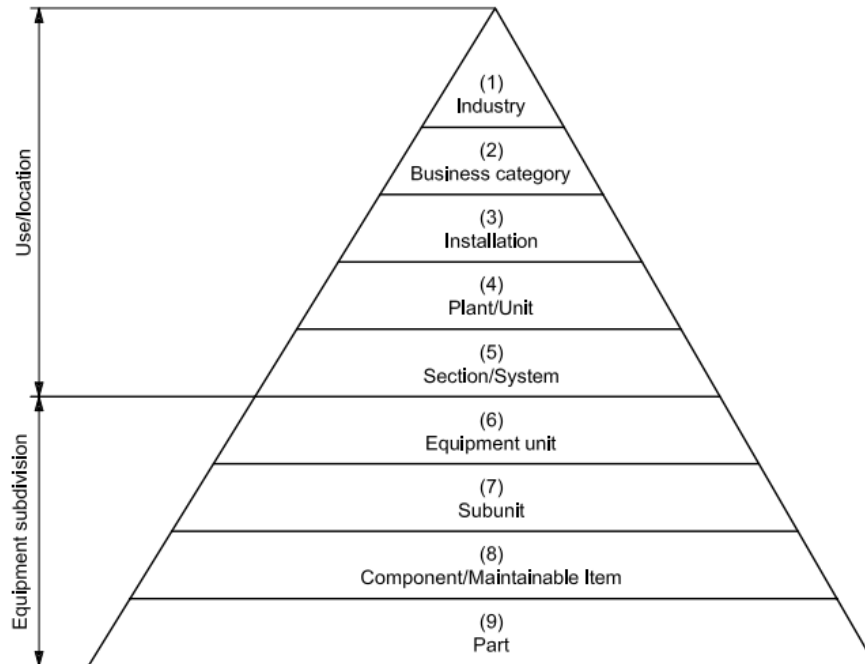


Figura. 22 Taxonomía. Fuente:[23]

La estructura taxonómica para el ALIMENTADOR PAMC4 tomando como base la estructura taxonómica de la ISO 14224.



Figura. 23 Taxonomía CENS.

Observando la estructura de la figura 23, se realizó la respectiva taxonomía el alimentador PAMC4:

- INDUSTRIA: CENS.
- LÍNEA DE NEGOCIO: Transmisión y distribución de energía.
- INSTALACIÓN: Subestación pamplona
- PLANTA UNIDAD: Alimentador PAMC4.
- SECCIÓN DEL SISTEMA: Arranques principales del alimentador.
- PARTES (Activo): DPS, transformador, estructura, fusible, conductor.

5.2.1.2 INSTRUCTIVOS DE MANTENIMIENTOS ACTUALES

Centrales Eléctricas de Norte de Santander cuenta con una serie de instructivos que son utilizados para realizar el proceso de mantenimiento en todas las áreas ya sea en sistemas de transmisión o distribución.

Los instructivos empleados para el mantenimiento establecen las tareas necesarias para definir las intervenciones aplicando criterios de priorización, determinando los recursos e insumos necesarios (mano de obra, materiales, equipos y herramientas, entre otros), a fin de garantizar la confiabilidad del sistema de distribución de energía.

La primera acción es analizar e identificar las necesidades de intervención en las redes de distribución de energía, el responsable es el profesional de mantenimiento Redes – Análisis, donde se identifican las intervenciones requeridas para el mantenimiento de las redes de distribución de energía, de acuerdo con las condiciones técnicas, ambientales y financieras, correspondientes a calidad servicio, requerimientos de nuestros clientes y eventos pendientes reportados en el informe operativo.

La segunda acción es generar orden de trabajo para inspección en terreno, el responsable es el profesional de mantenimiento Redes – Análisis, donde se genera el planeador de recursos empresariales, orden de trabajo el cual sería en estado de planeación.

La tercera acción es revisar solicitud de trabajo, el responsable es el profesional de mantenimiento Redes – Análisis, donde se revisa la solicitud de trabajo donde responda a las siguientes preguntas:

- ✓ ¿Qué se va a hacer?: Descripción de actividades.
- ✓ ¿Dónde se va a hacer?: Ubicación.
- ✓ ¿Sobre qué se va a hacer?: Numero de activo/equipo.
- ✓ ¿Quién lo va a hacer?: Ruta de aprobación.
- ✓ Anexos.

La cuarta acción es validar y clasificar la solicitud de trabajo donde se clasifica según tipo de intervención (correctiva, preventiva, apoyo, etc.).

La quinta acción es revisar las intervenciones a realizar en el Sistema de distribución de energía y definir recursos.

- ✓ Mano de Obra
- ✓ Equipos
- ✓ herramientas.

Posteriormente se validan y se gestionan los recursos necesarios para la ejecución de la acción de mantenimiento, que hace referencia al equipo, las herramientas y vehículos además los elementos de protección para finalmente evaluar los resultados obtenido del mantenimiento realizado y proponer mejoras sobre el desarrollo de las actividades.

5.2.1.3 COSTOS POR ESPECIALIDAD

El cálculo de los costos de los especialistas que realizan las tareas de mantenimiento es muy importante para evaluar el costo el mantenimiento, por esta razón y con el fin de hacer las tareas de manera óptima se realizan los cálculos para evaluar el costo del valor de la hora hombre por especialidad de estudio, sin embargo, la empresa CENS organiza sus mantenimientos por equipos de cuadrilla, donde existe una cuadrilla por especialidad, en la tabla 19, se observan los valores de hora hombre por especialidad.

Tabla 19. Valor hora hombre por especialidad.

CÁLCULO DEL VALOR HORA HOMBRE POR CUADRILLA							
CUADRILLA	PERSONAL	CANTIDAD	NOMINA	VALOR DÍA	VALOR HH	VALOR PROMEDIO HORA HOMBRE	DESCRIPCIÓN ACTIVIDAD
M32	Jefe de cuadrilla	1	\$2.070.290	\$69,009.67	\$7,667.74	5,888.82	Se encarga de realizar mantenimiento correctivo y preventivo.
	Liniero	2	\$1.689.357	\$56,311.89	\$6,256.88		
	Ayudante	1	\$1.010.302	\$33,676.72	\$3,741.86		
M03	Liniero	2	\$1.689.357	\$56,311.89	\$6,256.88	6,256.88	Se encarga de realizar mantenimiento correctivo y preventivo.
M33	Jefe de cuadrilla	1	\$2.070.290	\$69,009.67	\$7,667.74	5,888.82	Se encarga de realizar las

M05	Liniero	1	\$1.689.357	\$56,311.89	\$6,256.88		inspecciones por recorrido
	Ayudante	1	\$1.010.302	\$33,676.72	\$3,741.86		
	Liniero	1	\$1.689.357	\$56,311.89	\$6,256.88	6,256.88	Se encarga de
T01	Tecnólogo de planta	2	\$2.070.290	\$67,000.00	\$7,444.44	7,444.44	Se encarga de realizar las inspecciones con Drones y Termografía
P01	Poda	2	\$1.010.302	\$33,676.72	\$3,741.86	\$3,741.86	Se encarga de realizar podas.

Fuente: CENS-Grupo EPM.

Adicional el mantenimiento cuenta con costos asociados a asuntos logísticos donde se toma en cuenta aquellos gastos de transporte y alimentación del personal, promedios de acuerdo con la experiencia del experto. La tabla 20, muestra los valores dados por el profesional y el cálculo promedio del costo logístico.

Tabla 20. Costo logístico

CÁLCULO DEL VALOR DEL COSTO LOGÍSTICO POR DÍA			
COMPOSICIÓN	VALOR	COSTO LOGÍSTICO URBANO	COSTO LOGÍSTICO RURAL
CAMIONETA URBANA	\$ 19,000.00		
CAMIONETA RURAL	\$ 23,000.00	\$ 270,000.00	\$ 315,000.00
ALIMENTACIÓN	\$ 10,000.00		

Fuente: CENS-Grupo EPM.

Los tiempos de traslado varía, dependiendo en que arranque del alimentador se va a realizar el mantenimiento además de esto se cubre ruta por ruta.

5.2.2 PASO 2: ANÁLISIS DE MODO DE FALLA (FMA) ORIENTADO A PAMC4

Los modos de falla se establecieron como eventos que se producen en el sistema para un activo, o posible manera en que el sistema puede fallar, el análisis realizado en el capítulo IV, suministraron como resultado los modos de fallas para cada componente vistos en la tabla 21, para cada activo se muestras diferentes tipos de falla.

Tabla 21. Modos de falla.

TAREA	COMPONENTE	MODO DE FALLA
TAREA 1	Cortacircuitos	Puntos calientes
TAREA 2	Cortacircuitos	Falta portafusible
TAREA 3	Cortacircuitos	Fusible flojo
TAREA 4	Cortacircuitos	Deterioro del elemento
TAREA 5	Línea	Línea rota
TAREA 6	Línea	Línea destencionada
TAREA 7	Línea	Ramas sobre la red
TAREA 8	Línea	Animales sobre la red
TAREA 9	Línea	Objeto sobre la red
TAREA 10	DPS	Equipo defectuoso
TAREA 11	Poste	Deterioro del elemento
TAREA 12	Transformador	Puntos calientes
TAREA 13	Transformador	derrame de aceite
TAREA 14	Transformador	Humo
TAREA 15	Transformador	Vibraciones

Fuente: Autor.

5.2.3 PASO 3: RACIONALIZACIÓN Y REVISIÓN DEL FMA ORIENTADO A PAMC4

Una vez identificado los posibles modos de falla que puede causar la pérdida de la función, es necesario identificar cuáles son los efectos que ocasiona la ocurrencia de este modo de falla en el sistema, tanto aguas arriba como aguas debajo de donde ubicado el activo, adicional los efectos que pueda ocasionar en las personas y medio ambiente.

Se ordena la información por modos de falla, para hacer más fácil la identificación de duplicación de tareas.

Tabla 22. Modos de falla ordenados.

TAREA	COMPONENTE	MODO DE FALLA
TAREA 1	Cortacircuitos	Puntos calientes
TAREA 12	Transformador	Puntos calientes
TAREA 14	Transformador	Humo
TAREA 15	Transformador	Vibraciones
TAREA 13	Transformador	derrame de aceite
TAREA 2	Cortacircuitos	Falta portafusible
TAREA 3	Cortacircuitos	Fusible flojo

TAREA 4	Cortacircuitos	Deterioro del elemento
TAREA 11	Poste	Deterioro del elemento
TAREA 5	Línea	Línea rota
TAREA 6	Línea	Línea destencionada
TAREA 7	Línea	Ramas sobre la red
TAREA 8	Línea	Animales sobre la red
TAREA 9	Línea	Objeto sobre la red
TAREA 10	DPS	Equipo defectuoso

Fuente: Autor.

5.2.4 PASO 4: ANÁLISIS FUNCIONAL ORIENTADO A PAMC4

En esta etapa se especificó la función principal del activo, ya que CENS cuenta con instructivos de mantenimiento este paso no es justificado realizarlo ya que, agrega tiempo y costo, más no beneficios tangibles por esta razón se realizó un análisis simplificado especificando la función principal del activo como se muestra en la tabla 23, el alimentador PAMC4 cuenta con activos de la misma familia, clase o tipo.

Tabla 23. Análisis funcional del componente.

TAREA	COMPONENTE	MODO DE FALLA	FUNCIÓN
Tarea 1	Cortacircuitos	Puntos calientes	Interrumpir el paso de corriente eléctrica en caso de que se exceda un valor prefijado o sobrecarga del circuito.
Tarea 2	Cortacircuitos	Falta portafusible	
Tarea 3	Cortacircuitos	Fusible flojo	
Tarea 4	Cortacircuitos	Deterioro del elemento	
Tarea 5	Línea	Línea rota	Trasportar energía eléctrica a largas distancias
Tarea 6	Línea	Línea destencionada	
Tarea 7	Línea	Ramas sobre la red	
Tarea 8	Línea	Animales sobre la red	
Tarea 9	Línea	Objeto sobre la red	
Tarea 10	DPS	Equipo defectuoso	Proteger contra sobre tensiones.
Tarea 11	Poste	Deterioro del elemento	Soportar cables aéreos desnudos y transformadores.
Tarea 12	Transformador	Puntos calientes	Disminuir el nivel de tensión, sin cambiar la frecuencia manteniendo su potencia.
Tarea 13	Transformador	derrame de aceite	
Tarea 14	Transformador	Humo	
Tarea 15	Transformador	Vibraciones	

Fuente: Autor.

5.2.5 PASO 5: EVALUACIÓN DE CONSECUENCIAS ORIENTADO A PAMC4

Las consecuencias de las fallas se miden mediante la evaluación de su impacto sobre la organización, sus componentes o maquinas, la función principal del mantenimiento es eliminar estas consecuencias mediante la utilización de herramientas básicas o avanzadas. Es probable que las consecuencias sean más importantes que la falla en sí.

Las consecuencias de la falla se clasifican según su efecto, así:

- “Consecuencias de fallas ocultas. - Normalmente no inciden directamente, pero pueden llegar a generar paradas serias y catastróficas. Generalmente están en los sistemas de protección sin seguridad inherente
- Consecuencias ambientales y seguridad física y humana. - Normas, leyes, contaminación, violación, seguridad, muertes, accidentes fatales, etc.
- Consecuencias operacionales. - Pueden afectar calidad, seguridad, cantidad, atención al cliente, reprocesos, desperdicios, etc. además de la reparación.
- Consecuencias No Operacionales. - Solo implican el costo de la reparación”[13]

Tabla 24. Evaluación de las consecuencias de la falla.

TAREA	COMPONENTE	MODO DE FALLA	CONSECUENCIA
TAREA 1	Cortacircuitos	Puntos calientes	Operacional
TAREA 12	Transformador	Puntos calientes	Operacional
TAREA 14	Transformador	Humo	Operacional
TAREA 15	Transformador	Vibraciones	Operacional
TAREA 13	Transformador	derrame de aceite	Seguridad Personas
TAREA 2	Cortacircuitos	Falta portafusible	Operacional
TAREA 3	Cortacircuitos	Fusible flojo	Operacional
TAREA 4	Cortacircuitos	Deterioro del elemento	Operacional
TAREA 11	Poste	Deterioro del elemento	Operacional
TAREA 5	Línea	Línea rota	Seguridad Personas
TAREA 6	Línea	Línea destencionada	Seguridad Personas
TAREA 7	Línea	Ramas sobre la red	Operacional
TAREA 8	Línea	Animales sobre la red	Operacional
TAREA 9	Línea	Objeto sobre la red	Operacional
TAREA 10	DPS	Equipo defectuoso	Operacional

Fuente: Autor.

5.2.6 PASO 6: DEFINICIÓN DE LA POLÍTICA DE MANTENIMIENTO ORIENTADO A PAMC4

Una vez se definen las consecuencias de la falla se establecen las tareas y tiempos de mantenimiento. Existen tareas de mantenimiento que mitigan o eliminan los modos de falla, estas tareas se dividen en dos categorías: a) Tareas proactivas (comúnmente se denomina mantenimiento preventivo y predictivo), y b) Acciones a falta de, estas se presentan en la tabla 25.

Tabla 25. Acciones que se deben ejecutar para el manejo de las fallas.

TAREAS PREVENTIVAS	Reacondicionamiento Sustitución cíclica
TAREAS PREDICTIVAS	Mantenimiento a condición
ACCIONES A FALTA DE	Búsqueda de falla Ningún mantenimiento programado

Fuente: Autor

En las líneas de transmisión y los elementos que hacen parte del alimentador PAMC4 la gran mayoría de los modos de falla presentan síntomas de lo que está en el proceso de ocurrir.

Las tareas que se realicen deben incluir:

- i. Las tareas a condición de que principalmente incluyen la inspección visual, inspección termografía, monitoreo de condición, medición de variables (temperatura, corriente, resistencia de puesta a tierra, descargas parciales, tensión mecánica, entre otras.) y ultrasonido.
- ii. Las tareas preventivas enmarcadas en la sustitución o reacondicionamiento de activos y variables que muestren alteraciones en los resultados de las tareas a condición, poda y tala en las servidumbres, limpieza de accesos, retiro de objetos extraños, tratamientos anticorrosivos, y reporte de violaciones legales a las autoridades correspondientes.
- iii. Finalmente, otras tareas incluyen el rediseño o incluso la decisión de no realizar ningún mantenimiento programado. Las tareas que se pueden realizar están limitadas por los recursos destinados al mantenimiento. Los encargados del proceso deben seleccionar de acuerdo con la condición, las tareas que son factibles y viables de ejecutar, asociando a cada modo de falla una alternativa o tarea de control.

Para la definición de una política de mantenimiento de acuerdo con la metodología de PMO se establece un diagrama de decisión, que se muestra en la figura 24, es importante resaltar que la decisión se enfoca en el manejo de las consecuencias de la falla y no en el activo en sí.

El diagrama de decisión inicia describiendo la tarea que se va a realizar ya sea una tarea actual o una tarea propuesta, seguidamente pregunta si la tarea obedece a alguna política, norma o estrategia en marcada a la empresa la cual tiene dos posibles respuestas SI o NO, en el caso de ser SI, la tarea es implementada sin importar que cumpla costo/beneficio o cualquier otro tipo de filtro, en el caso donde la tarea sea NO, se procede a describir el modo de falla y consecuencias para posteriormente evaluar esas consecuencias, si la tarea propuesta no tiene ningún tipo de consecuencia automáticamente se elimina pero en caso contrario si la tareas tiene consecuencias en la seguridad de las personas, en el ambiente, consecuencias operacionales o no operacionales se procede a una evaluación de costo efectividad, en el caso que la tarea no sea costo efectiva pero si tenga consecuencias en la seguridad y el ambiente, esta tareas sigue siendo una tarea propuesta, pero si no es consto efectiva y no tienen este tipo de consecuencias la tareas pasa a ser eliminada, la etapa siguiente consiste en hacer una evaluación de los modos de fallas evaluados en cada una de las tareas, realizando un filtro donde se pregunta que si existe una tarea que cubra el mismo modo de falla, con el fin de eliminar tareas duplicadas en el caso donde no exista otra tarea que cubra el mismo modo de falla pasa a ser una tarea a implementar, pero en el caso donde sea una tarea duplicada se estudia cual de esas tareas representa mayor costo/efectividad para eliminar las otras tareas y solo realizar la más costo efectiva, así se describe el diagrama de decisión de Planes de Mantenimiento Optimado mostrado a continuación.

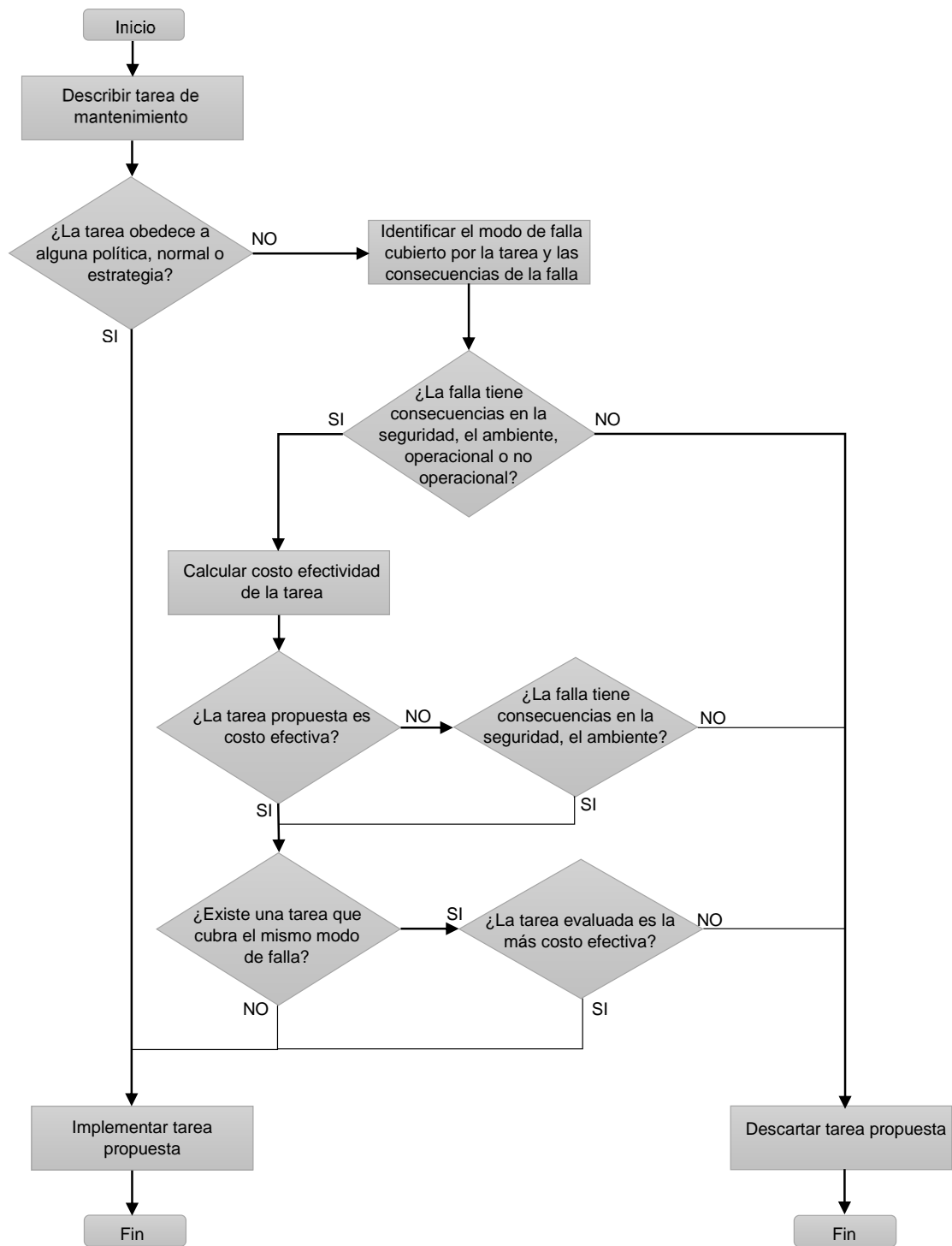


Figura. 24 Diagrama de Decisión PMO.

5.2.7 PASO 7: AGRUPACIÓN Y REVISIÓN ORIENTADO A PAMC4

Una vez finalizado el análisis, las tareas nuevas y revisadas para cada activo deben ser organizadas para conformar el Plan de Mantenimiento, considerando las frecuencias establecidas, el personal y los recursos requeridos. El responsable del mantenimiento del activo debe establecer el método más efectivo para atender el plan de mantenimiento teniendo en cuenta las limitantes de operación, de producción, de tipo logístico, de recursos, entre otros.

5.2.8 PASO 8: APROBACIÓN E IMPLEMENTACIÓN ORIENTADO A PAMC4

El plan de mantenimiento realizado se encuentra listo para la revisión del jefe de estructura administrativa para obtener su aprobación.

Una vez aprobado el plan de mantenimiento se actualizarán los módulos de gestión para el alimentador PAMC4 y documentaciones necesarias para iniciar la implementación.

5.2.9 PASO 9: PROGRAMA DINÁMICO ORIENTADO A PAMC4

Una vez definido y aceptado el plan de mantenimiento optimizado por los jefes de estructuras se debe implementar un programa en el cual se realice una revisión y actualización a él plan establecido cada vez que se generen cambios en los activos físico-productivos establecidos en el plan de mantenimiento o en su contexto operacional o cada vez que se presenten desviaciones en el cumplimiento de los objetivos de la gestión de activos.

Durante esta revisión se deberán considerar y evaluar los resultados de la ejecución del Plan de Mantenimiento, el desempeño de los activos, la aparición de nuevos modos de falla producto del cambio en el contexto operacional de los activos, la implementación de nuevas tecnologías en la ejecución, entre otras situaciones que modifiquen las condiciones de análisis bajo las cuales se generó el Plan.

5.3 PLAN DE MANTENIMIENTO DIRIGIDO A ALIMENTADOR PAMC4

Debido a la gran importancia que tiene el alimentador PAMC4 para la región nortesantandereana, en el sistema de transmisión regional y sistemas de distribución local, se hace necesario establecer un plan táctico anual de mantenimiento que permita la intervención periódica de los diferentes activos que componen el alimentador por parte de las cuadrillas encargadas de la prolongación de la vida útil del activo, con el fin de realizar acciones de tipo predictivo o preventivo que ayuden a mantener la estabilidad del sistema y

aumentando la disponibilidad de los equipos intervenidos, sin dejar a un lado las acciones correctivas que pueden aparecer inesperadamente durante su funcionamiento.

La determinación de un plan de mantenimiento basado en la metodología de planes de mantenimiento optimizado (PMO) es fundamental determinar el tipo de labores a realizar, los trabajos a realizar se ejecutan con el fin de garantizar una oportuna atención a el equipo sin necesidad de desenergizar, con la finalidad que el usuario final no tenga ningún tipo de interrupción de energía. La evaluación de las tareas de mantenimiento se realiza de igual manera a las tareas donde por algún motivo el equipo sale de operación comprometiendo el servicio al cliente final, ya que el efecto que produce una salida programada no es tan perjudicial a que se presente una salida no programada. Sin embargo, las salidas de manera no programada se deben a agentes externos a la organización donde no se pueden controlar, como lo son las descargas atmosféricas, vientos fuertes, acciones indebidas de animales, entre otros.

Dando cumplimiento a el Ministerio de la Protección Social en el cual, la resolución 1348 de 2009 establece en el artículo 2 capítulo 1 que toda actividad de operación y mantenimiento que se lleve a cabo en equipos o sistemas eléctricos debe ser planeada, programada, ejecutada y supervisada por el personal calificado y habilitado por el área perteneciente al mantenimiento, por consiguiente las actividades a realizar no deben ser improvisadas ya que la ejecución deber tener un procediendo paso a paso realizado con personal calificado con sus respectivas capacitaciones y destrezas para minimizar el riesgo de trabajos en línea energizada.

5.3.1 ALCANCE DE LAS TAREAS DE MANTENIMIENTO EN LOS ALIMENTADORES.

El alcance de las actividades a desarrollar por las cuadrillas pertenecientes a la empresa Centrales Eléctricas de Norte de Santander varía según el tipo de mantenimiento a aplicar y el equipo que se vaya a intervenir, con el fin de conocer las diferentes taras que se pueden realizar en campo se especifican a continuación.

Es importante tener claro que el área de gestión de activos y mantenimiento se establecen actividades asociadas a tipos de mantenimiento predictivo y preventivo. El mantenimiento correctivo se excluye ya que este solo se realiza en el caso que ocurra una falla el cual debe existir un protocolo de intervención.

5.3.1.1 ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO SOBRE ALIMENTADORES

Las actividades de mantenimiento predictivo se establecen en el análisis visual y comportamiento del sistema las cuales son: la inspección visual, termografía y análisis de la calidad de la energía, para determinar el estado del sistema en cada y en cada equipo con el fin de identificar puntos calientes en los diferentes materiales, conductores y del mismo modo conexiones débiles y materiales defectuosos que pueden provocar la salida del circuito.

5.3.1.1.1 ACTIVIDADES PARA REALIZAR

Inspección visual: Mediante el uso de equipos especializados permite la revisión de acabados, ajuste de piezas, estado de la pintura y nivel de aceite.

Termografía: Medición de calor emitido por los elementos de la instalación eléctrica. Los resultados de esta actividad permiten detectar temperaturas de funcionamiento elevadas, conexiones sueltas o deterioradas, circuitos sobre dimensionados o sobre cargados lo que lleva a una descompensación de fases, mal aislamiento y/o corta fusibles defectuosos.

Esta actividad se debe realizar en periodos de alta o máxima demanda del sistema, con el fin de determinar las fallas presentes para posteriormente priorizar y asignar su debida reparación.

Calidad de la energía del sistema: Permite conocer las perturbaciones presentes en el sistema que intervienen en el análisis de calidad para posteriormente con los resultados emitir y evaluar el comportamiento del sistema.

- Mantenimiento predictivo para transformadores:

Las actividades para realizar durante el mantenimiento predictivo en los transformadores son las siguientes:

1. Inspección visual de todo el sistema.
2. Termografía.
3. Prueba rigidez dieléctrica aceite transformadores.
4. Medición y análisis de la calidad de la energía.

- Mantenimiento predictivo para en redes eléctricas nivel de tensión II.

Las labores de mantenimiento predictivo a realizar en redes de media tensión son:

1. Termografía de los terminales premoldeados.
2. verificar nivel de aislamiento de los extremos del cable XLPE.

3. Medida de los sistemas puesta a tierra y conexión.

- Mantenimiento predictivo de la malla puesta a tierra.

El mantenimiento predictivo para la revisión y evaluación de los sistemas puesta a tierra consta en:

1. Inspección visual de las cajas donde se encuentran los electrodos.
2. Verificación de la resistencia de la puesta a tierra haciendo uso del telurómetro.

5.3.1.2 ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO SOBRE ALIMENTADORES

Las tareas de mantenimiento preventivo permiten prevenir las posibles fallas siendo ejecutadas sin necesidad de desenergizar el sistema ni comprometer la integridad de las personas.

A continuación, se describen las actividades planteadas para realizar sobre cada uno de los elementos del sistema por las cuadrillas destinadas a tal fin.

- Mantenimiento preventivo para transformadores.

Las actividades para realizar para prevenir el correcto funcionamiento de los transformadores:

1. Limpieza de aisladores, cuba y zonas circundantes.
2. Limpieza de zonas circundantes del transformador y demás elementos de media tensión.
3. Corrección de puntos calientes (Conexiones flojas)
4. Según el análisis realizado, cambio de transformación de distribución.

- Mantenimiento preventivo en elementos de corte.

Las actividades para realizar y preservar el correcto funcionamiento de las redes eléctricas de media tensión.

1. Corrección de puntos calientes (ajuste de tornillería).
2. Limpieza y lubricación del sistema mecánico o en tal caso cambio.
3. Limpieza de aisladores.
4. Cambio de fusibles o porta fusibles.

- Mantenimiento preventivo de descargadores de sobretensión DPS.

Las actividades para realizar y preservar el correcto funcionamiento de los descargadores de sobre tensión:

1. Corrección de puntos calientes.

2. Cambio de DPS.
3. Cambio de conectores.

- Mantenimiento preventivo en líneas de distribución, subtransmisión y transmisión.

Las actividades para realizar y preservar el correcto funcionamiento de las líneas eléctricas de media tensión, teniendo como consideración el uso del alcohol isopropílico para la limpieza de cables y elementos eléctricos.

1. Corrección de puntos calientes.
2. Cambio de aisladores tipo pin, retención, suspensión.
3. Cambio de crucetas.
4. Cambio de poste o estructuras.
5. Empalme y ajuste tensión de líneas.
6. Cambio de cadena de aisladores.
7. Limpieza de elementos de canalización accesibles.

5.3.2 PLAN DE MANTENIMIENTO A IMPLEMENTAR

5.3.2.1 MANTENIMIENTO PREDICTIVO

El plan de mantenimiento predictivo va enfocado a los arranques con mayor criticidad se establece como análisis visual y comportamiento del sistema las cuales comprenderá un mantenimiento por inspección visual y termografía para determinar el estado del sistema de acuerdo con la cuadrilla de inspección por recorrido el cual involucra el jefe de la cuadrilla y la cuadrilla de inspección de drones y termografía el cual cuenta con 2 tecnólogos de planta, las acciones se realizan con el fin de identificar puntos calientes en los diferentes materiales, conductores y del mismo modo conexiones débiles y materiales defectuosos que pueden provocar la salida del circuito.

El recorrido se realiza con un formato llamado “FORMATO DE INSPECCIÓN DE ESTRUCTURAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN” mostrado en la figura 25, el diligenciamiento de este formato posteriormente será avaluado por el equipo de mantenimiento y gestión de activos con el fin de proponer y generar mantenimientos preventivos o correctivos según sea el caso. El diligenciamiento del formato se debe realizarse con el mayor de los detalles especificado información de la ubicación de la estructura, con su respectiva georreferenciación (coordenadas x, y) y su altura sobre el nivel del mar, adicional el estado del sistema de apantallamiento, estado de la estructura, si la señalización del sitio cumple con la norma, su respectiva información del conductor , se hace indispensable la información de la cadena de aisladores evaluación cada una de las fases y si es necesario en cada uno de los casos añadir información con el fin de complementar y ser evaluado de una forma más efectiva.



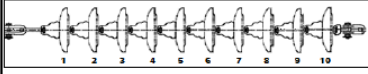
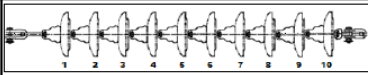
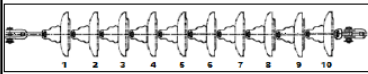
	CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P. FORMATO DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO INSPECCIÓN DE ESTRUCTURAS LINEAS DE TRANSMISIÓN																																																
INFORMACIÓN GENERAL DE LA ESTRUCTURA																																																	
CIRCUITO	ARRANQUE	N° OT	N° ESTRUCTURA	UBICACIÓN	PREDIO																																												
					<input type="checkbox"/> PÚBLICO <input type="checkbox"/> PRIVADO																																												
GEOREFERENCIACIÓN																																																	
COORD X: _____		COORD Y: _____		ALTURA M.S.N.M. _____																																													
APANTALLAMIENTO																																																	
CABLE DE GUARDA		TIPO		ESTADO CABLE GUARDA																																													
<input type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO		<input type="checkbox"/> HHS <input type="checkbox"/> OPGW		<input type="checkbox"/> ROTOS <input type="checkbox"/> BUENOS																																													
OBSERVACIONES:				<input type="checkbox"/> SUFATADOS																																													
				<input type="checkbox"/> NO TIENE BLINDAJE																																													
				<input type="checkbox"/> EMPALMES EN MAL ESTADO																																													
				<input type="checkbox"/> HERRAJES EN MAL ESTADO																																													
				<input type="checkbox"/> QUEMADOS																																													
				<input type="checkbox"/> REPOSICION																																													
				<input type="checkbox"/> BUENOS																																													
ESTRUCTURA			SEÑALIZACIÓN																																														
FUNCIÓN: <input type="checkbox"/> RETENCIÓN <input type="checkbox"/> SUSPENSIÓN <input type="checkbox"/> TRANSPOSICIÓN TIPO: <input type="checkbox"/> TORRECIALLA <input type="checkbox"/> TORRE EN CELOSIA <input type="checkbox"/> TUBOS <input type="checkbox"/> POSTES METÁLICOS <input type="checkbox"/> POSTES EN FIBRA PINTURA: <input type="checkbox"/> NO TIENE <input type="checkbox"/> BUEN ESTADO <input type="checkbox"/> MAL ESTADO ESTADO - ANGULOS: <input type="checkbox"/> MAL ESTADO <input type="checkbox"/> SUELTOS <input type="checkbox"/> FALTANTES <input type="checkbox"/> CORROSIÓN <input type="checkbox"/> DEFORMADOS <input type="checkbox"/> BUEN ESTADO			RIESGO ELÉCTRICO <input type="checkbox"/> BUEN ESTADO <input type="checkbox"/> MAL ESTADO <input type="checkbox"/> NO TIENE VIAL <input type="checkbox"/> SI TIENE <input type="checkbox"/> NO TIENE <input type="checkbox"/> NO APLICA NOMENCLATURA <input type="checkbox"/> BUEN ESTADO <input type="checkbox"/> MAL ESTADO <input type="checkbox"/> NO TIENE																																														
OBSERVACIONES:			OBSERVACIONES:																																														
CABLE CONDUCTOR																																																	
CALIBRE: _____		AMORTIGUADOR: <input type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO		CANTIDAD: _____																																													
EMPALMES		FASE MANUAL FULL TENSION BLINDAJE R → CANT: _____ CANT: _____ CANT: _____ <input type="checkbox"/> NO APLICA S → CANT: _____ CANT: _____ CANT: _____ <input type="checkbox"/> NO APLICA T → CANT: _____ CANT: _____ CANT: _____ <input type="checkbox"/> NO APLICA		ESTADO CONDUCTOR EMBARRILADO <input type="checkbox"/> BUEN ESTADO DESHILACHADO <input type="checkbox"/> BUEN ESTADO FASE R N°HILOS: _____ DISTANCIA: _____ FASE S N°HILOS: _____ DISTANCIA: _____ FASE T N°HILOS: _____ DISTANCIA: _____																																													
OBSERVACIONES:																																																	
ASLAMIENTO																																																	
FASE R TIPO: <input type="checkbox"/> POLIMÉRICO <input type="checkbox"/> PORCELANA <input type="checkbox"/> VIDRIO <input type="checkbox"/> LINE POST CLASE: <input type="checkbox"/> CUENCA <input type="checkbox"/> CLEVIS N° AISLADORES POR CADENA: _____																																																	
<table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>ESTADO</th> <th>1</th> <th>2</th> <th>3</th> <th>4</th> <th>5</th> <th>6</th> <th>7</th> <th>8</th> <th>9</th> <th>10</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>CONTAMINADO</td> <td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td> </tr> <tr> <td>QUEMADO</td> <td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td> </tr> <tr> <td>PARTIDO</td> <td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td> </tr> </tbody> </table> TIPO DE CADENA: <input type="checkbox"/> SENCILLA <input type="checkbox"/> DOBLE <input type="checkbox"/> BUEN ESTADO <input type="checkbox"/> PUENTES <input type="checkbox"/> CONTINUO <input type="checkbox"/> ENTIZADO <input type="checkbox"/> BLINDAJE <input type="checkbox"/> CONECTOR BMETALICO <input type="checkbox"/> CONECTOR COMPRESION					ESTADO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	CONTAMINADO											QUEMADO											PARTIDO											OBSERVACIONES:
ESTADO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10																																							
CONTAMINADO																																																	
QUEMADO																																																	
PARTIDO																																																	
FASE S TIPO: <input type="checkbox"/> POLIMÉRICO <input type="checkbox"/> PORCELANA <input type="checkbox"/> VIDRIO <input type="checkbox"/> LINE POST CLASE: <input type="checkbox"/> CUENCA <input type="checkbox"/> CLEVIS N° AISLADORES POR CADENA: _____																																																	
<table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>ESTADO</th> <th>1</th> <th>2</th> <th>3</th> <th>4</th> <th>5</th> <th>6</th> <th>7</th> <th>8</th> <th>9</th> <th>10</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>CONTAMINADO</td> <td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td> </tr> <tr> <td>QUEMADO</td> <td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td> </tr> <tr> <td>PARTIDO</td> <td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td> </tr> </tbody> </table> TIPO DE CADENA: <input type="checkbox"/> SENCILLA <input type="checkbox"/> DOBLE <input type="checkbox"/> BUEN ESTADO <input type="checkbox"/> PUENTES <input type="checkbox"/> CONTINUO <input type="checkbox"/> ENTIZADO <input type="checkbox"/> BLINDAJE <input type="checkbox"/> CONECTOR BMETALICO <input type="checkbox"/> CONECTOR COMPRESION					ESTADO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	CONTAMINADO											QUEMADO											PARTIDO											OBSERVACIONES:
ESTADO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10																																							
CONTAMINADO																																																	
QUEMADO																																																	
PARTIDO																																																	
FASE T TIPO: <input type="checkbox"/> POLIMÉRICO <input type="checkbox"/> PORCELANA <input type="checkbox"/> VIDRIO <input type="checkbox"/> LINE POST CLASE: <input type="checkbox"/> CUENCA <input type="checkbox"/> CLEVIS N° AISLADORES POR CADENA: _____																																																	
<table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>ESTADO</th> <th>1</th> <th>2</th> <th>3</th> <th>4</th> <th>5</th> <th>6</th> <th>7</th> <th>8</th> <th>9</th> <th>10</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>CONTAMINADO</td> <td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td> </tr> <tr> <td>QUEMADO</td> <td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td> </tr> <tr> <td>PARTIDO</td> <td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td> </tr> </tbody> </table> TIPO DE CADENA: <input type="checkbox"/> SENCILLA <input type="checkbox"/> DOBLE <input type="checkbox"/> BUEN ESTADO <input type="checkbox"/> PUENTES <input type="checkbox"/> CONTINUO <input type="checkbox"/> ENTIZADO <input type="checkbox"/> BLINDAJE <input type="checkbox"/> CONECTOR BMETALICO <input type="checkbox"/> CONECTOR COMPRESION					ESTADO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	CONTAMINADO											QUEMADO											PARTIDO											OBSERVACIONES:
ESTADO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10																																							
CONTAMINADO																																																	
QUEMADO																																																	
PARTIDO																																																	

Figura. 25 Formato de inspección de estructuras líneas de transmisión

Las fechas establecidas para el mantenimiento predictivo se muestra en la figura 26, posterior a el estudio y aceptación del jefe del área de mantenimiento, las acciones a realizar son establecidas de acuerdo con la cercanía de dichos arranques y cantidad de activos de los cuales está conformado.

A continuación, en la figura 26 se muestra el programa de mantenimiento para la realización de inspección de estructuras y líneas de transmisión dirigido a los arranques principales que presentaron mayor criticidad o en el caso de los activos sobre la línea en observaciones se especifica a que activos va dirigido, con el fin de hacer un buen manejo del tiempo.

Cantidad de mantenimientos año 2020		6		PROGRAMA DE MANTENIMIENTO		
ALIMENTADOR: PAMC4			Descripción de la Actividad	FORMATO DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO- LLENAR FORMATO DE INSPECCIÓN DE ESTRUCTURAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN. MANTENIMIENTO PREVENTIVO HACER USO DEL KID.		
			AÑO 2020			
ÍTEM	CODIGO DEL ARRANQUE	PROXIMO MANTENIMIENTO	JULIO	AGOSTO	OBSERVACIONES	
1	ACTIVOS SOBRE LA LINEA	6/07/2020	X		ACTIVOS PERTENECIENTES A HSW223-HSW228-PASW2926-LSW2422	
2	HSW221	6/07/2020	X			
3	PASW3811					
4	HSW25	8/07/2020	X			
5	HSW67	10/07/2020	X			
6	PAMC4_RECLOSER	10/07/2020			ACTIVOS PERTENECIENTES A HSW22	
7	HSW254					
8	PASW2440	13/07/2020	X			
9	PASW2537					
10	HSW36					
11	HSW35					
12	HSW38	13/07/2020	X			
13	CSW2885					
14	HSW311					
15	ESW6871					
16	ESW6870					
17	SW6302	15/07/2020	X			
18	GSW4096					
19	ESW6858					
20	SW6699					
21	ESW10035					
22	ESW6857					
23	ESW6854					
24	ESW6853	17/07/2020	X			
25	ESW6852					
26	PASW3820					
27	PASW3819					
28	LSW2423	17/07/2020	X			
29	FSW223	17/07/2020	X			

Figura. 26 Programa de mantenimiento predictivo y preventivo

La evaluación de costos se observa en la figura 27, donde es importante especificar para el análisis de costos el tipo de cuadrillas involucradas, con el fin de obtener el costo de las cuadrillas basándose en el costo por especialidad, gracias a el paso 1 de recopilación de información se obtuvieron estos costos, como los alimentadores corresponder a una zona rural se especifica y se inserta el costo para el transporte rural cuya información se especifica en el paso 1 de la metodología de PMO.

La empresa cuenta con un horario de trabajo la cual cubre un total de 9 horas, con la evaluación de los mantenimientos por inspección suman un total de 6 días los cuales cubren los 15 alimentadores críticos, haciendo un agrupamiento por cantidad de activos y cercanía, la cuadrilla M33 hace referencia a la cuadrilla que se encarga de realizar las inspecciones por recorrido y la T01 con 2 operarios se encarga de realizar las inspecciones con drones y termografía, el costo total de la tarea de inspección es el resultado de multiplicar el total de horas que sería 6 días por 9 horas con un total de 54 Horas, estas 54 horas se multiplican por la cantidad de operarios multiplicada por el valor de hora hombre por cuadrilla y estos dos valores se suman $((54*7.668)+(54*2*7444))$, dicho resultado es 1.218.024 pesos, posteriormente se le suma el valor del costo logístico que es 315.000 por día, el costo total para el manteamiento es de 3.108.057 pesos, para posteriormente esta información sirva para priorizar los activos y generar acciones los beneficios de este plan de mantenimiento se ven reflejados en los hallazgos encontrados ya que se puede prevenir un corte o interrupción por algún componen en mal estado el cual se pueda hacer cambio a tiempo.

COSTOS		
Número de mantenimientos	6	
Cuadrilla (s)	M33	T01
Cantidad de personas	1	2
Costos hora hombre	\$ 7.668	\$ 7.444
Horas de trabajo al dia	9	
Especificar zona	Rural	
Costo Logístico diario	315.000	
Total	\$ 3.108.057	

Figura. 27 Evaluación de costos de mantenimiento predictivo

5.3.2.2 MANTENIMIENTO PREVENTIVO

El plan de mantenimiento predictivo va enfocado a los arranques con mayor criticidad, estas actividades se efectúan a una instalación con el propósito de prevenir y reducir la probabilidad de fallo, mantener condiciones seguras y preestablecidas de operación, en algunos casos sin necesidad desenergizar el sistema ni comprometer afectaciones en el medio ambiente o a las personas, el mantenimiento preventivo es programado por las cuadrillas de diagnóstico de redes y equipos, existen diferente cuadrillas para realizar mantenimiento correctivo y preventivo la variación de estas en el número de personas y especialidad. El mantenimiento preventivo se apoya en experiencias de operación que determinan las posibles fallas. Entre los principales tipos de mantenimiento que se deben realizar están: el cambio de crucetas, el cambio de aisladores, cortacircuitos, cambio de aceites y lubricantes, entre otros.

Su objetivo principal es evitar o mitigar las consecuencias de los fallos del equipo, permitiendo de esta manera prevenir las incidencias antes de que ocurran.

Las fechas establecidas para el mantenimiento preventivo se muestra en la figura 26, cuyos tiempos son los mismos para el mantenimiento predictivo, pero con diferentes cuadrillas, optimizando el transporte y cupo del vehículo se asigna la cuadrilla M03 encarga de realizar mantenimiento correctivo y preventivo con un total de 2 personas. La propuesta del mantenimiento se basa en el análisis y porcentajes de salidas de las causas que prevalecen en los años 2019, 2018 y 2017 el porcentaje más alto en los tres años fue por falla en los fusibles, este tipo de componentes son los más afectados y representan cortes de energía con altos tiempos, por esta razón se plantea un mantenimiento basado en sustitución cíclica de fusibles.

Con la finalidad que después de realizar el mantenimiento predictivo se planteen y se ejecuten un mantenimiento preventivo más sólido que apunte directamente a todos los modos de falla, dándole prioridad a este con la finalidad de prevenir fallas futuras a corto tiempo, el mantenimiento que se formule después de la inspección se enfoca en los activos que representan mayor probabilidad de falla ya sea estructuras, DPS, Fusibles y líneas.

La evaluación de costos se observa en la figura 28, la empresa cuenta con un horario de trabajo la cual cubre un total de 9 horas, con la evaluación de los mantenimientos por sustitución cíclica suman un total de 6 días los cuales cubren los 15 alimentadores críticos, haciendo un agrupamiento por cantidad de activos y cercanía, la cuadrilla M03 hace referencia a la cuadrilla que se encarga de realizar mantenimiento preventivo y correctivo con un total de dos Lineros, cuyo valor de hora hombre es de \$ 6.256,88 pesos, en este caso el valor de costos logísticos no se suman ya que el mantenimiento se hace en forma grupal haciendo uso del mismo transporte del mantenimiento predictivo, adicional a esto se suman los costos por repuestos los cuales incluirán una cantidad de 15 fusibles de todas las referencias los cuales acompañan a la cuadrilla para los 6 recorridos para un total de 90 fusibles con un costo aproximado de \$ 5.000.000 de pesos.

COSTOS	
Número de mantenimientos	6
Cuadrilla (s)	M03
Cantidad de personas	2
Costos hora hombre	\$ 6.256,88
Horas de trabajo al día	9
Especificar zona	Rural
Costo de repuestos	\$ 5.000.000
Total	\$ 5.675.743

Figura. 28 Evaluación de costos de mantenimiento preventivo

CAPÍTULO VI. HERRAMIENTA DE CÁLCULO PARA PMO

En la actualidad la industria es uno de los principales mercados que está en constate cambio, en busca de procesos optimizados para obtener beneficios económicos y acortamiento de tiempos en la toma de decisiones para la organización.

Para dar respuesta a el área de gestión de mantenimiento se propone una hoja de cálculo la cual aplique la metodología de PMO, haciendo uso de todas las herramientas de Excel con una apariencia llamativa, con una Interfaz que permita iniciar y redireccionar a los pasos para la ejecución de la metodología de PMO.

La hoja de cálculo propuesta cuenta con siete secciones, siguiendo la metodología para su correcto funcionamiento con una toma de decisiones adecuada y favorable para la empresa, estas secciones se muestran a continuación.

6.1 INTERFAZ DE INICIO

La herramienta cuenta con una interfaz de inicio la cual permite mostrar el contexto y estructura de cada uno de los pasos, contiene siete pestañas las cuales son:

1. Contexto operacional
2. Análisis funcional
3. Costos del análisis
4. Análisis PMO
5. Modos de falla
6. Análisis de resultados
7. Reuniones de análisis

Gracias a la herramienta Excel que permite crear un hipervínculo a la hoja correspondiente, además de esto la interfaz tiene una pestaña la cual es dirigida a un glosario y abreviaturas con el fin de permitir la comprensión de la herramienta. Por otra parte, esta herramienta va dirigida a cada uno de los alimentadores, por esta razón posee un espacio para la identificación del alimentador insertando una imagen ilustrativa, o diagrama unifilar en la parte central.

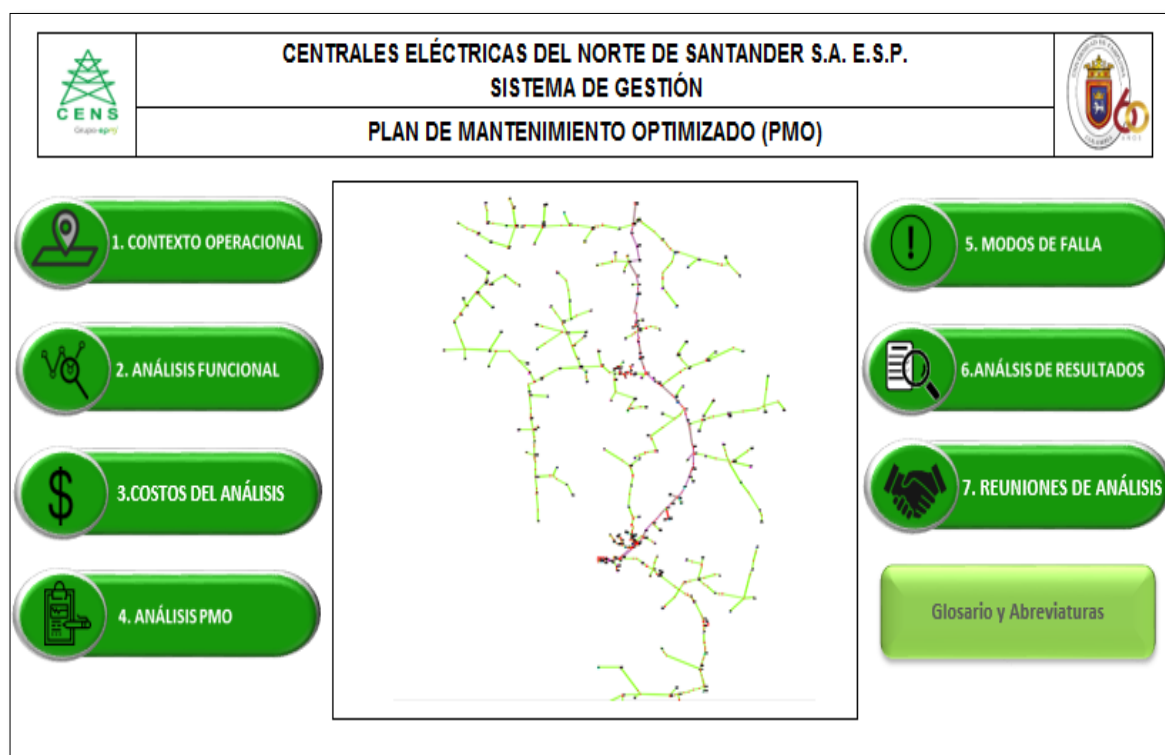


Figura. 29 Interfaz de inicio

6.2 INFORMACIÓN DEL CONTEXTO OPERACIONAL

En esta sección se encuentra un apartado específico para adquirir información del alimentador del cual será objeto de estudio y creación de planes de mantenimiento optimizado, la información del contexto operacional básicamente contiene el nombre de la instalación y codificación con la que cuenta en los sistemas de información de la empresa, además la ubicación geográfica donde se inserta la descripción de la instalación, la ruralidad, vías de acceso y límites geográficos.

seguidamente en el apartado de las características de operación del activo se introduce las cualidades principales del alimentador, número de usuarios, número de elementos de transformación en general, subestación a la cual pertenece, régimen de operación, especificando la mayor información posible, es importante agregar el diagrama unifilar de la instalación o alimentador señalando sus respectivos niveles de tensión, calibres y simbología correspondiente.



	CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P. SISTEMA DE GESTIÓN	
	PLAN DE MANTENIMIENTO OPTIMIZADO	
CONTEXTO OPERACIONAL		
Nombre de la Instalación		
Ubicación Geográfica		
Características de la Operación del Activo		
DIAGRAMA UNIFILAR		

Figura. 30 Información del contexto operacional

6.3 COSTOS

La tercera sección de la herramienta de planes de mantenimiento optimizado contiene la evaluación de costos asociados, dando cumplimiento a la metodología de optimización, recopilando la información de los instructivos para evaluar con el experto los costos asociados a cada actividad relacionada con los planes de mantenimiento, como primer paso en esta sección se introduce la evaluación de costos por especialidad que realizan, cada cuadrilla cuenta con el código y la descripción de las actividades añadiendo la hora hombre por la especialidad ya sea cuadrillas encargadas de realizar mantenimiento correctivo o preventivo, cuadrillas encargadas de realizar inspecciones con drones o cuadrilla para la realización de podas.

Por otra parte, se introduce la información de los costos logísticos, la herramienta solicita los datos correspondientes a la zona a la cual pertenece el alimentador de estudio, para evaluar costo logístico rural o costo logístico urbano, además se introduce el número de horas de trabajo diario según corresponda con las políticas de la empresa, así mismo se especifica el costo de traslado haciendo uso de las camionetas pertenecientes a la empresa ya sea rural o urbano, la plantilla va dirigida a los alimentadores en el cual cuenta con un apartado adicional como se muestra en la figura 32, donde gracias a el experto se podrá conocer hora traslado y duración (ida y vuelta) del recorrido para cada arranque principal del alimentador a el cual va dirigido el mantenimiento, la optimización de los planes de mantenimiento se ven reflejadas en los años a los cuales será evaluado por esta razón solicita el periodo de evaluación introducido en años.

6.4 MODOS DE FALLA

A continuación, la plantilla solicita los modos de falla los cuales se establecen como eventos que se producen en el sistema para cada equipo en específico o posible manera en que el equipo puede fallar ejecutando el segundo paso de la metodología de planes de mantenimiento optimizado, los modos de falla son tomados de los informes operativos que año a año son generados por el equipo de gestión de mantenimiento.

Dando cumplimiento a la metodología de planes de mantenimiento optimizado la lista generada de los modos de falla es a partir del plan de mantenimiento actual, y una investigación profunda del historial de fallas en cada activo teniendo como base la documentación tectónica de los mismos.


	CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P. SISTEMA DE GESTIÓN		
	PLAN DE MANTENIMIENTO OPTIMIZADO		
MODOS DE FALLA			
Clase Equipo	Tipo de Equipo	Componente	Modos de Falla

Figura. 33 Modos de falla

6.5 INFORMACIÓN DE LOS EQUIPOS(ACTIVO) JERARQUÍA, FUNCIÓN Y CRITICIDAD

La cuarta sección corresponde a la información del activo, en la que se especifica su taxonomía que es la clasificación sistemática en grupos genéricos y jerárquicos, la estructura de los alimentadores corresponde:

- N1. INDUSTRIA: CENS.
- N2. LÍNEA DE NEGOCIO: Transmisión y distribución de energía.
- N3. INSTALACIÓN: Subestación a la cual pertenece.
- N4. PLANTA UNIDAD: Alimentador.
- N5. SECCIÓN DEL SISTEMA: Arranques principales del alimentador.
- N6. PARTES (Activo): DPS, transformador, estructura, fusible, conductor.

Esta etapa de igual manera hace alusión a la descripción del equipo, su análisis funcional introduciendo clase y tipo según corresponda, añadiendo la función principal que realiza dentro del sistema, es importante identificar cada activo con su respectivo código SPARD, adicional especificar las condiciones operativas el activo, si trabaja en condición continua, condición por demanda o condición intermitente.

N1. INDUSTRIA		N2. LÍNEA DE NEGOCIO		N3. INSTALACION		N4. PLANTA/UNIDAD		N5. SECCIÓN SISTEMA		COD. SPARD DEL ACTIVO		N6. DESCRIPCIÓN ACTIVO (N 4,5,6)		CLASE DE EQUIPO		TIPO DE EQUIPO		FUNCIÓN DEL EQUIPOS		Condiciones Operativas del Activo	

Figura. 34 Taxonomía de los equipos

En esta misma sección se digita el análisis de criticidad realizado a el equipo por los métodos ingenieriles correspondientes con la finalidad de priorizar activos y establecer la jerarquía en los procesos que se van a realizar en el sistema de estudio, para crear una estructura que facilite la toma de decisiones, pero de una forma apropiada y efectiva.

El nivel de criticidad total corresponde a políticas propias de la organización, dándole prioridad a la criticidad presente en las personas y en el ambiente, seguidamente calidad, reputación y criticidad a nivel financiero, la totalidad de esta criticidad se tiene en cuenta en la toma de decisiones, adicionando un campo de comentarios para dar mayor claridad a este nivel de criticidad total.

Personas		Ambiente		Calidad		Reputacion		Financiero		Nivel Criticidad Total		Comentarios	

Figura. 35 Criticidad de los equipos

6.6 ANÁLISIS PLANES DE MANTENIMIENTO

La siguiente sección evidencia los planes de mantenimiento actuales y sus respectivos costos, además se presenta los planes de mantenimiento correctivo y planes de mantenimiento con su respectiva optimización para finalmente obtener un diagrama de decisiones siguiendo la estructura de PMO, la cual al final de esta sección proyecte los resultados del plan de mantenimiento a ejecutar especificando cada uno de los ítems.

6.6.1 PLAN DE MANTENIMIENTO ACTUAL (PMA)

Siguiendo la estructura de plan de mantenimiento optimizado inicia con los estudios de las tareas implementadas actualmente en el alimentador por parte de los encargados de la vida útil del activo, al iniciar la vida útil del sistema el plan de mantenimiento es creado en base a la metodología de planes de mantenimiento centrado en la confiabilidad, pero para este caso PMO ha sido diseñado para usarlo una vez los activos están en uso.

En este apartado se introduce el nombre de la tarea que va dirigida a mitigar la falla, adicional incluye parámetros como qué tipo de estrategia es usada para la realización de la actividad que puede ser monitoreo por condición, reacondicionamiento cíclico, sustitución cíclica o búsqueda de fallas según corresponda y la especificación del estado del equipo a la hora de realizar la tarea donde puede ser en línea, apagado o fuera de línea, también la frecuencia en la cual se ejecuta la tarea y su respectiva duración.

Es importante especificar quien es el encargado de la tarea, ya sea personal interno o personal contratista, gracias a la división de cuadrillas se agrega su especialidad y cantidad de personas quienes ejecuten la tarea, como resultado en la siguiente casilla es la cantidad de horas al año en que el operario estará ejecutando la tarea y posteriormente en los años a la cual se proyecta.

PLAN DE MANTENIMIENTO ACTUAL (PMA)												
Origen Tarea PMA	Detalle Origen PMA	Tarea PMA	Detalle Tarea PMA	Estrategia PMA	Estado equipo para la tarea PMA	Intervalo (Días) PMA	Duración Tarea PMA (h/mm:ss)	Personal Interno o Contratista PMA	Especialidad PMA	No Personas PMA	HH PMA Llave en Mano (Año)	HH PMA Totales (Año)
											0.0	0.0
											0.0	0.0
											0.0	0.0
											0.0	0.0
											0.0	0.0
											0.0	0.0
											0.0	0.0
											0.0	0.0

Figura. 36 Plan de mantenimiento actual (PMA)

Los costos pertenecientes al plan de mantenimiento actual cuenta con sus respectivos ítems, en los cuales se especifica si las tareas cuenta con costos por repuestos, los costos por servicios las cuales hacen referencia a alquiler de herramientas especiales, el tiempo de traslado y duración del recorrido es igual al digitado anteriormente en la hoja de costos y se especifica los días del costo logístico, donde el costo logístico es la multiplicación de los días logísticos por el valor del tiempo de traslado y el costo de la tareas es la suma de cada uno de los ítems de costo de repuestos, costo de servicios, costo logístico y costo mano de obra.

En la toma de decisiones se hace obligatorio la orientación de a la política de la empresa, por tal razón la plantilla cuenta con un espacio donde se pregunta si la tarea es obligatoria por que pertenece a alguna política, norma o estrategia, en tal caso que la respuesta a esta pregunta sea si, automáticamente pasa hacer parte del plan de mantenimiento optimizado y además de esto se añade un espacio para la descripción de política o norma a las cual pertenezca.

COSTOS DEL PLAN DE MANTENIMIENTO ACTUAL (PMA)											POLITICA	
Descripción Repuestos PMA	Costo Repuestos PMA	Descripción Servicios PMA	Costo Servicios PMA	Tiempo de traslado a la locación y recorrido (Ida y Vuelta) PMA (hr)	Días logísticos (Ida y Vuelta) PMA	Costo Mano de Obra PMA	Costo Logístico PMA	Costo Tarea (1 Año) PMA	Relación Costo Efectividad PMA	Costo Efectividad PMA	¿La Tarea es obligatoria porque pertenece a alguna Política, Norma o Estrategia?	Descripción Política, Norma o Estrategia
	\$ 0		\$ 0	0.0		-	\$ 0	\$ 0	-	-		
	\$ 0		\$ 0	0.0		-	\$ 0	\$ 0	-	-		
	\$ 0		\$ 0	0.0		-	\$ 0	\$ 0	-	-		
	\$ 0		\$ 0	0.0		-	\$ 0	\$ 0	-	-		
	\$ 0		\$ 0	0.0		-	\$ 0	\$ 0	-	-		
	\$ 0		\$ 0	0.0		-	\$ 0	\$ 0	-	-		

Figura. 37 Costos del plan de mantenimiento actual (PMA)

6.6.2 PLAN DE MANTENIMIENTO CORRECTIVO

El plan de mantenimiento correctivo es uno de los mantenimientos más importantes para la organización ya que tienes uno de los mayores costos operativos, en este apartado se añade el modo de falla que cubre el activo, con el fin de agrupar los activos que cubren el mismo modo de falla para realizar solo una tareas de mantenimiento, donde se deberá añadir parámetros de los efectos principales el cual hace parte del paso 5, donde corresponde a la evaluación de las consecuencias las cuales se clasifican según su efecto así:

- Consecuencia operacional
- Consecuencia no operacional
- Seguridad de las personas
- Medio ambiente
- Ninguna

La casilla de tiempo medio entre fallos corresponde a si no se realiza la tarea, cada cuanto fallaría por el modo de falla analizado en meses y en años, el estado del equipo corresponde si durante la ejecución del manteniendo el equipo deberá estar apagado, en línea o fuera de línea y especificar la respectiva duración de la tarea siendo apoyados por el criterio del experto, de la misma forma como en el mantenimiento actual se especifica la cuadrilla que ejecutara el mantenimiento y número de personas, adicional el tiempo de traslado y recorrido que será tomado de la hoja de análisis de costos, la mano de obra será el resultado de la multiplicación de costo de la hora hombre por especialidad, cantidad de personas que lo realizan, duración de la tarea.

El costo logístico hace referencia a la sumatoria de tiempos de duración de la tarea, más el tiempo del recorrido multiplicado por el tipo de transporte, que puede ser transporte para zona rural o urbana, el análisis según su activo o forma de falla conlleva costos de repuestos para finalmente obtener un valor total de la tarea correctiva donde se suman, costo mano de obra, costos logísticos y costo repuestos, este valor es proyectado a los años de evaluación asignados.

MANTENIMIENTO CORRECTIVO																	
Cuenta MFs	Modo Falla Relevante	Tipo de Falla	Efectos Principales // Actividad Correctiva	Consecuencia	MTBF Pot (Meses)	MTBF Pot (Años)	Estado Equipo	Duración Continuo (hr)	Especialidad Falla	No Personas	Tiempo de traslado a la locación y recorrido (ida y vuelta) (hr)	Costo Mano de Obra	Costo Logístico Correctivo	Costo Repuestos	Costo Tarea Correctiva	Costo Tarea Correctiva (1 Año)	Costo Tarea Correctiva (en Años)
0											0.0	\$0	\$0		\$0	-	-
0											0.0	\$0	\$0		\$0	-	-
0											0.0	\$0	\$0		\$0	-	-
0											0.0	\$0	\$0		\$0	-	-
0											0.0	\$0	\$0		\$0	-	-
0											0.0	\$0	\$0		\$0	-	-

Figura. 38 Plan de mantenimiento correctivo

6.6.3 PLAN DE MANTENIMIENTO OPTIMIZADO (PMO)

El plan de mantenimiento optimizado representa la propuesta de añadir o corregir los mantenimientos actuales, en la primera columna se especifica si la tarea de la cual está siendo evaluada corresponde a una tarea actual, una tarea propuesta o una tarea la cual ya ha estado pero se le realizaran modificaciones, continuando se describe si la tarea tubo origen de un instructivo o inspecciones realizadas por el personal técnico y el cual se detalla su origen, la tarea de PMO corresponde a tipo de estrategia que es usada para la realización de la actividad que puede ser monitoreo por condición, reacondicionamiento cíclico, sustitución cíclica, búsqueda de fallas inspección sensorial o inspección por termografía según corresponda y la especificación del estado del equipo a la hora de realizar la tarea donde puede ser en línea, apagado o fuera de línea, también el intervalo de días en la cual se ejecutara la tarea y su respectiva duración.

La especialidad de las cuadrillas de PMO son las mismas que las actuales en la empresa, ya que cumplen y atacan de forma correcta cada modo de falla existente, especificando la cantidad de personas las cuales se disponen a realizar la tarea, como resultado en la siguiente casilla es la cantidad de horas al año en que el operario estará ejecutando la tarea.

PLAN DE MANTENIMIENTO OPTIMIZADO (PMO)											
Tarea Inicial PMO	Origen Tarea PMO	Detalle Origen PMO	Tarea PMO	Detalle Tarea PMO	Estrategia PMO	Estado equipo para la tarea PMO	Intervalo (Días) PMO	Duración Tarea PMA (h:min:ss)	Especialidad PMO	No Personas PMO	HH PMO Llave en Mano (Año)

Figura. 39 Plan de mantenimiento optimizado (PMO)

En el apartado de costos pertenecientes al plan de mantenimiento optimizado se especifica si la tarea cuenta con costos de repuestos, los costos por servicios las cuales hacen referencia a alquiler de herramienta especial, el tiempo de traslado y duración del recorrido es igual al digitado anteriormente en la hoja de costos, se especifica los días del costo logístico el cual hace referencia a el resultado de multiplicar el número de días logísticos, el valor del tiempo del recorrido y el costo

de la tarea total es la suma de cada uno de los ítems de costo de repuestos, costo de servicios, costo logístico y costo mano de obra.

Los costos de PMO se proyectan a los años a los cuales evalúa digitado en la hoja de costos, adicional a esto se evalúa si la tarea a realizar es costo efectivo. esto quiere decir si la relación costo efectividad es menor a 1 la tarea es costo efectivo y si es mayor a 1, la tarea no es costo efectivo; la relación costo efectividad se realiza haciendo la división del costo de PMO dividido sobre el costo de planes de mantenimiento correctivo.

COSTOS DEL PLAN DE MANTENIMIENTO OPTIMIZADO (PMO)									
Descripción Repuestos PMO	Costo Repuestos PMO	Descripción Servicios PMO	Costo Servicios PMO	Tiempo de traslado a la locación (Ida y Vuelta) PMO (hr)	Días logísticos (Ida y Vuelta) PMO	Costo Mano de Obra PMO	Costo Logístico PMO	Costo Tarea (1 Año) PMO	Costo Efectividad PMO
	\$ 0		\$ 0				\$ 0	\$ 0	
	\$ 0		\$ 0				\$ 0	\$ 0	
	\$ 0		\$ 0				\$ 0	\$ 0	
	\$ 0		\$ 0				\$ 0	\$ 0	
	\$ 0		\$ 0				\$ 0	\$ 0	
	\$ 0		\$ 0				\$ 0	\$ 0	
	\$ 0		\$ 0				\$ 0	\$ 0	

Figura. 40 Costos del plan de mantenimiento optimizado (PMO)

6.6.4 DIAGRAMA DE DECISIÓN

Este diagrama corresponde a la sección más importante de la herramienta, la hoja de cálculo toma la decisión de que tareas se deben realizar ya sea por que cumplan una política o que cumplan por ser costo efectiva, por esta razón en el diagrama de decisiones se realiza una serie de preguntas las cuales son evaluadas internamente en la formula ya que anteriormente fueron especificadas, en este apartado se muestra los resultados del estudio realizado mostrando así cuantos activos están cubriendo el mismo modos de falla, la toma de decisión tiene como prioridad a los activos críticos, las tareas que representen mayor costo efectividad, adicional el tipo de consecuencia que tiene la falla. La decisión es realizada basándose en el diagrama de decisión de PMO, seguidamente se añade una casilla en la cual el encargado describe su respectiva justificación.

DIAGRAMA DE DECISIÓN									
¿La Tarea es obligatoria porque pertenece a alguna Política, Norma o Estrategia?	¿La falla tiene consecuencias en la seguridad, el ambiente, operacionales o no operacionales ?	¿La falla tiene consecuencias en la seguridad y en el ambiente?	La tarea con consecuencias operacionales y no operacionales ¿es costo efectiva?	Tarea Preseleccionada	Relación Costo Efectividad Tarea Preseleccionada	Cuenta MFs	¿Existe otra tarea en otra fila que cubre el mismo modo de falla para el mismo activo?	Tarea Resultado PMO	Justificación
-	-	-	-	-	-	0	NO	-	
-	-	-	-	-	-	0	NO	-	
-	-	-	-	-	-	0	NO	-	
-	-	-	-	-	-	0	NO	-	
-	-	-	-	-	-	0	NO	-	
-	-	-	-	-	-	0	NO	-	
-	-	-	-	-	-	0	NO	-	

Figura. 41 Diagrama de decisión

6.6.5 PLAN DE MANTENIMIENTO FINAL

Por último se describe las actividades las cuales fueron aceptadas ya sea por política o por que cumple costo efectividad, se describe únicamente las tareas a realizar informando a quien va dirigido con su respectivo código, descripción del activo, descripción de la tarea, adicional el intervalo de tiempo con el cual se ejecutara la tarea, definiendo quien es el encargado de la tarea, ya sea personal interno o personal contratista, especialidad y cantidad de personas quienes ejecuten la tarea, como resultado en la siguiente casilla es la cantidad de horas al año en que el operario estará ejecutando la tarea.

PLAN DE MANTENIMIENTO										
Cod. Activo	Descripción Del Activo	Componente	Tarea	Detalle Tarea	Tipo Tarea	Intervalo (Meses)	Duración Tarea (hr) PMO	No Personas	Especialidad	HH (Año)

Figura. 42 Plan de mantenimiento final

6.7 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Con el fin de presentar al jefe de estructura de una forma más didáctica con diagramas de torta, o de barras con la finalidad de una mayor comprensión, en este apartado se representa en forma porcentual el número de tareas el cual han sido eliminadas, cuales han sido optimizadas y cuales hacen parte de las tareas actuales. Adicionalmente se genera una gráfica cruzada representando las horas hombre por nivel de criticidad con el fin de priorizar los activos más críticos, especificando la cantidad de activos que pertenecen a un nivel de criticidad específico.

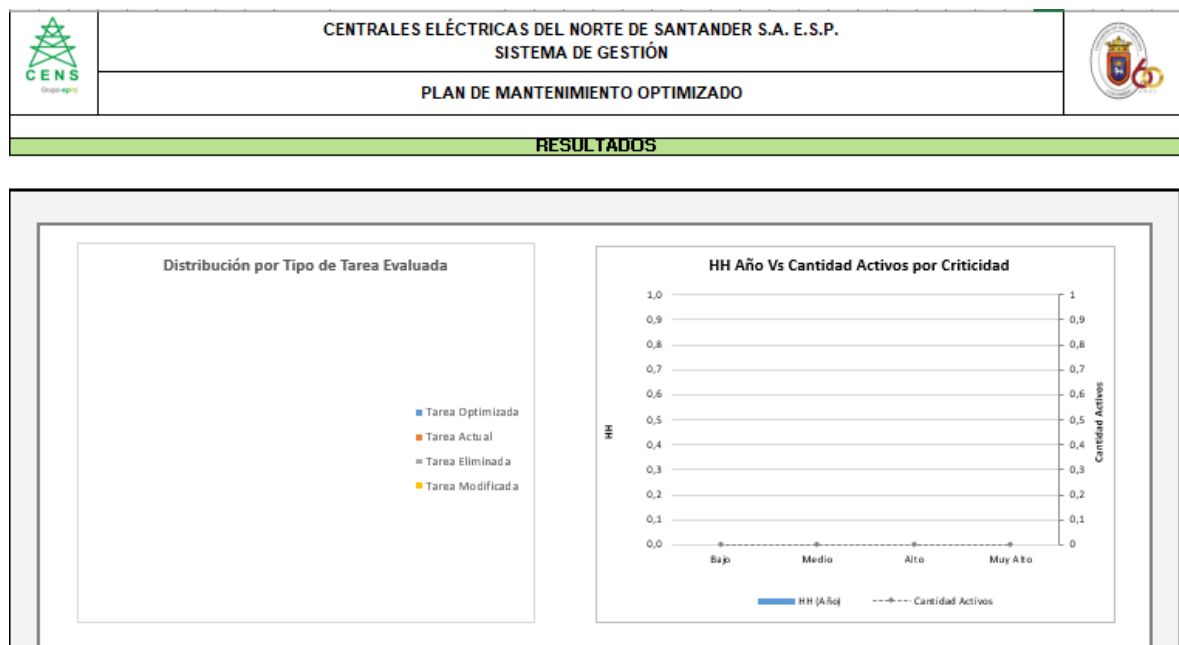


Figura. 43 Resultados

Como resultado la herramienta se generará una ruta por agrupación de activos que pertenezcan a un mismo ramal principal, donde se muestra el número de activos a los cuales va dirigido el mantenimiento y su respectivo costo por ramal con el fin de ir dirigidos a los ramales con mayor criticidad del alimentador.

PMO		
<i>Actividades</i>	<i>ACTIVOS</i>	<i>¢</i>
Rutina 1	<input type="checkbox"/>	<input type="text"/>
Rutina 2	<input type="checkbox"/>	<input type="text"/>
Rutina 3	<input type="checkbox"/>	<input type="text"/>
Rutina 4	<input type="checkbox"/>	<input type="text"/>
Rutina n	<input type="checkbox"/>	<input type="text"/>
Costo Total	0	\$ <input type="text" value="-"/>

Nota: Calculo aproximado de variacion en los costos de mantenimiento con la optimizacion (variando frecuencia y duraciones, ademas atacando los principales modos de falla de los activos)

Figura. 44 Resultados de las rutas

6.8 REUNIONES DE APROBACIÓN E IMPLEMENTACIÓN

Dando cumplimiento a la metodología de planes de mantenimiento optimizado, es imperante añadir la octava sección en la cual involucra directamente al paso 8 y 9 de la metodología donde el responsable del mantenimiento presenta los resultados a el jefe de estructura para la revisión y aceptación para posteriormente ser ejecutado.

Una vez aprobado el plan de mantenimiento se hace indispensable crear plan dinámico donde gradualmente se evalúa la información y verificar si el plan de mantenimiento sigue siendo el más costo efectivo apuntándole a cada uno de los modos de falla.



	CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P. SISTEMA DE GESTIÓN			
	PLAN DE MANTENIMIENTO OPTIMIZADO			
REUNIONES				
NOMBRE (ASISTENTE)	CARGO/ÁREA	EMPRESA	FECHA	FIRMA

Figura. 45 Reuniones

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En este apartado se exponen las conclusiones del presente trabajo comprobando así el cumplimiento respecto a los objetivos planteados para su realización, con este propósito se describen entonces los resultados más importantes en relación con cada objetivo específico resumiendo los hallazgos relevantes.

Finalmente, fue posible el cumplimiento del objetivo general el cual iba orientado a la implementación y evaluación de la metodología de Planes de Mantenimiento Optimizado (PMO) con la finalidad de proponer un mantenimiento en marcado a él alimentador PAMC4 de CENS S.A. E.S.P.

En cuanto a lo abordado anteriormente, es posible indicar el cumplimiento del primer objetivo específico, en donde se logró la identificación del portafolio de activos del alimentador PAMC4 describiendo un total de 207 transformadores de los cuales goza de 41 transformadores trifásicos, 166 bifásicos y presta el servicio a un total de 3468 usuarios. El alimentador PAMC4 se encuentra en un nivel taxonómico 4, dividiéndose por ramales, con un ramal central y 29 arranques principales cada uno de estos posee una extensión y número de activos diferente dependiendo de la necesidad de la zona; De acuerdo con el análisis realizado se da claridad que la empresa Centrales Eléctricas de Norte de Santander mantiene una mayor cantidad de elementos de transformación de la marca MAGNETRON Y SIEMENS conservando un 81% de propiedad de estos activos y un 16% propiedad de particulares mientras que el 3% pertenece a propiedad compartida.

Seguidamente se logró inspeccionar los modos y efectos de falla dando cumplimiento a el segundo objetivo específico frente a la evidencia recaudada por parte de los operarios de mantenimiento e informes operativos, se logró la identificación de los indicadores para la gestión de mantenimiento, así mismo gracias a la recopilación de información se obtuvo los parámetros necesarios para consolidar y comparar los arranques más críticos en base a las causas y reincidencia de eventos.

Ya culminado el análisis se concluye que la implementación de la metodología de Planes de Mantenimiento Optimizado dirigido a él alimentador PAMC4 resulta mucho más efectivo y flexible que la del Mantenimiento Centrado en Fiabilidad (RCM), de manera que inicia desde un programa de mantenimiento razonablemente bueno y toma en cuenta la experiencia de operación y las características de falla de la planta. La aplicación de la metodología se logra desarrollar de forma satisfactoria ya que esta ha sido diseñada para usarla una vez los activos estén en uso y dar prioridad sin necesidad de abordar modos de fallas que no impacten la continuidad del servicio, por lo anterior es estratégicamente necesario enfocarse en la eliminación de trabajo innecesario y direccionar a labores que generen beneficios directos para la empresa sin dejar a

un lado la seguridad de las personas, el cuidado del medio ambiente y calidad del servicio.

En última instancia, la elaboración de la plantilla propuesta para la toma de decisiones enfocada en los mantenimientos dirigidos a los alimentadores da claridad a la necesidad de optimización y beneficios económicos para la empresa, exponiendo cada uno de los ítems propuestos para lograr el correcto funcionamiento de esta, la aplicación de la plantilla aumentará la efectividad y tiempos de respuesta para la toma de decisiones elevando los niveles de calidad y satisfacción frente a los usuarios posicionándola como una empresa integral.

Como ultima sección se exponen algunas recomendaciones en base a los resultados y las conclusiones a las que se llegó luego del presente estudio, con la finalidad de obtener beneficios en la toma de decisiones de mantenimientos, se recomienda la aplicación de la metodología de Planes de Mantenimiento Optimizado dirigida a cada uno de los alimentadores, subestaciones y cualquier sistema perteneciente a la empresa para contribuir a la reducción de tiempos y costos en el análisis prolongando una mayor vida útil de los activos. De igual manera se recomienda la implementación de la plantilla una vez sea plasmada y adecuada con sus respectivos formatos en la hoja de cálculo, a fin de hacer parte de una metodología establecida dentro de la empresa que serviría a el área de mantenimiento y gestión de activos para la toma de decisiones y reducir el tiempo de planeación y ejecución.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] P. Hernández Sampieri, R., Fernández Collado, C., & Baptista Lucio, *Metodología de la investigación: Roberto Hernández Sampieri, Carlos Fernández Collado y Pilar Baptista Lucio*, 6a. ed. 2014.
- [2] H. F. RICO RAMÍREZ and J. E. CÁRDENAS LEÓN, *ANÁLISIS DE LOS FACTORES CAUSANTES DE FALLAS EN EL CIRCUITO PALDONJUANA PERTENECIENTE AL SDL DE CENS Y FORMULACIÓN DE ESTRATEGIAS PARA MEJORAR LA CONTINUIDAD DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA HELFAR*(tesis de investigación). Bucaramanga: Univerdiad Industrial De Santander, 2016.
- [3] C. Mario and P. Hoyos, “Optimización De Los Planes De Mantenimiento Dentro De La Gestión De Activos,” *Asoc. Colomb. Ing.*, 2019.
- [4] P. J. Uscátegui, *Propuesta de mejoramiento de gestión de mantenimiento para el departamento de confiabilidad y proyectos en la empresa Petrosantander Colombia (INC)*(Tesis). Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2014.
- [5] L. Amendola, “Metodología para la optimización de los planes de mantenimiento de gestión de activos apoyado en normas & estándares: Caso Planta de Automoción en España,” 2012. [Online]. Available: <http://pmm-bs.com/metodologia-la-optimizacion-los-planes-mantenimiento/>. [Accessed: 30-Apr-2020].
- [6] “CENS E.S.P S.A-Grupo EPM.” [Online]. Available: <https://www.cens.com.co>. [Accessed: 13-Apr-2020].
- [7] “Informe Sostenibilidad,” *CENS E.S.P S.A, Grupo EMP.*, 2018. [Online]. Available: <http://www.sostenibilidadcens.com/perfil-empresa/presencia-en-la-region/>. [Accessed: 09-Apr-2020].
- [8] “CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas.,” 1994. [Online]. Available: <https://www.creg.gov.co>. [Accessed: 07-Apr-2020].
- [9] “ISO-Organisation Internationale de Normalisation.” [Online]. Available: <https://www.iso.org/>. [Accessed: 07-Apr-2020].
- [10] RETIE, “RETIE resolución 9 0708 de agosto 30 de 2013 con sus ajustes,” *Resoluc. 90708*, p. 127, 2013.
- [11] Instituto Colombiano de Normas Tecnicas y Certificación, “Código eléctrico colombiano NTC2050,” *Código Eléctrico Colomb.*, p. 847, 1998.
- [12] J. Fraschina, M. Inta, M. Ju, and P. Real, “Caracterización Del Mercado ELÉCTRICO COLOMBIANO,” *Compañía de Expertos en Mercados XM.*, p. 5, 2010.
- [13] A. Mora Gutiérrez, *MANTENIMIENTO Planeación, ejecución y control*. México D.F: Alfaomega Grupo Editor,S.A de C.V, 2009.
- [14] “MANTENIMIENTO INDUSTRIAL Objetivos del mantenimiento,” *mantenimientoindustrialwebTeoría sobre mantenimiento industrial*, 2016. [Online]. Available: <https://mantenimientoindustrialweb.wordpress.com/2016/08/02/objetivos->

- del-mantenimiento/. [Accessed: 17-Apr-2020].
- [15] J. J. RIERA CHAVEZ, *DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE MANTENIMIENTO INDUSTRIAL ASISTIDO POR COMPUTADOR PARA LA EMPRESA CUBIERTAS DEL ECUADOR KUBIEC S.A. EN LA PLANTA ESTHELA*. Sangolquí: Escuela Politécnica Del Ejército, 2012.
 - [16] A. Mendoza, *Clasificación Mantenimiento a rotura (correctivo) Mantenimiento Programado Mantenimiento Preventivo (Predictivo)*. Colegio Provincial de Educación Tecnológica, 2010.
 - [17] O. G. Palencia, "El Mantenimiento General," *Univ. Pedagog. Y Tecnol. Colomb.*, vol. I, 2006.
 - [18] M. A. Belén, *MANTENIMIENTO INDUSTRIAL*, vol. 1. Universidad Carlos III de Madrid, 2015.
 - [19] S. Beltrán Barreda, *Plan De Mantenimiento Centrado En La Confiabilidad (R.C.M.) En La Edar De Nules-Vilavella(Tesis de investigación)*. Castelló: Universitat Jaume I, 2015.
 - [20] S. Turner, "PMO – Optimización del Plan de Mantenimiento (Planned Maintenance Optimisation) El Análisis de Mantenimiento del Futuro," *OMCS Lat. Am.*, pp. 8–12, 2000.
 - [21] S. de S. Pú. D. Superservicios, "DIAGNÓSTICO DE LA CALIDAD DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA," *Prog. Phys. Geogr.*, 2017.
 - [22] M. Prat Planas, "Análisis de fiabilidad, criticidad, disponibilidad, capacidad de mantenimiento y seguridad de una impresora industrial digital.," 2009.
 - [23] ISO, "Petroleum, petroquimical and natural gas industries - Collection and exchanges of reliability and maintenance data for equipment," vol. 3, p. 219, 2004.

ANEXOS

ANEXO A. INFORME OPERATIVO, AÑO 2019. 2018 Y 2017.

AÑO	CÓDIGO SPARD	DURACIÓN (Horas)	DIRECCION	CAUSA	No Trafo	NO USUARIOS	DNA (kWh)	SAIDI (h)
2019	ESW6929	73,65	BUENOS AIRES	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	2	15	242,428	0,0021
2019	ESW6853	9,38	VEREDA SAN ANTONIO	3PL01. MANTENIMIENTO GENERAL DEL CIRCUITO	109	1038	1186,65	0,0187
2019	PASW2926	4,28	KDX 141 EL SALVADOR POTOSI	5PL01. MANTENIMIENTO GENERAL DEL CIRCUITO	9	119	103,692	0,0010
2019	PASW3810	3,42	SECTOR HOSPITAL	6FL09. APERTURA DE LA LÍNEA PROPIEDAD DEL USUARIO	1	1	38,415	0,0000
2019	PASW2440	1,15	NARANJO	6FL04. LINEA ROTA	2	26	2,452	0,0001
2019	PASW3239	6,97	SECTOR PINAR DEL RIO	6FL04. LINEA ROTA	1	9	4,228	0,0001
2019	HSW29	4,6	PARQ. RECREACIONAL PAMPLONITA	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	4	55	36,756	0,0005
2019	HSW22	1,1	ARENAL	6PT02. CAMBIO TRAF0 DE DISTRIBUCIÓN	11	659	86,083	0,0014
2019	PASW2576	2,09	SIMON BOLIVAR	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	3	236	57,864	0,0009
2019	PASW3811	0,41	PANAMERICANA	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	3	206	12,104	0,0002
2019	ESW6860	4,09	PARQ. SAB.PAMPLONITA	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	3	54	25,745	0,0004
2019	ESW6929	35,65	BUENOS AIRES	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	2	15	131,022	0,0010
2019	PASW2638	8,64	VDA CHICHIRA	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	9	67	42,153	0,0011
2019	ESW6872	45,64	VDA COLORADO	6FO12. DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	2	9	25,547	0,0008
2019	ESW6858	3,74	EL SALVADOR	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	1	1	53,535	0,0000

2019	SW6301	2,27	ENTRADA PRINCIPAL PAMPLONITA	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	59	599	146,536	0,0026
2019	SW6456	82,07	VDA SANTA LUCIA ALTO PAMPLONITA	6FO12. DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	2	9	12,994	0,0014
2019	PASW3810	3,37	SECTOR HOSPITAL	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	1	1	50,574	0,0000
2019	HSW38	4,67	ARRANQUE VDA PARAMO	6FL06. OBJETOS EXTRAÑOS O ANIMALES SOBRE LA RED	8	76	41,067	0,0007
2019	HSW25	6,33	LA AGUADITA	6PL01. MANTENIMIENTO GENERAL DEL CIRCUITO	33	136	133,387	0,0016
2019	HSW25	1,67	LA AGUADITA	6PT02. CAMBIO TRAFO DE DISTRIBUCIÓN	32	131	34,752	0,0004
2019	SW6301	1,85	ENTRADA PRINCIPAL PAMPLONITA	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	59	599	119,238	0,0021
2019	PASW2440	3,92	NARANJO	6PO08. EXIGENCIA TRASLADO Y ADECUACION DE INFRAESTRUCTURA	2	26	7,773	0,0002
2019	PASW2543	3,83	SECTOR EL CHIRIMIYO	6FL08. RAMAS SOBRE LA RED	55	330	102,352	0,0024
2019	HSW38	6,04	ARRANQUE VDA PARAMO	6FL08. RAMAS SOBRE LA RED	8	76	53,181	0,0009
2019	HSW25	8,79	LA AGUADITA	6FL12. FALLA EN PORTA FUSIBLE / CORTACIRCUITOS	30	113	166,18	0,0019
2019	HSW228	1,15	FRENTE A SALSAMENTARI A	6FL05. PUENTES ROTOS/FLOJOS	25	1670	258,728	0,0036
2019	HSW307	31,62	ARRANQUE VDA SABANETA	6FO02. FALLA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES	10	54	93,426	0,0033
2019	PASW2543	4,62	SECTOR EL CHIRIMIYO	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	38	227	91,301	0,0020
2019	PASW2543	4,47	SECTOR EL CHIRIMIYO	6FO08. CATASTROFES NATURALES	55	336	119,431	0,0028
2019	PASW2543	13,3	SECTOR EL CHIRIMIYO	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	38	227	262,704	0,0057
2019	LSW2422	3,59	RIO NEGRO	6FL12. FALLA EN PORTA FUSIBLE / CORTACIRCUITOS	20	113	50,621	0,0008
2019	CSW3162	17,18	CHICHIRA	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	6	43	53,989	0,0014

2019	HSW206	4,81	ARRANQUE VDA CENTRO	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	4	33	14,155	0,0003
2019	PASW2543	3,33	SECTOR EL CHIRIMIYO	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	55	337	88,948	0,0021
2019	PASW2638	21	VDA CHICHIRA	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	6	43	65,995	0,0017
2019	HSW206	4,86	ARRANQUE VDA CENTRO	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	4	33	14,299	0,0003
2019	PASW2543	4,9	SECTOR EL CHIRIMIYO	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	55	338	130,912	0,0031
2019	HSW39	3,79	ARRANQUE LLANO GRANDE	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	8	37	24,593	0,0003
2019	PASW2543	3,27	SECTOR EL CHIRIMIYO	6FL07. LINEAS DESTENSIONADAS	55	338	87,373	0,0021
2019	HSW39	4,27	ARRANQUE LLANO GRANDE	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	8	37	27,691	0,0003
2019	HSW207	1,42	ARRANQUE SABANETA-SANFRANCIS	6FO12. DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	30	153	8,761	0,0004
2019	HSW38	12,29	ARRANQUE VDA PARAMO	6FO12. DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	8	77	108,181	0,0018
2019	LSW2422	16,4	RIO NEGRO	6FO12. DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	20	151	375,675	0,0046
2019	HSW40	4,24	ARRANQ VDA SAN FRANCISCO PAMPL	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	11	45	3,14	0,0004
2019	ESW6865	19,26	VDA CENTRO	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	4	24	23,645	0,0009
2019	HSW38	8,53	ARRANQUE VDA PARAMO	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	8	77	75,066	0,0012
2019	HSW225	28,12	VDA LLANO GRANDE	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	3	19	18,159	0,0010
2019	HSW40	73,25	ARRANQ VDA SAN FRANCISCO PAMPL	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	15	61	92,779	0,0084
2019	SW6456	116,9	VDA SANTA LUCIA ALTO PAMPLONITA	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	2	7	2,273	0,0015

2019	ESW6860	3,15	PARQ. RECREACIONAL LA SAB.PAMPLONIT A	6FO12. DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	3	59	19,865	0,0003
2019	HSW206	3,79	ARRANQUE VDA CENTRO	6FO12. DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	4	33	11,171	0,0002
2019	HSW39	59,81	ARRANQUE LLANO GRANDE	6FL13. DPS EN FALLA	10	45	400,044	0,0050
2019	PASW2543	7,62	SECTOR EL CHIRIMIYO	6PL01. MANTENIMIENTO GENERAL DEL CIRCUITO	55	338	203,619	0,0048
2019	SW6445	5,5	VDA SAN ANTONIO	6FL08. RAMAS SOBRE LA RED	9	89	93,701	0,0009
2019	MSW11154	7,13	VDA LA AGUADITA	6PL01. MANTENIMIENTO GENERAL DEL CIRCUITO	18	102	87,869	0,0014
2019	HSW25	7,13	LA AGUADITA	6PL01. MANTENIMIENTO GENERAL DEL CIRCUITO	1	1	13,325	0,0000
2019	HSW206	5,69	ARRANQUE VDA CENTRO	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	3	11	4,731	0,0001
2019	HSW25	9,22	LA AGUADITA	6PL01. MANTENIMIENTO GENERAL DEL CIRCUITO	1	1	17,217	0,0000
2019	PASW2638	3,82	VDA CHICHIRA	6FT06. APERTURA POR FALLA EN TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN	6	43	12,017	0,0003
2019	HSW25	9,28	LA AGUADITA	6PL01. MANTENIMIENTO GENERAL DEL CIRCUITO	22	109	158,152	0,0019
2018	PASW3820	22,330 55556	VDA LA LIBERTAD	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	1	19	30,9216	0,0008
2018	HSW221	0,6663 88889	TERMINAL DE TRANSPORTE	6FL06. OBJETOS EXTRAÑOS SOBRE LA RED	2	106	10,615	0,0001
2018	SW6460	78,441 38889	VEREDA SANTA LUCIA ALTO PAMPLONITA	6FL04. LINEA ROTA	1	3	2,06998	0,0005
2018	PASW2543	3,4488 88889	SECTOR EL CHIRIMIYO	6FO12. DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	55	326	92,8757	0,0022
2018	SW6455	2,2833 33333	VDA SANTA LUCIA	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	1	6	0,84674	0,0000
2018	PASW3139	5,0458 33333	LA CORTADA	6FL09. APERTURA DE LA LÍNEA PROPIEDAD DEL USUARIO	1	1	4,30297	0,0000

2018	PASW2633	47,767 77778	VDA SABANETA	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	1	8	26,6703	0,0008
2018	HSW24	2,6047 22222	AL MATADERO	6FL09. APERTURA DE LA LÍNEA PROPIEDAD DEL USUARIO	1	1	4,0735	0,0000
2018	ESW6858	11,356 38889	EL SALVADOR	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	1	1	108,517	0,0000
2018	HSW24	3,8725	AL MATADERO	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	1	1	6,05616	0,0000
2018	PASW3761	97,689 16667	VDA COLORADO	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	1	4	7,19101	0,0008
2018	ESW6853	4,17	VEREDA SAN ANTONIO	6PL01. MANTENIMIENTO GENERAL DEL CIRCUITO	36	255	184,08	0,0021
2018	ESW6858	7,05	EL SALVADOR	6FL09. APERTURA DE LA LÍNEA PROPIEDAD DEL USUARIO	1	1	67,327	0,0000
2018	PASW2543	2,27	SECTOR EL CHIRIMIYO	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	55	327	58,418	0,0015
2018	HSW229	1,25	CRA 9A 5-127	6PL01. MANTENIMIENTO GENERAL DEL CIRCUITO	37	339	75,264	0,0008
2018	ESW6860	2,35	PARQ. SAB.PAMPLONITA	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	3	53	15,144	0,0002
2018	PASW2439	4,57	VUELTA LOS ADIOSES	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	1	31	42,353	0,0003
2018	PASW2543	5,32	SECTOR EL CHIRIMIYO	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	55	329	140,973	0,0034
2018	PASW2543	2,91	SECTOR EL CHIRIMIYO	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	55	329	77,268	0,0019
2018	PASW2543	3,57	SECTOR EL CHIRIMIYO	6FL07. LINEAS DESTENSIONADAS	55	329	94,573	0,0023
2018	HSW206	17,68	ARRANQUE VDA CENTRO	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	4	33	46,463	0,0011
2018	PASW2439	6:00	VUELTA LOS ADIOSES	6PL01. MANTENIMIENTO GENERAL DEL CIRCUITO	1	31	85,819	0,0006

2018	ESW6852	0:00	VDA LA LIBERTAD	6FL09. APERTURA DE LA LÍNEA PROPIEDAD DEL USUARIO	1	1	18,453	0,0001
2018	ESW6858	4,54	EL SALVADOR	6FL09. APERTURA DE LA LÍNEA PROPIEDAD DEL USUARIO	1	1	32,263	0,0000
2018	CSW2885	4,85	ARRANQUE EL REPOSO	6FT06. APERTURA POR FALLA EN TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN	2	27	15,186	0,0003
2018	SW6457	160,56	VDA SANTA LUCIA	6FL08. RAMAS SOBRE LA RED	2	8	29,212	0,0025
2018	ESW6853	0,58	VEREDA SAN ANTONIO	6FL12. FALLA EN PORTA FUSIBLE / CORTACIRCUITOS	37	262	27,176	0,0003
2018	CSW2885	4,06	ARRANQUE EL REPOSO	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	2	27	11,779	0,0002
2018	PASW2543	12,41	SECTOR EL CHIRIMIYO	6FO12. DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	25	179	263,071	0,0043
2018	HSW207	1,29	ARRANQUE SABANETA	6FO12. DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	30	150	7,507	0,0004
2018	HSW308	5,14	VDA SAN JOSE DE TONCHALA	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	7	31	1,727	0,0003
2018	FSW223	12,15	VEREDA CUCANO	6FO12. DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	18	107	65,524	0,0025
2018	PASW2543	12,41	SECTOR EL CHIRIMIYO	6FO12. DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	25	179	263,071	0,0043
2018	HSW207	1,29	ARRANQUE SABANETA	6FO12. DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	30	150	7,507	0,0004
2018	HSW308	5,14	VDA SAN JOSE DE TONCHALA	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	7	31	1,727	0,0003
2018	FSW223	12,15	VEREDA CUCANO	6FO12. DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	18	107	65,524	0,0025
2018	FSW223	30,69	VEREDA CUCANO	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	18	107	165,485	0,0064
2018	HSW206	3,92	ARRANQUE VDA CENTRO	6FO12. DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	4	33	10,255	0,0003
2018	HSW24	1,98	AL MATADERO	6FL06. OBJETOS EXTRAÑOS SOBRE LA RED	1	1	6,102	0,0000
2018	TOSW3236	143,96	FONTIBON	6FL01. FALLA POSTE Y/O ESTRUCTURA	1	1	43,588	0,0003
2018	FSW223	89,51	VEREDA CUCANO	6FO12. DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	18	107	482,589	0,0187
2018	PASW2543	12,23	SECTOR EL CHIRIMIYO	6FO12. DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	55	329	329,406	0,0078
2018	HSW40	4,41	ARRANQ VDA SAN FRANCISCO PAMPL	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	15	61	5,315	0,0005

2018	ESW6865	5,7	VDA CENTRO	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	11	66	19,937	0,0007
2018	LSW2423	23,79	LA MIGUELERA	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	30	212	788,17	0,0098
2018	HSW176	0,28	VILLA DEL CARMEN	6PL03. APERTURA PARA AISLAR Y REPARAR DAÑO SOBRE LA LÍNEA	14	43	2,823	0,0000
2018	TOSW3236	74,25	FONTIBON	6FL09. APERTURA DE LA LÍNEA PROPIEDAD DEL USUARIO	1	1	22,48	0,0001
2018	PASW3308	3,83	VDA POTOSI ARRANQUE EL CERRO	6FL04. LINEA ROTA	1	15	6,976	0,0001
2018	BSW4613	25,49	SANTA LUCIA	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	3	17	22,725	0,0008
2018	HSW263	115,52	VDA SAN JOSE DE TONCHALA	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	1	6	6,097	0,0013
2018	HSW264	124,61	VDA SAN JOSE DE TONCHALA	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	2	5	10,385	0,0012
2018	HSW67	4,95	SIMON BOLIVAR	6PL01. MANTENIMIENTO GENERAL DEL CIRCUITO	8	702	412,225	0,0067
2018	PASW3616	2,58	SIMON BOLIVAR	6FL03. DISPARO CAUSA DESCONOCIDA	5	24	5,395	0,0001
2018	HSW311	40,66	ARRANQUE VIA PRINCIPAL VDA COLORADO	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	5	21	44,105	0,0017
2018	PASW2440	17,65	NARANJO	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	2	26	40,107	0,0009
2018	PASW3239	4,04	SECTOR PINAR DEL RIO	6FL07. LINEAS DESTENSIONADAS	1	9	2,569	0,0001
2018	CSW3165	1,01	LA LEGIA	6FL07. LINEAS DESTENSIONADAS	1	7	1,43	0,0000
2017	GSW3944	24,61	TRITURADORA PAMPLONITA	6FL09. APERTURA DE LA LÍNEA PROPIEDAD DEL USUARIO	1	1		
2017	SW6699	23,13	EL SALVADOR	6FL09. APERTURA DE LA LÍNEA PROPIEDAD DEL USUARIO	1	2		
2017	PASW2524	25,34	ARRANQUE PRINCIPAL FONTIBON	6FL01. FALLA POSTE Y/O ESTRUCTURA	8	19		

2017	LSW2423	4,63	LA MIGUELERA	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	30	214		
2017	HSW221	1,04	TERMINAL DE TRANSPORTE	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	2	108		
2017	PASW2622	4,93	SABANETA	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	3	11		
2017	ESW7133	17,38	FONTIBON	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	6	16		
2017	HSW35	1,87	VDA ULAGA	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	7	47		
2017	HSW38	16,16	ARRANQUE VDA PARAMO	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	8	75		
2017	FSW223	40,04	VEREDA CUCANO	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	18	108		
2017	HSW25	1,80	LA AGUADITA	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	32	134		
2017	HSW24	1,60	AL MATADERO	6FL09. APERTURA DE LA LÍNEA PROPIEDAD DEL USUARIO	1	1		
2017	BSW4613	41,05	SANTA LUCIA	6FL08. RAMAS SOBRE LA RED	2	13		
2017	HSW40	7,85	ARRANQ VDA SAN FRANCISCO PAMPL	6FO12. DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	15	61		
2017	HSW176	0,10	VILLA DEL CARMEN	6PL01. MANTENIMIENTO GENERAL DEL CIRCUITO	15	44		
2017	HSW176	0,35	VILLA DEL CARMEN	6FO02. FALLA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES	276	3425		
2017	HSW25	1,17	LA AGUADITA	6FO02. FALLA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES	294	3516		
2017	HSW176	0,23	VILLA DEL CARMEN	6PL01. MANTENIMIENTO GENERAL DEL CIRCUITO	150	1286		
2017	HSW36	40,81	SECTOR EL NARANJO	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	1	10		

2017	PASW2543	2,99	SECTOR EL CHIRIMIYO	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	55	315		
2017	HSW207	14,50	ARRANQUE SABANETA-SANFRANCIS	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	30	148		
2017	HSW40	0,45	ARRANQ VDA SAN FRANCISCO PAMPL	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	15	61		
2017	PASW2543	5,71	SECTOR EL CHIRIMIYO	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	55	315		
2017	HSW207	0,50	ARRANQUE SABANETA-SANFRANCIS	6FO02. FALLA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES	15	87		
2017	HSW40	54,56	ARRANQ VDA SAN FRANCISCO PAMPL	6FT06. APERTURA POR FALLA EN TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN	15	61		
2017	HSW207	2,04	ARRANQUE SABANETA-SANFRANCIS	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	29	143		
2017	HSW254	24,49	PINAR DEL RIO	6FL09. APERTURA DE LA LÍNEA PROPIEDAD DEL USUARIO	1	1		
2017	HSW40	32,21	ARRANQ VDA SAN FRANCISCO PAMPL	6FT06. APERTURA POR FALLA EN TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN	14	56		
2017	HSW207	7,05	ARRANQUE SABANETA-SANFRANCIS	6PL01. MANTENIMIENTO GENERAL DEL CIRCUITO	28	140		
2017	PASW2543	2,57	SECTOR EL CHIRIMIYO	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	55	315		
2017	HSW207	47,77	ARRANQUE SABANETA-SANFRANCIS	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	30	148		
2017	ESW6854	4,92	LA HACIENDA	6FL09. APERTURA DE LA LÍNEA PROPIEDAD DEL USUARIO	1	2		
2017	HSW261	48,77	VDA SAN JOSE DE TONCHALA	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	2	7		
2017	HSW264	74,67	VDA SAN JOSE DE TONCHALA	6FL13. DPS EN FALLA	2	5		
2017	HSW254	25,37	PINAR DEL RIO	6FL09. APERTURA DE LA LÍNEA PROPIEDAD DEL USUARIO	1	1		
2017	HSW229	47,33	CRA 9A 5-127	6FO08. CATASTROFES NATURALES	203	3006		

2017	ESW6854	2,20	LA HACIENDA	6PL01. MANTENIMIENTO GENERAL DEL CIRCUITO	1	2		
2017	HSW22	4,05	ARENAL	6FO08. CATASTROFES NATURALES	11	620		
2017	HSW221	7,80	TERMINAL DE TRANSPORTE	6PL01. MANTENIMIENTO GENERAL DEL CIRCUITO	2	108		
2017	HSW207	3,04	ARRANQUE SABANETA-SANFRANCIS	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	30	148		
2017	PASW3616	1,22	SIMON BOLIVAR	6PL03. APERTURA PARA AISLAR Y REPARAR DAÑO SOBRE LA LÍNEA	4	21		
2017	PASW3308	3,86	VDA POTOSI ARRANQUE EL CERRO	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	1	15		
2017	HSW176	0,27	VILLA DEL CARMEN	6PO11. TRANSFERENCIA DE CARGA	15	44		
2017	HSW25	0,42	LA AGUADITA	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	293	3470		
2017	HSW36	20,31	SECTOR EL NARANJO	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	1	10		
2017	HSW176	0,08	VILLA DEL CARMEN	6PO11. TRANSFERENCIA DE CARGA	276	3425		
2017	PASW2440	1,22	NARANJO	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	2	26		
2017	HSW38	1,49	ARRANQUE VDA PARAMO	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	8	75		
2017	HSW221	3,33	TERMINAL DE TRANSPORTE	6FL06. OBJETOS EXTRAÑOS SOBRE LA RED	2	108		
2017	HSW67	7,10	BARRIO SIMON BOLIVAR	6PL01. MANTENIMIENTO GENERAL DEL CIRCUITO	8	686		
2017	ESW6930	8,70	BUENOS AIRES	6FL08. RAMAS SOBRE LA RED	4	17		
2017	PASW2622	4,10	SABANETA	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	3	11		
2017	HSW39	33,01	ARRANQUE LLANO GRANDE	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	11	51		
2017	SW6459	55,29	VEREDA SANTA LUCIA	6FL12. FALLA EN PORTA FUSIBLE / CORTACIRCUITOS	3	9		

2017	HSW176	0,08	VILLA DEL CARMEN	6PO09. DESCONEXIÓN POR CATASTROFES NATURALES	15	45		
2017	HSW176	0,12	VILLA DEL CARMEN	6PO11. TRANSFERENCIA DE CARGA	24	132		
2017	HSW221	1,29	TERMINAL DE TRANSPORTE	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	2	108		
2017	SW7319	9,47	VDA ALCAPARRAL	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	1	3		
2017	SW6301	3,26	ENTRADA PRINCIPAL PAMPLONITA	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	58	577		
2017	PASW3819	99,81	VDA LA LIBERTAD	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	2	9		
2017	PASW3820	24,07	VDA LA LIBERTAD	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	1	19		
2017	BSW4613	1,72	SANTA LUCIA	6FL10. FALLA DE FUSIBLES CAUSA DESCONOCIDA	3	18		
2017	HSW176	4,63	VILLA DEL CARMEN	6PL01. MANTENIMIENTO GENERAL DEL CIRCUITO	15	45		

ANEXO B. ALIMENTADOR PAMC4, UBICACIÓN DE LOS TRASFOMADORES VISTO EN GOOGLE EARTH.

