



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

SEDE GUAYAQUIL

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

PROYECTO DE TITULACIÓN

Previa la obtención del Título de:

INGENIERO ELÉCTRICO

TEMA:

“Diseño de un Plan Estratégico de Mantenimiento utilizando la metodología eROMEO para la Línea de Subtransmisión Milagro – Durán”

AUTORES:

Cristhian Moisés Barrera Arévalo

Edgar Joel Zamora Molina

DIRECTOR: Ing. Daniel Contreras Ramírez, MSc

GUAYAQUIL - ECUADOR

2017

CERTIFICADOS DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Nosotros, CRISTHIAN MOISÉS BARRERA ARÉVALO y EDGAR JOEL ZAMORA MOLINA autorizamos a la **Universidad Politécnica Salesiana** la publicación total o parcial de este trabajo de titulación y su reproducción sin fines de lucro.

Además, declaramos que los conceptos, análisis desarrollados y las conclusiones del presente trabajo son de exclusiva responsabilidad de los autores.

Guayaquil, Mayo del 2017

f) _____

Autor: Cristhian M. Barrera A.

Cédula: 093108156-6

f) _____

Autor: Edgar J. Zamora M.

Cédula: 094033088-9

CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UPS

Nosotros, **CRISTHIAN MOISÉS BARRERA ARÉVALO**, con documento de identificación N° **093108156-6** y **EDGAR JOEL ZAMORA MOLINA**, con documento de identificación N° **0940330889**, manifestamos nuestra voluntad y cedemos a la **UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA** la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que somos autores del trabajo de grado titulado **“DISEÑO DE UN PLAN ESTRATÉGICO DE MANTENIMIENTO UTILIZANDO LA METODOLOGÍA eROMEO PARA LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN MILAGRO – DURÁN”** mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de **INGENIERO ELÉCTRICO**, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la universidad facultada para ejercer plenamente los derechos antes cedidos.

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

Guayaquil, Mayo del 2017

f) _____

Autor: Cristhian M. Barrera A.

Cédula: 093108156-6

f) _____

Autor: Edgar J. Zamora M.

Cédula: 094033088-9

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN SUSCRITO POR EL TUTOR

Yo, **DANIEL SANTOS CONTRERAS RAMÍREZ**, director del proyecto de Titulación denominado “**DISEÑO DE UN PLAN ESTRATÉGICO DE MANTENIMIENTO UTILIZANDO LA METODOLOGÍA eROMEO PARA LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN MILAGRO – DURÁN**” realizado por los estudiantes, **CRISTHIAN MOISÉS BARRERA ARÉVALO** y **EDGAR JOEL ZAMORA MOLINA**, certifico que ha sido orientado y revisado durante su desarrollo, por cuanto se aprueba la presentación del mismo ante las autoridades pertinentes.

Guayaquil, Mayo del 2017

f) _____

Ing. Daniel Contreras Ramírez, MSc

DEDICATORIAS

Dedico este trabajo a las nuevas generaciones, en el Ecuador la aplicación de nuevas metodologías para el mantenimiento en sistemas de subtransmisión aún es decadente, existe la necesidad de análisis y estudios del estado actual de los sistemas que han prolongado su tiempo de vida útil por encima de lo estimado, de forma que, por medio de tareas preventivas – correctivas se adapten a los sistemas de forma planificada disminuyendo el uso de recursos y tiempos de interrupción.

Cristhian Moisés Barrera Arévalo

A mi familia.

Edgar Joel Zamora Molina

AGRADECIMIENTOS

Dios, piedra fundamental en mi vida te agradezco por permitirme culminar una etapa más de estudio, a mi madre Marina Barrera la cual me demostró que en la vida no hay que agachar la cabeza frente a los problemas, siempre se encontrará una solución y hay que estar preparado cuando la oportunidad se presente, a mis hermanas quienes son pilares fundamentales en mi vida, a mis amigos ingenieros de quienes sigo aprendiendo cada día, demuestran el lado humano y científico con el que el ser humano dispone, al padre Luciano Bellini quien me dio una mano cuando más lo necesité, a todo el cuerpo de trabajo de CNEL Guayas – Los Ríos que desde la presidencia hasta el personal de apoyo brindó parte de su tiempo para este trabajo y a nuestro tutor quien aun siendo designado de improvisto nos exigió para dar lo mejor de nosotros.

“El trabajo legal y honesto dignifica al hombre, la dignidad del hombre enaltece a Dios”

Cristhian Moisés Barrera Arévalo

Te doy gracias Dios por cuidarme y permitirme terminar este proyecto en mi vida, a mi padre y a mi madre les quedo infinitamente agradecido por inculcarme buenos valores, consejos y costumbres desde pequeño, por apoyarme en todo momento y amarme inmensamente; a mi hermana inseparable que aun siendo más pequeña me enseñó a ver la vida de otra manera; a mi nueva familia conformada por mi esposa y mi hijo que siempre están junto a mí y son la inspiración para seguir adelante más aún cuando estoy en momentos difíciles, mis más sinceros agradecimientos a todas las personas involucradas en el proceso de mi vida que me apoyaron desde que era un niño hasta ahora, a mis familiares y verdaderos amigos.

Edgar Joel Zamora Molina

RESUMEN

En esta investigación se presenta el diseño de un plan estratégico de mantenimiento para la línea de subtransmisión Milagro – Durán perteneciente a la unidad de negocio CNEL Guayas – Los Ríos sistema durán sur; la aplicación de esta propuesta tiene la finalidad primordial de mejorar el plan de mantenimiento actual, optimizando así los recursos y tiempos empleados para las reparaciones programadas, como también minimizando la duración y los costos por las interrupciones no programadas del sistema. El estudio propuesto en este trabajo fue desarrollado como una investigación descriptiva de campo, no experimental. Para ello fue necesario la utilización de una metodología de mantenimiento llamada eROMEEO (eficiente fiabilidad de mantenimiento de equipos y organización), la cual está compuesta por 3 metodologías de mantenimiento tales como: mantenimiento productivo total (TPM), mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM) e inspecciones en base al riesgo (RBI). El análisis del sistema tiene establecidos periodos desde enero del 2014 hasta septiembre del 2016, y se desarrolló por medio del análisis de Pareto para poder identificar los elementos con mayor presencia de fallas y analizar la criticidad de los elementos que conforman el sistema de subtransmisión, historial de fallas con período 2014 – 2016, diagrama de causa – efecto de fallas en el sistema, modos de fallas y sus afectaciones al sistema y el análisis modal de fallas y efectos para los componentes críticos del sistema de subtransmisión.

Palabras clave: Subtransmisión, CNEL, mantenimiento, recursos, interrupciones, eROMEEO, TPM, RCM, RBI.

ABSTRACT

This research presents the design of a strategic maintenance plan for the Milagro - Durán subtransmission line that belongs to Cnel Guayas - Los Ríos business unit, Durán Sur system; the application of this proposal has the primary purpose of improving the current maintenance plan, allowing the optimization of the resources and times that are used for scheduled repairs, as well as minimizing the duration and costs for unscheduled system interruptions. The study proposed in this work was developed as a descriptive field research, not experimental. For this, it was necessary to use a maintenance methodology called eROMEEO (efficient Reliability of Maintenance for Equipment and Organization), which is composed of 3 maintenance methodologies such as: Total Productive Maintenance (TPM), Reliability Centered Maintenance (RCM) and Risk Based Inspections (RBI). The analysis of the system has established periods from January of 2014 until September of 2016, and it was developed by Pareto`s analysis, which is able to identify the elements with greater presence of faults and it analyzes the following aspects as: the criticity of the elements that conform the subtransmission system, the history of failures with period 2014 – 2016 too; cause - effect diagrams of system failures, fault modes and their system affections and modal analysis of faults and effects for the critical components of the subtransmission system.

Keywords: Subtransmission, CNEL, maintenance, resources, interruptions, eROMEEO, TPM, RCM, RBI.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

PROYECTO DE TITULACIÓN	i
CERTIFICADOS DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN	ii
CERTIFICADO DE SESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UPS	iii
CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN SUSCRITO POR EL TUTOR	iv
DEDICATORIAS	v
AGRADECIMIENTOS	vi
RESUMEN	vii
ABSTRACT	viii
ÍNDICE DE CONTENIDOS	ix
ÍNDICE DE FIGURAS	xii
ÍNDICE DE TABLAS	xv
ÍNDICE DE ECUACIONES	xvi
ÍNDICE DE ANEXOS	xvii
ABREVIATURAS	xviii
INTRODUCCIÓN	xix
EL PROBLEMA	2
1.1 ANTECEDENTES.....	2
1.2 IMPORTANCIA Y ALCANCES	3
1.3 DELIMITACIÓN.....	8
1.4 OBJETIVOS	9
1.5 DATOS DE LA UNIDAD DE NEGOCIO.....	10
1.5.1 ANTECEDENTES DE LA EMPRESA	10
1.5.2 ÁREA DE CONCESIÓN.....	13

1.5.3 INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA	14
1.5.4 MODELO EXISTENTE DE MANTENIMIENTO.....	15
MARCO TEÓRICO	17
2.1 CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO.....	17
2.2 INTERRUPCIONES.....	17
2.3 PERSPECTIVAS DE COSTO.....	19
2.4 ESTRUCTURA DE UNA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN	20
2.4.1 AISLADORES	20
2.4.2 POSTES	22
2.4.3 CONDUCTORES	22
2.4.4 HILO DE GUARDA.....	24
2.4.5 HERRAJES	25
2.4.6 TEMPLETES	25
2.4.7 PUESTAS A TIERRA	26
2.4.8 SERVIDUMBRE	26
2.5 HISTORIAL DE FALLOS	27
2.6 METODOLOGÍAS DEL MANTENIMIENTO	27
2.6.1 MANTENIMIENTO PRODUCTIVO TOTAL.....	30
2.6.2 MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD.....	47
2.6.3 INSPECCIONES BASADAS EN RIESGO	84
MARCO METODOLÓGICO	90
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN	90
3.2 POBLACIÓN Y MUESTRA.....	91
3.3 TÉCNICAS PARA LA RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN	91
3.4 PROCEDIMIENTO	92
3.5 PLANTEAMIENTO Y DESARROLLO.....	94
3.5.1 EVALUATIVO eROMEO – TPM	94

3.5.2 EVALUATIVO eROMEO – RCM Y RBI.....	95
ANÁLISIS Y RESULTADOS.....	105
4.1 ANÁLISIS DEL ESTADO ACTUAL.....	105
4.2 ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA	123
4.3 eROMEO EN EL SISTEMA DE SUBTRANSMIÓN MILAGRO – DURÁN	126
4.4 ANÁLISIS DE PARETO PARA EL SISTEMA DE SUBTRANSMIÓN MILAGRO - DURÁN	131
4.5 ANÁLISIS DE CRITICIDAD DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA DE SUBTRANSMIÓN MILAGRO – DURÁN.....	133
4.6 ANÁLISIS DEL HISTORIAL DE FALLAS DEL SISTEMA DE SUBTRANSMIÓN MILAGRO – DURÁN EN EL PERÍODO ENERO 2014 – SEPTIEMBRE 2016	137
4.7 DIAGRAMA CAUSA – EFECTO DEL SISTEMA DE SUBTRANSMIÓN MILAGRO - DURÁN	141
4.8 ANÁLISIS DE LOS MODOS DE FALLA Y SUS AFECTACIONES.....	146
4.9 ANÁLISIS MODAL DE FALLAS Y EFECTOS DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA DE SUBTRANSMIÓN MILAGRO – DURÁN	158
4.10 QGIS COMO PLATAFORMA VISUAL – GEORREFERENCIAL.....	159
PLAN ESTRATÉGICO DE MANTENIMIENTO.....	161
5.1 ELABORACIÓN DEL PROGRAMA DE MANTENIMIENTO PARA LA LÍNEA DE SUBTRANSMIÓN DURAN-MILAGRO	161
CONCLUSIONES	186
RECOMENDACIONES	187
TERMINOLOGÍA	189
BIBLIOGRAFÍA	191
ANEXOS.....	196

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1 INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA DE CNEL GUAYAS – LOS RÍOS [8].....	8
FIGURA 2 ORGANIGRAMA CNEL GUAYAS – LOS RÍOS [9].....	11
FIGURA 3 ORGANIGRAMA – CNEL GUAYAS - LOS RÍOS SISTEMA DURÁN SUR.....	12
FIGURA 4 ÁREA DE CONCESIÓN DE CNEL GUAYAS – LOS RÍOS [10].....	13
FIGURA 5 MANTENIMIENTO PRODUCTIVO TOTAL [14]	30
FIGURA 6 SISTEMA CERO [14]	32
FIGURA 7 CARÁCTERÍSTICAS BÁSICAS DEL TPM [15].....	33
FIGURA 8 BENEFICIOS DEL TPM [15]	35
FIGURA 9 CLASIFICACION 5'S [15].....	35
FIGURA 10 ETAPAS DE IMPLEMENTACION [15].....	36
FIGURA 11 REPRESENTACIÓN DE LA EJECUCIÓN DE SEIRI.....	37
FIGURA 12 REPRESENTACIÓN DE LA EJECUCIÓN DE SEITON [16].....	37
FIGURA 13 TÉCNICOS DE CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO SANTO DOMINGO, REALIZARON EL MANTENIMIENTO DE 15 TRANSFORMADORES Y LA LIMPIEZA DE AISLADORES EN TODA EL ÁREA DE SERVICIO QUE COMPRENDE EL MATAL, EN EL CANTÓN JAMA, PROVINCIA DE MANABÍ [10].....	38
FIGURA 14 REPRESENTACIÓN DE LA EJECUCIÓN DE SEIKETSU [18]	39
FIGURA 15 REPRESENTACIÓN DE LA EJECUCIÓN DE SHITSUKE [19].....	40
FIGURA 16 PILARES TPM [22].....	42
FIGURA 17 RAZONES FUNDAMENTALES [15].....	47
FIGURA 18 PRINCIPALES FUNCIONES	50
FIGURA 19 RELACION ENTRE CAPACIDAD INICIAL Y FUNCIONAMIENTO DESEADO	50
FIGURA 20 ACTIVOS FISICOS QUE PUEDEN SER MANTENIDOS	51
FIGURA 21 CONTEXTO OPERACIONAL	53
FIGURA 22 DIAGRAMA DE DECISIONES PARA UNA FALLA QUE AFECTA AL MEDIO AMBIENTE O A LA SEGURIDAD	66
FIGURA 23 ESTRATEGIA PARA EL MANTENIMIENTO DE UNA FALLA CON CONSECUENCIAS OPERACIONALES.....	67

FIGURA 24 FALLAS MULTIPLES	68
FIGURA 25 DESARROLLO DE UNA ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO PARA FUNCIONES OCULTAS	69
FIGURA 26 EVALUACION DE LAS CONSECUENCIAS DE FALLA	70
FIGURA 27 COMPARATIVO DEL MANTENIMIENTO TRADICIONAL VS RCM	71
FIGURA 28 CURVA DE FALLA POTENCIAL – FUNCIONAL	73
FIGURA 29 INTERVALO POTENCIAL – FUNCIONAL.....	74
FIGURA 30 CLASIFICACION DE LAS TAREAS PROACTIVAS.....	75
FIGURA 31 GRAFICA DE ACCIONES POR FALTA DE.....	75
FIGURA 32 PROCESO DE DECISIONES PARA BUSQUEDA DE FALLA.....	76
FIGURA 33 EJEMPLO DE DIAGRAMA DE DECISIONES	80
FIGURA 34 EJEMPLO DE DIAGRAMA DE CAUSA - EFECTO.....	84
FIGURA 35 OBJETIVOS GLOBALES RBI.....	87
FIGURA 36 ESQUEMA PARA LA METODOLOGIA DE RBI.....	87
FIGURA 37 CÁLCULO DE NIVEL DE RIESGO (NPR)	88
FIGURA 38 MATRIZ DE CRITICIDAD	89
FIGURA 39 BENEFICIOS DEL RBI	89
FIGURA 40 ELEMENTOS CRÍTICOS PARA ANÁLISIS EN RCM.....	97
FIGURA 41 FUNCIONES PRIMARIAS Y SECUNDARIAS DE LOS ELEMENTOS CRÍTICOS	98
FIGURA 42 PROPUESTA DE RBI.....	103
FIGURA 43 PROCESO DE ACTIVIDADES.....	104
FIGURA 44 ESTRUCTURA DE TIPO S-1-G.....	107
FIGURA 45 ESTRUCTURA DE TIPO SU-1-G.....	109
FIGURA 46 ESTRUCTURA DE TIPO TU-1-G	111
FIGURA 47 ESTRUCTURA DE TIPO ERH-G	113
FIGURA 48 PORCENTAJES DE POSTES SEGÚN SU TIPO	115
FIGURA 49 PORCENTAJES SEGÚN SU FORMA DE ACCESO.....	116
FIGURA 50 COMPARATIVO DE FALLAS 2014 - 2016.....	117
FIGURA 51 FALLAS POR AÑO 2014 – 2016	118
FIGURA 52 DISMINUCIÓN DE FALLAS POR AÑO 2014 – 2016.....	119
FIGURA 53 DISMINUCIÓN DE FALLAS POR AÑO 2015 – 2016.....	120
FIGURA 54 DISMINUCIÓN DE FALLAS POR AÑO 2015 – 2016.....	121

FIGURA 55 DISMINUCIÓN DE TIEMPO DE FALLAS POR AÑO 2014 – 2016	122
FIGURA 56 INCREMENTO DE TIEMPO DE FALLAS POR AÑO 2015 – 2016	122
FIGURA 57 COMPARATIVO DE ÍNDICES DE CONFIABILIDAD	125
FIGURA 58 DIAGRAMA DE METODOLOGÍA eROMEO	129
FIGURA 59 DIAGRAMA DE PARETO – ELEMENTOS CRÍTICOS	132
FIGURA 60 ANÁLISIS DE LOS ELEMENTOS CRÍTICOS	136
FIGURA 61 PORCENTAJES DE FALLAS POR ELEMENTOS CRÍTICOS 2014	138
FIGURA 62 PORCENTAJES DE FALLAS POR ELEMENTOS CRÍTICOS 2015	139
FIGURA 63 PORCENTAJES DE FALLAS POR ELEMENTOS CRÍTICOS 2016	140
FIGURA 64 DIAGRAMA CAUSA - EFECTO S/T MILAGRO - DURÁN	142
FIGURA 65 PORCENTAJES POR MODO DE FALLA 2014	147
FIGURA 66 PORCENTAJES POR MODO DE FALLA 2015	149
FIGURA 67 PORCENTAJE POR MODO DE FALLA 2016	150
FIGURA 68 PORCENTAJES POR MODO DE FALLA GLOBAL	151
FIGURA 69 FALLAS COMPARATIVAS POR ESTACIONES DEL AÑO 2014	152
FIGURA 70 FALLAS COMPARATIVAS POR ESTACIONES DEL AÑO 2015	153
FIGURA 71 FALLAS COMPARATIVAS POR ESTACIONES DEL AÑO 2016	154
FIGURA 72 FALLAS COMPARATIVAS POR ESTACIONES DEL AÑO GLOBAL	155
FIGURA 73 MODOS DE FALLA CON DEMANDA MÁXIMA PREVIA INTERRUPCIÓN GLOBAL – INVIERNO	156
FIGURA 74 MODOS DE FALLA CON DEMANDA MÁXIMA PREVIA INTERRUPCIÓN GLOBAL – VERANO	157
FIGURA 75 PROYECCION DE LIDAR EN SOFTWARE [42]	181

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1 INFRAESTRUCTURA CNEL GUAYAS – LOS RÍOS [10].....	14
TABLA 2 CLIENTES BENEFICIADOR POR SUBSIDIOS [10].....	14
TABLA 3 CLASIFICACIÓN DE INTERRUPCIONES.....	18
TABLA 4 PRINCIPIOS BÁSICOS DEL TPM [15].....	34
TABLA 5 ETAPAS DE IMPLEMENTACION DEL PROGRAMA TPM [15].....	44
TABLA 6 CLASIFICACION DE TIPOS DE FUNCIONES.....	52
TABLA 7 EJEMPLOS DE MODOS DE FALLA.....	55
TABLA 8 AUMENTO DEL FUNCIONAMIENTO DESEADO.....	56
TABLA 9 NIVEL DE DETALLE	57
TABLA 10 FUENTE INFORMATIVA DE MODOS Y EFECTOS	58
TABLA 11 EJEMPLO SENCILLO DE HOJA INFORMATIVA DE RCM.....	63
TABLA 12 FUNCIÓN – DESCRIPCIÓN	64
TABLA 13 CONSECUENCIA – DESCRIPCIÓN	65
TABLA 14 EJEMPLO SENCILLO DE HOJA DE DECISIÓN EN RCM.....	81
TABLA 15 TABLA DE NIVEL DE RENDIMIENTO.....	94
TABLA 16 EJEMPLO DE CUESTIONARIO	95
TABLA 17 EJEMPLOS DE TAREAS DE MANTENIMIENTO PROACTIVO ..	100
TABLA 18 ESTRUCTURA DE TIPO S-1-G	106
TABLA 19 ESTRUCTURA DE TIPO SU-1-G	108
TABLA 20 ESTRUCTURA DE TIPO TU-1-G	110
TABLA 21 ESTRUCTURA DE TIPO ERH-G.....	112
TABLA 22 CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS TRAMO 1	114
TABLA 23 CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS TRAMO 2	114
TABLA 24 ESTRUCTURA DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN.....	115
TABLA 25 NÚMERO DE FALLAS 2014 - 2016	117
TABLA 26 ÍNDICES DE CONFIABILIDAD	124
TABLA 27 ENERGÍA NO SUMINISTRADA POR AÑO	125
TABLA 28 EVALUATIVA DEL DESEMPEÑO ORGANIZACIONAL.....	127
TABLA 29 FRECUENCIAS DE FALLAS Y PORCENTAJES DE OCURRENCIA Y ACUMULADO	131
TABLA 30 MATRIZ EVALUATIVA DE CRITICIDAD.....	135

TABLA 31 MATRIZ DE CRITICIDAD.....	136
TABLA 32 ANÁLISIS DEL HISTORIAL DE FALLAS 2014.....	137
TABLA 33 ANÁLISIS DEL HISTORIAL DE FALLAS 2015	138
TABLA 34 ANÁLISIS DEL HISTORIAL DE FALLAS 2016.....	140
TABLA 35 ANÁLISIS DE MODOS DE FALLA 2014	147
TABLA 36 ANÁLISIS DE MODOS DE FALLA 2015	148
TABLA 37 ANÁLISIS DE MODOS DE FALLA 216	150
TABLA 38 ANÁLISIS DE MODOS DE FALLA GLOBAL.....	151
TABLA 39COMPARATIVA POR ESTACIONES DEL AÑO 2014	152
TABLA 40 COMPARATIVA POR ESTACIONES DEL AÑO 2015	153
TABLA 41 COMPARATIVA POR ESTACIONES DEL AÑO 2016	154
TABLA 42 COMPARATIVA POR ESTACIONES DEL AÑO GLOBAL	155
TABLA 43 EVALUACIÓN CRÍTICA DEL AMFE	158
TABLA 44 DISTANCIAS DE SEGURIDAD REGLAMENTARIA.....	167
TABLA 45 ACCIONES DE MANTENIMIENTO PRO-ACTIVO.....	168
TABLA 46 ESCENARIO 1 VAN & TIR CASO 90%	184
TABLA 47 ESCENARIO 1 VAN & TIR CASO 60%.....	184
TABLA 48 FECHAS PROPUESTAS PARA EL MANTENIMIENTO	185
TABLA 49 DETALLE DE REMUNERACIÓN ANUAL DEL PERSONAL	228

ÍNDICE DE ECUACIONES

ECUACIÓN 1 FRECUENCIA DE INTERRUPCIONES POR NÚMERO DE USUARIO [39]	123
ECUACIÓN 2 DURACIÓN DE LAS INTERRUPCIONES POR CONSUMIDOR [39].....	124
ECUACIÓN 3 ENERGÍA NO SUMINISTRADA.....	125
ECUACIÓN 4 FRECUENCIA DE FALLAS (FF)	133
ECUACIÓN 5 CONSECUENCIA	134
ECUACIÓN 6 CRITICIDAD	135
ECUACIÓN 7 COSTO DE ENERGÍA NO SUMINISTRADA	157
ECUACIÓN 8 CÁLCULO DE DISTANCIAS DE CONDUCTORES	166

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO 1 DIAGRAMA UNIFILAR SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN MILAGRO - DURÁN	196
ANEXO 2 INFORME DE FALLA DE DISTRIBUCIÓN MODO DE FALLA HUMANA.....	198
ANEXO 3 INFORME DE FALLA DE DISTRIBUCIÓN MODO DE FALLA VEGETACIÓN.....	200
ANEXO 4 INFORME DE FALLA DE DISTRIBUCIÓN MODO DE FALLA ANIMAL.....	202
ANEXO 5 INFORME DE FALLA DE DISTRIBUCIÓN MODO DE FALLA INDETERMINADA	204
ANEXO 6 TABLA HISTORIAL DE FALLAS DEL SISTEMA 2014.....	205
ANEXO 7 TABLA HISTORIAL DE FALLAS DEL SISTEMA 2015	206
ANEXO 8 TABLA HISTORIAL DE FALLAS DEL SISTEMA 2016.....	206
ANEXO 9 FIGURA MODO DE FALLA VEGETATIVO TIPO SILVESTRE.....	207
ANEXO 10 FIGURA MODO DE FALLA VEGETATIVO TIPO SEMBRÍO VERDE	207
ANEXO 11 FIGURA MODO DE FALLA VEGETATIVO TIPO SEMBRÍO MANGO.....	208
ANEXO 12 FIGURA MODO DE FALLA DESCARGA ATMOSFÉRICA AISLADOR FOGONEADO.....	208
ANEXO 13 FIGURA MODO DE FALLA ANIMAL TIPO AVE CARROÑERA	209
ANEXO 14 TABLA DEL ANÁLISIS MODAL DE FALLAS Y EFECTOS	210
ANEXO 15 TAREAS PROACTIVAS DE MANTENIMIENTO.....	212
ANEXO 16 FIGURA BANCADA THERMODRON ATyges	217
ANEXO 17 INFORME TÉCNICO COMPLEMENTARIO - FEEST	218
ANEXO 18 INFORME TÉCNICO COMPLEMENTARIO - FEC DST	219
ANEXO 19 CINFORME TÉCNICO COMPLEMENTARIO - FELAST	220
ANEXO 20 INFORME TÉCNICO COMPLEMENTARIO - FEEST	221
ANEXO 21 S/T MILAGRO - DURÁN PLATAFORMA QGIS	222
ANEXO 22 GASTOS ESTIMADOS POR MANTENIMIENTO AÑO 1	223
ANEXO 23 GASTOS ESTIMADOS POR MANTENIMIENTO AÑO 2.....	224

ANEXO 24 GASTOS ESTIMADOS POR MANTENIMIENTO AÑO 3.....	225
ANEXO 25 GASTOS ESTIMADOS POR MANTENIMIENTO AÑO 4.....	226
ANEXO 26 GASTOS ESTIMADOS POR MANTENIMIENTO AÑO 5.....	227

ABREVIATURAS

CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
ARCONEL	Agencia de Regulación y Control de Electricidad
SNI	Sistema Nacional Interconectado
Línea S/T	Línea de Subtransmisión
S/E	Subestación Eléctrica
RCM	Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad
TPM	Mantenimiento Productivo Total
RBI	Inspecciones en Base al Riesgo
eROMEO	Eficiencia de confiabilidad de dispositivos y otros equipos
ITC	Informe técnico complementario
PSI	Libra sobre pulgada cuadrada (Pound, Squerd, Inche)
ENS	Energía No Suministrada
CENS	Costo de Energía No Suministrada
VAN	Valor Anual Neto
TIR	Tasa Interna de Retorno

INTRODUCCIÓN

Debido al incremento constante de carga del sector industrial, comercial y residencial y al cambio tecnológico a nivel mundial, es de gran necesidad que el suministro de energía eléctrica sea confiable y tenga un tiempo de operación ininterrumpido. La necesidad de una administración eficaz de los activos y la aplicación de diversas metodologías del mantenimiento han motivado al sector eléctrico a mejorar las diversas tareas que desarrollan día a día en las diferentes áreas de operación, moviéndose desde el antiguo concepto de estrategia de mantenimiento del tiempo de reparación hacia una nueva estrategia la cual analiza cada pieza de equipo o área de operación de acuerdo a su criticidad.

El mantenimiento siempre es objeto de discusión y no es tarea fácil de resolver, por razones de eficiencia siempre es importante tener en cuenta el desempeño ambiental y las consecuencias por seguridad, así como la calidad del producto, la velocidad de innovación, el precio, la rentabilidad y el énfasis especial de la eficacia humana. La confiabilidad también desempeña un papel importante en el sistema, en la planificación, en las operaciones, en el diseño y control porque se puede comparar con diversos parámetros como los costos y el rendimiento en cualquier etapa del proceso, ayudando así en hacer cambios en la búsqueda de la mejora continua y el desarrollo.

El suministro de energía eléctrica es de vital importancia para todos, su existencia permite el funcionamiento de maquinarias y aparatos con los que convivimos hoy en día; por eso debe ser tratada y cuidada con seriedad. Con un mantenimiento adecuado se asegura que el suministro de energía eléctrica sea confiable, ya que así contamos con un recurso tan imprescindible en todo el mundo. El uso de este recurso se ve obligado a trabajar en todo momento y con la menor tasa de fallas que sea posible, desde la etapa de generación hasta la de transmisión, distribución y recepción de ésta. La energía eléctrica se transmite y distribuye a través de líneas de transmisión y subtransmisión, por las cuales se conduce diferentes cantidades de energía a largas o cortas distancias.

Las líneas de subtransmisión juegan un papel importante dentro de la red de distribución y entrega de energía eléctrica; por ello es necesario seguir normativas que permitan un mejor uso y cuidado de las mismas, para asegurar un período extenso de la vida del sistema de alimentación eléctrico en determinadas zonas o regiones. Para

logar tener un sistema de red eléctrica óptimo, se debe realizar un mantenimiento constante y efectivo que vaya de la mano con las exigencias del medio en el cual se encuentran, bien sea de tipo ambiental, grado de peligro, urgencia o importancia, entre otras.

Desde la revolución industrial, el mantenimiento ha sido un reto debido a su impresionante progreso, el antiguo concepto que se tenía era que las máquinas fueran diseñadas, construidas y mantenidas únicamente por los usuarios, pero después de este período los procesos se han diferenciado. Los usuarios del producto se separaron de los fabricantes del producto, así como el departamento de producción se separa del departamento de mantenimiento y dentro de estos surgen las especialidades [1]. El mantenimiento ha sido influenciado por diferentes factores tales como el tamaño, el costo, la complejidad y las competiciones. Cuando el mantenimiento es el tema principal de discusión, es importante tener en cuenta lo que implica su rendimiento y la seguridad ambiental, así como la calidad del producto, la velocidad de la innovación y el especial énfasis en la eficacia humana. Además de estas consideraciones, el mantenimiento no debe dejarse exclusivamente al departamento de mantenimiento, sino que debe ser controlado por una administración. También es importante que el trabajo sea programado y que el rendimiento del mantenimiento sea juzgado. Esto debe ser parte de la estrategia de producción con el fin de hacer avanzar el desarrollo de la planta. La necesidad de una gestión eficaz de los activos y la práctica de mantenimiento es lo que motivó a la industria a mejorar las tareas en sus plantas, moverse en un tiempo preventivo y llevar su estrategia de mantenimiento fijo hacia una estrategia más fiable en la que cada pieza de un equipo o área de trabajo sea tratada de forma diferente según sus necesidades. En otras palabras, la confiabilidad juega un rol importante en la planificación del sistema, las operaciones, el diseño y control, ya que son comparados con parámetros tales como los costos y el rendimiento en cualquier etapa del proceso, ayudando a realizar cambios en la búsqueda de mejoras continuas y desarrollo [2]. Se debe tener muy en claro que el mantenimiento no es una tarea fácil; el mantenimiento es una función a realizar en circunstancias adversas y bajo presión. Su objetivo es restablecer la funcionalidad del equipo de una manera confiable utilizando los recursos disponibles, como mínimo el tiempo y los costos para asegurar la máxima rentabilidad [3]. Una estrategia de selección inadecuada podría afectar negativamente al presupuesto, debido a los costos no planificados, así como la

reducción de las ganancias y la producción [4]. Por lo tanto, el mantenimiento debe ser visto como una oportunidad de inversión para ser optimizado y no un costo a minimizar. Las principales áreas de interés son la gestión de mantenimiento, la orientación normativa, el control técnico y el programa de mantenimiento. Hoy en día el 5-10% de la fuerza de trabajo es el personal de mantenimiento; ésta tiende a aumentar sustancialmente debido a la mecanización y automatización. Esto demuestra una tendencia hacia un menor número de operadores y una mayor cantidad del personal de mantenimiento. En otras palabras, el equilibrio se mantiene habitualmente con la formación adecuada. El personal de mantenimiento se ve obligado a asumir nuevas formas de pensar y de proceder, como ingenieros y gerentes en las mismas limitaciones de tiempo y nuevos inconvenientes de mantenimiento. Los sistemas están aumentando, no importa cuán técnicos o tecnológicos sean al recoger y analizar la información [5].

Uno de los objetivos de un sistema eléctrico de distribución es suministrar un servicio continuo a sus clientes; para esto, es necesario garantizar que cada uno de los elementos que lo conforman permanezca en continuo y efectivo funcionamiento. Las líneas de subtransmisión son el medio para llevar la energía eléctrica entre dos puntos del sistema y actualmente su operación se rige bajo leyes estatales que regulan su disponibilidad y continuidad, por lo que estas dos últimas se convierten en el objetivo a lograr por parte de muchos ingenieros. Es así como los encargados del mantenimiento desarrollan un grupo de tareas clasificadas entre mantenimiento preventivo y predictivo cuyo fin es mantener la función objetivo de las líneas (transmitir potencia a un nivel de tensión). Surge entonces la necesidad de implementar un modelo de mantenimiento para líneas de subtransmisión que instaure procesos fundamentados teóricamente, claros y puntuales que conlleven a optimizar la confiabilidad de los activos mencionados y a reducir la probabilidad de que ocurra un deslastre de carga, que normalmente cuesta más (genera más pérdidas económicas), que el costo de la ejecución de algún tipo de mantenimiento [6].

Con el presente trabajo se quiere lograr desarrollar el uso opcional de la metodología eROMEO, la cual busca aplicar conceptos de sus tres metodologías que la componen, en la línea de subtransmisión Milagro – Durán; se toman los principios generales del TPM, RBI y su fuerte RCM y se realiza los ajustes correspondientes de los mismos al mantenimiento existente en la línea de subtransmisión, de tal manera que dicha

metodología pueda ser utilizada para crear planes de mantenimiento basados en la confiabilidad y puedan ser de ayuda para otros sistemas de forma particular.

El objetivo de este documento es guiar al lector a través de la selección de tareas entre las diferentes estrategias de mantenimiento. La estructura de esta tesis se divide en 7 capítulos:

Capítulo 1 “El Problema”: De acuerdo al contexto se muestra la introducción, el caso de estudio, los objetivos y el alcance del proyecto técnico.

Capítulo 2 “Marco Teórico”: Descripción de la empresa, su organigrama, alcances, delimitaciones y estructuras. Bases teóricas que fundamentan la investigación y el diseño del plan estratégico de mantenimiento utilizando la metodología eROMEO.

Capítulo 3 “Marco Metodológico”: En esta sección se describirá cada método de análisis, procedimiento o técnica de investigación y recopilación de información, para el “Diseño de un Plan Estratégico de Mantenimiento utilizando la metodología eROMEO para la Línea de Subtransmisión Milagro – Durán”.

Capítulo 4 “Análisis y Resultados”: Análisis de la situación actual del sistema de subtransmisión de la Línea Milagro – Durán, su estructura y lo que la compone. Se muestran los resultados de los análisis propuestos por análisis de Pareto, análisis de la matriz de criticidad, análisis del historial de fallas, diagrama de causa – efecto, análisis de los modos de fallas y sus afectaciones y análisis modal de fallas y efectos del sistema de subtransmisión Milagro – Durán.

Capítulo 5 “Plan estratégico de mantenimiento”: A partir de los resultados analizados en el capítulo anterior se describen los métodos, procedimientos y técnicas que se llevaran a cabo dentro del plan estratégico de mantenimiento, con el fin de darle una solución inmediata a los casos presentados en la línea de subtransmisión. “Conclusiones, recomendaciones y anexos.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1 ANTECEDENTES

El trabajo de titulación propuesto está enfocado para la prevención de ocurrencia de fallas que se presentan en la línea de subtransmisión Milagro – Durán perteneciente a la unidad de negocio de Cnel Guayas – Los Ríos Sistema Durán Sur, mediante el diseño de un plan estratégico de mantenimiento, el cual servirá como una guía aplicable para la corrección de modos de fallas que intervengan en dicha línea, teniendo en cuenta que la principal consecuencia de éstas fallas es la interrupción del suministro de energía eléctrica en el sector Industrial, lo que genera pérdidas económicas tanto para el sector público, como para el privado, llegando algunas veces a afectar su patrimonio. En la línea S/T Milagro – Durán se aplican 3 tipos de mantenimiento, el preventivo con el cual existe un adelanto a la falla que puede producirse en un tiempo estimado, garantizando el correcto funcionamiento del sistema evitando el retraso que es producido por las posibles averías y sus consecuencias, el predictivo que determina bajo síntomas que se presentan en equipos o elementos que conforman la línea para después tomar acciones y decisiones de reparación o cambio antes de que ocurra una falla y el tipo de mantenimiento emergente o correctivo entendiéndose como aquel que corrige los defectos observados en los equipamientos o instalaciones, es la forma más básica de mantenimiento y consiste en localizar averías o defectos y corregirlos o repararlos, siendo éste el más contemplado e implementado ya que no existe un plan de mantenimiento, con el cual puedan regular de forma establecida el sistema y llevar un control óptimo que inicie desde el reconocimiento y clasificación de las fallas regulares que se presentan en la línea de subtransmisión.

La unidad de negocio de Cnel Guayas – Los Ríos cuenta con la línea S/T de 69 KV Milagro – Durán, la cual tiene su recorrido dividido en dos tramos. En el primer tramo el conductor actual desde la S/E Milagro hasta la S/E Montero (tomando como referencia su ubicación, mas no por encontrarse conectadas en algún punto) es de tipo ACSR 477 MCM con un recorrido de 18 km que fue construida en el año de 1998 y el segundo tramo desde la S/E Montero hasta la S/E Durán Sur con un conductor tipo

ACSR 266.8 MCM con un recorrido de 22.4 km que fue construida en el año de 1978. La demanda máxima registrada es de 43,6 Mw hasta el año 2016- 2017, esta línea presta servicio a las siguientes empresas privadas:

- S/E SANTA MARTHA 2.5 MVA
- S/E FORTIDEX 5 MVA
- S/E SWISSGAS 5 MVA
- S/E LATAMFIBERHOME 5MVA
- S/E PROCARSA 3.75/4.69 MVA
- S/E PROMARISCO 10/12.5 MVA
- S/E EXPALSA 10/12.5 MVA
- S/E PRONACA 5/6.25 MVA
- S/E SAIBABA 10/12.5 MVA
- S/E PLASTIGAMA 3.75 MVA
- S/E ECUAPLANTATION 4/5 MVA
- S/E EXTRULIT 5/6.25 MVA
- S/E GISIS 5/6.25 MVA
- S/E AGRIPAC 5/6.25 MVA

1.2 IMPORTANCIA Y ALCANCES

La búsqueda del ser humano por obtener una mayor confiabilidad en los sistemas de subtransmisión de energía ha hecho que se deje de usar los típicos mantenimientos fijos y pasen a mantenimientos preventivos y planificados basados en parámetros de calidad de energía y estrategias para reducir los costos de corte por interrupción del suministro de energía eléctrica. El mantenimiento siempre ha sido un tema de debate, ya que no es una tarea fácil de ejecutar, donde se miden distintos parámetros como la confiabilidad, eficiencia del personal, seguridad y temas ambientales básicamente.

El gobierno ecuatoriano está apoyando a la búsqueda de la excelencia en la eficiencia de nuestra matriz productiva, y es donde se ha enfocado diseñar un plan estratégico de mantenimiento utilizando la metodología eROMEO para la línea de Subtransmisión Milagro – Durán, perteneciente a la unidad de negocio de Cnel Guayas – Los Ríos

Sistema Durán Sur. El sector energético en general está tratando de lograr una “Gestión de primera clase” en el área de mantenimiento, pero si bien la limitación que se presenta es que las metodologías básicas utilizadas hoy en día no son suficientes trabajando individualmente y necesitan ser complementadas para lograr ese objetivo. Es por eso que es tomada en consideración la metodología eROMEO ya que cuenta con beneficios de 3 metodologías de mantenimiento tales como TPM, RCM y RBI, aterrizándola a nuestra realidad para lograr innovaciones en la organización, entre las tareas que propone incluye capacitar e involucrar a todas las áreas de la empresa para mejorar la utilización del personal, rehacer los planes de mantenimiento de acuerdo a la criticidad de los equipos y complementándolos con las inspecciones y monitoreo de condiciones para optimizar las actividades y aumentar el rendimiento.

Algunas de las deficiencias observadas en esta unidad de negocio como en muchas otras, es la mala utilización de los recursos que poseen, ya que no se aplican estrategias o metodologías modernas de mantenimiento. Todavía se vive en el momento en que se dejan operativos los equipos pese a que exista una falla de por medio o se invierte dinero en mantenimientos preventivos – correctivos sin el análisis adecuado de que tan rentable resulte seguir cambiando partes sin una evaluación de su estado para evitar fallos, que por lo general vienen de mal funcionamiento debido a la falta de formación continua de los técnicos operadores. Otro de los factores que intervienen, son la falta de inspecciones periódicas planificadas por el departamento de control – operación y llevadas a cabo por el departamento de mantenimiento, ya que como resultado al no tener el estado actual de la línea, esta se ve afectada por el incremento de la vegetación que crece de forma natural, la humedad que actúa como agente de corrosión atmosférica o los diversos cambios de clima que afectan a los materiales con los que están compuestos los elementos de la línea y sumado el tiempo de vida o de operación que lleva.

Las causas de las interrupciones que se dan en la línea pueden ser varias, pero generalmente llegan a ser el resultado de algún tipo de daño en la red del suministro eléctrico, como animales, vegetación, accidentes vehiculares, malas condiciones de trabajo, fallas humanas, falla de los equipos que componen la línea (por su antigüedad la mayor parte de los equipos se encuentran en mal estado y en base a inspecciones in situ del momento en que se aplica mantenimiento correctivo o emergente, se plantean cambios inmediatos dependiendo la urgencia del mismo), etc., Aunque la

infraestructura de la red eléctrica fue diseñada para compensar automáticamente muchos de estos problemas, no llega a ser infalible.

Entre los ejemplos que causan una interrupción en el sistema de suministro eléctrico de la línea son los dispositivos de protección de la red eléctrica que tiene incorporados, como los reconectadores automáticos de circuito. Los reconectadores promedian la duración de la mayoría de las interrupciones según la naturaleza de la falla, son dispositivos que son utilizados por las empresas eléctricas públicas para detectar el aumento de la corriente proveniente de un cortocircuito en la infraestructura de la red eléctrica, y para desconectar el suministro cuando esto ocurre. Luego de un tiempo fijo, el reconectador devolverá el suministro, en un intento por eliminar el material que creó el cortocircuito (este material muchas veces puede ser por vegetación, animales pequeños atrapados entre la línea y la descarga a tierra). Una interrupción, ya sea instantánea, momentánea, temporal o sostenida, puede causar trastornos, daños y tiempo de inactividad. Causa probable y perjudicial es la pérdida que puede sufrir el cliente industrial a consecuencia de las interrupciones, ya que muchos procesos industriales cuentan con el movimiento constante de ciertos componentes mecánicos. Cuando estos componentes se apagan repentinamente a consecuencia de una interrupción, esto puede causar daños a los equipos y destrucción del producto, así como el costo asociado con el tiempo de inactividad, limpieza y nueva puesta en marcha. Por ejemplo, cuando un cliente industrial que produce hilados experimenta una interrupción momentánea, puede provocar el “escape” del proceso de extrusión de hilado, dando como resultado un excesivo desperdicio y tiempo de inactividad. El hilado debe ser extruido a una velocidad y consistencia determinadas para que el producto final sea de la calidad y tipo esperados. El hilado fuera de las especificaciones debe quitarse de la hiladora y las líneas de hilado deben rearmarse. Como se puede imaginar esto con lleva un gran esfuerzo y genera enormes tiempos de inactividad. Asimismo existen desperdicios a consecuencia de una cierta cantidad de hilado arruinado [7]. El mantenimiento tiene que ser visto como una cadena de cierre, donde cada enlace afectará en el siguiente paso, por lo que cualquier fallo u obstáculo en cualquier enlace de operación del sistema, reduciría directamente el rendimiento de la etapa siguiente y por lo tanto la cadena en su totalidad. Las soluciones para evitar las interrupciones varían tanto en eficiencia como en costo. El primer esfuerzo debe ser eliminar o reducir la probabilidad de fallas potenciales. Obviamente, mediante el buen

diseño de un plan estratégico de mantenimiento. De ésta forma en base a la aplicación de la metodología eROMEO como solución a las fallas que se presentan en la línea S/T Milagro – Durán, se pretende disminuir tentativamente las pérdidas tanto operativas como económicas que afectan tanto a la empresa de distribución como a las industrias que se encuentran conectadas al sistema. Las Industrias antes mencionadas en la actualidad cuentan con una subestación particular o privada y protecciones debidamente ajustadas a la forma operativa de la línea, estas industrias están enfocadas al sector comercial, ya que producen un producto para la venta dirigido a muchos usuarios de diferentes áreas. A continuación una breve descripción de las industrias mencionadas:

- **EXTRULIT:** Extrusiones del Litoral es una empresa dedicada a la fabricación y venta al por mayor y menor de perfiles de aluminio.
- **PROCARSA:** Empresa dedicada a la fabricación de envases de papel o de cartón ondulado, rígido, plegable o corrugado.
- **EXPALSA:** Exportadora de alimentos S.A., empresa dedicada a la crianza, producción, alimentación, procesamiento y empaque de camarón blanco (*Penaeus Vanmme*) en el Ecuador.
- **FORTIDEX:** Productores de proteínas marinas, industrial harinera dedicada a la industrialización y comercialización de harina de pescado, camarón y aceite.
- **PROMARISCO:** Empresa dedicada a la producción y criadero de larvas de camarón.
- **GISIS:** Compañía que produce alimentos balanceados para especies acuícolas, pecuarios, equinos y caninos.

- **ECUAPLANTATION:** Empresa agrícola e Industrial de banano, maracuyá, piña, etc.
- **PRONACA:** Empresa dedicada a brindar soluciones innovadores en nutrición, salud, sanidad y asesoría técnica al sector pecuario.
- **PLASTIGAMA:** Empresa dedicada a la producción, comercialización y asesoría técnica de productos para la conducción de agua potable, saneamiento e infraestructura para la construcción.
- **LATAMFIBERHOME:** Fábrica de fibra óptica que realiza la venta y provisión de cableado de fibra óptica a Ecuador y Latinoamérica.
- **SWISSGAS:** Empresa dedicada a la fabricación y suministro de oxígeno, nitrógeno, argón y acetileno en estado líquido y gaseoso, para la industria y hospitales en el Ecuador.
- **PLAZA SAI BABA:** Centro comercial.
- **SANTA MARTHA:** Subestación que incorpora 3 alimentadores, uno para Tecnocalidad, recinto Santa Martha y de reserva.
- **AGRIPAC:** Empresa de insumos agrícolas, pecuarios y acuácolas.

Es evidente que el suministro de energía eléctrica es una función vital en la vida moderna, más aun en las zonas rurales de alta población industrial como es el caso de éste estudio. El sector vía Durán – Tambo cuenta con 14 empresas o industrias las cuales tienen incorporadas subestaciones que son suministradas de energía eléctrica gracias a la línea S/T Milagro – Durán, estas dependen netamente del sistema para el funcionamiento de maquinarias, cámaras de frío, termo cámaras, incubadoras,

sistemas de automatización y control, etc. La pérdida del suministro es una gran afectación para los consumidores industriales ya que el tiempo que le toma estabilizarse al sistema no se da de forma inmediata, existe un período de tiempo que transcurre hasta que el sistema regrese a su operación habitual (recuperando carga o demanda de forma paulatina). Por otra parte si no se cuenta con sistemas de transferencias que puedan cubrir de forma momentánea el suministro de energía eléctrica de forma autosustentable las pérdidas por materia prima, operación y producción podrían ser extremadamente cuantiosas y no recuperables. El diagrama unifilar del sistema de subtransmisión Milagro – Durán se encuentra en el Anexo A.

1.3 DELIMITACIÓN

Para obtener la información necesaria se procedió a una búsqueda de información en diversos libros, tesis de grado, estudios, publicaciones en revistas internacionales y datos históricos / estadísticos (suministrados por la Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP), adicional se realizó inspecciones exploratorias in situ de la línea S/T Milagro – Durán obteniendo su composición, estructura, recorrido y estado de forma actual del sistema y todo lo que lo compone. Gracias a éste estudio se confirmaron e identificaron los modos de fallas más frecuentes que ocurren en la línea sea por causas fortuitas o asignables.



FIGURA 1 INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA DE CNEL GUAYAS – LOS RÍOS [8]

1.4 OBJETIVOS

El objetivo principal es diseñar un plan estratégico de mantenimiento utilizando la metodología eROMEEO para la línea de subtransmisión Milagro – Durán, así se ayudará a la unidad de negocio de Cnel Guayas – Los Ríos Sistema Durán Sur a minimizar el efecto de interrupciones no programadas; por lo tanto, evitar tangibles e intangibles pérdidas. Teniendo en cuenta que actualmente las empresas estatales se encuentran en el punto de mira, la selección táctica de tareas y una estrategia coherente son extremadamente valiosas. El tiempo de inactividad afecta a la capacidad de producción de todos los elementos físicos, cuando se reduce la producción y aumentan los costos de operación, éstos afectan directamente en el servicio al cliente tanto interno como externo [5].

Por tanto, del presente proyecto:

1. Realizar un estudio del estado actual del plan de mantenimiento de la línea de subtransmisión Milagro – Durán.
2. Analizar las estadísticas de fallas de la línea de subtransmisión Milagro – Durán, obteniendo la criticidad de los elementos en dicha línea.
3. Obtener índices de confiabilidad de la línea de subtransmisión Milagro – Durán.
4. Aplicar eROMEEO como una metodología de mantenimiento para la línea de subtransmisión Milagro – Durán.
5. Presentar la proyección de resultados si se reemplazara el método de mantenimiento que realizan actualmente en esta línea por el plan estratégico de mantenimiento utilizando la metodología eROMEEO.

1.5 DATOS DE LA UNIDAD DE NEGOCIO

1.5.1 ANTECEDENTES DE LA EMPRESA

INECEL y las Empresas Eléctricas de Milagro, Los Ríos y Santa Elena en marzo del año 1982 conforman la Empresa Eléctrica Regional Guayas – Los Ríos S.A. EMELGUR, cumpliendo lo dispuesto por la vigente Ley Básica de Electrificación, e iniciando operaciones de los sistemas de administración en el mes de agosto del mismo año.

Con la extinción del INECEL en el año de 1998, la ley del Régimen del Sector Eléctrico obliga la transferencia accionaria al Fondo de Solidaridad con la promulgación del Decreto 124 y la Ley 034, generadores de fondos para electrificación urbana y rural marginal se constituyen en acciones de EMELGUR, los Consejos Provinciales de los cantones Guayas, Los Ríos, Manabí, Azuay, Cotopaxi y Fondo de Solidaridad.

La Empresa Eléctrica Regional Guayas – Los Ríos EMELGUR, celebra el 24 de noviembre del año 2008, en el cantón Durán, una Resolución con el No. 668-2008 de la Junta General Extraordinaria de accionista, donde se acuerda aprobar la disolución anticipada, sin que llegue a operar la liquidación de dicha compañía EMELGUR, con el fin de fusionarse con otras compañías de distribución (9), con la cual se crea una nueva compañía cuya denominación queda como Corporación Nacional de Electricidad S.A. “CNEL S.A.”, la cual queda conforme con el artículo 338 de la Ley de Compañías y Mandato 15.

La escritura de constitución de CNEL S.A. fue inscrita el 16 de enero del año 2011, en el Registro Mercantil de Guayaquil. Para el 31 de diciembre del año 2011, los accionistas de CNEL S.A. son: El Ministerio de Electricidad y Energías Renovables “MEER”, los Consejos Provinciales y los Municipios de las Provincias y Cantones correspondientes en cuyas jurisdicciones tenían participación las empresas distribuidoras. Al tener oportunidad el Fondo de Solidaridad transfiere sus acciones al MEER y a su vez el MEER dispone que la Corporación Eléctrica del Ecuador “CELEC” participe en todo el proceso de compra de las acciones que poseen los Municipios y Consejos Provinciales en el capital social de CNEL S.A.

La unidad de negocio se haya estructurada en tres sistemas: Administrativo, Comercial y Operativo, la primera se encuentra integrada por las áreas de planificación, comercial, financiera, recursos humanos y sistemas, con base en la ciudad de Guayaquil y su parte técnica en la ciudad de Durán, las segundas partes son constituidas por los sistemas eléctricos de Durán, Daule y Quevedo, con bases en las ciudades del mismo nombre.

Cada parte de los sistemas operativos de Durán, Daule y Quevedo, cuentan con un administrador, quienes están encargados de coordinar los aspectos comerciales, talento humano, planificación financieros y técnicos, junto a la administración central de Guayaquil, la cual procura darles autonomía administrativa y operativa con el afán de la mejora en la parte de atención y servicio al cliente.

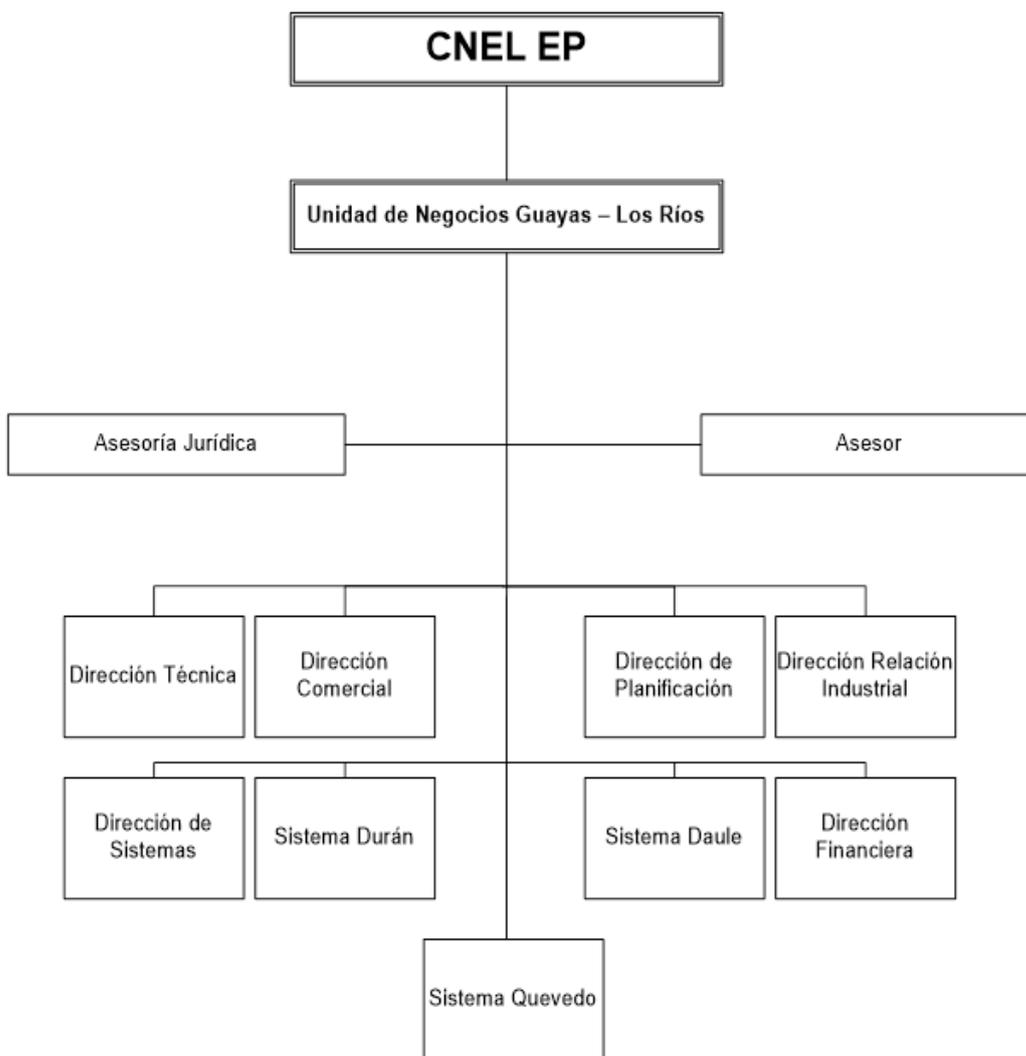


FIGURA 2 ORGANIGRAMA CNEL GUAYAS – LOS RÍOS [9]

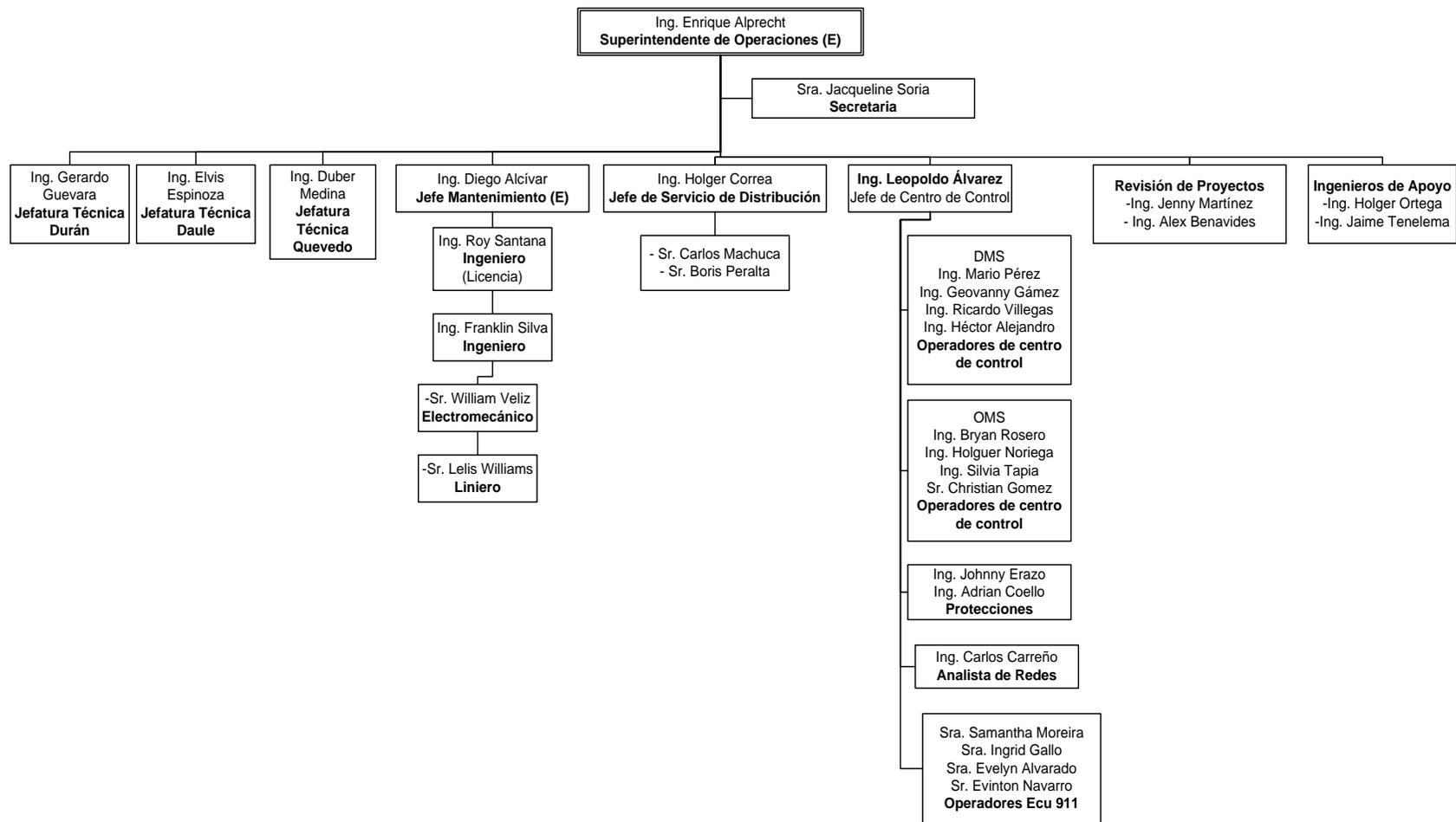


FIGURA 3 ORGANIGRAMA – CNEL GUAYAS - LOS RÍOS SISTEMA DURÁN SUR

1.5.2 ÁREA DE CONCESIÓN

Esta unidad de negocio es una de las muchas unidades en el Ecuador pertenecientes a la Corporación Nacional de Electricidad por sus siglas CNEL EP. La unidad de negocio Cnel Guayas – Los Ríos está encargada de suministrar el servicio de energía eléctrica, hasta el 2015 con un rango de cobertura de 10.503,47 Km² de área de concesión, del cual el 93,10% de la población es servida, dividiendo esta cifra tenemos: Provincia del Guayas (43,35%) cubriendo sus 15 cantones: Durán, Samborondón, Salitre, Daule, Lomas de Sargentillo, Pedro Carbo, Santa Lucía, Palestina, Colimes, Balzar, parte de San Jacinto de Yaguachi, El empalme, Isidro Ayora, Nobol y la Parroquia Puná; Provincia de Los Ríos (36,42%) cubriendo sus 8 cantones: Quevedo, Buena Fé, Valencia, Mocache, Vinces, Palenque, Quinsaloma y parte de Baba; Provincia de Manabí (3,84%) , Provincia de Cotopaxi (0,58%), Provincia de Santo Domingo de los Tsáchilas (0,020%), Zona no delimitada (26,05%), Provincia de Santa Elena (0,0005%); son 322.480 clientes regulados, 298.397 clientes residenciales, 18.455 clientes comerciales, 815 clientes industriales y 4.812 otros clientes (bombeo, servicio comunitario, asistencia social, escenarios deportivos, etc.) logrando cubrir una demanda de energía de 2.041,74 GWh [9] [10].



FIGURA 4 ÁREA DE CONCESIÓN DE CNEL GUAYAS – LOS RÍOS [10]

1.5.3 INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

A diciembre del año 2015 la unidad de negocio Cnel Guayas – Los Ríos contó con 424.20 Km de líneas de Subtransmisión 423/530 MVA repartidos en 28 subestaciones y gran cantidad de redes de baja tensión [9]. El sistema de subtransmisión Milagro – Durán tiene 40.4 km de tendido eléctrico lo que representa 9.43% al global de infraestructura eléctrica de tipo subtransmisión. Hasta el año 2015 la infraestructura eléctrica estaba compuesta por:

TABLA 1 INFRAESTRUCTURA CNEL GUAYAS – LOS RÍOS [10]

ETAPA FUNCIONAL	INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA A DICIEMBRE 2015
SUBTRANSMISIÓN	28 Subestaciones 69/13,8 KV con una capacidad instalada de 423/530 MVA 424,20 Km de líneas en 69 KV
DISTRIBUCIÓN	98 Conductores primarios 7.135,90 Km de redes de distribución de medio voltaje 23.919 Transformadores de distribución, 911MVA 4.307,90 Km de redes de bajo voltaje 67.877 Luminarias de alumbrado público
COMERCIALIZACIÓN	Número de acometidas y medidores a diciembre 2015 310.826 Medidores 307.331 Acometidas

TABLA 2 CLIENTES BENEFICIADOR POR SUBSIDIOS [10]

CLIENTES	CANTIDAD	VALOR SUBSIDIADO
TERCER EDAD	26.480	\$1'288.594,33
CAPACIDADES ESPECIALES	5.553	\$910.683,40
	30.363	\$583.546,50

PROGRAMA COCCIÓN		
TARIFA DIGNIDAD	129.946	\$2'202.721,47

1.5.4 MODELO EXISTENTE DE MANTENIMIENTO

La unidad de negocio Cnel Guayas – Los Ríos Sistema Durán Sur ha venido desarrollando un tipo tradicional de mantenimiento para la línea de subtransmisión de Milagro – Durán, ya que durante varios años el recorrido de la línea pasó desapercibido, sin conocimiento alguno de su estado físico, salvo el caso del operativo. Tanto los departamentos de operaciones como el de mantenimiento se encuentran independientes de cada uno, trabajan directamente a la hora de ejecutar alguna acción sobre la línea, ya sea una inspección, reparación, suspensión del servicio, etc. Las acciones que se toman por mantenimiento requieren de la disponibilidad de recursos tales como: personal especializado para la mano de obra, uno o dos ingenieros para la supervisión de los trabajos a ser realizados, materiales y herramientas que son previamente solicitados. Todo lo antes mencionado debe estar registrado en un operativo de mantenimiento donde se detallan quienes son los delegados a cumplir cada función, cual es el proceso a seguir en la ejecución de las tareas y tiempos estimados de los mismos.

El Superintendente de Operaciones es el responsable de tomar las decisiones en dicho departamento, la estructura de tal, cuenta con un mediano grupo de ingenieros cuyas funciones abarcan el área de supervisión del sistema Scada (Departamento de operaciones) con el cual regulan la operación normal de la línea bajo sus parámetros de funcionamiento establecidos. Por otra parte se encuentra un grupo de ingenieros supervisores y cuerpo técnico que se encargan de ejecutar cualquier tipo de mantenimiento correctivo al presentarse una falla. En dicho caso, en el que una falla se presente existe un tiempo de no más de 5 minutos, en que los encargados de la parte de supervisión y control (Operaciones) solicitan al ente regulatorio CENACE realice las maniobras necesarias para la reconexión del suministro de energía eléctrica, si la

falla queda despejada instantáneamente existirá continuidad del suministro de energía eléctrica con normalidad y no se genera un reporte de forma obligatoria. En el caso contrario en el que la falla no quede despejada, el CENACE solicita al departamento de operaciones tome las medidas respectivas para poder despejar la falla y continuar con la normalidad del servicio. Dentro de las medidas respectivas internamente se organizan cuadrillas con técnicos e ingenieros supervisores los cuales son enviados a sectores determinados donde presuntamente fueron causadas las fallas, una vez solucionado, se informa al CENACE para la reapertura del servicio ejecutando las operaciones necesarias, luego de contar con el suministro de energía eléctrica de forma normal, se elabora un informe obligatorio el cual tenga una descripción con los hechos suscitados.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO

Con el pasar de los años, la calidad del servicio eléctrico se ha convertido en un tema de gran relevancia, tanto para las empresas de distribución como para los consumidores de los diferentes sectores que se encuentran suministrados por el servicio de energía eléctrica, dada la diversidad de aspectos técnicos y comerciales que se ven involucrados. La calidad del servicio incluye, entre otros, los siguientes parámetros:

- Condiciones y normativas vigentes dispuestas por los entes regulatorios
- Seguridad de operación y mantenimiento en las instalaciones
- Correcta medición y facturación del servicio prestado de suministro de energía eléctrica y el efectivo envío hacia los consumidores.
- Cumplimiento de los plazos de reposición del suministro
- Rápida respuesta ante fallos, oportuna atención y corrección de interrupciones por cualquier imprevisto
- Utilización adecuada de información para mejoras continuas
- Confiabilidad del suministro de energía eléctrica

2.2 INTERRUPCIONES

Una interrupción en el sistema del suministro de energía eléctrica es un evento durante el cual el voltaje en el punto de conexión del cliente llega a niveles de tensión muy bajos, cayendo a cero y no retorna a sus parámetros normales automáticamente. De acuerdo con la IEC, el tiempo mínimo de una larga interrupción es de 3 minutos aproximadamente. Si el tiempo es menor a 3 minutos, éste es denominado como corta interrupción. Los estándares de la IEEE definen como interrupciones sostenidas a aquellas que son mayores a 3 minutos y momentáneas a las que son menor o igual a 3

minutos, en otras palabras, una interrupción es el no abastecimiento del suministro de energía eléctrica a uno o más usuarios. [11]

Las interrupciones se pueden dar por varias causas, teniendo así varios orígenes, éstas pueden clasificarse como:

TABLA 3 CLASIFICACIÓN DE INTERRUPCIONES

CLASIFICACIÓN	TIPO	DESCRIPCIÓN
DURACIÓN	Momentánea	Aquellas que son menores o iguales a 3 minutos, se les atribuye a conexión y desconexión de equipos.
	Sostenida	Mayores a 3 minutos. Temporal, restaurado manualmente de 30 minutos a 2 horas. Permanente, restaurado cuando un componente es reparado o reemplazado.
ORIGEN	Interna	Fallas que ocurren dentro del sistema de distribución.
	Externa	Fallas que ocurren fuera del sistema de distribución.
CAUSAS	Forzada	Por: Reparación Mantenimiento Emergente Climáticas o Ambientales Eventos de causa fortuita Malas maniobras
	Programada	Por: Racionamiento Mantenimiento Programado Aplicación de mejoras Ampliación del Sistema Rediseño

2.3 PERSPECTIVAS DE COSTO

Los costos producidos por las interrupciones generan pérdidas que pueden a largo plazo ser cuantiosas, afectando tanto a la empresa de distribución como a los consumidores. Estos costos son parámetros sensibles en base a su cuantificación, es por eso que tienen que ser calculados cuidadosamente, a continuación, se detallan situaciones a ser consideradas:

1. Costos percibidos por el consumidor:

- En el sector industrial debido a la pérdida de producción existen productos que tienden a dañarse, equipos y maquinarias con averías o afectación permanente, requerimiento de mantenimientos extras o fuera de lo programado, reparaciones en general, etc.
- En el sector comercial y residencial debido a las pérdidas en productos de venta o consumo propio, equipos de trabajo o uso diario afectados y causas externas como robos o asaltos.
- En el sector hospitalario debido al no contar con un sistema de redundante, puede tener pérdidas mortales o irreparables.

2. Costos percibidos por las empresas distribuidoras:

- Pérdidas por el costo de la energía no suministrada (CENS).
- Pérdidas por gastos de reparación o mantenimiento emergente.
- Pérdidas por restitución de servicio.
- Multas y reposición a los consumidores.

2.4 ESTRUCTURA DE UNA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN

Si bien es cierto existen muchos tipos de estructuras de líneas de subtransmisión, de las cuales se hará referencia a los tipos más básicos utilizados en el Ecuador sobre todo tomando como referencia a las estructuras que componen el sistema a ser estudiado en este proyecto, a continuación se detallarán los componentes más principales:

2.4.1 AISLADORES

La función que cumplen los aisladores es la de sujetar mecánicamente al conductor manteniéndolo aislado de tierra y separado de los otros conductores, estos deben soportar la carga mecánica que el conductor transmite a la torre a través de ellos. Deben aislar eléctricamente el conductor de la torre, soportando la tensión en condiciones normales y anormales, y sobretensiones hasta las máximas previstas (que los estudios de coordinación del aislamiento definen con cierta probabilidad de ocurrencia).

La tensión debe ser soportada tanto por el material aislante propiamente dicho, como por su superficie y el aire que rodea al aislador. La falla eléctrica del aire se llama contorneo, y el aislador se proyecta para que esta falla sea mucho más probable que la perforación del aislante sólido. Surge la importancia del diseño, de la geometría para que en particular no se presenten en el cuerpo del aislador campos intensos que inicien una crisis del sólido aislante. El envejecimiento se refiere al proceso que causa la falla del aislador para poder cumplir con su función. Dependiendo de los materiales utilizados en los aisladores, de su diseño y de las condiciones ambientales, se pueden generar diferentes mecanismos de degradación que pueden provocar la falla del aislador. Algunos de estos mecanismos son:

- Diversas formas de falla mecánica de la barra de fibra de vidrio.
- Formación de caminos conductores sobre la superficie del material aislante.
- Aparición de partículas del relleno en la superficie aislante.
- Cambios en el color base del material aislante.

- Rompimiento del material no cerámico como resultado de la exposición a altos niveles de energía UV asociada con la presencia de corona.
- Corrosión de las partes metálicas debido a la reacción química con el ambiente.
- Micro fracturas superficiales con profundidades entre 0.01 y 0.1 mm.
- Rompimiento del material adhesivo usado para unir químicamente dos materiales del aislador.
- Pérdida significativa del material aislante, irreversible y no conductora (erosión).
- Exposición de la barra de fibra de vidrio al ambiente.
- Fracturas superficiales con profundidad mayor a 0.1 mm.
- Fuga de grasa de las interfaces faldón-cubierta o faldón-núcleo hacia la superficie.
- Penetración de agua en forma líquida o vapor, causando el ablandamiento de cubierta o faldones (hydrolisis).
- Pérdida de hidrofobicidad.
- Pérdida de adhesión del sello de los herrajes.
- Daños por arco de potencia.
- Daños por perforación.
- Separación o apertura del material aislante.
- Daños por vandalismo

El material del cual está constituido el aislador y el proceso de fabricación deben garantizar un envejecimiento lento, para poder evitar así problemas inherentes a reposición y mantenimiento. Las causas principales de envejecimiento y deterioro son de tipo térmicas o mecánicas, debido a la existencia de porosidades que son provocadas por golpes durante su movilización, montaje y servicio, etc.

2.4.2 POSTES

Los postes son la estructura más utilizada para líneas de tendido eléctrico, sean de transmisión o subtransmisión desde que es vigente la compactación de líneas, lo cual mueve económicamente hablando en el ámbito del diseño, construcción y fiscalización de las mismas. Construir tendidos eléctricos con postes llega a ser económico por el ahorro de permisos municipales y sustancialmente los materiales y el trabajo de horas – hombre, especialmente en líneas de subtransmisión a 69kv y de mayores niveles de tensión. Sus estructuras se dividen en tres tipos según su función:

- **Tangenciales:** ubicados en tramos lineales.
- **De remate:** ubicados en la parte final del tendido eléctrico, absorben tracciones no equilibradas, que se transmiten por los conductores de vanos que anteceden.
- **De derivación:** son utilizados para derivaciones del tendido en una dirección diferente, deben quedar anclados a su perfección de forma contraria a la dirección a ser derivada. Pueden ser de varios materiales tales como el concreto, metal o madera.
- **De ángulo:** ubicados estratégicamente en puntos de deflexión, absorben tracciones que son transmitidas por los conductores de vanos adyacentes.
- **De anclaje:** ubicados de 2 a 3 km a lo largo el tendido eléctrico, sirven para crear puntos fijos, los cuales se encargan de absorber esfuerzos no equilibrados originados por la ruptura de una línea.

2.4.3 CONDUCTORES

Los conductores son un cuerpo o un medio de transportador de energía eléctrica, el material que forma un conductor eléctrico puede ser cualquier sustancia que tenga la capacidad de conducir energía eléctrica cuando se ve sujeto a una diferencia de potencial entre sus extremos, a esa propiedad se le conoce como conductividad y las sustancias con mayor capacidad de conducción son los metales. La selección de un conductor determinado es esencialmente un problema de cuestión económica, el cual no solo abarca las propiedades eléctricas de los conductores sino también otras como:

facilidad de conexión, tamaño, tipo, mantenimiento, propiedades mecánicas, cantidad de soportes necesarios, sus limitantes, resistencia a la corrosión, entre otros. Los materiales más comunes a ser utilizados como conductores son: cobre, aluminio, aleaciones de cobre, aleaciones de aluminio, hierro y acero.

Los conductores son aquellos que se encargan de transportar la energía eléctrica y su sección transversal de la corriente que vaya a ser transportada, si la tensión a transmitir es elevada se presentan una serie de sucesos que se deben tomar en cuenta para la elección del calibre y tipo del conductor, o la posibilidad de usar más de un conductor por fase.

En las líneas se producen fenómenos o diversas afecciones que incurren en su funcionamiento lo cual genera pérdidas, como, por ejemplo:

- Pérdidas en los conductores, referente al material del semiconductor suelen tener cierta resistencia finita, es inevitable tener una pérdida de potencia.
- La radiación en si por la separación que existe entre los conductores es una pequeña fracción considerable la cual que los campos electromagnéticos y electroestáticos que rodean la alimentadora hagan que opere como una antena y transmita energía a cualquier otro material conductor que esté cerca.
- Diferencia de potencial entre 2 conductores produce una pérdida por calentamiento del dieléctrico, ya que el calor que se produce es una forma de energía que se acumula de todo el largo de la línea, en caso de ser líneas sólidas ésta incrementa la pérdida con la frecuencia, en cambio para líneas dieléctricas de aire la pérdida de calor llega a ser despreciable.
- Cada vez que se realiza una conexión en o hacia una línea o cuando se unen partes separadas de una línea se producen pérdidas por acoplamiento, ya que las uniones o conexiones mecánicas no son continuas. Estas discontinuidades suelen calentarse, lo que genera una radiación de energía (pérdida por calor) y disipación de potencia.

- El efecto corona se da entre dos conductores de una línea de transmisión o subtransmisión como una descarga luminosa, cuando la diferencia de potencial entre ambos sobrepasa la tensión de ruptura del aislante, lo cual generalmente una vez que ha ocurrido puede destruirse la línea.
- El tema de vegetación en líneas de transmisión y subtransmisión son temas de importancia y bastantes considerables, ya que estos afectan directamente en las líneas de forma particular y ocurren en casos no predecibles. La acción de la vegetación en cualquier línea crea un corto circuito lo cual saca de operación a ésta y por consecuencia la interrupción del suministro de energía eléctrica.

2.4.4 HILO DE GUARDA

El hilo de guarda es un cable sin tensión que es ubicado en lo más alto del poste de subtransmisión, se conectan entre sí de poste a poste y sirven para varios motivos. Los hilos de guarda de estaciones y líneas desempeñan funciones importantes:

- Proteger las líneas aéreas contra descargas atmosféricas, siendo su objetivo primordial
- Reducir la tensión inducida en la línea aérea por los rayos que caen en la cercanía
- Proteger los conductores de fase, absorbiendo las cargas atmosféricas
- Reducir la acción devastadora del rayo descargado directamente en la línea aérea.
- Reducir el efecto de la corriente de cortocircuito y participando por lo tanto en la disminución de la resistencia de tierra y disminuyendo las tensiones de paso que puedan poner en peligro a las personas o los animales.

Éste puede estar compuesto por acero puro con una alta resistencia mecánica o compuesto en su interior por fibra óptica, el uso del mismo suele ser utilizado para la transmisión de información de una subestación a otra.

2.4.5 HERRAJES

Los herrajes consisten básicamente en alambres con una forma helicoidal los cuales brindan la fuerza que se requiere para retener al conductor o al cable de tierra para su propio apriete o dicho en otras palabras, tiene como fin la fijación, protección eléctrica o mecánica, reparación, separación, amortiguamiento de vibraciones, etc., en conductores, cable de guarda o templetes. Para razón de los materiales eléctricos a utilizarse y de su proceso de fabricación y acabado, éstos deben ser inalterables en el clima y en el tiempo, la selección adecuada de los materiales para los herrajes debe ser realizada tomando en cuenta que a la puesta en contacto con otros materiales origine corrosiones por su naturaleza electrolítica debido a su diferencia de potencial. El diseño y fabricación de los herrajes debe considerar lo siguiente:

- Evitar dañar el conductor en estado de servicio
- Soportar las cargas de montaje de servicio y mantenimiento, la corriente de operación y la de corto circuito, las condiciones medioambientales y las temperaturas de operación
- Asegurar que cada componente de forma individual este fijo de forma que no pueda aflojarse en estado de operación.

Para todas las partes de los herrajes que son relativas a los aisladores, conductores e hilos de guarda, deben ser resistentes a la corrosión atmosférica, o deben ser protegidos adecuadamente contra la corrosión, ya que puede producirse durante la movilización, su almacenaje o durante operación por el entorno en el que se ve rodeado.

2.4.6 TEMPLETES

Los templetes sirven para contrarrestar la tensión horizontal producida por los desequilibrios y excesos de las cargas admisibles que se dan en los apoyos, en general se colocan en todo tipo de postes de retención, en los ángulos de deflexión que sobrepasen los esfuerzos tolerables en los postes. En las estructuras en las cuales la

acción transversal del viento que actúa sobre los conductores y el poste superen el momento resistente en el apoyo, y en todos aquellos casos en donde el cálculo mecánico lo justifique según las normas establecidas de forma vigente.

Se debe usar como templete cable de acero, el cual debe galvanizarse y su carga de rotura sea 1900kg mínimos.

2.4.7 PUESTAS A TIERRA

La puesta a tierra es un mecanismo o elemento esencial para la seguridad, ya que forma parte especial de las instalaciones eléctricas y que consiste en transportar o conducir desvíos eventuales de corriente hacia la tierra, de manera que el operador o usuario pueda verse afectado por el contacto con la energía eléctrica. Esto quiere decir que parte de un sector está unido en las instalaciones por medio de un conductor a tierra para que, en un caso se derive imprevistamente la corriente o de una falla de los aislamientos, así los operadores o usuarios no se vean afectados por la energía eléctrica al entrar en contacto con cualquier elemento o dispositivo conectado al sistema. La puesta a tierra también es denominada como toma a tierra o polo a tierra, ya que implica el uso de una pieza de metal, la cual es enterrada en el suelo a una distancia determinada, a través de un cable aislante es conectada al sistema y en base a los tomas de enchufe se conectan los demás dispositivos. La puesta a tierra incluso puede ser conectada en las partes metálicas de una estructura, también contempla un uso de un interruptor diferencial, el cual tiene como función de abrir la conexión eléctrica al detectar el paso de corriente hacia la tierra. En definitiva consiste en un mecanismo que cuenta con piezas de metal (denominadas electrodos o varillas) enterradas, que conectan diferentes puntos en un sistema.

2.4.8 SERVIDUMBRE

La zona de servidumbre o distancias de seguridad eléctrica de una línea de transmisión o subtransmisión, es una franja de terreno que se deja a lo largo de la línea para garantizar que bajo ninguna circunstancia se presenten accidentes con personas o animales, haciéndose necesaria y obligatoria su delimitación. El derecho de

servidumbre no es una compra ni expropiación, es solo una limitación en el uso de la zona por donde pasa la línea, pero el propietario sigue ejerciendo su derecho de dueño del terreno. Normalmente el ancho de la franja de terreno utilizada varía entre 20 y 30 metros.

2.5 HISTORIAL DE FALLOS

El historial de fallos, es el conjunto de reportes generados por los supervisores o inspectores designados, los cuales se encargan de llenar en un formato predeterminado todo tipo de información referente a una falla producida. El historial de fallos tiene un rol importante en el mantenimiento ya que permite optimizar la búsqueda de soluciones a ciertos tipos de fallos que se puedan presentar en un sistema, además su contenido brinda vital información como:

- Descripción del fallo
- Fecha del evento
- Tiempo de interrupción
- Causa o modo del fallo
- Condiciones previas y posteriores al fallo
- Elementos afectados por el fallo
- Descripción de las maniobras o acciones ejecutadas para dar solución al fallo
- Observaciones, conclusiones y recomendaciones
- Firmas de responsabilidad

2.6 METODOLOGÍAS DEL MANTENIMIENTO

El mantenimiento no es una función “miscelánea”, produce un bien real, que puede resumirse en: capacidad de producir con calidad, seguridad y rentabilidad. La elaboración de un plan estratégico de mantenimiento puede hacerse de tres formas:

- **Modo 1:** Realizando un plan de mantenimiento basado en las instrucciones de los fabricantes de los diferentes equipos que componen los sistemas eléctricos de distribución.
- **Modo 2:** Realizando un plan de mantenimiento basado en instrucciones genéricas y en la experiencia de los técnicos que habitualmente trabajan en los sistemas.
- **Modo 3:** Realizando un plan de mantenimiento basado en un análisis de fallos que pretenden evitarse.

Los costos de operación y mantenimiento de las empresas eléctricas (Generación, Transmisión y Distribución) han estado subiendo de forma considerable con el paso de los últimos años. Existen diversas metodologías de mantenimiento que permiten disminuir y/o mejorar el desempeño y la confiabilidad de las mismas. El mantenimiento busca asegurar el servicio de suministro eléctrico de la empresa de forma continua, segura y compatible con el medio ambiente. Con el fin de desarrollar un plan estratégico de mantenimiento adecuado para este estudio de caso, y mirando las necesidades con las que hoy en día luchan las diversas industrias de los diferentes sectores que funcionan en nuestro país, hay que tratar de alcanzar una alta fiabilidad en la inversión y los costos más bajos, teniendo siempre en cuenta que existen muchas metodologías disponibles en el mercado. Éste capítulo propone analizar la metodología eROMEO y extraer de ella las mejores características que se puedan aplicar en la línea de subtransmisión Milagro – Durán, según las necesidades que tenga la unidad de negocio de Cnel Guayas – Los Ríos Sistema Durán Sur.

La metodología eROMEO está compuesta por 3 metodologías del mantenimiento que son pilar fundamental a la hora de su aplicación, las cuales son:

1. Mantenimiento Productivo Total
2. Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad
3. Inspecciones Basadas en Riesgos

Estas metodologías permiten enfocar la atención directamente hacia los problemas tanto crónicos como esporádicos. El mantenimiento actual está caracterizado por la intensa búsqueda de tareas que permitan eliminar o minimizar la ocurrencia de fallas y/o disminución de las consecuencias de las mismas, es decir que se juega con los dos factores del riesgo.

Para lograr esto las metodologías de mantenimiento, han demostrado un gran poder en la identificación de tareas y operaciones potenciales a ejecutar. La mayor limitación de estas metodologías había consistido en no responder bien a la pregunta ¿Cuándo se deben ejecutar las tareas para poder obtener el mínimo costo/riesgo? En este trabajo se mostrará la metodología de mantenimiento eROMEO desarrollada para implantar procesos de mejoramiento de confiabilidad basados en las tareas con costo/riesgo óptimo, ya que no es solo un tipo de mantenimiento que se adapte a todas las empresas y todos los equipos que la compongan, es una combinación de tres metodologías que forman un lazo junto a la criticidad de los equipos y las características de la organización. La observación de la combinación de estrategias que son elegidas debe hacerse teniendo en cuenta el costo de cada política, las restricciones de compatibilidad entre fracasos, los costos de mantenimiento y las mejoras que cada estrategia podría proporcionar [4].

Algunos modelos sugieren que la adopción de estrategias de mantenimiento debe estar guiadas por el supuesto “no se debe arreglar, sino está roto”, y por otro lado hay otros que aprueban la inspección total de las maquinas en repetidas ocasiones [12]. El mantenimiento debe ser redefinido como un primer método para la gestión del ciclo de vida. Por lo tanto, se propone un marco para discutir el mantenimiento e integrar la tecnología con las actividades de mantenimiento para mejorar la eficacia.

Es necesario evaluar las condiciones del equipo para facilitar la toma de decisiones, existen muchas metodologías que actualmente se utilizan en las industrias [13]. Así que, si la clasificación de la máquina es insuficiente, entonces no se puede garantizar lograr beneficios completos de la estrategia de selección y priorización de tareas de mantenimiento.

2.6.1 MANTENIMIENTO PRODUCTIVO TOTAL

Mantenimiento Productivo Total con sus siglas en inglés TPM (Total Productive Maintenance) es la aplicación de una estrategia de mantenimiento productivo para mejorar la confiabilidad de un equipo, éste enfoque comienza con una visión basada en el desarrollo de una misión que involucra a todos los departamentos que componen la empresa, no importa cuán pequeña o sencilla sea, la idea puede ser, como en mucho tiempo el objetivo debe estar mejorando.

La empresa que ha decidido implementar un plan de TPM debe considerar la aplicación de tres requisitos principales de esta filosofía: de arriba hacia abajo legislaciones, de abajo hacia arriba logros y un continuo aprendizaje organizacional [14]. Esta metodología requiere de una integración total de todos los departamentos de la empresa para su mejoramiento continuo.

Uno de los grandes errores cometidos es aplicarlo como un plan de mantenimiento más. De no obtener la participación de todos con empuje desde la gerencia y hasta el más básico de los técnicos, el fracaso es inevitable.

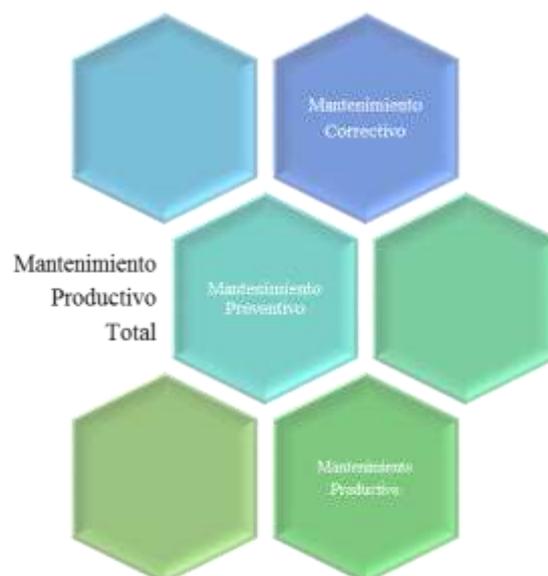


FIGURA 5 MANTENIMIENTO PRODUCTIVO TOTAL [14]

El trabajo en equipo es la pieza fundamental de esta metodología que entre otras cosas busca cero defectos, podríamos tratar de definirla en 12 pasos:

1. Anuncio del gerente principal referente a la decisión de aplicar el TPM
2. Educación y promoción en la aplicación del TPM.
3. Creación y división de organizaciones para promover el TPM
4. Establecimiento de las normas y políticas básicas y de las metas del TPM
5. Formulación del plan maestro para el desarrollo del TPM
6. Ejecución del TPM
7. Mejoras para la efectividad de cada pieza o equipo de trabajo
8. Creación de rutinas para el mantenimiento autónomo
9. Creación de tareas para el mantenimiento planificado del departamento de mantenimiento
10. Entrenamiento en operación mejorada y destrezas del mantenimiento
11. Creación de tareas para la Gerencia inicial del equipo
12. Implementación perfecta y del más alto nivel del TPM

El TPM es una estrategia compuesta por una serie de actividades ordenadas que una vez implantadas ayudan a mejorar la competitividad de una organización industrial o de servicios. Se considera como una estrategia o metodología, ya que ayuda a crear capacidades competitivas a través de la eliminación rigurosa y sistemática de las deficiencias de los sistemas operativos.

El TPM permite diferenciar una organización de relación a su competencia debido al impacto en la reducción de los costes, mejora de los tiempos de respuesta, confiabilidad de equipos y suministros, el conocimiento que poseen las personas, la calidad de los productos y servicios finales.

TPM se define como un sistema orientado a lograr:

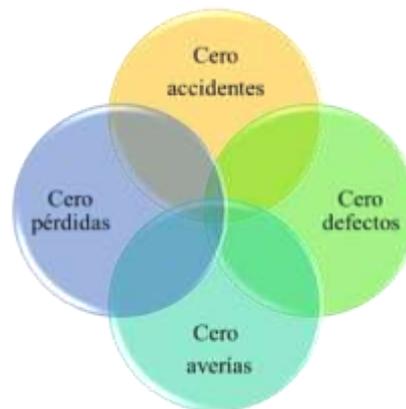


FIGURA 6 SISTEMA CERO [14]

Estas acciones deben conducir a la obtención de los productos y servicios de alta calidad, mínimos costes de producción, alta moral en el trabajo y una imagen de empresa excelente.

No solo debe participar las áreas productivas, se debe buscar la eficiencia global con la participación de todas las personas de todos los departamentos de la empresa. La obtención de las “cero pérdidas” se debe lograr a través de la promoción de trabajo en grupos pequeños, comprometidos y entrenados para lograr los objetivos personales y de la empresa. Existen cuatro pasos básicos a la hora de la ejecución del TPM:

1. La implementación de las 5S (Seiri, Seiton, Seiso, Seiketsu, Shitsuke), con el fin de mejorar el ambiente de trabajo.
2. Identificación de lagunas en la comunicación y la anormalidad, basada en el sentimiento de “existe algo mal”.
3. Proporcionar educación y capacitación constante para el personal en las áreas de operación, control y administrativas.
4. Establecer un sentido de propiedad mediante la promoción de mantenimiento autónomo.

2.6.1.1 FILOSOFÍA

La técnica incorporada al operador del equipo en la conservación de los elementos de trabajo. Es él quien mejor conoce la máquina que utiliza diariamente, y además, está más en contacto con el entorno del sistema productivo. Se fundamenta en la convicción de que el trabajador debe participar plenamente del mejoramiento sostenido, incorporándose una nueva concepción en el servicio de mantenimiento, el auto mantenimiento.

- Maximizar la eficacia del equipo.
- Desarrollar un sistema de mantenimiento productivo para toda la vida del equipo.
- Involucrar a todos los departamentos que planean, diseñan, usan o mantienen el equipo en la implementación del TPM.
- Involucrar activamente a todos los empleados, desde la alta dirección hasta los operadores.
- Promover el TPM a través de motivación, con actividades autónomas de pequeños grupos.

2.6.1.2 CARACTERÍSTICAS BÁSICAS

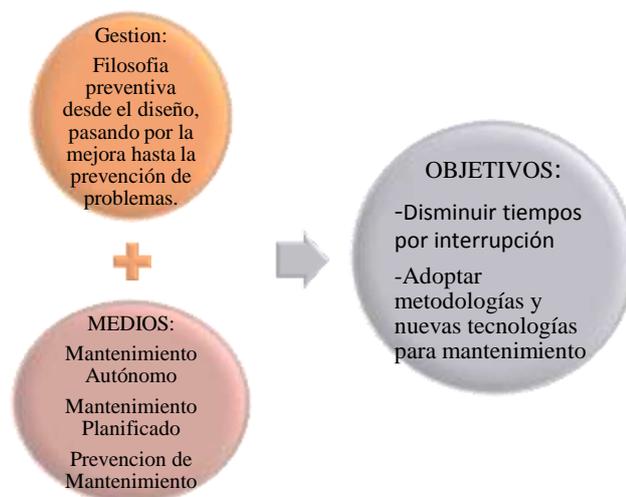


FIGURA 7 CARÁCTERÍSTICAS BÁSICAS DEL TPM [15]

2.6.1.3 PRINCIPIOS BÁSICOS DEL TPM

TABLA 4 PRINCIPIOS BÁSICOS DEL TPM [15]

PRINCIPIOS BÁSICOS	DESCRIPCIÓN	PREVENCIÓN
PRINCIPIO PREVENTIVO	Implica implementar todos los programas e indagar los recursos necesarios para evitar las falencias.	<ul style="list-style-type: none"> -Fallas en los equipos -Problemas ocultos -Pérdidas de cualquier tipo -Accidentes -Defectos de calidad
PRINCIPIO CERO DEFECTOS	DESCRIPCIÓN	RESULTADOS
	Implica implementar todos los programas y recursos necesarios para el cumplimiento de lo establecido.	<ul style="list-style-type: none"> -Cero defectos -Cero paralizaciones -Cero incidentes -Cero desperdicios
PARTICIPACIÓN DE TODOS	DESCRIPCIÓN	OBJETIVOS
	Implica involucrar a todo el personal de la empresa en múltiples tareas que se derivan en el programa de TPM.	<ul style="list-style-type: none"> -Ejecutar trabajo en equipo bajo una meta común. -Indagar la mejora continua en las actividades. -Establecer tareas específicas de acuerdo a los roles según las necesidades de los programas de TPM.

De los principios que se fundaba en la súper especialización del personal, donde las intervenciones de mantenimiento únicamente eran responsabilidad del personal del servicio de mantenimiento, se pasa a una nueva dimensión donde se lo integra al operador en las actividades destinadas a la conservación de sus propios elementos de trabajo.

2.6.1.4 BENEFICIOS DEL TPM

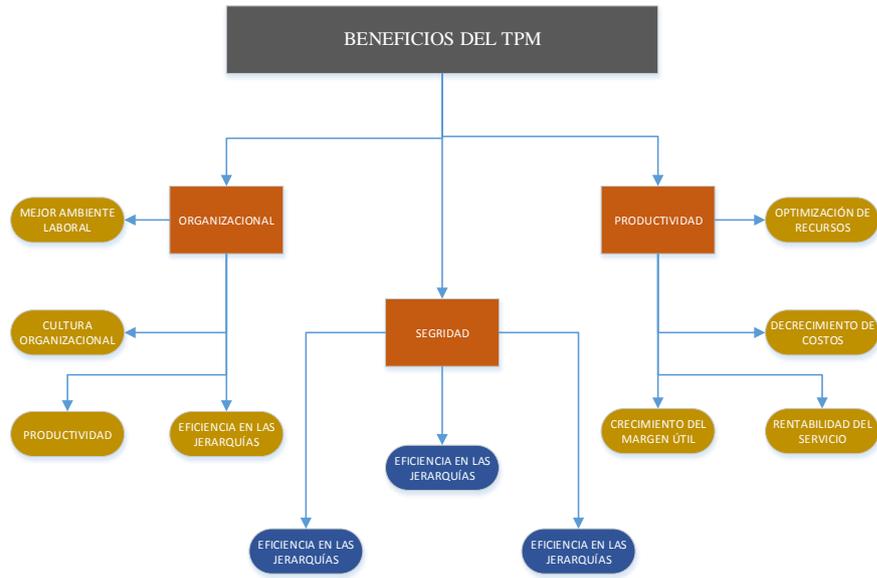


FIGURA 8 BENEFICIOS DEL TPM [15]

2.6.1.5 LAS 5S

La expresión “5S” proviene de las cinco palabras japonesas seiri (clasificar), seiton (ordenar), seiso (limpiar), seiketsu (estandarizar) y shitsuke (disciplina), que resumen los cinco pasos a seguir para aumentar la productividad, es una metodología enfocada a mejorar las condiciones de las distintas áreas.



FIGURA 9 CLASIFICACION 5'S [15]

Para implantar las “5s” conviene ejecutar cuatro etapas:



FIGURA 10 ETAPAS DE IMPLEMENTACION [15]

- Limpieza inicial: Donde el operador se identifica con el equipo.
- Optimización: Donde se profundiza la primera etapa y se introducen modificaciones simples.
- Formalización: Mediante la implementación de métodos, normas y procedimientos.
- Mantenimiento de la Metodología: Se deben establecer sistemas de evaluación y auditoría.

2.6.1.5.1 SEIRI

Seiri cuyo significado en castellano significa Organizar o clasificar sirve para arreglar o separar objetos que no tienen un uso en el área de trabajo y regularmente causan pérdidas de tiempo, errores, defectos y aumento de riesgo de posibles accidentes. Al comenzar a deshacerse de los diversos elementos que no pertenecen al lugar de trabajo, las personas tienden a dejar cosas u objetos que no son necesarios, pensando en la posibilidad de darles uso en el futuro, éstos con el tiempo llegan a acumularse y afectan directamente a la producción del trabajo diario.

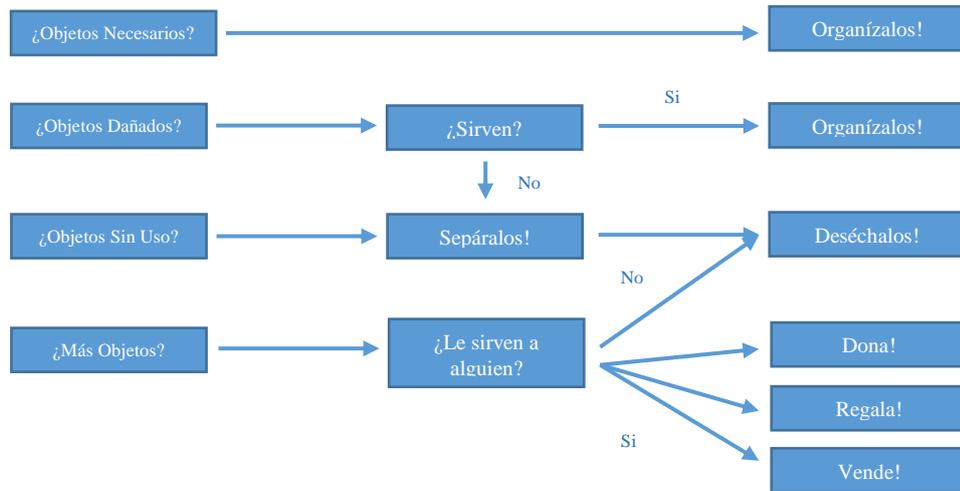


FIGURA 11 REPRESENTACIÓN DE LA EJECUCIÓN DE SEIRI

2.6.1.5.2 SEITON

Seiton cuyo significado en castellano significa ordenar, sirve para situar los elementos necesarios en un lugar establecido con una demarcación adecuada de la ubicación que van a estar para que se facilite a las personas ubicarlos. Esta práctica crea un pensamiento visual en las empresas de tal manera que aporta disciplina para codificar, marcar y etiquetar los elementos con el fin de que el personal pueda acceder a ellos, encontrarlos, utilizarlos, retirarse y dejarlos en el mismo sitio fácilmente.

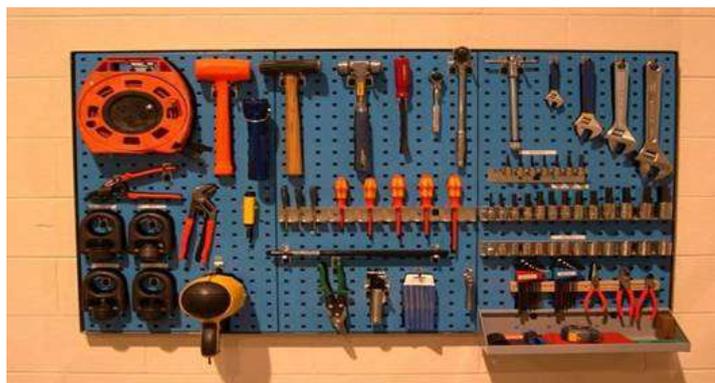


FIGURA 12 REPRESENTACIÓN DE LA EJECUCIÓN DE SEITON [16]

2.6.1.5.3 SEISO

Seiso cuyo significado en castellano significa limpiar, es decir eliminar el polvo, los residuos, y en general tener todo de forma aseada. En otras palabras, mantener la calidad y eliminar la contaminación en general. No se trata de hacer brillar las máquinas y equipos, sino de enseñar al operario / administrativo cómo son sus máquinas / equipos por dentro e indicarle, en una operación conjunta con el responsable, dónde están los focos de suciedad de su máquina / puesto [17].

Las metas que se deben alcanzar con la limpieza tienen tres categorías:

- **ELEMENTOS DE BODEGA:** Es el producto en proceso o terminado, materiales en bruto, componentes y cualquier tipo de materia prima.
- **EL EQUIPO:** Incluye útiles, herramientas generales, mesas de trabajo, carros, máquinas, equipos de oficina, repuestos, accesorios, etc.
- **EL SITIO:** Es el área de trabajo, paredes, suelo, ventanas, cuartos, techos y cualquier otra locación que se encuentre en una empresa.



FIGURA 13 TÉCNICOS DE CNEL EP UNIDAD DE NEGOCIO SANTO DOMINGO, REALIZARON EL MANTENIMIENTO DE 15 TRANSFORMADORES Y LA LIMPIEZA DE AISLADORES EN TODA EL ÁREA DE SERVICIO QUE COMPRENDE EL MATAI, EN EL CANTÓN JAMA, PROVINCIA DE MANABÍ [10].

2.6.1.5.4 SEIKETSU

Seiketsu cuyo significado en castellano significa estandarizar, es mantener los tres estándares anteriores (Organización, Orden y Limpieza), a través de gamas y controles, iniciar el establecimiento de los estándares de limpieza, aplicarles y mantener el nivel de referencia alcanzado [17]. En ésta etapa lo que se pretende es generar un hábito disciplinario para mantener las tres etapas anteriores de tal forma que cada empleado, ejecutivo o jefe tome una cultura de actuación, es decir que lo haga constantemente. Sin una estandarización no sería posible alcanzar con éxito el propósito final de las 5S de mentalizar a las personas la necesidad de mantener las áreas de trabajo en un estado organizado por iniciativa propia de cada uno.



FIGURA 14 REPRESENTACIÓN DE LA EJECUCIÓN DE SEIKETSU [18]

2.6.1.5.5 SHITSUKE

Shitsuke cuyo significado en castellano significa disciplina, rigor en la aplicación de consignas y tareas, realizar la auto inspección de manera cotidiana. Cualquier momento es bueno para revisar y ver cómo estamos, establece las hojas de control y comenzar su aplicación, mejorar los estándares de las actividades realizadas con el fin de aumentar la confiabilidad de los medios y el buen funcionamiento de los equipos de la oficina [17].

La disciplina está relacionada con el hábito de mantener correctamente los procedimientos apropiados, es necesario para asegurar que la ejecución y práctica de las cuatros S anteriores, se mantengan a través del tiempo ya que así se hacen

responsables cada operario, supervisor, jefe, gerente, etc., de sus acciones, generando automotivación en cada uno de ellos.



FIGURA 15 REPRESENTACIÓN DE LA EJECUCIÓN DE SHITSUKE [19]

Es de gran importancia comprender lo importante de la aplicación de las 5S sin excepción, si se llegase a aplicar las tres primeras (Seiri, Seiton y Seiso), y no se aplicará la disciplina, se perdería el trabajo y el tiempo gastado ya que todo regresaría al punto inicial, es por eso que la disciplina y la autonomía en cada uno de los empleados es el fin fundamental de las 5S y no solo cambiar el simple aspecto físico de un lugar. Otro de los objetivos del TPM es alinear todos los departamentos bajo una dirección, de manera que la función sea identificar posibles problemas y proponer soluciones, así como el establecimiento de prioridades en el mantenimiento [20]. Cuando se practica TPM se combina el mantenimiento preventivo con un total de participación de empleados y control de gestión de la calidad. Eso significa que las operaciones y el mantenimiento deben trabajar en equipo para identificar las tareas que se pueden desarrollar por los técnicos u operadores con menor entrenamiento, entonces esto sería incrementar las utilidades del personal y la identificación de fallas en una etapa temprana. Esto también ayuda al operador a tomar responsabilidad personal con su trabajo. Algunos casos han demostrado una mejora en el rendimiento, del 50% de reducción en los costos de mantenimiento de rutina, una reducción del inventario del 50% y reducción en percances de seguridad en un 60% [21]. En otras palabras, TPM se lleva a cabo para mejorar la productividad, aumentar la eficiencia entre las funciones administrativas y técnicas, identificar y eliminar las pérdidas debido a la brecha entre las áreas de mantenimiento y operación, los japoneses fueron los primeros en prever ésta filosofía [20].

Éste modelo se centra en la reducción de costes, aumentar los niveles de productividad, calidad y resultados oportunos, se mide la capacidad de una organización para lograr

un rendimiento de “Clase Mundial”, se puede conseguir todos esos factores de forma simultánea en lugar de secuencial. También se depende de la eliminación de las divisiones entre los departamentos y sus funciones, porque conduce a la desconfianza, la rivalidad y la disfunción, por lo tanto, se vuelve a perder, la ineficiencia y el caos [20]. Las averías repetitivas o menores crónicas son a menudo descuidadas o ignoradas después de sufrir fallos secuenciales a su corrección. Para mejorar la eficacia de un equipo, todos los fallos o averías deben ser reducidos en su totalidad. Esto es posible sin aplicar una gran inversión o esfuerzo, no obstante al comienzo pueda necesitarse realizar una que otra inversión mayor. Para esto, es necesario iniciar cambiando primero la creencia convencional del mantenimiento de las que las averías llegasen a ser inevitables.

En las pérdidas de tiempo por fallos y averías de los equipos se debe incluir también el tiempo dedicado al mantenimiento, ya sea previsto o imprevisto.

- El mantenimiento previsto incluye diversas actividades diarias de TPM (inspecciones, rutinas de limpieza, cambios de montajes, etc.), actividades periódicas del mantenimiento preventivo y tiempo planeado de mantenimiento.
- El mantenimiento imprevisto incluye los trabajos requeridos por interrupciones que suceden de forma inesperada, que se presentan en el proceso a causa de diversas fallas que incurren en los equipos o de los diagnósticos realizados por la aparición de cualquier tipo de señal anormal.

2.6.1.6 PILARES FUNDAMENTALES EN LA APLICACIÓN DE TPM [22]

Son los puntos de apoyo vitales del TPM para ser implementado, lo cual se logra con una metodología con mucho orden y disciplina:

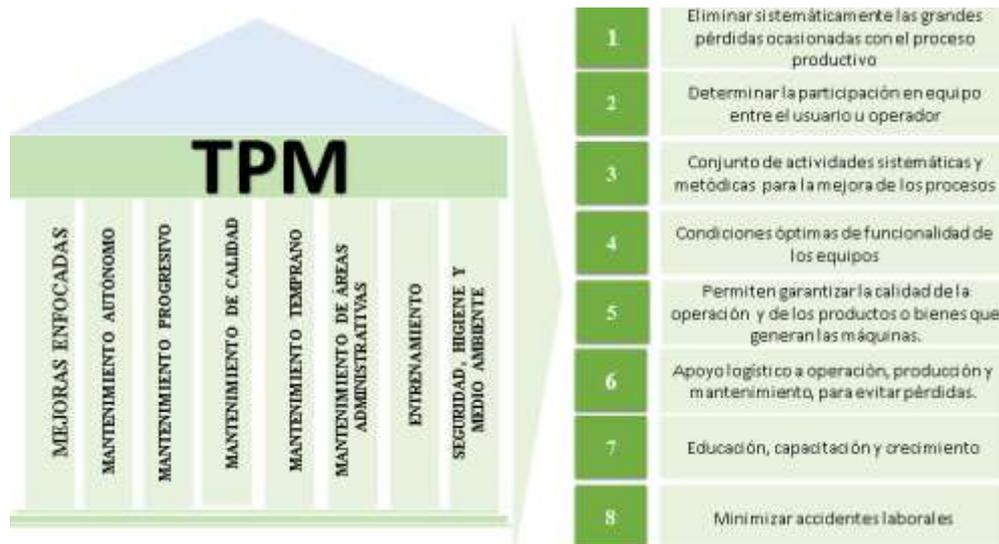


FIGURA 16 PILARES TPM [22]

- **MEJORAS ENFOCADAS**

Son el conjunto de diferentes tareas por realizar en grupos de personas, que permiten optimizar la efectividad de los equipos, plantas y proceso. Su esfuerzo radica en evitar cualquiera de las 16 pérdidas existentes en las empresas.

- **MANTENIMIENTO AUTÓNOMO**

Se basa en la activa participación de los operarios y del personal de producción en mantenimiento, y consiste en que estos realizan algunas actividades menores de mantenimiento (de baja o mediana tecnología), a la vez que conservan el sitio de trabajo en estado impecable.

- **MANTENIMIENTO PLANIFICADO**

El personal realiza acciones predictivas, preventivas y de mejoramiento continuo, que permiten evitar fallas en los equipos o sistemas de producción.

- **MANTENIMIENTO DE LA CALIDAD**

Se trata de mantener las condiciones óptimas de funcionalidad de los equipos, con el fin de no desmejorar la calidad de los productos en esos momentos en que se inicia y se mantiene la no funcionalidad adecuada de las máquinas o equipos.

- **MANTENIMIENTO TEMPRANO**

Son todas las tareas de la fase de diseño, construcción, montaje y operación de los equipos, que permiten garantizar la calidad de la operación y de los productos o bienes que generan las máquinas. Pretende elevar y mantener al máximo posible la confiabilidad y la disponibilidad de los equipos.

- **MANTENIMIENTO DE ÁREAS ADMINISTRATIVAS**

Se trata de que las áreas de apoyo logístico a operación, producción y mantenimiento, sean las más adecuadas para evitar pérdidas.

- **ENTRENAMIENTO (EDUCACIÓN, CAPACITACIÓN, CRECIMIENTO)**

Se trata de establecer políticas que permitan que todos los empleados de producción y de otras áreas de la compañía, que inciden en la ingeniería de fábricas, se mantengan educados, entrenados, motivados, etc., con las mejores prácticas internacionales y que permanentemente estén creciendo en el personal e institucional.

- **SEGURIDAD, HIGIENE Y MEDIO AMBIENTE**

Por medio de la aplicación de los instrumentos de mejoramiento continuo y 5S, se garantiza la inexistencia o la minimización de accidentes laborales o industriales. Se procura que todo el personal sea capaz de prevenir y evitar riesgos, de mantener unas

condiciones adecuadas de higiene y seguridad en el puesto de trabajo y en las áreas productivas, y pretende proteger y conservar en medio ambiente.

2.6.1.7 ETAPAS DE LA IMPLANTACION DE UN PROGRAMA TPM

En el desarrollo del programa de Mantenimiento Preventivo Total se lleva a cabo a partir de cuatro fases que influyen con objetivos propios en cada una.

TABLA 5 ETAPAS DE IMPLEMENTACION DEL PROGRAMA TPM [15]

FASE	ETAPA	ASPECTOS
PREPARACIÓN	Decisión de aplicar el TPM en la empresa	La alta dirección hace público de llevar a cabo el programa de TPM a través de reuniones, boletines, etc.
	Información sobre TPM	Campanas informativas a todos los niveles para la introducción del TPM
	Estructura promocional	Formar comités especiales
	Objetivos y políticas básicas	Analizar las condiciones existentes Establecer objetivos Prever resultados
	Plan maestro de desarrollo	Preparar planes detallados con las actividades a desarrollar en un tiempo determinado
INTRODUCCION	Arranque formal del TPM	Conviene llevarlo a cabo invitando a clientes, proveedores y empresas o entidades relacionadas.
IMPLANTACIÓN	Mejorar la efectividad del equipo	Seleccionar los equipos crónicos y analizar causas y efectos para poder actuar.
	Desarrollar un programa autónomo	Implicar en el mantenimiento operarios que utilizan el equipo, con un programa básico y la formación adecuada.
	Desarrollar un programa de mantenimiento planificado	Incluye el mantenimiento periódico, correctivo y predictivo

2.6.1.8 MEJORA DE LA GESTION DE EQUIPOS PRODUCTIVOS [15]

La aplicación de un programa TPM garantiza a las empresas excelentes resultados:

- **PRODUCTIVIDAD DE LOS EQUIPOS**

Una de las principales características del TPM es la reducción a cero de las averías en los equipos, los defectos y los accidentes. Esto conlleva un aumento espectacular de la productividad y la calidad, reduce los costos y mejora los beneficios.

- **MEJORAS CORPORATIVAS**

La puesta en práctica del TPM con la participación de todos los empleados es una de las claves del éxito. Para ello, la dirección debe apoyar activamente la implicación de sus trabajadores en el proyecto TPM mediante actividades de mejora en pequeños grupos que promueven la responsabilidad individual y el respeto mutuo en el grupo y en la organización general.

Es sumamente importante ofrecer al personal oportunidades reales de desarrollo personal y profesional que estimularan el compromiso y la colaboración de los empleados. El TPM pretende desarrollar tanto a la empresa como a las personas y fuerza a un cambio fundamental en la mentalidad de dirigir una empresa: pasamos de una dirección tradicional, en mayor o menor medida autoritaria, a una dirección verdaderamente participativa.

- **PREPARACIÓN DEL PERSONAL**

Se requerirá de un personal con un grado de formación elevado para asumir mayores responsabilidades dentro de la organización. Es vital invertir esfuerzos en elevar los conocimientos y las habilidades de los trabajadores para que sean capaces de mantener y mejorar el equipo del que serían responsables. El TPM permite a los operarios entender a su equipo y ampliar cada vez más las tareas de mantenimiento que pueden

asumir, previa formación y entrenamiento. Esta mayor comprensión de su trabajo se traduce en un sentimiento de seguridad y autoestima en sí mismo y en sus tareas. Se consigue, de este modo, hacer el trabajo mejor y más motivado y aumentar la productividad.

▪ **TRANSFORMACIÓN DEL PUESTO DE TRABAJO**

La mejora en la seguridad en el trabajo contribuye a crear un entorno sano y agradable; esta será una meta del TPM. La gestión de la seguridad está implícita en los objetivos del TPM: el empeño para lograr el cero averías y cero defectos evita equipos defectuosos que son fuente común de riesgos. A esto se asume el hecho de que el personal que maneja los equipos está entrenado y capacitado para detectar y corregir anomalías en el momento en que se originan. Por otro lado, el entorno se transforma en un lugar limpio y bien organizado a través de una aplicación rigurosa de los principios de las 5s como parte del mantenimiento autónomo.

▪ **MEJORA DE LA COMUNICACIÓN INTERNA**

La implantación del TPM desde sus inicios estandariza no solo las actividades de Mantenimiento Autónomo o de primer nivel, y la mejora del puesto de trabajo que repercute en la mejora del proceso, sino que, además el hecho de utilizar métricos e indicadores y exponerlos en paneles próximos al área de trabajo permite que se aborden problemas, se identifiquen y prioricen sus causas y se impulsen contramedidas con la participación activa de los operarios.

2.6.1.9 ALCANCE Y RESULTADOS DE LA IMPLANTACION DEL TPM



Resultados tangibles significativos:

- Reducción de las averías de los equipos en general.
- Elevación de los índices de productividad.
- Reducción del costo de personal, inventarios y accidentes.



Transformación del entorno de la planta:

- Cambiar áreas de trabajo desordenadas, a un ambiente de trabajo limpio, grato y seguro.
- Aumento de confianza en los servicios y gestión de calidad.



Transformación de trabajadores:

- Se motivan y aumentan su integración en el trabajo.
- Proliferan las sugerencias y mejoras.

FIGURA 17 RAZONES FUNDAMENTALES [15]

2.6.2 MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD

Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad con sus siglas en inglés RCM (Reliability Centred Maintenance) fue desarrollado en la década del año 1960 por la industria aerocomercial, en algunos esfuerzos por mejorar la confiabilidad y el rendimiento de los aviones, la mejora de la rentabilidad y la obtención del mercado al reducir cualquier tipo de accidentes, así como otros aspectos legislativos y requisitos corporativos. Está concebido básicamente como un proceso de mejoramiento continuo, por lo que ninguna tarea o procedimiento de mantenimiento escapa a la constante revisión a partir de toda la información que se va acumulando [23]. RCM consiste en un procedimiento metodológico general para mantener algún activo físico, tal como estructuras,

conductores, entre otros [24]. Se fundamenta en el hecho de que todo activo es puesto en funcionamiento porque se espera que cumpla una función o ciertas funciones específicas. Los requerimientos de los usuarios dependen de dónde y cómo se utilice el activo, conocido como el contexto operacional [25] [5]. Éste método es relativamente nuevo, aplicado con el fin de mejorar la disponibilidad y el rendimiento. Es considerado como un árbol de decisiones para establecer la estructura de prevención más útil o como estrategia correctiva de una unidad específica en donde las pérdidas y la seguridad son un rol primordial [5].

Para el desarrollo de ésta metodología se deben formular siete preguntas fundamentales, las cuales concretan la práctica del RCM, éstas son:

1. ¿Cuáles son las funciones y los parámetros de funcionamiento asociados al activo en su actual contexto operacional?
2. ¿De qué manera se falla en satisfacer dichas funciones?
3. ¿Cuál es la causa de cada falla funcional?
4. ¿Qué sucede cuando ocurre cada falla?
5. ¿En qué sentido es importante cada falla?
6. ¿Qué puede hacerse para prevenir o predecir cada falla?
7. ¿Qué debe hacerse si no se encuentra una tarea proactiva adecuada?

El proceso de ésta filosofía se describe a continuación:

1. Identificar las funciones críticas del sistema
2. Identificar los fallos funcionales
3. Identificar las causas del fracaso
4. Identificar los resultados causados por el fracaso
5. Cuantificar cada fracaso en cuestión de costos
6. Identificar si el fallo se podría predecir o prevenir
7. Considerar rediseñar como última solución, si cualquier otro método podría ser aplicado para resolver el fracaso.

RCM se centra en la identificación de los equipos cuyas fallas podrían causar un impacto en los negocios, para máquinas complejas y donde se pueden analizar muchos modos de fallos existentes. En otras palabras, éste enfoque presenta una pregunta: “¿Qué puede estar causando el problema?” [26]. Las ventajas de éste tipo de estrategia son:

- La comprensión de la naturaleza de los fallos
- Introducir el monitoreo de condición, inspecciones y pruebas de función
- Cantidades correctas, Profundidades requeridas y frecuencias adecuadas de mantenimiento
- Enfoque en la identificación de los equipos críticos
- Identificar los componentes claves del plan de mantenimiento para el equipo
- Establecer una estrategia clara para cada modo de fallo
- Ayuda a identificar las fallas ocultas
- Optimización de las operaciones de mantenimiento

Las limitaciones que pueden ser identificadas en éste tipo de metodología son:

- Alta inversión en formación y equipo especializado para la vigilancia y aplicación del sistema
- La cantidad de personas requeridas para llevar a cabo el análisis y las medidas
- Ésta estrategia se centra en la selección de las tareas para aplicarlas en los equipos seleccionados con un modo de fallas específicos
- No analiza la institución, sus políticas y características
- Puede existir desacuerdos con varias políticas de garantías de algunos equipos que necesitan mantenimiento de tiempo fijo

2.6.2.1 FUNCIONES

A partir de la pregunta “Cuales son las funciones y parámetros de funcionamiento del activo físico en su contexto operacional actual”, se plantean objetivos de acuerdo a los

requerimientos de los usuarios a partir del proceso RCM que se inicia con la descripción de las funciones del activo al cual se debe realizar el mantenimiento.

En base a las principales funciones se plasmarían los siguientes cuestionamientos:

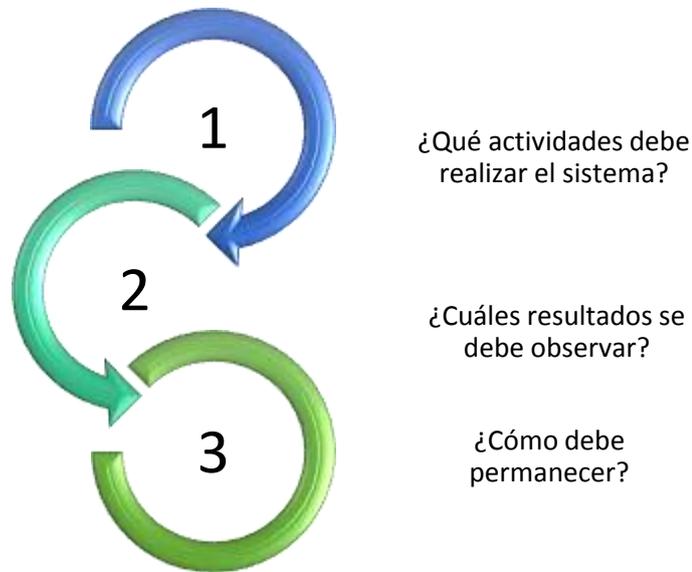


FIGURA 18 PRINCIPALES FUNCIONES

2.6.2.1.1 DEFINICIÓN DE LAS FUNCIONES

Posteriormente al definir las funciones se deberá considerar como primer punto el margen de deterioro, sin duda alguna es inevitable pero no imposible que el rendimiento del activo físico esté sobre el nivel del estándar mínimo de funcionamiento con respecto a la perspectiva del usuario.

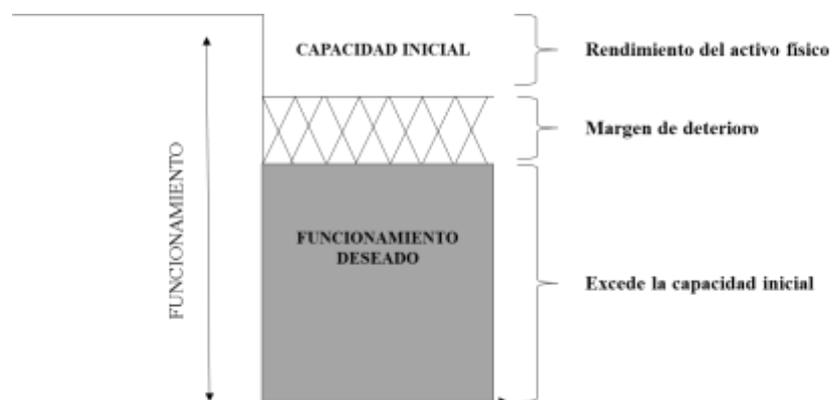


FIGURA 19 RELACION ENTRE CAPACIDAD INICIAL Y FUNCIONAMIENTO DESEADO

Donde:

- La capacidad inicial es determinada por el rendimiento del activo físico.
- Se conoce como activo físico no mantenible, cuando el funcionamiento deseado excede a la capacidad inicial.

La necesidad de desarrollar planes de mantenimiento para diversos activos físicos existe, en base a que se tienen sistemas o recursos físicos los cuales fueron diseñados y construidos para poder operar en base a parámetros de funcionamiento fijos, así se asegura la continua operación en estado estable o en base a lo que se desea que haga.

En la FIGURA 20 se muestra el rango en el cual se ejecutan sobre el activo los procesos de mantenimiento, para esto se debe tener a consideración los parámetros de funcionamiento mínimo que el usuario puede estar aceptando y su capacidad inicial.

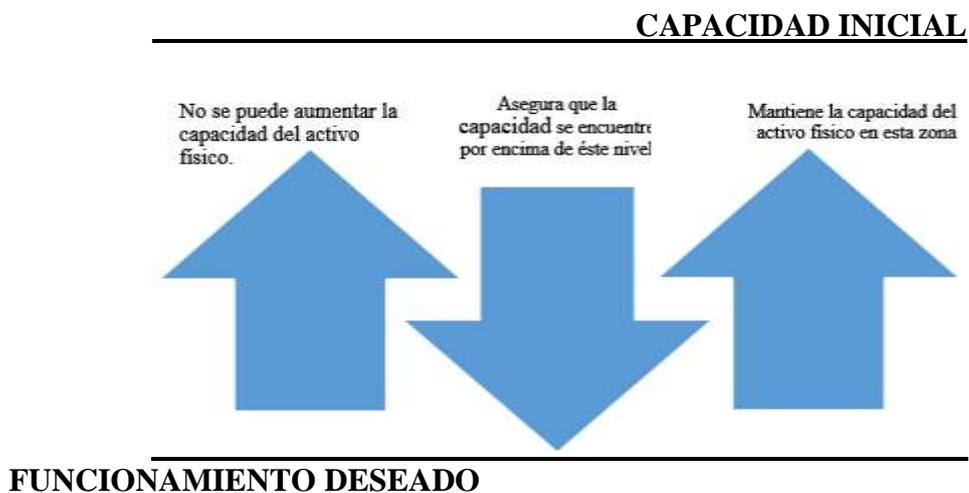


FIGURA 20 ACTIVOS FISICOS QUE PUEDEN SER MANTENIDOS

2.6.2.1.2 CLASIFICACIÓN DE LOS TIPOS FUNCIONES

TABLA 6 CLASIFICACION DE TIPOS DE FUNCIONES

TIPOS DE FUNCIONES	DESCRIPCIÓN
FUNCIONES PRIMARIAS	Razón principal por la que se adquiere un activo físico, las cuales deben ser determinadas como sea posible.
FUNCIONES SECUNDARIAS	Integridad ambiental: Fomentar el cumplimiento de los estándares establecidos de acuerdo a la correlación existente entre la función y el medio ambiente.
	Seguridad: Analizar los modos de fallas acorde a los riesgos generales o específicos que surgen en la mayoría de proceso.
	Control: Determinar el funcionamiento de manera regular para que los activos no solo cumplan con sus funciones.
	Apariencia: Cubre la necesidad de dar una solución a problemas secundarios o mínimos.
	Protección: Reducir el modo de fallas a partir de la protección de los dispositivos alternando su uso.
	Eficiencia: Optimizar los recursos tanto en operación como en mantenimiento.

2.6.2.1.3 CONTEXTO OPERACIONAL

Antes de aplicar la metodología de RCM se tiene que tener muy en claro que cada participante que se vea involucrado en la elaboración de un plan de mantenimiento para cualquier activo físico, debe comprender absolutamente el contexto operacional, esto se debe a la capacidad que deben tener para poder responder cualquier

cuestionamiento que pueda generarse como, por ejemplo: ¿Qué activos son los que se van a mantener? ¿En qué estado físico se encuentran? ¿Cuánta carga manejan y de qué tipo? ¿Bajo qué condiciones ambientales y físicas se encuentran? ¿Cuáles son las peores condiciones climáticas en el lugar dónde están?

Como parte del proceso de RCM se recomienda documentar periódicamente el contexto operacional, ya que así se facilitarían los ajustes de las funciones del activo para que éste opere según lo deseado. El contexto operacional en su definición inicialmente incluye:

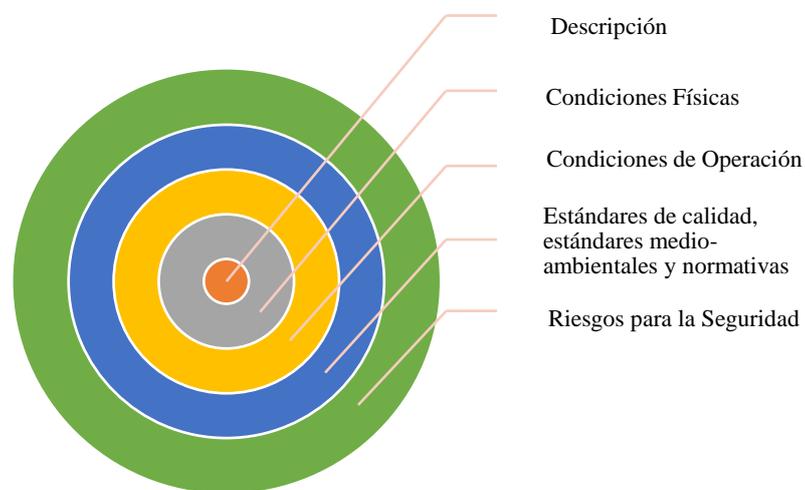


FIGURA 21 CONTEXTO OPERACIONAL

2.6.2.2 FALLAS FUNCIONALES

Se define como falla funcional a la incapacidad de cualquier activo físico de cumplir con una función según un parámetro de funcionamiento aceptable para el usuario [27]. Con ésta definición se puede dar paso a la respuesta de la segunda pregunta del RCM: ¿De qué manera falla en satisfacer dichas funciones? Para analizar posibles cuestionamientos como ¿Se hace mantenimiento para evitar qué estado del sistema? o ¿Cuáles son los estados indeseables del sistema? Se debe registrar y definir todas las fallas funcionales que tengan relación a cada función que ejerce el sistema o activo.

2.6.2.3 ANÁLISIS MODAL DE FALLAS Y EFECTOS (AMFE)

Para poder determinar las dos preguntas siguientes del proceso de la aplicación del RCM, se debe buscar identificar cuáles son los posibles modos de falla que son causantes de cada falla funcional, y a su vez establecer los efectos de fallas que están relacionados con cada uno de estos modos de falla.

De este modo se debe realizar a través de un AMFE para cada falla funcional. Para poder describir un modo de falla se identifica un sustantivo y un verbo, ya que dicha descripción debe ser lo suficientemente detallada para así poder escoger una estrategia de manejo apropiado de falla. Para la selección de las políticas de manejo de fallas, se deben escoger cuidadosamente los verbos que se usan para describir los modos de fallas, ya que éstos tienen un fuerte impacto en el proceso.

Es de suma importancia tener cuidado con las expresiones usadas ya que suelen no describir claramente las condiciones de falla, generando confusión a la hora de seleccionar políticas de manejo más adecuadas.

2.6.2.3.1 MODOS DE FALLA

RCM define a los modos de falla como los causantes de cada falla funcional, en otras palabras, es aquel que provoca la pérdida parcial o total de un sistema o activo en su contexto operacional, teniendo en cuenta que una falla funcional cualquiera puede tener uno o más modos de falla.

Hay que tener en cuenta que, para la selección de una estrategia de manejo de falla apropiada, se debe ser claro y conciso en el detalle de la descripción del modo de falla, los verbos utilizados deben ser elegidos cuidadosamente, ya que son influyentes a la hora de elegir una política de manejo de falla.

De manera afortunada hoy en día existen recursos y herramientas que facilitan la correcta definición de los modos de falla, por diversas situaciones del día a día se descuida el hecho de que el mantenimiento se lo maneja realmente al nivel de modo de falla.

Suponiendo un ejemplo, se puede decir que la elaboración de las órdenes de trabajo, la planificación de mantenimiento diario, las diversas reuniones que consisten en la identificación de lo que ha fallado, que fue lo que causó la falla, si existe algún responsable y que puede hacerse para corregir y prevenir estos fallos, surgen para cubrir modos de falla específicos.

2.6.2.3.1.1 CLASIFICACIÓN DE LOS MODOS DE FALLA

- Reducción de capacidad o capacidad decreciente refiere cuando la capacidad que posee el sistema o activo se encuentra por debajo del funcionamiento esperado. Las causas principales de la pérdida de capacidad pueden ser:

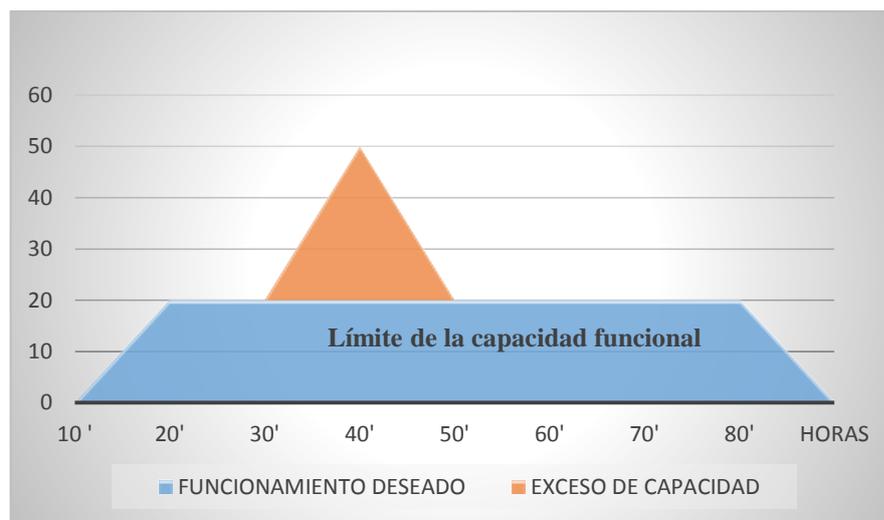
TABLA 7 EJEMPLOS DE MODOS DE FALLA

<i>FALLAS</i>	DETERIORO	LUBRICACION	SUCIEDAD	DESARME	ERRORES HUMANOS
VARIABLE	-Fatiga -Corrosión -Abrasión -Erosión - Evaporación - Degradación	-Oxidación -Agotamiento de aditivos -Ausencia de lubricante	-Ausencia de mantenimiento	-Fallas de soldaduras -Uniones soldadas - Remachas por fatiga -Falta de presión	- Deficiencia en el montaje

Aumento del esfuerzo aplicado o aumento del funcionamiento deseado, refiere al exceso de su capacidad que presenta el sistema o activo físico, llegando a niveles superiores de funcionamiento deseado (como se puede ver en la tabla 8), lo que puede provocar un deterioro más agresivo a corto tiempo, lo que produce un sistema o activo poco confiable a ser utilizado, esto puede deberse a tres razones:

- Una sobrecarga repentina no intencional
- Una sobrecarga deliberadamente constante
- Una sobrecarga no intencional constante (éstas causas deben ser incluidas en el AMFE debido a que suceden sin previo aviso).

TABLA 8 AUMENTO DEL FUNCIONAMIENTO DESEADO



2.6.2.3.1.2 CAPACIDAD INICIAL

Se define la capacidad inicial como el rango que está fuera del funcionamiento deseado, la cual afecta rara vez al activo físico en su totalidad, sin embargo, usualmente afecta solo a una o dos funciones o componentes, que puede llegar a afectar a toda la cadena.

El primer paso para la rectificación del fallo en el diseño se debe enlistar en el AMFE las soluciones de falla o tareas que contrarresten las fallas que se presentan en el sistema.

2.6.2.3.1.3 NIVEL DE DETALLE

TABLA 9 NIVEL DE DETALLE



2.6.2.3.1.4 EFECTOS DE LAS FALLAS

Para continuar con el proceso de RCM, se debe responder al cuarto cuestionamiento: ¿Qué sucede cuando ocurre cada falla? El procedimiento consiste en listar lo acontecido al momento de producirse cada modo de falla, esto es denominado como efectos de falla y especifica que ocurre en un modo de falla. Al hablar sobre los efectos de falla se debe tomar a consideración la aplicación de un plan de mantenimiento preventivo, con lo cual debería hacerse constar los siguientes puntos:

- Evidencia de la ocurrencia de la falla
- Maneras en que la falla supone ser una amenaza para el ambiente o la seguridad
- Evidenciar daños físicos causados por la falla
- Maneras en que la falla, afecta en la operación del sistema

2.6.2.3.1.5 FUENTE INFORMATIVO DE MODOS Y EFECTOS (FIME)

Para realizar un correcto armado del AMFE, se debe dar énfasis a todo lo posible que ha ocurrido o que puede ocurrir, entre las diversas fuentes informativas se pueden mencionar en el siguiente cuadro las más frecuentes:

TABLA 10 FUENTE INFORMATIVA DE MODOS Y EFECTOS

FUENTE	DESCRIPCIÓN
FABRICANTE O PROVEEDOR DEL EQUIPO	La forma de acceso a la información suministrada por los fabricantes o proveedores, es mediante el cuerpo de vendedores técnicos que lo incorporan, así la solicitud es directamente para el trabajo en conjunto, con el cuerpo operativo que mantendrá el activo.
LISTAS GENÉRICAS	Una lista de fallas genéricas es elaborada por terceros, a veces son contempladas como AMFE completos, pueden llegar a cubrir un sistema completo, aunque puntualmente cubren un solo activo físico. Se deben considerar ciertos aspectos que tienen consideración en un AMFE general, estos pueden ser: <ul style="list-style-type: none">▪ Nivel de análisis no apropiados▪ Contexto operacional distinto▪ Parámetros de operación no estables
OTROS USUARIOS	Usuarios de activos similares suelen ser fuentes valiosas de información referente a lo que puede fallar en los activos físicos de uso común, sin olvidar que existen las mismas condiciones que con las listas genéricas.
PERSONAL OPERATIVO Y DE MANTENIMIENTO	En la mayor parte de los casos, son el cuerpo operativo y de mantenimiento los que conocen el rendimiento de un equipo y a su vez sus falencias. La mejor manera de obtener esa información es haciéndolos formar parte activa de la preparación del AMFE, ya que específicamente saben acerca de que puede estar andando mal, qué importancia tiene cada falla y que debe hacerse para repararla.

Hasta aquí se ha explicado la información que corresponde al concepto de funciones, fallas funcionales, modos y efectos de fallas, los cuales son consignados en el formato de hoja informativa RCM presentado a continuación:

TABLA 11 EJEMPLO SENCILLO DE HOJA INFORMATIVA DE RCM

HOJA INFORMATIVA DE FALLOS											
ESTACIÓN	FECHA	HORA PREVIA	POT PREVIA (MW)	FALLA	HORA POSTERIOR	POT POST. (MW)	MTTR (min)	COSTO	MODO DE FALLA	UBICACIÓN (km)	REFERENCIA

2.6.2.4 CONSECUENCIAS DE FALLA

Para poder definir lo que es una consecuencia de falla, debemos responder al quinto cuestionamiento del proceso de RCM ¿De qué manera importa cada falla?

Los efectos que producen cada falla describen que sucede en el momento de la falla, mientras que las consecuencias son aquellas que describen cómo y cuán importante llegan a ser. Para tomar medidas con respecto al fallo, se consideran dos aspectos en base a un análisis previo que determinará qué tan grave es la falla y si amerita la ejecución de una acción que solucione el problema sin considerar los esfuerzos que requiera en el proceso, en cambio si la falla actúa de forma leve, es posible no tomar medidas en el momento, sino prolongar su funcionamiento, hasta que amerite la ejecución de un mantenimiento emergente. Encontrar una tarea que sea técnicamente factible, requiere de encontrar una tarea preventiva que asegure la reducción de las consecuencias de la falla, al punto que el usuario tenga una tolerancia con el activo. Una vez calificado el punto anterior podemos determinar si la tarea a realizar merece la pena, en base a la justificación de los costos directos (costos por materiales o mano de obra) o indirectos (tiempo muerto en el proceso).

En el siguiente cuadro, se describirá el concepto de función evidente y oculta.

TABLA 12 FUNCIÓN – DESCRIPCIÓN

FUNCIÓN	DESCRIPCIÓN
EVIDENTE	Cuando la falla eventualmente aparece a los operadores o personal de mantenimiento, conforme a su operación normal.
OCULTA	Cuando la falla no se presenta de forma evidente hacia los operadores o personal de mantenimiento.

Existen también las fallas evidentes y fallas ocultas, debido principalmente a las consecuencias de falla asociadas a cada tipo de falla, en base a esto se las puede clasificar en tres categorías de importante descrecencia vistas en el siguiente recuadro.

TABLA 13 CONSECUENCIA – DESCRIPCIÓN

CONSECUENCIA	DESCRIPCIÓN
<p>AMBIENTAL Y PARA LA SEGURIDAD</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Si ésta causa una pérdida de la función u otras afectaciones que pueden llevar a la infracción de la normativa o reglamento ambiental establecido. ▪ Si ésta causa una pérdida de la función u otras afectaciones que pueden imposibilitar o causar la muerte de una persona. <p>El proceso inicial de la toma de decisiones para los modos de falla que tienen consecuencias ambientales y para la seguridad se muestra en la figura 22.</p>
<p>OPERACIONAL</p>	<p>Si la capacidad operacional directamente tiene un efecto adverso, se puede decir que una falla tiene consecuencias. El objetivo es la reducción de la probabilidad (o la frecuencia) de fallas a un nivel económico. Para los modos de fallas operacionales se sugiere el proceso de la figura 23.</p>
<p>NO OPERACIONAL</p>	<p>Son las consecuencias de una falla evidente que no tiene directamente un efecto adverso para el medio ambiente, la seguridad o la capacidad operacional. Lo que causan es la generación de costos directos de reparación, lo que justifica el uso de tareas para prevenir las fallas en un período de tiempo y economizar los posibles gastos.</p>

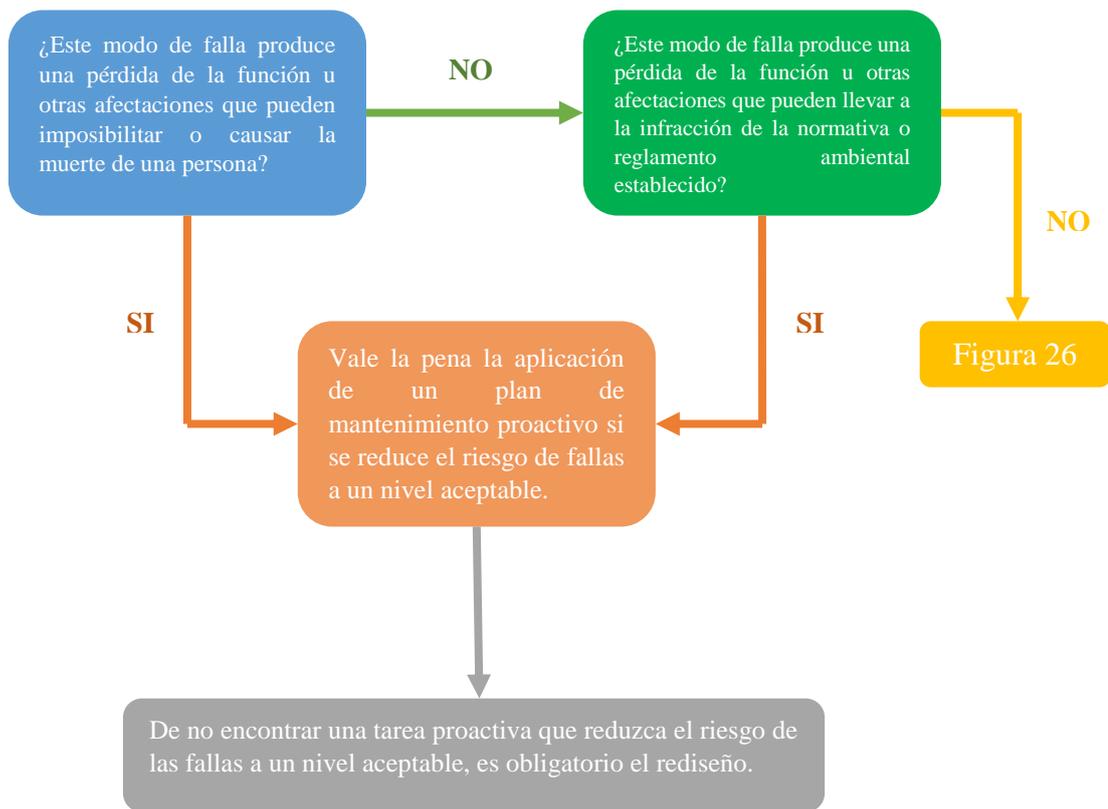


FIGURA 22 DIAGRAMA DE DECISIONES PARA UNA FALLA QUE AFECTA AL MEDIO AMBIENTE O A LA SEGURIDAD

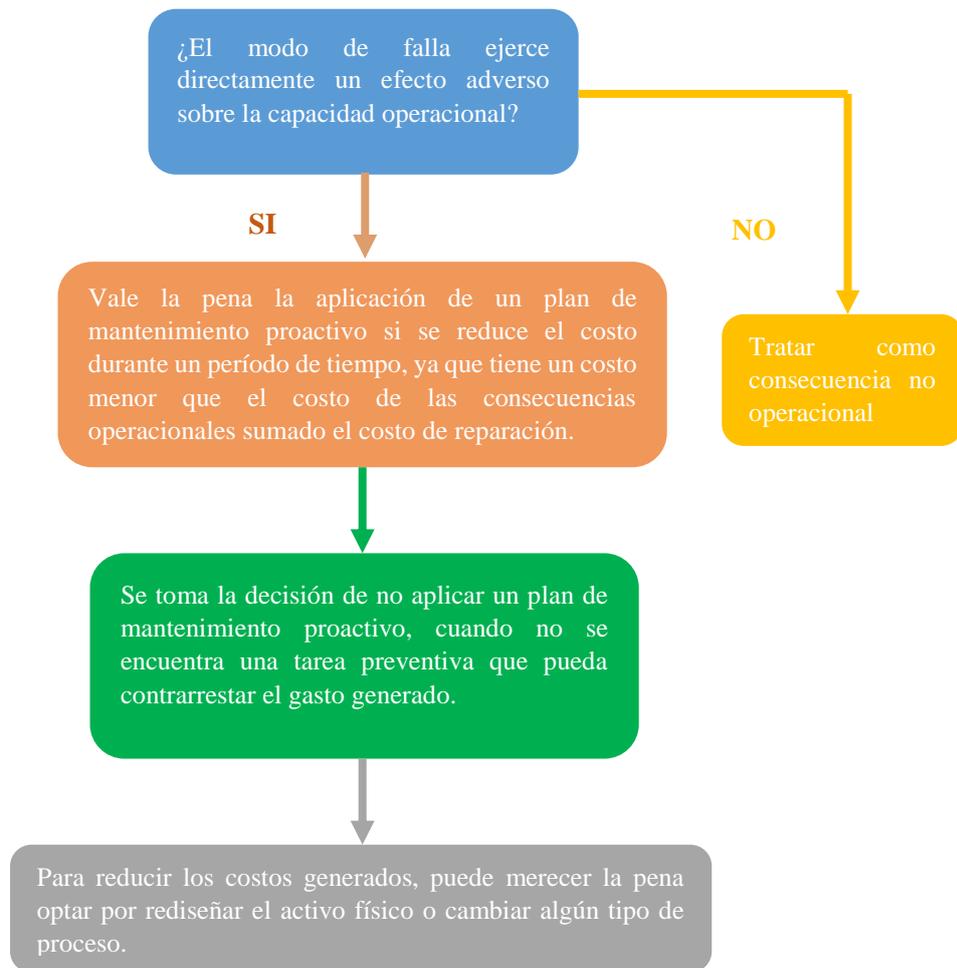


FIGURA 23 ESTRATEGIA PARA EL MANTENIMIENTO DE UNA FALLA CON CONSECUENCIAS OPERACIONALES

2.6.2.4.1 FALLAS OCULTAS

Como se mencionó en la TABLA 12 una falla oculta no se presenta de forma evidente hacia los operadores o personal de mantenimiento, ésta surge cuando una función oculta falla y se genera el cuestionamiento: ¿Será evidente para los operadores la pérdida de las funciones que se originan por éste modo de falla en condiciones normales? Si la respuesta al cuestionamiento es un no, se está tratando con un modo de falla oculto, pero si la respuesta al cuestionamiento es un sí, la falla es evidente.

2.6.2.4.2 EQUIPOS DE PROTECCIÓN

Los equipos de protección son dispositivos que garantizan que, al momento de ocurrir una falla, las consecuencias sean menos graves y se reduzcan los costos por pérdidas. Debido a la existencia de los equipos de protección las fallas se ven divididas en dos tipos con o sin seguridad inherente, lo que distingue lo uno de lo otro, es la capacidad que tiene el dispositivo para que una vez ocurrido el fallo, será evidente o no para el grupo de operarios o personal de mantenimiento, bajo circunstancias normales de funcionamiento.

2.6.2.4.3 FALLAS MÚLTIPLES

Se considera como falla múltiple al conjunto de fallas que se producen secuencialmente, como por ejemplo el fallo que ocurre en un equipo de protección lo deja en un “estado de falla” y por consiguiente una función protegida falla de forma inmediata. La secuencia que ocurre en los eventos que representan una falla múltiple se presenta a continuación:

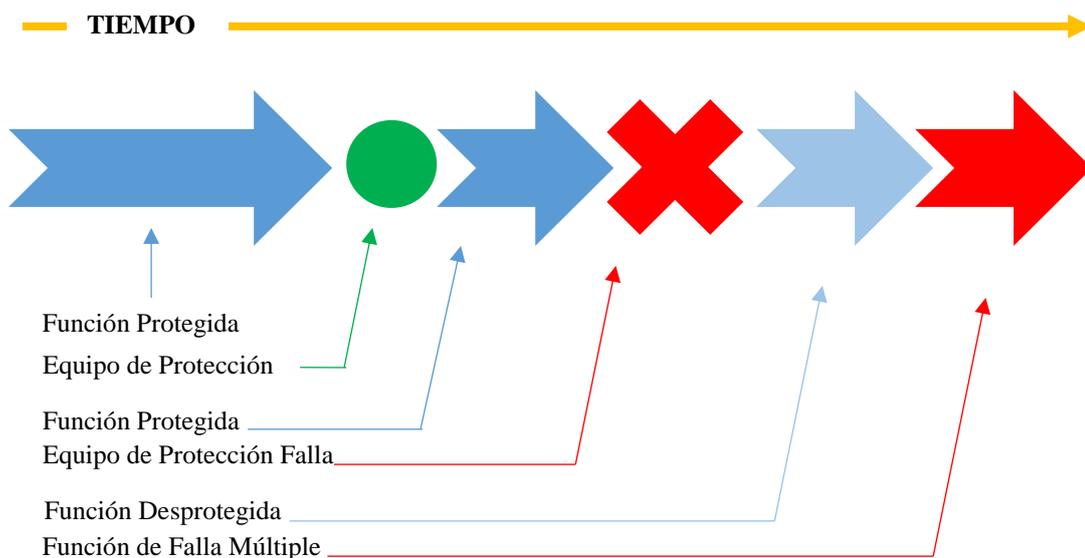


FIGURA 24 FALLAS MÚLTIPLES

Al desarrollar planes de mantenimiento para éste tipo de fallas ocultas, se debe prevenir que se asocie una falla múltiple, o al menos disminuir la probabilidad de que suceda.

Para funciones ocultas se sugiere tratarlas de la siguiente forma:

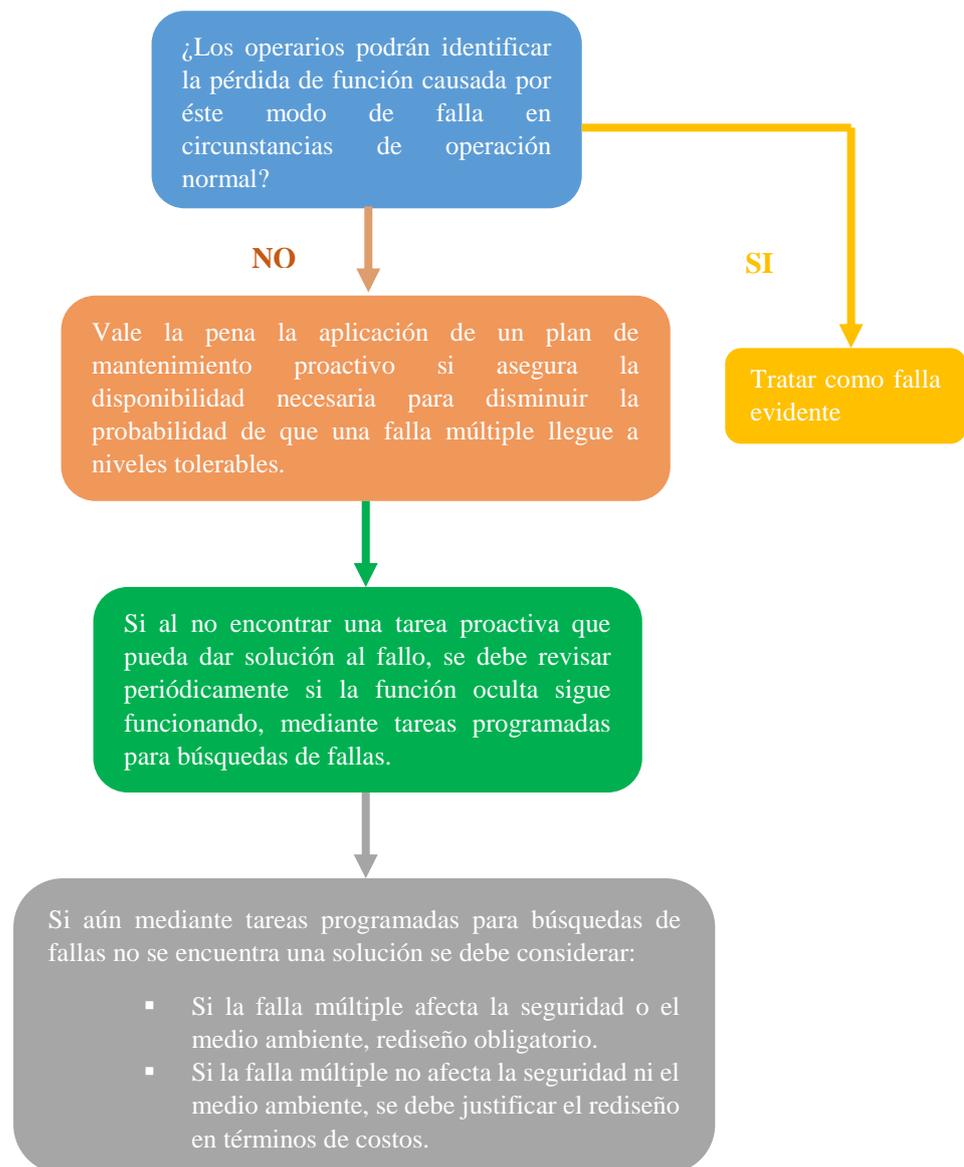


FIGURA 25 DESARROLLO DE UNA ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO PARA FUNCIONES OCULTAS

2.6.2.5 MANTENIMIENTO PROACTIVO – PREVENTIVO

En la sección anterior se ha explicado la función que desempeña una tarea proactiva al llegar a reducir las consecuencias de las fallas, de forma significativa como para la justificación de los costos directos e indirectos que se generan de realizar la tarea, previo análisis que certifique si es técnicamente factible realizarla o no. Hasta aquí correspondería el análisis de los dos últimos cuestionamientos del RCM: ¿Que puede hacerse para predecir o prevenir cada falla? ¿Qué sucede si no puede encontrarse una tarea predictiva o preventiva apropiada? Las acciones que pueden ser tomadas para el manejo de las fallas pueden ser divididas en dos categorías:

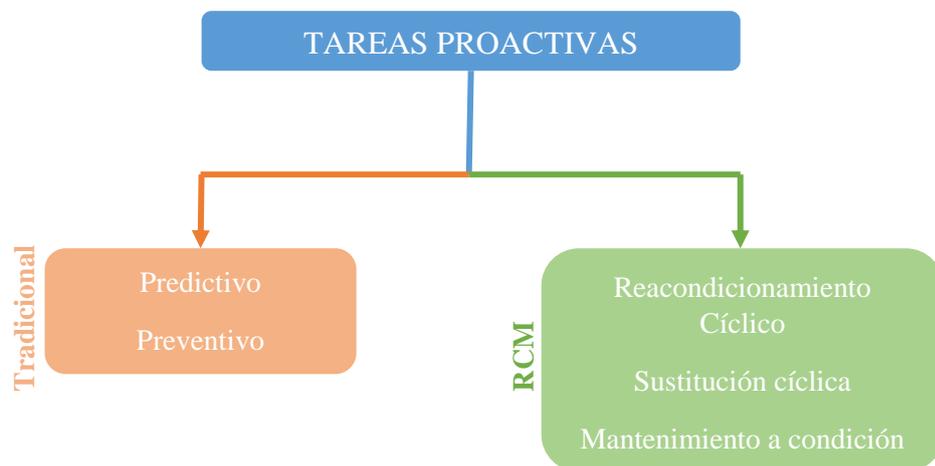


FIGURA 27 COMPARATIVO DEL MANTENIMIENTO TRADICIONAL VS RCM

2.6.2.5.1 REACONDICIONAMIENTO CÍCLICO

Se puede definir como reacondicionamiento cíclico, a la restauración de la capacidad que tiene un componente o elemento antes o en el tiempo límite de su edad preestablecida de forma independiente sin tomar en cuenta las condiciones en la que se encuentra, esto en intervalos preestablecidos de tiempo para prever modos de fallas que se relacionan con la edad por el desgaste que se genera en base al funcionamiento que desempeña.

2.6.2.5.2 SUSTITUCIÓN CÍCLICA

Se puede definir sustitución cíclica, como el cambio o la sustitución parcial o completa de un elemento o componente, antes o en el límite de su edad preestablecida de forma independiente sin tomar en cuenta las condiciones en las que se encuentra.

En la mayoría de los casos, la aplicación del reacondicionamiento cíclico es costosa ya que implica el cambio o la sustitución del elemento por uno nuevo, en otros casos se dificulta restaurar la capacidad inicial del elemento una vez que alcanza su tiempo de vida útil y cuya solución es simplemente el reemplazo del mismo. La aplicación de la sustitución cíclica se da previa revisión o si se lo requiera, comúnmente aplicada en los mantenimientos correctivos o emergentes donde se debe cambiar o reemplazar elementos que son diseñados para cumplir una función en un período determinado de tiempo.

2.6.2.5.3 FACTIBILIDAD TÉCNICA

Para las tareas de reacondicionamiento cíclico que técnicamente sean factibles, el elemento debe contar con tiempo de vida útil de funcionamiento y estar realmente seguro de esa estimación de tiempo de vida ya que deberá restaurar la capacidad original del activo físico, o al menos parcialmente que el elemento tenga la suficiente condición como para continuar siendo capaz de cumplir con la función deseada por el usuario dentro de un período de tiempo razonable. Por otro lado, las tareas por sustitución cíclica básicamente buscan reemplazar al elemento por uno nuevo.

2.6.2.6 MANTENIMIENTO PROACTIVO – PREDICTIVO

2.6.2.6.1 FALLAS POTENCIALES

Como se revisó en gran parte de los casos, los modos de fallas se ven relacionados por el tiempo de vida útil de funcionamiento con el que cuenta el equipo, pero así mismo por otra parte existen modos de falla que no se relacionan con la edad, y de ellos la

mayoría muestra anticipadamente algún tipo de advertencia que alerta a la identificación de un posible fallo a futuro.

La curva P-F muestra lo que sucede al inicio de la falla, como en su proceso de funcionamiento se deteriora al punto que puede ser detectable (Punto “P”) y luego, sino es identificada y corregida, continua en deterioro, que por lo general llega a ser una tasa un poco acelerada hasta el punto de falla funcional (Punto “F”).

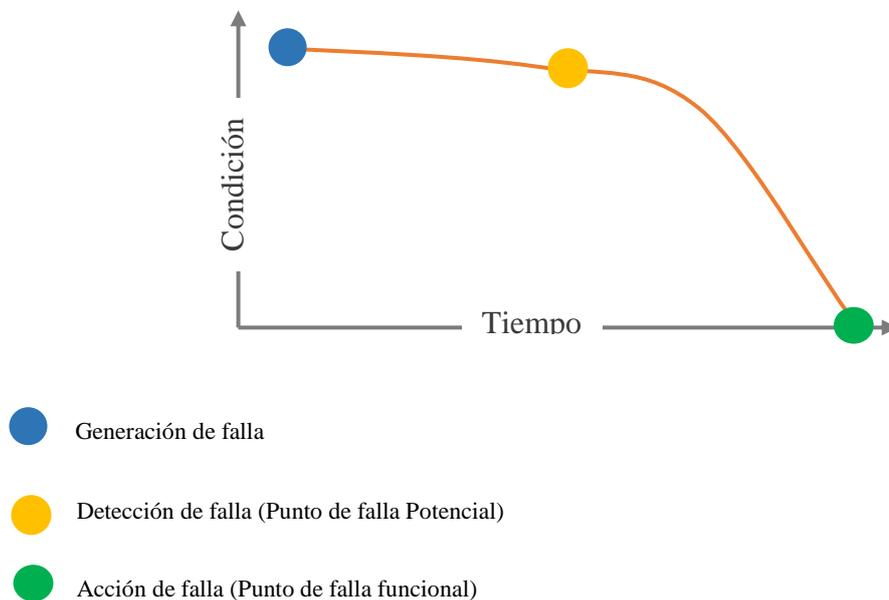
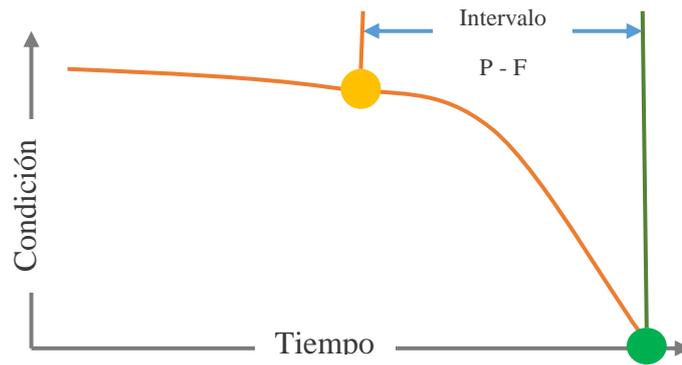


FIGURA 28 CURVA DE FALLA POTENCIAL – FUNCIONAL

2.6.2.6.2 INTERVALO POTENCIAL – FUNCIONAL

Las tareas a condición son conocidas por encontrarse dentro del rango de falla potencial – funcional, presentándose como una tarea para la solución ante una falla potencial, evitando las fallas funcionales y sus consecuencias.



- Detección de falla (Punto de falla Potencial)
- Acción de falla (Punto de falla funcional)

FIGURA 29 INTERVALO POTENCIAL – FUNCIONAL

El intervalo potencial – funcional también se lo conoce como el período de advertencia o en otras palabras como el tiempo que se lleva hasta la falla.

El intervalo es medido en términos de tiempo transcurridos ya que indica con qué frecuencia se debe realizar las tareas a condición si lo que se busca es detectar la falla potencial antes de convertirse en una falla funcional, así las tareas a condición tienen que realizarse en intervalos menores al intervalo potencial – funcional.

El criterio que satisface cualquier tarea programada a condición es técnicamente factible si:

- Existe la posibilidad de definir una condición de la falla potencial
- Es razonablemente consistente el intervalo Potencial – Funcional
- A intervalos menores al intervalo Potencial – Funcional resulta más práctico monitorear el elemento
- Es suficientemente largo el intervalo Potencial – Funcional como para ser útil

2.6.2.6.3 ELECCIÓN DE TAREAS PROACTIVAS

Para la elección de tareas proactivas existen de dos formas:

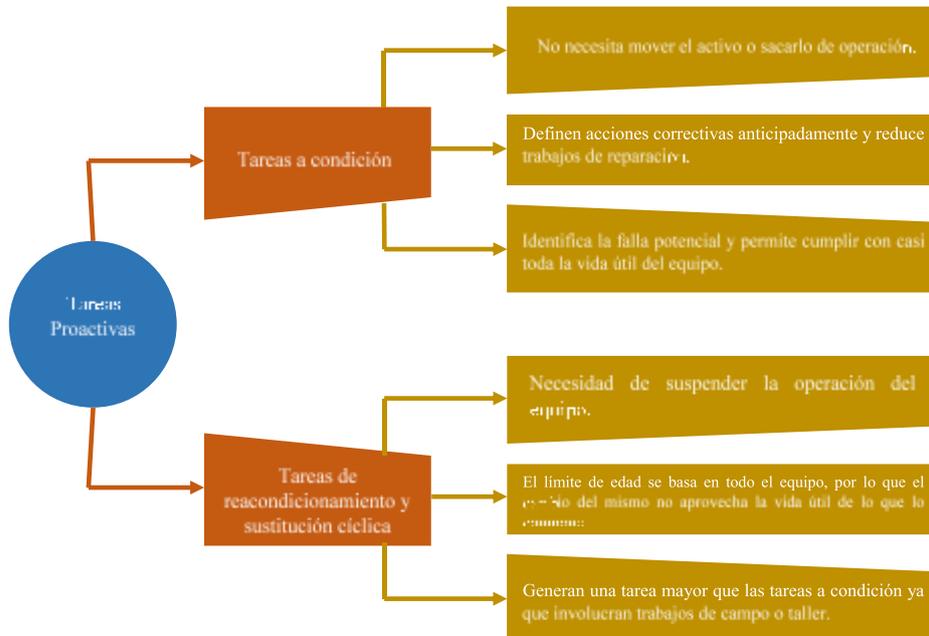


FIGURA 30 CLASIFICACION DE LAS TAREAS PROACTIVAS

2.6.2.7 ACCIONES POR FALTA DE

Para responder al último cuestionamiento del proceso de RCM: ¿Qué debería hacerse si no puede encontrarse una tarea proactiva adecuada? Se clasifican las acciones a continuación:

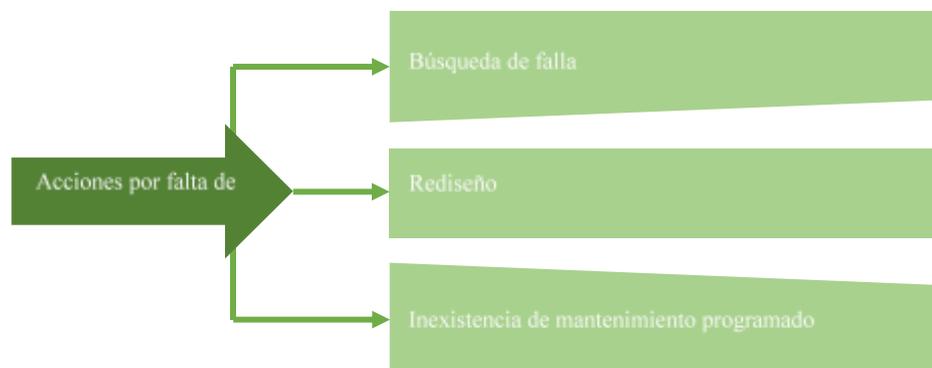


FIGURA 31 GRAFICA DE ACCIONES POR FALTA DE

2.6.2.7.1 BÚSQUEDA DE FALLAS

Se conocen como tareas de búsqueda de fallas o chequeos funcionales (tareas detectivas) a las tareas que son diseñadas para realizar chequeos de algo que todavía funcione, ésta afecta directamente a los equipos de protección y solo a fallas no reveladas u ocultas.

La búsqueda de falla solo se centra en el funcionamiento de un equipo de protección, más no de su estado físico, ésta técnicamente es factible si:

- Se puede realizar la tarea
- La tarea no aumenta la posibilidad de generar una falla múltiple
- Se realizan las tareas en intervalos requeridos

Vale la pena ejecutar una tarea de búsqueda de falla si se reduce la probabilidad de que la falla múltiple esté asociada con una función oculta, pero de nivel tolerable.

Para el proceso de la búsqueda de falla, se puede seguir lo siguiente:

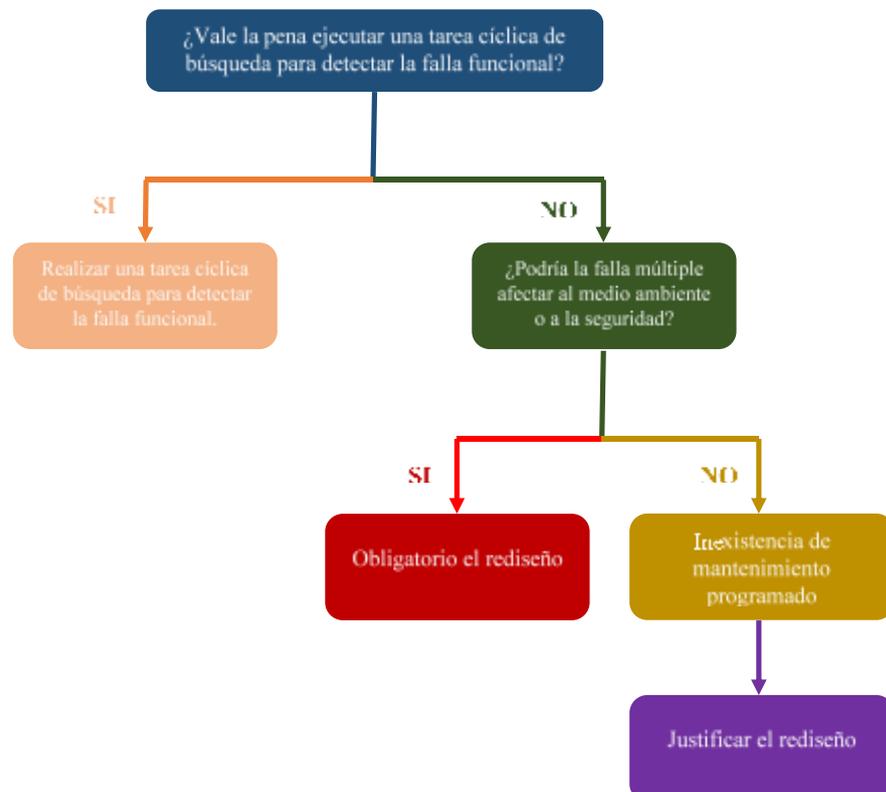


FIGURA 32 PROCESO DE DECISIONES PARA BUSQUEDA DE FALLA

2.6.2.7.2 REDISEÑO

El rediseño es la opción que se debe tomar a ser implementada si una falla pudiese afectar de forma directa al medio ambiente o a la seguridad y a la vez no se encuentre una tarea proactiva la cual minimice el riesgo que genera la falla a un nivel de tolerancia aceptable.

Si no se encuentra una tarea de acciones que prevean las posibles fallas y que sea técnicamente factible su aplicación, la decisión “por falta de” es inmediata y no se realiza mantenimiento programado, por lo tanto, pueda que exista la posibilidad de modificar el activo por la reducción de los costos totales.

2.6.2.8 DIAGRAMA DE DECISIONES

Se integran todos los procesos de decisión en un diagrama formando una sola estructura de estrategia única que resume todos los criterios más importantes a ser revisados, y que aplique a cada uno de los modos de falla que pueden ser listados en una hoja de decisión de RCM puede ser vista en la TABLA 14. En dicha hoja de decisión, se debe registrar todas las respuestas de los cuestionamientos que se generan en el diagrama de decisiones como, por ejemplo:

- Qué tipo de mantenimiento debe ser aplicado como rutina (si existe) y con qué frecuencia será ejecutado y quién quedaría encargado.
- Cuáles son las fallas que posiblemente sean serias como para la justificación del rediseño.
- Qué casos pueden generarse para la toma de decisiones de forma deliberada que permitan que la falla ocurra.

Inicialmente se debe dar una valoración para cada consecuencia generada por los modos de falla anotando con una letra **N** o **S** de ser respuestas negativas o positivas determinando un camino a seguir según el diagrama. Hay que tener muy en cuenta que cada modo de falla se lo debe ubicar en una sola categoría de consecuencias y una vez

que éstas han sido categorizadas el siguiente paso sería encontrar una tarea proactiva que sea factible técnicamente y valga la pena su ejecución.

Como se puede apreciar en la TABLA 14 las columnas sombreadas de color naranja permiten registrar las tareas que se deben ejecutar de la siguiente forma:

- H1/S1/O1/N1 se utiliza para registrar la posibilidad de obtención de una tarea a condición apropiada.
- H2/S2/O2/N2 se utiliza para registrar la posibilidad de obtención de una tarea por reacondicionamiento cíclico.
- H3/S3/O3/N3 se utiliza para registrar la posibilidad de obtención de una tarea por sustitución cíclica.

En cualquiera de los casos, cualquiera de las tareas seleccionadas llega a ser apropiada si vale la pena ejecutarla y si es factible técnicamente. Las columnas de la tabla 14 permiten el registro de las respuestas para los tres cuestionamientos “por falta de” que se plantean en el diagrama de decisiones visto en la figura 33 ya aquí se debe seleccionar una tarea de búsqueda de fallas, una posible combinación de tareas, un rediseño o ningún mantenimiento programado.

Si una tarea proactiva, o una tarea de búsqueda de falla, o un rediseño o ningún mantenimiento programado son seleccionados durante el proceso de toma de decisiones, se debe registrar una descripción de la tarea cualquiera que sea titulándola como una “Propuesta de tarea”. En las columnas de color verde se deben registrar en la hoja de decisión los intervalos de tareas y se recuerda que son basados en lo siguiente:

- Se determina el intervalo Potencial – Funcional como los intervalos de tareas a condición.
- La vida útil del elemento a consideración crea dependencia en los intervalos de las tareas de sustitución cíclica y en las tareas de reacondicionamiento programado.

- Para determinar la disponibilidad necesaria y el tiempo medio estimado entre las ocurrencias de la falla oculta, los intervalos de las taras de búsqueda de fallas en tan determinados por las consecuencias de fallas múltiples.

La columna de la tabla 14 que se encuentra al final de la hoja de decisión de RCM, es utilizada para delegar la responsabilidad de la ejecución de la tarea, teniendo en cuenta que se debe considerar este tema para un modo de falla de forma individual, en otras palabras, no se aborda el cuestionamiento de el quien debe o no debe hacerlo, sino más bien preguntar quién posee la capacidad, es confiable y competente como para realizar de forma correcta la tarea. Por último, en la hoja de decisión de RCM no solo se demuestra que tarea se debe ejecutar para cada modo de fallo, sino también muestra por qué ha sido seleccionada esa tarea. Esta información es de vital importancia ya que en algún momento puede presentarse la necesidad de intercambiar cualquier tarea de mantenimiento.

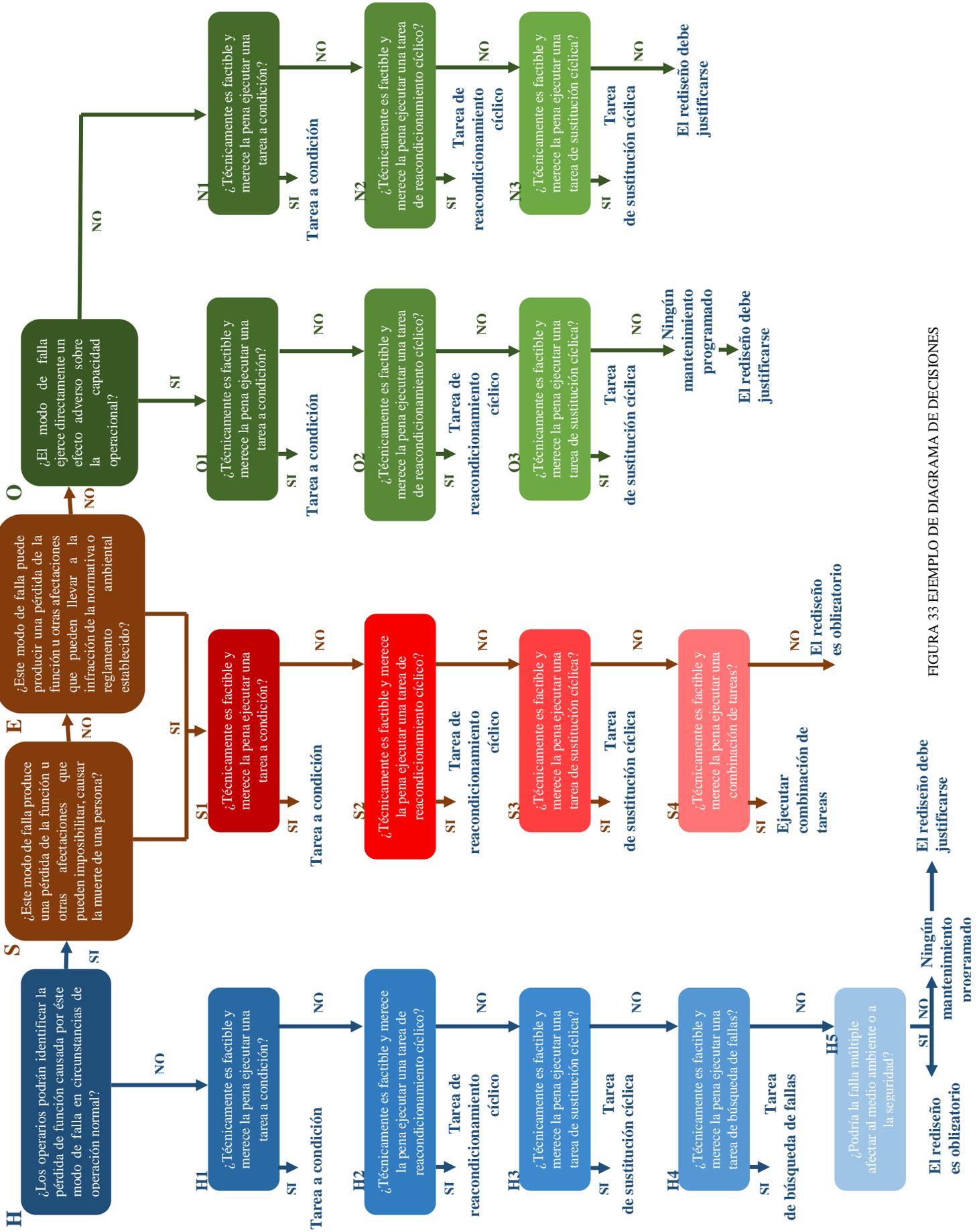


FIGURA 33 EJEMPLO DE DIAGRAMA DE DECISIONES

2.6.2.9 ANÁLISIS DE PARETO

El análisis de Pareto o principio de Pareto es llamado así por Vilfredo Pareto el cual indica que el 80% de los problemas se pueden solucionar, si se eliminan el 20% de las causas que los originan, cumple la función de una herramienta para el análisis de toma de decisiones en función a las prioridades. De forma más concreta el diagrama es utilizado para:

- Determinar cuáles son los elementos críticos o de gran importancia en un sistema.
- Encontrar los modos de fallas de la interrupción.
- Determinar las posibles soluciones para la corrección o mejora del sistema.
- Hallar el efecto deseado en base a la comparativa de los análisis de Pareto anteriores.

Para la aplicación del análisis de Pareto se deben tomar a consideración los siguientes requerimientos a seguir:

1. Recopilar información y hacer una clasificación en base a sus categorías.
2. De forma ordenada, organizar dichas categorías de mayor a menor indicando la frecuencia de sucesos que se han producido.
3. Realizar el cálculo para obtener los porcentajes individuales y acumulados para cada categoría. Los porcentajes de acumulado no son más que la suma de los porcentajes anteriores a la categoría seleccionada.
4. Elaboración del diagrama de Pareto en función de la información recopilada y calculada anteriormente.

2.6.2.10 DIAGRAMA CAUSA-EFECTO

Herramienta eficiente para las causas de un problema, también conocida como “diagrama de espina de pescado” o “diagrama de Ishikawa” debido a su creador el Dr. Kaoru Ishikawa, permite definir un efecto y clasificar las causas variables de un proceso. El diagrama de causa-efecto permite la definición de un efecto como también la clasificación de las variables y causas que se presentan en un proceso.

Es muy utilizado para el análisis del trabajo en grupo y permite ser ejecutado en diversos temas como estudios de casos, identificación de los modos de falla en el disparo de un a protección, etc. Su estructura está compuesta por un rectángulo ubicado en el lado derecho donde se especifica el resultado final (consecuencia o efecto), el cual está unido a una flecha desde su lado posterior (columna vertebral), donde se encuentran conectadas otras flechas las cuales toman forma como de espinas de pescado y se presentan de forma oblicuas, éstas indican las principales causas que influyen hacia la flecha o espina principal.

A medida que el análisis tenga niveles más profundos, el diagrama tiende a ampliarse apareciendo así flechas secundarias que representan los subniveles o sub causas de los modos de falla. Como un primer plano se debe generar un máximo de casusas probables, aunque al principio esto pueda parecer ilógico, esto se realiza mediante una técnica de lluvia de ideas, con las personas seleccionadas y con la capacidad de ejecutar el análisis, estos pueden ser el jefe de operación y de mantenimiento. Como segundo plano se debe ir eliminando las causas menos probables y así ir quedando con las más certeras y específicas de la falla.

A continuación se muestra un ejemplo del diagrama de causa-efecto:

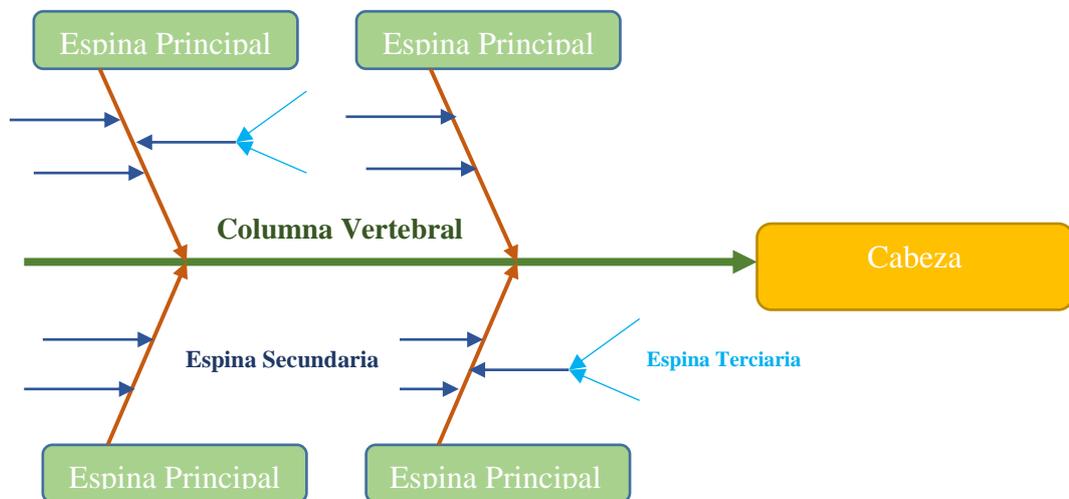


FIGURA 34 EJEMPLO DE DIAGRAMA DE CAUSA - EFECTO

2.6.3 INSPECCIONES BASADAS EN RIESGO

Inspecciones Basadas en Riesgos con sus siglas en inglés RBI (Risk-Based Inspection) es un enfoque basado en la planificación y priorización de las inspecciones; esta estrategia analiza las consecuencias y probabilidades de fallo para el plan de elaboración de una inspección [28]. Esta estrategia nos permite seleccionar inspecciones de técnicas y tareas adecuadas y rentables con el fin de pasar de un mantenimiento reactivo a un régimen proactivo y proporcionar un trabajo acordado [12]. Un capítulo especial se abre con esta técnica, que establece patrones de inspección de equipos estáticos (calderas, líneas de transmisión, etc.) en función de su riesgo asociado, nuevas aproximaciones permiten usar la computadora para tomar en cuenta también el estado actual del equipo, lo que desencadena una continua optimización por costo/riesgo y no una frecuencia de inspección fija. Los reportes económicos han sido cuantiosos, además de los beneficios por disponibilidad y producción. También es posible optimizar con este tipo de técnicas la frecuencia de búsqueda de fallas ocultas (pesquisa de fallas, mantenimiento detectivo), dejándose de usar entonces fórmulas mágicas que no generan una frecuencia optima por costo/riesgo, pudiéndose simular factores como probabilidad de éxito de la prueba y probabilidad de destrucción del equipo probado [29].

RBI nos vincula claramente entre los mecanismos que conducen a la falla de un equipo y a las inspecciones que determinarían una disminución en los riesgos asociados, propicio para la optimización de la inspección. Se afirma que los principales impactos de riesgo son debido a la reducida inspección, la mayor prioridad será realizar la inspección, ya que reducir la cantidad de inspecciones también trae sus riesgos, tales como reducir la vida útil y las fallas de operación de los equipos. Por lo consiguiente, los recursos de inspección deben ser asignados al equipo donde los riesgos son mayores [30].

Teniendo en cuenta que se trata de una metodología de fácil uso de aplicación y que no requiere grandes cantidades de datos o información, el beneficio potencial reside en una posible aplicación del enfoque en otras áreas o equipos en los que no fue concebido inicialmente. Podemos decir en otras palabras que el riesgo puede ser siempre un modelo de forma nueva con la finalidad de ser aplicado en cualquier caso particular [31].

RBI ayuda a la identificación de elementos y componentes críticas y da prioridades a las órdenes de trabajo, desde el punto de vista del medio ambiente, la seguridad, la disponibilidad de los equipos y los diversos costos de mantenimientos existentes, por lo cual se define de manera sistemática las tareas de inspección de acuerdo al análisis de fallos que se proponga en el modelo. Como resultado de la aplicación de RBI hay comprensión para las mejoras que se pueden realizar en el mantenimiento y en los procesos que se ejecutan [28]. Comprende seis módulos:

- Identificación del ámbito de aplicación
- Análisis funcional
- Evaluación de la matriz de criticidad
- Evaluación de riesgos
- Planeación y operación
- Ejecución.

Teniendo en cuenta los accidentes de cerca, los accidentes con las labores de mantenimiento y los datos históricos de los fracasos. Esto se puede clasificar en cinco niveles de gravedad dependiendo en la salud, seguridad, economía, medio ambiente y reputación [28].

El objetivo del RBI es analizar lo que podría ocurrir como incidentes (consecuencias), en el caso de un fallo de la máquina y la probabilidad en que el incidente pueda ocurrir. Multiplicando la probabilidad de que los incidentes con sus posibles resultados dieran como resultado el riesgo que se asocia con el rendimiento del equipo, hay fallas cuya probabilidad son mucho más altas que otras, pero sin un impacto adverso significativo.

De la misma forma en otros fallos se pueden tener grandes consecuencias, pero no es probable que suceda o su probabilidad es muy baja, por lo que el riesgo pueda no necesitar una acción inmediata. Pero si el riesgo es medio de la tarea de mitigación es sometido a un análisis costo-beneficio, para la cual la acción se tomaría si y sólo si el costo de la implementación de un tipo de medida sea inferior a la pérdida, en caso de ser un evento fallido y si el riesgo no es aceptable, entonces la acción debe ser puesta en su sitio [32].

Los efectos de aplicar RBI son:

- Cambiar la idea de Inspecciones de tiempo Fijo
- Mejorar la confiabilidad y la disponibilidad
- Proporcionar beneficios económicos al reducir y optimizar las inspecciones
- Reducir los riesgos por fracasos

Hay algunas desventajas sobre esta metodología de la siguiente manera:

- Se centra sólo en las inspecciones planificadas
- Se enfoca en equipos estáticos y principalmente en las industrias de gas y petróleo
- Requiere personal altamente capacitado
- Disponibilidad ilimitada y disposición de las personas.

2.6.3.1 METODOLOGÍA RBI

La metodología RBI representa sólo uno de los posibles enfoques del uso del riesgo como criterio para definir el tipo de inspección, la cual provee las bases para gestionar

el riesgo al tomar decisiones sobre la frecuencia de inspección, nivel de detalles y tipos de ensayos no destructivos. [33]

RBI permite la gestión de los recursos de inspección y mantenimiento para proveer un alto nivel de alcance y conocimiento sobre los ítems de alto riesgo y un esfuerzo adecuado sobre el equipamiento de bajo riesgo. [33]

Los objetivos globales de un programa RBI son:



FIGURA 35 OBJETIVOS GLOBALES RBI

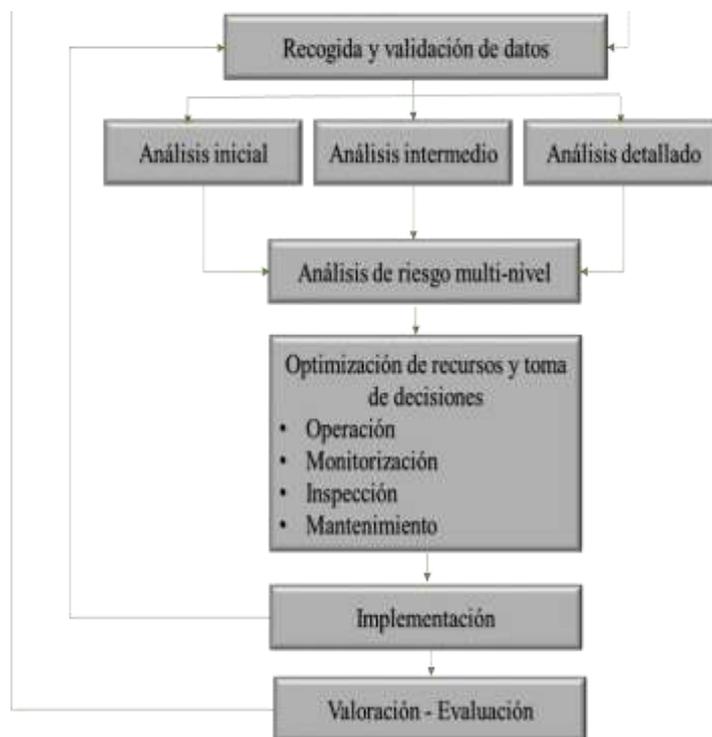


FIGURA 36 ESQUEMA PARA LA METODOLOGIA DE RBI

El nivel de riesgo se evalúa, calculando la frecuencia de falla de cada equipo como una función directa de los mecanismos de daño que puedan ocasionar y el cálculo de las consecuencias económicas en términos de daños al personal, a la instalación, al medio ambiente y / o las pérdidas de producción que puedan generar.



FIGURA 37 CÁLCULO DE NIVEL DE RIESGO (NPR)

Basados en esta ecuación, se puede observar que el nivel de riesgo puede ser variable, de acuerdo a una disminución o incremento de la frecuencia de falla, o disminuyendo o incrementando las consecuencias. El análisis de la ecuación de riesgo, permite entender el poder de esta figura de mérito o indicador para el diagnóstico de situaciones y la toma de decisiones. A través de este indicador, pueden compararse situaciones y escenarios que, bajo una perspectiva cotidiana, pero bajo ciertas circunstancias deben evaluarse y considerarlas en un proceso de toma de decisiones, por ejemplo, podría utilizarse para discernir entre una acción de mantenimiento a equipos estáticos. El valor del riesgo obtenido, es utilizado para realizar una jerarquización e identificar las áreas de mejora y de oportunidad para el diseño y aplicación de una estrategia de inspección.

- Evaluación de consecuencias

Estimación de costos asociados a daños: medio ambiente, salud de las personas, equipos, socioeconómicos y pérdida de producción (lucro cesante).

- Evaluación probabilidad de fallo (veces / año)

Identificando los posibles mecanismos de fallo, determinando la probabilidad genérica de fallo y aplicando factores de corrección.

- Evaluación del riesgo

Mediante matriz de criticidad.

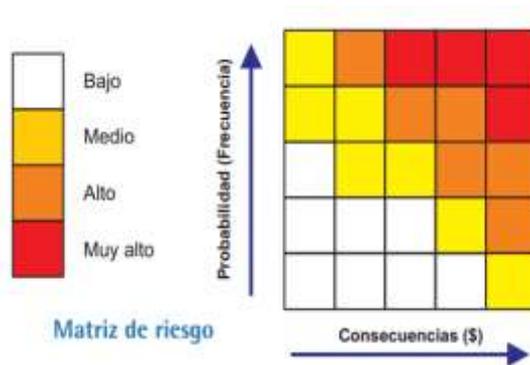


FIGURA 38 MATRIZ DE CRITICIDAD

2.6.3.2 BENEFICIOS DE LA APLICACIÓN DE RBI

Para una empresa este tipo de trabajo le resulta beneficioso y ventajoso, por varias razones:

- Se tiene una opinión externa a la empresa, por personas que no están en contacto a diario con las líneas.
- No es necesario disponer de recursos propios, que estén dedicados exclusivamente a este trabajo.
- Se obtiene un nivel de detalle del estado de la línea.

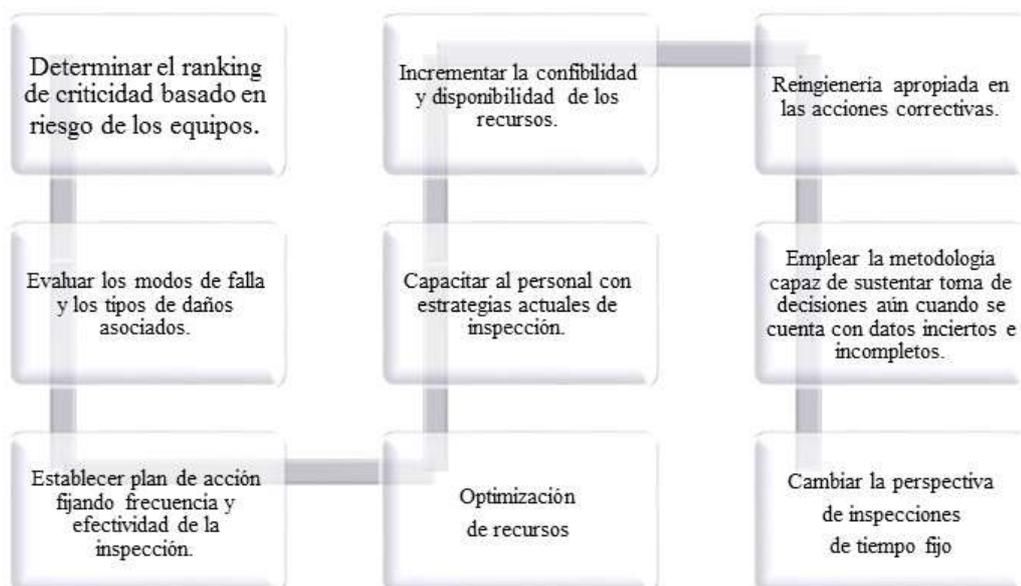


FIGURA 39 BENEFICIOS DEL RBI

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

La investigación es clasificada descriptiva según el alcance de la investigación, ya que por medio de ella se da conocimiento de los elementos, componentes, operaciones y funciones del sistema de subtransmisión de la línea Milagro –Durán. “La investigación descriptiva consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno, individuo o grupo, con el fin de establecer su estructura o comportamiento” [34]. En el estudio propuesto se presentan los modos de falla que se presentan en el sistema de subtransmisión, con base a la información obtenida dentro de un período de tiempo, se determinará el comportamiento del mismo. Tal como se describió en [34], durante el período de investigación realizado se obtuvo datos e información con la cual se describen los comportamientos de las variables estudiadas.

“Para la mayoría de las veces es utilizado el muestreo para la obtención de información, la cual una vez obtenida es sometida en un proceso de codificación, tabulación y para el análisis estadísticos” [35]. Para el diseño de una investigación denominada no experimental de carácter de campo, se define como “los estudios que se realizan sin manipulación deliberada de variables y en los que solo se llega a observar fenómenos en su ambiente natural para después ser analizados” [36].

De acuerdo con esta estrategia utilizada para la recopilación de la información, adicional a la investigación se dispone del diseño de campo, ya que se hace un detalle del funcionamiento del subsistema y de todos los equipos que lo componen, así se fundamenta el análisis ejecutado. Disponer de un contacto directo con el sistema de subtransmisión es de vital importancia ya que así se precisan los alcances de los objetivos propuestos.

3.2 POBLACIÓN Y MUESTRA

La población es definida como “La colección o totalidad de posibles individuos, especímenes, objetos o medidas de interés sobre los que se hace un estudio con la finalidad de acrecentar el conocimiento que se tiene acerca de ellos” [37], es necesario definir las características de la población y la muestra que fue objeto de estudio, según los objetivos de la presente investigación. Dicha muestra define como “una parte de la población, seleccionada adecuadamente, que conserva los aspectos claves de la población” [37]. Para la investigación desarrollada la muestra corresponde a toda la población, siendo estos datos todos los elementos que conforman el sistema de subtransmisión y la función que desempeñan para el suministro de energía eléctrica.

3.3 TÉCNICAS PARA LA RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN

Para la ejecución de este estudio se hizo uso de toda la información necesaria, para conseguirlo se emplean técnicas que se mencionan a continuación:

- **Entrevistas no estructuradas:** como parte del estudio, se realizaron entrevistas a los jefes tanto de la parte operativa como a un ingeniero de apoyo ambos encargados de la línea de subtransmisión, se crea un diálogo con el cual se obtiene la información de una forma más precisa, la cual abarca temas como el personal que trabaja directamente en la línea, tiempos, herramientas y materiales, todo esto para reparar las fallas que se presentan en el sistema de subtransmisión y que es necesario para el análisis de fallos. Lo cual significa un gran aporte para el plan estratégico de mantenimiento a ser diseñado.
- **Observación visual o directa:** se utiliza esta técnica para la identificación del funcionamiento y operación de los componentes del sistema de subtransmisión, mediante las opiniones del personal encargado de la línea Milagro – Durán.

- **Formatos estandarizados:** los formatos a ser utilizados mantendrán el mismo nivel de estandarización creados por la unidad de negocio Cnel Guayas – Los Ríos, para mantener la uniformidad y el control del correcto manejo de información, no obstante se recomendarían posibles cambios para las mejoras continuas.
- **Software de aplicación:** Para la elaboración y trabajo del estudio y análisis de la línea de subtransmisión se requiere el uso de computador, el cual por medio de softwares como AutoCAD, Digsilent, Google Earth, QGIS y el paquete de Microsoft office (Microsoft Word, Excel, Power Point, Visio y Project) son herramientas importantes para la elaboración y modificación de información nueva o existente, gestión y control de diagramas unifilares, georreferenciación y mapeo de áreas críticas por modos de fallas y para la elaboración de informes de resultados del caso de estudio.
- **Otros:** Información adicional referente a los proceso, eventos o historial de fallas ocurridas en un período de tiempo y eventualidades tanto internas o externas. Uso del internet para la obtención de información que pueda ser utilizada o referenciada para mejoras del mismo.

3.4 PROCEDIMIENTO

1. Situación actual del sistema de subtransmisión y evaluación del estado organizacional.
2. Identificación y descripción de los elementos críticos que componen el sistema de subtransmisión:
 - a. Inspección del sistema de subtransmisión de forma visual o directa (conocimiento in situ del sistema, ruta, zonas de recorrido, composición y características, etc.).
 - b. Aplicación de técnicas para la recopilación de información, revisión de reportes de fallas, diagramas unifilares, informes operativos, etc.

3. Análisis de Pareto para la identificación de elementos críticos que componen el sistema de subtransmisión.
4. Análisis de criticidad para los elementos que componen el sistema de subtransmisión.
5. Evaluación de los reportes de fallos del sistema de subtransmisión en el período 2014 – 2016:
 - a. Determinación y clasificación de los elementos del sistema.
 - b. Gráficos de los porcentajes de fallas de los elementos del sistema.
6. Análisis de causa – efecto para la identificación y clasificación de los modos de fallas que intervienen en el sistema.
7. Análisis de los modos de falla y sus afectaciones.
8. Análisis modal de fallas y efectos del sistema de subtransmisión.
 - a. Desglosar el sistema en sus principales componentes identificando cada una de sus funciones.
 - b. Determinar la falla potencial identificando la falla funcional, el modo de falla y el efecto de dicha falla que se registran en los componentes del sistema estudiado.
 - c. Determinar el nivel de agresión de dichas fallas potenciales mediante 3 parámetros: severidad, detección y frecuencia.
 - d. Por último planteamiento de las acciones preventivas y correctivas que deben ser ejecutadas para evitar que ocurra la falla o para dar respuesta efectiva en el momento que esta se presente.
9. Representación de los resultados de forma georreferenciada en el software Qgis.
10. Elaboración del Plan estratégico de mantenimiento utilizando la metodología eROMEO para la línea de subtransmisión Milagro – Durán.

3.5 PLANTEAMIENTO Y DESARROLLO

3.5.1 EVALUATIVO EROMEO – TPM

El retraso de coordinación e implementación del mantenimiento productivo total produce altos niveles de averías, pérdidas, defectos y accidentes que comienzan a disminuir el rendimiento del equipo.

En esta parte se presenta la metodología para definir el desempeño de los resultados a lograr, en la cual se introduce la cuestión de la obtención de un indicador, con los siguientes parámetros se obtendrá un valor de 1 a 3, asignando:

TABLA 15 TABLA DE NIVEL DE RENDIMIENTO

Parámetros	Nivel de Rendimiento
(1)	Bajo nivel de rendimiento
(3)	Alto nivel de rendimiento

Cada segmento de esta metodología tiene la finalidad de cumplir los objetivos mencionados en la sección de Mantenimiento Productivo Total, y luego de realizar el respectivo cuestionamiento se definirá con cada valor, con el fin de obtener un promedio aproximado.

Se utilizará un formato sencillo como se ve en la tabla, de tipo cuestionario para realizar el cálculo del índice confiable para la organización con sus respectivas observaciones, para terminar la sección metodológica debe evaluarse en promedio con un número entero entre 1 y 3, en donde (1) bajo, (2) medio, (3) alto tomando como referencia la escala de Likert. Esta escala depende de los objetivos analizados y alcanzados, y así evaluar si la organización ha mejorado en varios ámbitos, si el nivel del equipo ha aumentado, si las reuniones, capacitaciones y mantenimientos han sido óptimos ante toda situación.

TABLA 16 EJEMPLO DE CUESTIONARIO

CUESTIONARIO		
PREGUNTAS	NIVEL DE RENDIMIENTO	OBSERVACIONES
¿La planificación entre los departamentos es crítica?		
¿El desempeño de los supervisores y personal técnico es aceptable?		
¿Se ha optimizado los recursos y tiempo de acción ante el mantenimiento?		
¿Se ha iniciado una cultura organizacional?		

3.5.2 EVALUATIVO EROMEO – RCM Y RBI

Para poder mantener un activo tenemos que tener en claro las diferencias que existen entre mantener un activo nuevo y un activo con un período de funcionamiento prolongado, por lo tanto, se debe tener conocimiento del tema y describir dentro del contexto operacional el estado actual de la línea de subtransmisión, haciendo referencia primordialmente a la condición de estado físico y al nivel de desgaste que tenga presente. Partimos de un desarrollo el cual denota un seccionamiento de la línea de subtransmisión, considerando solo los postes, desligados de cada subestación tanto de partida como de llegada, de manera que se acote el número de activos a ser mantenidos, ya que así no se analizarán los equipos de protección, medida y de transformación que estén asociados a la línea. Para lograr obtener el éxito en la aplicación de esta metodología se debe radicar en el correcto ajuste del mismo, al contexto en el que se encuentre la línea de subtransmisión.

En este punto se debe especificar el tipo de línea en la que va a ser aplicada la metodología, donde incluya una breve descripción de los parámetros de funcionamientos, sus niveles de tensión, características principales, sus límites de operatividad, especificaciones técnicas de sus partes, datos físicos como longitud de la línea su estado actual y características medio ambientales; y demás aspectos que puedan ser relevantes y puedan contextualizar el activo.

Tener un conocimiento previo del historial de fallas que ha sufrido el sistema de subtransmisión dentro de un período de tiempo puede fortalecer el AMFE, adicional

de conocer la causa raíz de los mismos, ya que con dicha información posiblemente se puedan definir los modos de fallas de una forma más sencilla, precisa y fácil. El seguimiento de eventos se puede registrar elaborando un historial con todos los eventos que ha sucedido en la línea de subtransmisión. Es sumamente necesario que el registro tenga en si información detallada de todos los eventos, de tal manera que en la mayoría de los casos se pueda llegar a la causa raíz de las fallas, es por eso que debe ser elaborado por un grupo de personas con basto conocimiento sobre líneas de subtransmisión.

Como se revisó en el capítulo anterior, haciendo mención en la sección 2.6.2.3.1.3 el nivel de detalle con el que se realiza el proceso de RCM puede determinar la efectividad en las políticas de manejo de fallas, es por eso que si se analiza a la línea de subtransmisión como un activo solo o como un todo, estaríamos haciendo un desarrollo de forma superficial en donde se pueden pasar por alto muchos modos de fallas que posiblemente se presenten, ahora, si la línea de subtransmisión es dividida por sus elementos críticos, existe la posibilidad de que se llegue a un solo nivel, en donde existan muchos modos de falla, tanto que hasta se desborde y el análisis pueda ser inentendible o inmanejable.

Debido a esto se desarrolla un nivel intermedio el cual sea adecuado para el manejo del proceso de RCM en el que la línea de subtransmisión pueda ser dividida y clasificada en base a sus elementos como:

- Postes
- Conductores
- Hilo de guarda
- Aisladores
- Herrajes
- Templetes
- Puesta a tierra
- Servidumbre

Cada uno de estos activos deberá ser procesado por RCM.

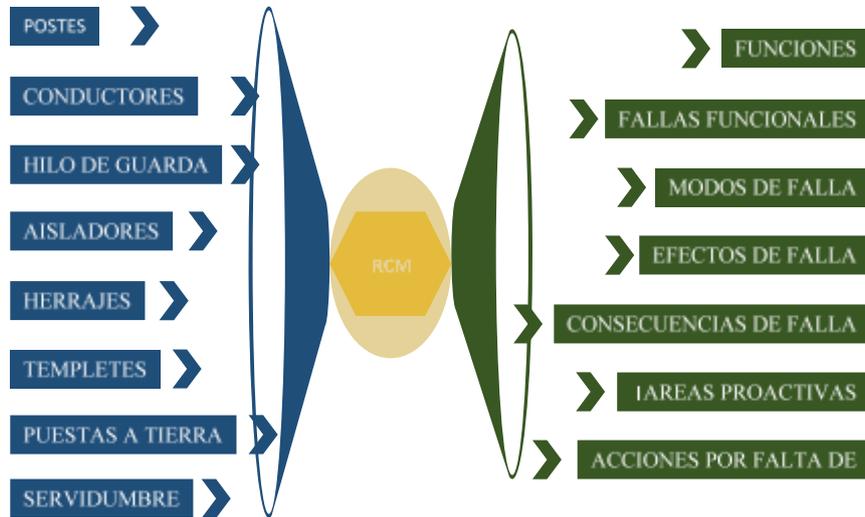


FIGURA 40 ELEMENTOS CRÍTICOS PARA ANÁLISIS EN RCM

Se pudo revisar en 2.6.2.1 la correcta forma de cómo son planteadas las consideraciones y funciones para cada activo, así se guían las definiciones de las mismas, también se conoce que las fallas funcionales dependen del tipo de función que se genera, para cada uno de los elementos se debe definir las funciones que desempeñan, ya sean primarias o secundarias y como mínimo las siguientes consideraciones:



FIGURA 41 FUNCIONES PRIMARIAS Y SECUNDARIAS DE LOS ELEMENTOS CRÍTICOS

En 2.6.2.2 está descrito el concepto de fallas funcionales y varios criterios que son tomados a consideración a la hora de definirlos, queda claro que los planes de mantenimiento en líneas de subtransmisión y varios tipos de activos evitan en lo posible que ocurran fallas en el sistema para no perder la continuidad del servicio, otra forma de apreciarlo sería que el análisis de RCM garantice la permanencia de los activos como el usuario así lo desee, en todo caso seguir evitando razonablemente y en lo posible que dentro del sistema se presenten fallas funcionales. Una vez que sean planteadas las funciones es mucho más fácil definir las fallas funcionales ya que las

lecturas que se realizan en una función instantáneamente dan como resultado su falla funcional ya que se imposibilita el cumplir la función estimada. En una lista debe estar clasificadas todas las posibles fallas funcionales que estén relacionadas con cada función, debido a que usualmente existen fallas parciales en las que el activo funciona, pero no al 100% de su rendimiento siendo inaceptable, de esta manera para cada una de las funciones descritas en 2.6.2.1.2 y cualquier otra que se presente, es necesario obtener como mínimo una falla funcional de la que se deba evitar.

Para poder hacer una estimación de cualquier aplicación de RCM en mantenimiento se considera en 2.6.2.4 la explicación de cuatro tipos de consecuencias hacer evaluadas. Un modo de falla debe ser clasificado en cuanto a las consecuencias que refiere, este proceso necesita un extra de reflexión en líneas de subtransmisión. La mayor parte de tareas de mantenimiento para modos de falla tienen involucradas las salidas de servicio, y es relativamente razonable porque con normalidad lo que se tiende a resaltar son los modos de falla en un marco de consecuencias operacionales.

La metodología aplicada en este proyecto de titulación se ha centrado en mejorar la continuidad del suministro de energía eléctrica, la seguridad de las personas y el bienestar medio ambiental, y de existir algo que afecte lo antes mencionado afectará en la efectividad que se debe dar en los reacondicionamientos de los intervalos de mantenimiento y en las tareas propuestas de mantenimiento. Las tareas a condición son las más usadas actualmente, ya que son las que siempre buscan encontrar posibles fallas potenciales, y forman parte considerable del mantenimiento que se realiza en líneas de subtransmisión, entre las tareas más utilizadas pueden ser revisadas en la descripción del capítulo tres.

Mientras tanto en 2.6.2.5 se revisó de forma general la utilización de la sustitución cíclica y el reacondicionamiento cíclico ya que son actividades pertenecientes al mantenimiento y por lo cual se detallará algunos tipos de tareas que son usadas con mayor frecuencia en la actualidad para cada activo que pase por RCM. A continuación, se enlistarán tareas de mantenimiento proactivo que son utilizadas en líneas de subtransmisión, no obstante, se debe considerar que es una lista a ser modificada según como se requiera de acuerdo al tipo de contexto en el que se piense usar la metodología. De acuerdo a lo revisado en 2.6.2.5 y 2.6.2.6, se debe tomar en cuenta que al ser aplicado el RCM, se debe definir y ajustar un tipo de tarea para cada modo de falla, de manera que lo contrarreste.

TABLA 17 EJEMPLOS DE TAREAS DE MANTENIMIENTO PROACTIVO

POSTE

DEFINICIÓN DE TAREA	TIPO DE TAREA
Inspección visual de los ángulos	TAC
Inspección visual de las distancias de seguridad	TAC
Inspección de verticalidad	TAC
Análisis de la superficie (estado del hormigón)	RC
Análisis termográfico para puntos calientes.	RC
Verificación de torque y sujeción de pernos y tornillos	RC

CONDUCTORES

DEFINICIÓN DE TAREA	TIPO DE TAREA
Análisis de la red eléctrica (V,I,P,Q,S)	TAC
Análisis termográfico para puntos calientes.	TAC
Inspección de los hilos del conductor	TAC
Inspección de la flecha	TAC
Retiro de objetos ajenos (vegetación, animales, etc.)	RC
Re-tensionado de conductores	RC
Sustitución de partes (puentes, grapas, blindajes)	SC
Medición de campo eléctrico y magnético	TAC

HILO DE GUARDA

DEFINICIÓN DE TAREA	TIPO DE TAREA
Inspección visual (flameo, herrajes corridos o fundidos, etc.)	TAC
Inspección del estado físico	TAC
Re-tensionado del hilo	RC
Retiro de objetos ajenos (vegetación, animales, etc.)	RC

AISLADORES

DEFINICIÓN DE TAREA	TIPO DE TAREA
Medidas del nivel de descargas parciales	TAC
Inspección del estado físico (estado, limpieza y números de discos)	TAC
Limpieza de cadena de aislamiento	RC

HERRAJES

DEFINICIÓN DE TAREA	TIPO DE TAREA
Análisis termográfico para puntos calientes.	TAC
Inspección del estado físico (verificación de todos los accesorios)	TAC

TEMPLATETES

DEFINICIÓN DE TAREA	TIPO DE TAREA
Inspección del estado físico (integridad)	TAC
Ejecución de tratamientos contra la corrosión	RC
Verificación de la tensión mecánica	RC

PUESTA A TIERRA

DEFINICIÓN DE TAREA	TIPO DE TAREA
Inspección del sistema total aterrizado	TAC
Inspección del conductor aterrizado	TAC
Medida de la resistencia	RC
Cambio de conductor aterrizado (roto o averiado)	SC

SERVIDUMBRE

DEFINICIÓN DE TAREA	TIPO DE TAREA
Desbroce (tala de árboles, cortes de rama o poda de vegetación)	TAC
Inspección del estado físico (Estado, limpieza y números de discos)	TAC
Limpieza de cadena de aislamiento	RC

Donde:

TAC: Tarea a condición

RC: Reacondicionamiento cíclico

SC: Sustitución cíclica

CT: Combinación de tareas

Se hizo una descripción en 2.6.2.3, donde se detalla la obtención del AMFE para cualquier activo de forma general. En líneas de subtransmisión es fundamental que la parte técnica (netamente hablando del personal técnico) intervenga de forma directa, ya que ellos son los que están encargados de ejecutar el mantenimiento en las líneas, lo que les da un rol primordial dentro de la ejecución de RCM. Todo esto en base a la experiencia que poseen a la hora de:

- Identificar una falla
- Fallas típicas que actúan en el sistema
- Contexto de cada línea en particular
- Tareas que desarrolla el sistema
- Comprensión de los eventos de falla y sus causas

El proceso del AMFE se centra en encontrar cuales fueron las acciones razonables para causar cada estado de falla, esto debido a que se definen funciones y fallas funcionales gracias a la ayuda de la presencia del personal técnico que ofrece su aporte en gran manera en el análisis. Pueden resultar múltiples modos de falla para cada falla funcional descrita en 2.6.2.3.1.1 de forma individual deben ser ingresadas en el diagrama de decisiones o en el diagrama causa - efecto con la finalidad de encontrar una acción de mantenimiento la cual pueda restringirlas permitiendo su control, por esto se debe estar seguro de que ningún modo de falla alguno quede fuera, sea del pasado o que pueda suceder en el futuro. Nuevamente aquí el personal técnico es la clave, ya que poseen la mayor calidad y cantidad de información con la que se describen a detalle la presencia de un modo de falla. Después de los modos de falla, se crean los efectos de falla que serían el detalle del “que ocurre cuando existe un modo de falla”, esto debe permitir tomar la decisión de si la falla llega a ser evidente para la operación en las líneas de subtransmisión. Existe la posibilidad de que para algunos modos de falla en líneas de subtransmisión se vuelvan demasiado extensos debido a que existen diversas situaciones que logran presentarse, es por eso que debe ser delicada la redacción de otros modos de falla. Para el monitoreo del estado de los elementos críticos del sistema de subtransmisión la metodología RBI que forma parte de eROMEO, se centra en identificar las actividades específicas para cumplirlo, de

acuerdo a la figura 42 se basa en acciones precisas, enfocadas en la frecuencia y reportes de inspecciones.

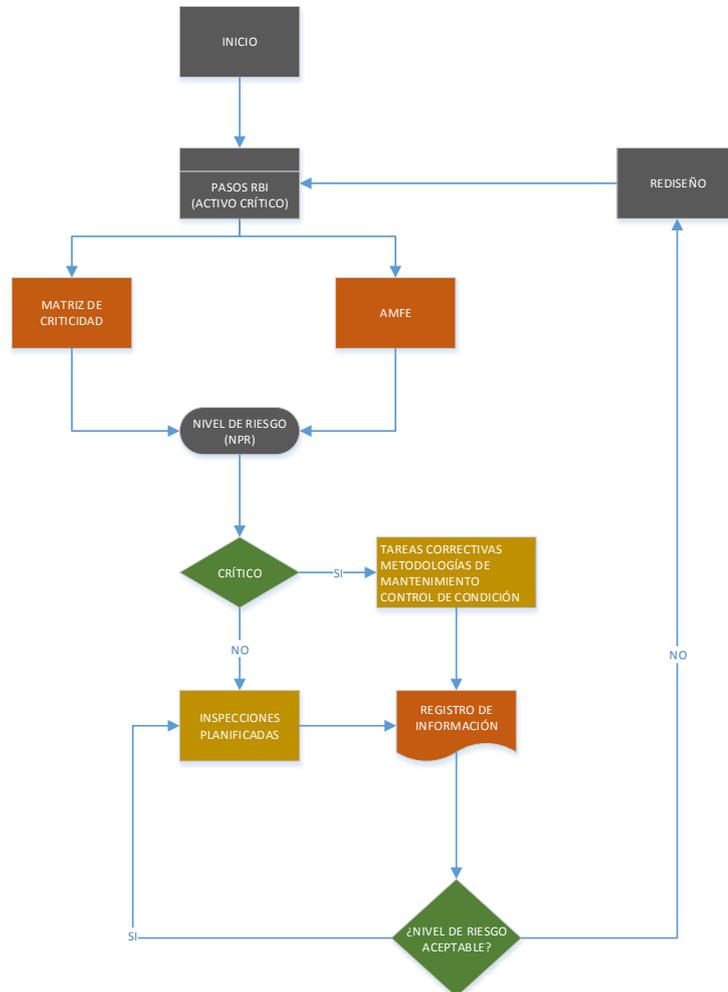


FIGURA 42 PROPUESTA DE RBI

Esta sección utiliza Matriz de criticidad y AMFE para:

- Identificar los elementos críticos en la línea de subtransmisión
- Establecer el nivel de rendimiento para separar los activos no críticos
- Toma de decisiones adecuadas, para ejecución de tareas por su condición.

De acuerdo al estado crítico del sistema de subtransmisión las actividades se priorizarían en aumentar la frecuencia o implementar un monitoreo en base a su necesidad; en el caso de no ser críticos se pueden implementar inspecciones esporádicas, no obstante se debe considerar el estado físico de los elementos ya que la

antigüedad es un factor a ser vigilado. La estrategia para el mantenimiento se puede presentar como se muestra en la figura 43, la cual describe el proceso de las actividades que se deben implementar en la línea de subtransmisión con el respectivo mantenimiento y control a tiempo fijo.

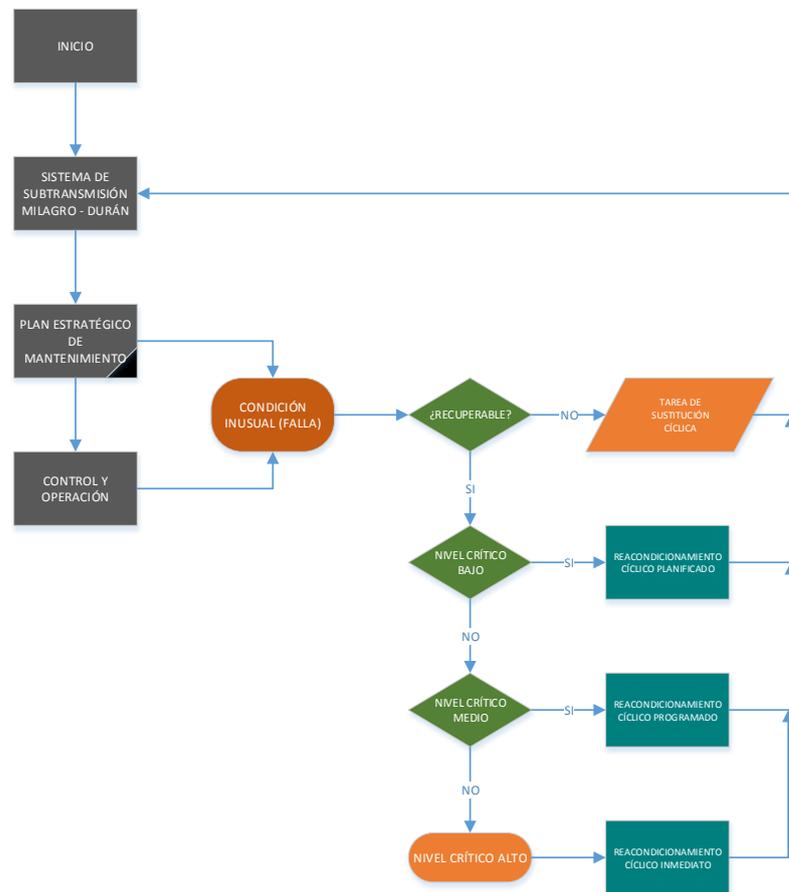


FIGURA 43 PROCESO DE ACTIVIDADES

A partir del diagrama de flujo se presentan una serie de cuestionamientos, es decir, si existe alguna condición inusual (falla) se analiza si el equipo es recuperable, en el caso no ser recuperable significa que existe pérdida total del activo y se exige una sustitución cíclica. Caso contrario si el activo es recuperable, dependiendo del daño de la naturaleza del fallo se analiza el nivel crítico de riesgo por el cual se tomaría la decisión de aplicar una acción correctiva de Reacondicionamiento.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS Y RESULTADOS

4.1 ANÁLISIS DEL ESTADO ACTUAL

El suministro de energía eléctrica es un proceso continuo que requiere de cuidados y monitoreo constantemente, por lo que se debe tener la capacidad del control y de toma de acciones que garanticen la confiabilidad de manera estable de dicho suministro. Las tareas que son ejecutadas en el día a día por los encargados del departamento de control y operaciones y de mantenimiento juegan un papel importante en el sistema de la línea de subtransmisión, ya que de ellos depende el bienestar del sistema y el continuo suministro con el que la línea de subtransmisión puede tener la capacidad de cubrir la demanda que requieren sus consumidores de los diferentes sectores que están conectados a ella y a cualquier hora del día que se la requiera.

El análisis del estado actual de la línea de subtransmisión milagro – durán abarca un período entre los años 2014 hasta el 2016, donde se presentaron un número significativo de fallas ocasionando graves inconvenientes por la pérdida del suministro eléctrico. Llevando a los encargados de la línea hacer maniobras para la recuperación del suministro de energía eléctrica. Por este razón los elementos que componen la línea de subtransmisión han sido sustituidos constantemente adoptando la aplicación de mantenimientos por estado correctivo o emergente y predictivo, no obstante el mantenimiento preventivo (no muy significativo) que se realiza en la línea es del tipo estándar para poder mantener en lo posible el activo. A esto se le suma las complicaciones que adquiere la línea de subtransmisión por sobrepasar el período de vida útil con el que está compuesta aproximadamente en un 56% de su totalidad lo que representan 22.40 km de distancia y cubre prácticamente la distancia entre la S/E J Montero hasta la S/E Durán Sur, cabe recalcar que dicha línea no se ve conectada en ningún punto con la S/E J Montero solo se ve reflejado por tema de ubicación aproximado, donde en realidad se divide por un seccionador tripolar electromecánico separándola del 44% restante que representan 18 km de distancia y que tiene aproximadamente aun 12 años de vida útil.

La línea de subtransmisión milagro – duran actualmente en su sistema que se ve compuesto aproximadamente por 330 postes que fueron clasificados en cuatro tipos según identificación en [38]:

TABLA 18 ESTRUCTURA DE TIPO S-1-G

LINEAS DE SUBTRANSMISIÓN 69 KV			
S - 1 - G			
PLANILLA DE MATERIALES			
Nº	CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	ELEMENTOS CRÍTICOS
1	S1G-1	POSTE DE HORMIÓN O TUBULAR DE HIERRO	POSTE
2	S1G-2	AISLADOR DE SUSPENSIÓN CLASE ANSI 52-3	AISLADORES
3	S1G-3	CRUCETA DE HIERRO GALVANIZADO DE 100X100X6mm (1600)	HERRAJES
4	S1G-4	PIE DE AMIGO DE ACERO GALVANIZADO DE 50X5X1200mm	
5	S1G-5	PERNO TIPO MÁQUINA de 16mm DE Ø 50mm DE LONGITUD	
6	S1G-6	PERNO TIPO MÁQUINA de 16mm DE Ø 240mm DE LONGITUD	
7	S1G-7	PERNO TIPO MÁQUINA de 16mm DE Ø 260mm DE LONGITUD	
8	S1G-8	PERNO U DE 16mm DE Ø Y 180mm DE LONGITUD, 60mm DE SEPARACIÓN ENTRE CENTROS	
9	S1G-9	ARANDELA PLANA DE 3mm DE ESPESOR PARA PERNO DE 16mm DE Ø	
10	S1G-10	ARANDELA CURVA DE 3mm DE ESPESOR PARA PERNO DE 16mm DE Ø	
11	S1G-11	PERNO U DE 16mm DE Ø BASE CURVA	
12	S1G-12	TUERCA DE ACERO PARA PERNO DE 16mm DE Ø	
13	S1G-13	CONTRA TUERCA DE ACERO PARA PERNO DE 16mm DE Ø	
14	S1G-14	ADAPTADOR "Y" DE ACERO GALVANIZADO TIPO BOLA-HORQUILLA	
15	S1G-15	GRAPA DE SUSPENSIÓN PARA CONDUCTOR DE AL. ACSR DE SECCIÓN ESCOGIDA	
16	S1G-16	JUEGO DE VARILLAS DE ARMAR PARA CONDUCTOR DE AL. ACSR DE SECCIÓN ESCOGIDA	
17	S1G-17	ADAPTADOR "U" GRILLETE CON PASADOR DE 16mm	
18	S1G-18	GRAPA DE SUSPENSIÓN PARA CONDUCTOR DE AL. ACSR DE 9mm DE Ø	
19	S1G-19	JUEGO DE VARILLAS DE ARMAR PARA CONDUCTOR DE AL. ACSR DE 9mm DE Ø	
20	S1G-20	PERNO DE OJO DE 16mm DE Ø 200mm DE LONGITUD	
21	S1G-21	CONDUCTOR DE AL. ACSR DE SECCIÓN ESCOGIDA	
22	S1G-22	HILO DE GUARDA CONDUCTOR DE SECCIÓN ESCOGIDA	HILO DE GUARDA
23	S1G-23	PUESTA A TIERRA DIMENSIONADA	PUESTA A TIERRA
24	S1G-24	TEMPLETES SELECCIONADOS SEGÚN SE REQUIERA	TEMPLETES
25	S1G-25	SERVIDUMBRE SEGÚN NORMA ESTABLECIDA	SERVIDUMBRE

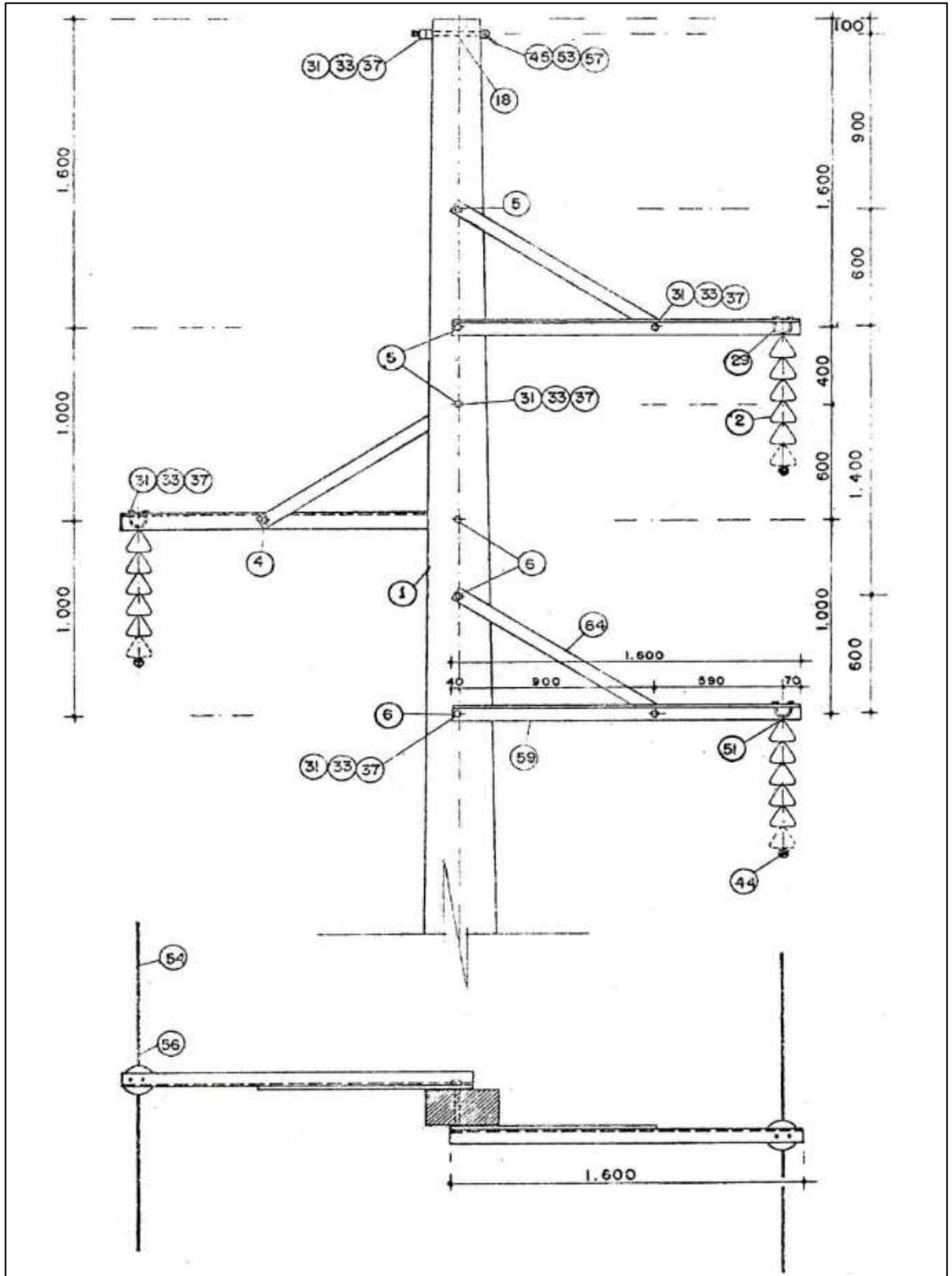


FIGURA 44 ESTRUCTURA DE TIPO S-1-G

TABLA 19 ESTRUCTURA DE TIPO SU-1-G

LINEAS DE SUBTRANSMISIÓN 69 KV			
SU - 1 - G			
PLANILLA DE MATERIALES			
N°	CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	ELEMENTOS CRÍTICOS
1	SU1G-1	POSTE DE HORMIÓN O TUBULAR DE HIERRO	POSTE
2	SU1G-2	AISLADOR DE SOPORTE PARA 69 KV BASE PLANA	AISLADORES
3	SU1G-3	AISLADOR DE SOPORTE PARA 69 KV BASE CURVA	
4	SU1G-4	PERNO TIPO MÁQUINA de 19mm 330mm DE LONGITUD	HERRAJES
5	SU1G-5	PERNO TIPO MÁQUINA de 19mm 350mm DE LONGITUD	
6	SU1G-6	PERNO TIPO MÁQUINA de 19mm 390mm DE LONGITUD	
7	SU1G-7	ARANDELA PLANA DE 3mm DE ESPESOR PARA PERNO DE 19mm DE Ø	
8	SU1G-8	ARANDELA CURVA DE 3mm DE ESPESOR PARA PERNO DE 19mm DE Ø	
9	SU1G-9	TUERCA DE ACERO PARA PERNO DE 19mm DE Ø	
10	SU1G-10	CONTRA TUERCA DE ACERO PARA PERNO DE 19mm DE Ø	
11	SU1G-11	GRAPA DE SUSPENSIÓN PARA MONTAR EN AISLADOR TIPO SOPORTE PARA CONDUCTOR DE AL. ACSR DE SECCIÓN ESCOGIDA	
12	SU1G-12	TUERCA DE ACERO PARA PERNO DE 16mm DE Ø	
13	SU1G-13	CONTRA TUERCA DE ACERO PARA PERNO DE 16mm DE Ø	
14	SU1G-14	ARANDELA PLANA DE 3mm DE ESPESOR PARA PERNO DE 16mm DE Ø	
15	SU1G-15	ARANDELA CURVA DE 3mm DE ESPESOR PARA PERNO DE 16mm DE Ø	
16	SU1G-16	JUEGO DE VARILLAS DE ARMAR PARA CONDUCTOR DE AL. ACSR DE SECCIÓN ESCOGIDA	
17	SU1G-17	ADAPTADOR "U" GRILLETE CON PASADOR DE 16mm DE Ø	
18	SU1G-18	GRAPA DE SUSPENSIÓN PARA CONDUCTOR DE AL. ACSR DE 9mm DE Ø	
19	SU1G-19	JUEGO DE VARILLAS DE ARMAR PARA CONDUCTOR DE AL. ACSR DE 9mm DE Ø	
20	SU1G-20	PERNO DE OJO DE 16mm DE Ø 290mm DE LONGITUD	
21	SU1G-21	CONDUCTOR DE ALMA ACSR DE SECCIÓN ESCOGIDA	CONDUCTORES
22	SU1G-22	HILO DE GUARDA CONDUCTOR DE SECCIÓN ESCOGIDA	HILO DE GUARDA
23	SU1G-23	PUESTA A TIERRA DIMENSIONADA	PUESTA A TIERRA
24	SU1G-24	TEMPLETES SELECCIONADOS SEGÚN SE REQUIERA	TEMPLETES
25	SU1G-25	SERVIDUMBRE SEGÚN NORMA ESTABLECIDA	SERVIDUMBRE

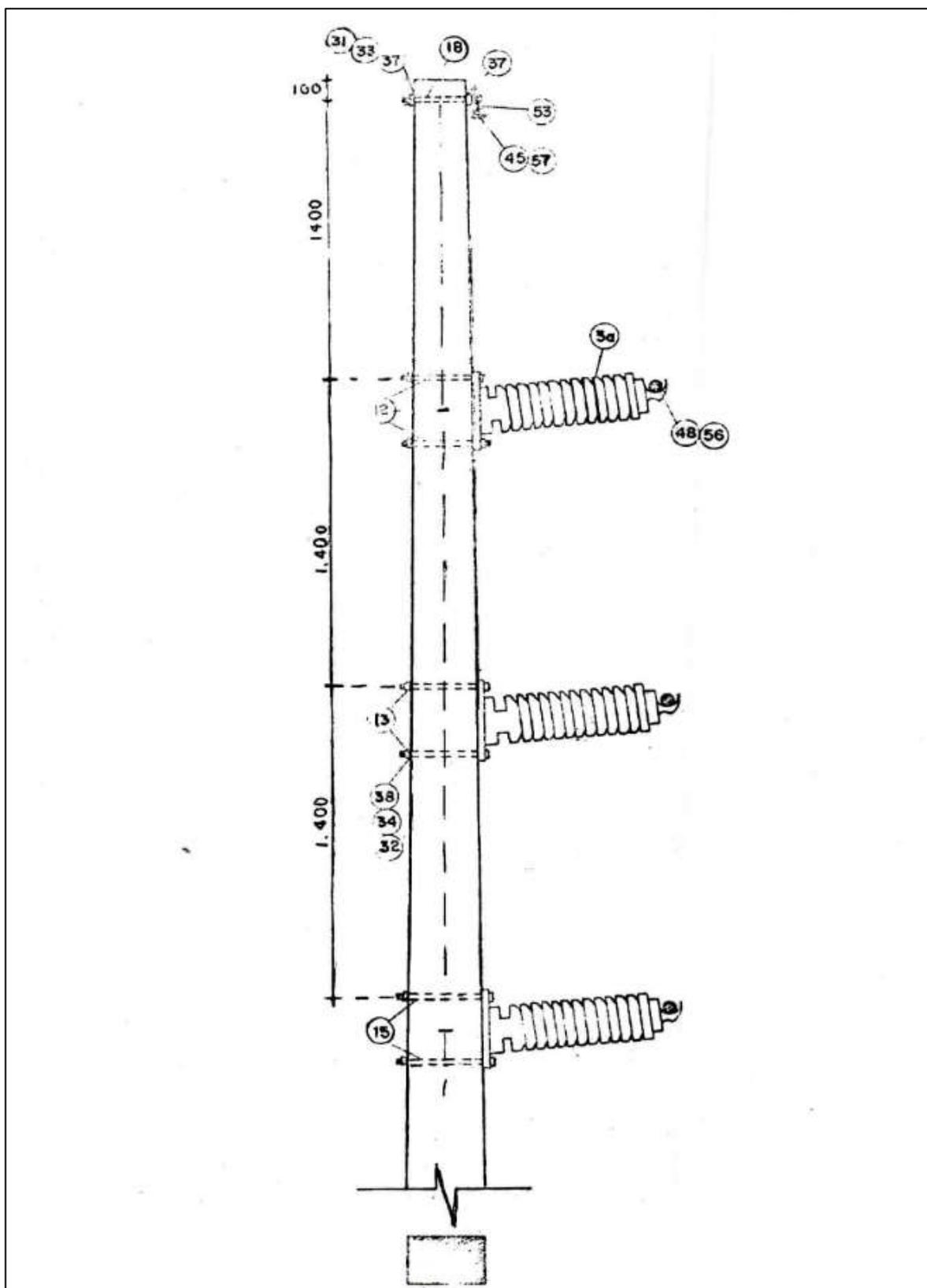


FIGURA 45 ESTRUCTURA DE TIPO SU-1-G

TABLA 20 ESTRUCTURA DE TIPO TU-1-G

LINEAS DE SUBTRANSMISIÓN 69 KV				
TU - 1 - G				
PLANILLA DE MATERIALES				
Nº	CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	ELEMENTOS CRÍTICOS	
1	TU1G-1	POSTE DE HORMIÓN O TUBULAR DE HIERRO	POSTE	
2	TU1G-2	AISLADOR DE SUSPENSIÓN CLASE ANSI 52-3	AISLADORES	
3	TU1G-3	PERNO DE OJO DE 19mm DE Ø 300mm DE LONGITUD	HERRAJES	
4	TU1G-4	PERNO DE OJO DE 19mm DE Ø 320mm DE LONGITUD		
5	TU1G-5	PERNO DE OJO DE 19mm DE Ø 340mm DE LONGITUD		
6	TU1G-6	PERNO DE OJO DE 19mm DE Ø 370mm DE LONGITUD		
7	TU1G-7	ARANDELA PLANA DE 3mm DE ESPESOR PARA PERNO DE 19mm DE Ø		
8	TU1G-8	ARANDELA CURVA DE 3mm DE ESPESOR PARA PERNO DE 19mm DE Ø		
9	TU1G-9	TUERCA DE ACERO PARA PERNO DE 19mm DE Ø		
10	TU1G-10	CONTRA TUERCA DE ACERO PARA PERNO DE 19mm DE Ø		
11	TU1G-11	GRAPA DE RETENCIÓN TIPO TERMINAL PARA CONDUCTOR DE AL. ACSR DE SECCIÓN ESCOGIDA		
12	TU1G-12	ADAPTADOR "Y" DE ACERO GALVANIZADO TIPO BOLA-HORQUILLA		
13	TU1G-13	ADAPTADOR "U" GRILLETE CON PASADOR DE 16mm DE Ø		
14	TU1G-14	GRAPA DE RETENCIÓN TIPO TERMINAL PARA CABLE DE ACERO DE 9mm DE Ø		
15	TU1G-15	CONDUCTOR DE AL.O ACSR DE SECCIÓN ESCOGIDA		CONDUCTORES
16	TU1G-16	HILO DE GUARDA CONDUCTOR DE SECCIÓN ESCOGIDA		HILO DE GUARDA
17	TU1G-17	PUESTA A TIERRA DIMENSIONADA	PUESTA A TIERRA	
18	TU1G-18	TEMPLATETES SELECCIONADOS SEGÚN SE REQUIERA	TEMPLATETES	
19	TU1G-19	SERVIDUMBRE SEGÚN NORMA ESTABLECIDA	SERVIDUMBRE	

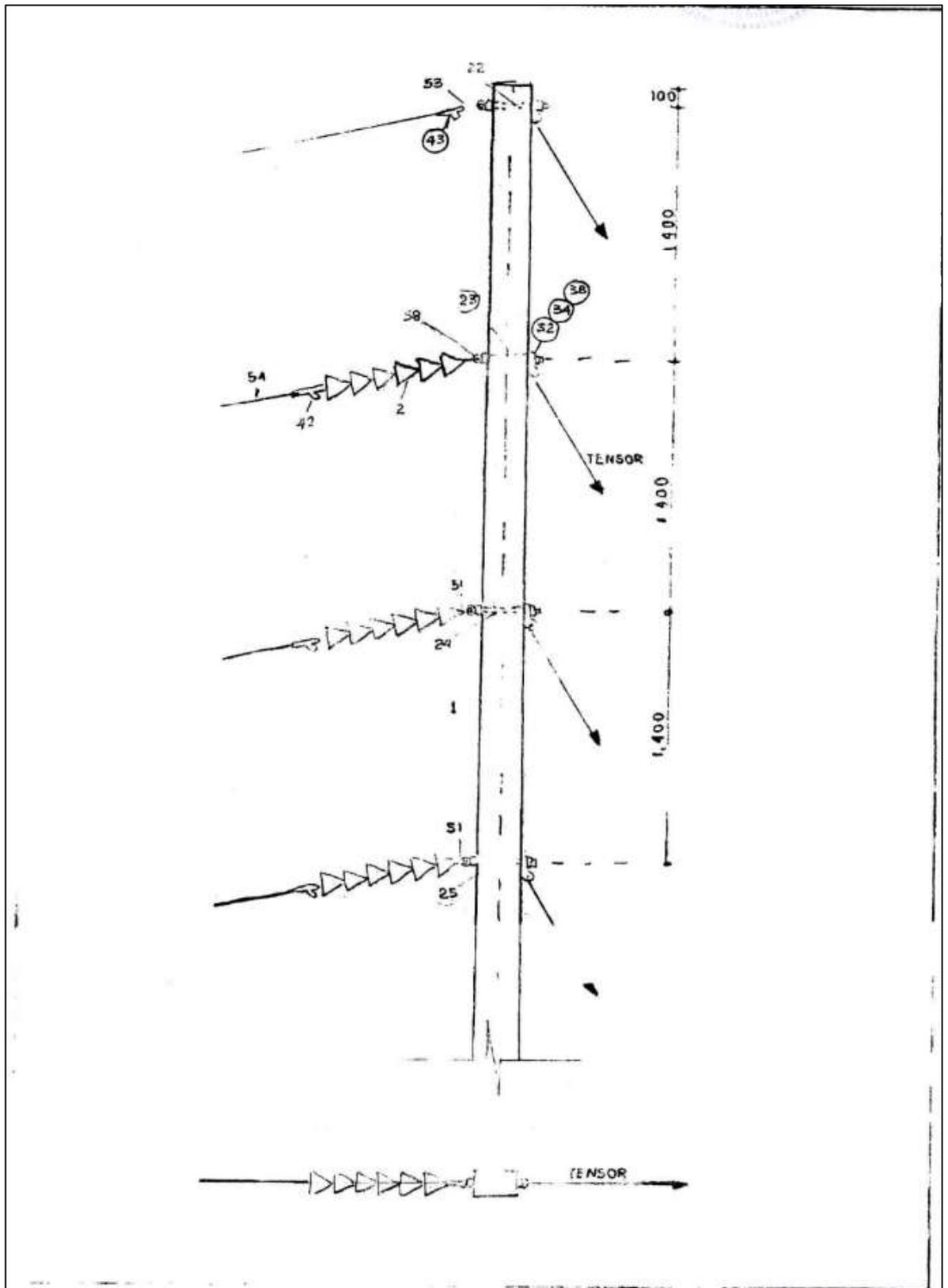


FIGURA 46 ESTRUCTURA DE TIPO TU-1-G

TABLA 21 ESTRUCTURA DE TIPO ERH-G

LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN 69 KV				
ERH - G				
PLANILLA DE MATERIALES				
Nº	CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	ELEMENTOS CRÍTICOS	
1	ERHG-1	POSTE DE HORMIÓN O TUBULAR DE HIERRO	POSTE	
2	ERHG-2	AISLADOR DE SUSPENSIÓN CLASE ANSI 52-3	AISLADORES	
3	ERHG-3	CRUCETA DE HIERRO GALVANIZADO DE 75X75x8X3000mm	HERRAJES	
4	ERHG-4	CRUCETA DE HIERRO GALVANIZADO DE 100X100X12X6000mm		
5	ERHG-5	PLATINA PARA CRUCETA DE DOBLE BRAZO DE HIERRO GALVANIZADO		
6	ERHG-6	ADAPTADOR "Y" DE ACERO GALVANIZADO TIPO BOLA-HORQUILLA		
7	ERHG-7	ADAPTADOR "U" GRILLETE CON PASADOR DE 16mm		
8	ERHG-8	GRAPA DE RETENCIÓN TIPO TERMINAL PARA CONDUCTOR DE AL. ACSR DE SECCIÓN ESCOGIDA		
9	ERHG-9	CONECTOR DE RANURAS PARALELAS PARA CONDUCTOR DE AL. ACSR DE SECCIÓN ESCOGIDA		
10	ERHG-10	PERNO TIPO MÁQUINA DE 19mm DE Ø 290mm DE LONGITUD		
11	ERHG-11	PERNO TIPO MÁQUINA DE 19mm DE Ø 390mm DE LONGITUD		
12	ERHG-12	PERNO DE OJO DE 19mm DE Ø 280mm DE LONGITUD		
13	ERHG-13	ARANDELA PLANA DE 3mm DE ESPESOR PARA PERNO DE 19mm DE Ø		
14	ERHG-14	TUERCA DE ACERO PARA PERNO DE 19mm DE Ø		
15	ERHG-15	CONTRA TUERCA DE ACERO PARA PERNO DE 19mm DE Ø		
16	ERHG-16	TUERCA DE OJO PARA PERNO DE 19mm DE Ø		
17	ERHG-17	PERNO TIPO MÁQUINA DE 13mm DE Ø 60mm DE LONGITUD		
18	ERHG-18	ARANDELA PLANA DE 3mm DE ESPESOR PARA PERNO DE 13mm DE Ø		
19	ERHG-19	TUERCA DE ACERO PARA PERNO DE 13mm DE Ø		
20	ERHG-20	CONTRA TUERCA DE ACERO PARA PERNO DE 13mm DE Ø		
21	ERHG-21	ADAPTADOR "U" GRILLETE CON PASADOR DE 16mm		
22	ERHG-22	GRAPA DE RETENCIÓN TIPO TERMINAL PARA CONDUCTOR DE ACERO DE 9mm		
23	ERHG-23	CONECTOR DE RANURAS PARALELAS PARA CONDUCTOR DE ACERO DE 9mm		
ADICIONALES PARA LÍNEAS PUNTEADAS				
24	ERHG-24	PIE DE AMIGO DE ACERO GALVANIZADO DE 50X6X1200mm		
25	ERHG-25	PERNO TIPO MÁQUINA DE 19mm DE Ø 370mm DE LONGITUD		
26	ERHG-26	ARANDELA PLANA DE 3mm DE ESPESOR PARA PERNO DE 19mm DE Ø		
27	ERHG-27	TUERCA DE ACERO PARA PERNO DE 19mm DE Ø		
28	ERHG-28	CONTRA TUERCA DE ACERO PARA PERNO DE 19mm DE Ø		
29	ERHG-29	PERNO TIPO MÁQUINA DE 16mm DE Ø 50mm DE LONGITUD		
30	ERHG-30	ARANDELA PLANA DE 3mm DE ESPESOR PARA PERNO DE 16mm DE Ø		
31	ERHG-31	TUERCA DE ACERO PARA PERNO DE 16mm DE Ø		
32	ERHG-32	CONTRA TUERCA DE ACERO PARA PERNO DE 16mm DE Ø		
33	ERHG-33	CONDUCTOR DE ALMA ACSR DE SECCIÓN ESCOGIDA	CONDUCTORES	
34	ERHG-34	HILO DE GUARDA CONDUCTOR DE SECCIÓN ESCOGIDA	HILO DE GUARDA	
35	ERHG-35	PUESTA A TIERRA DIMENSIONADA	PUESTA A TIERRA	
36	ERHG-36	TEMPLATESES SELECCIONADOS SEGÚN SE REQUIERA	TEMPLATESES	
37	ERHG-37	SERVIDUMBRE SEGÚN NORMA ESTABLECIDA	SERVIDUMBRE	

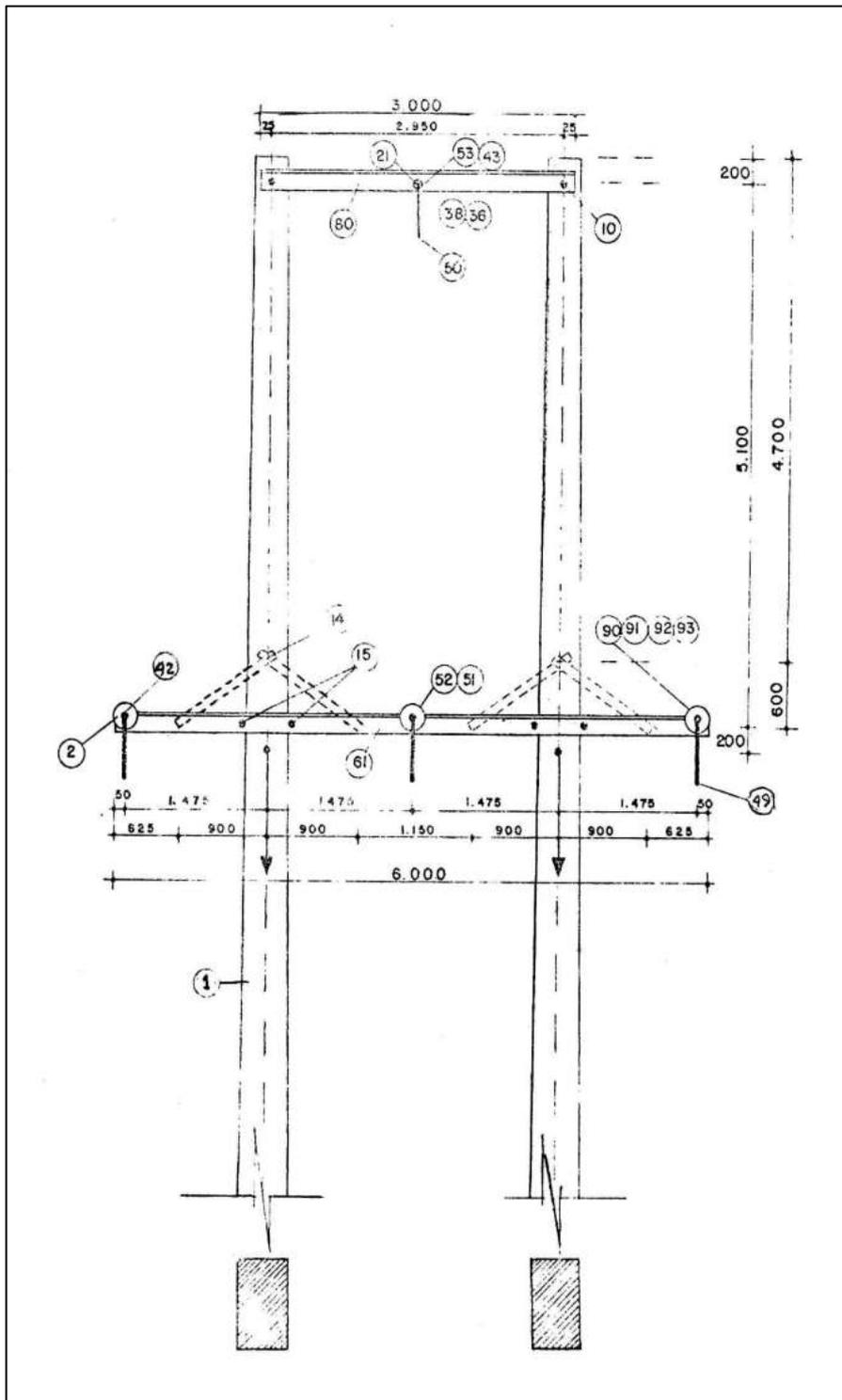


FIGURA 47 ESTRUCTURA DE TIPO ERH-G

Como había sido mencionado antes, el detalle de los elementos que componen una estructura fueron sacados de [38], no obstante son datos que vienen desde el año 1978 y 1988 respectivamente. Lo que hace referencia a los varios cambios de los distintos elementos que pueden estar instalados hasta el presente.

La clasificación de los elementos que componen el sistema está visto más por tema de identificación para el proceso del análisis de los elementos críticos los cuales quedaron establecidos como: Poste, Aisladores, Herrajes, Conductores, Hilo de guarda, Puesta a tierra, Templetes y Servidumbre. De esta forma se podrá tener un análisis óptimo, ya que simplifica pequeños elementos cuyo porcentaje de fallas tienden o son iguales a 0, agrupándolos de esa forma en el elemento llamado “Herrajes”.

Como características eléctricas del tramo 1 de la línea tenemos:

TABLA 22 CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS TRAMO 1

Tensión de servicio	69kv
Sistema de corriente	Trifásico
Frecuencia	60Hz
Número de circuitos	1
Número de conductores	3
Número de cables de tierra	1
Disposición de conductores	Vertical-Triangular
Tipo de conductor	ACSR
Calibre de conductor	477 MCM
Longitud de la línea	18 Km.
Zona	Rural
Aislamiento de cadena	Porcelana
Clase de aislador	ANSI 52-3

Como características eléctricas del tramo 2 de la línea tenemos:

TABLA 23 CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS TRAMO 2

Tensión de servicio	69kv
Sistema de corriente	Trifásico
Frecuencia	60Hz
Número de circuitos	1
Número de conductores	3
Número de cables de tierra	1
Disposición de conductores	Vertical-Triangular
Tipo de conductor	ACSR
Calibre de conductor	266.8 MCM
Longitud de la línea	22.4 Km.
Zona	Rural
Aislamiento de cadena	Porcelana
Clase de aislador	ANSI 52-3

Con base a las inspecciones realizadas in situ se logró determinar la cuantificación de postes con los que está incorporado el sistema de subtransmisión, determinando a su vez el nivel de acceso sea este en vehículo o en grandes tramos donde la entrada obligatoriamente es a pie, tomando en cuenta estos factores y la clasificación del tipo de postes obtenemos el siguiente recuadro de composición de la estructura del sistema de subtransmisión:

TABLA 24 ESTRUCTURA DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN

TIPO DE ESTRUCTURAS	FORMA DE ACCESO		# POSTES	% VEHICULAR	% PIE	% CAPACIDAD
	VEHICULAR	PIE				
S-1-G	51	115	166	30,72	69,28	50,30
SU-1-G	87	55	142	61,27	38,73	43,03
TU-1-G	8	1	9	88,89	11,11	2,73
ERH-G	6	16	22	27,27	72,73	6,67
TOTAL:	152	187	339	44,84	55,16	100,00



FIGURA 48 PORCENTAJES DE POSTES SEGÚN SU TIPO



FIGURA 49 PORCENTAJES SEGÚN SU FORMA DE ACCESO

Cabe recalcar que en la clasificación de los postes según su tipo, existen subtipos de postes por su función, que no son más que los mismos antes mencionados, con la diferencia de pequeñas variaciones según la función de corte, pasante o de puente. En base al estudio también se logró determinar que el plan actual de mantenimiento existente para la línea de subtransmisión es poco específico e incompleto ya que no cumple su función secuencial, al recibir mantenimiento emergente la línea se adapta a una metodología de mantenimiento básica en el que se cambia un elemento o parte de la línea por cada fallo para seguir operando.

Otro factor importante como falla del plan de mantenimiento es la falta de actualización como tal, a medida que ocurre una falla se debe llevar un correcto registro de la falla, con lo cual anualmente el plan de mantenimiento tenga mejoras para bien del sistema, convirtiéndolo en ágil y aprovechando de forma más optimizada los recursos.

En la siguiente tabla se muestra el número aproximado de fallas ocurridas en el periodo 2014-2016:

TABLA 25 NÚMERO DE FALLAS 2014 - 2016

FALLAS					
MES / AÑO	# DE FALLAS	MES / AÑO	# DE FALLAS	MES / AÑO	# DE FALLAS
2014		2015		2016	
ENERO	3	ENERO	4	ENERO	0
FEBRERO	4	FEBRERO	5	FEBRERO	2
MARZO	1	MARZO	0	MARZO	1
ABRIL	0	ABRIL	0	ABRIL	1
MAYO	2	MAYO	1	MAYO	1
JUNIO	3	JUNIO	1	JUNIO	1
JULIO	4	JULIO	2	JULIO	1
AGOSTO	3	AGOSTO	0	AGOSTO	0
SEPTIEMBRE	0	SEPTIEMBRE	0	SEPTIEMBRE	1
OCTUBRE	2	OCTUBRE	0	OCTUBRE	0
NOVIEMBRE	0	NOVIEMBRE	0	NOVIEMBRE	0
DICIEMBRE	0	DICIEMBRE	0	DICIEMBRE	0
TOTAL:	22	TOTAL:	13	TOTAL:	8

En la tabla 25 se presentan las fallas ocurridas por cada mes de los años analizados, dando un total de 43 fallas. En la figura 50 se puede observar mejor la variación de las fallas durante el periodo operativo de tiempo.

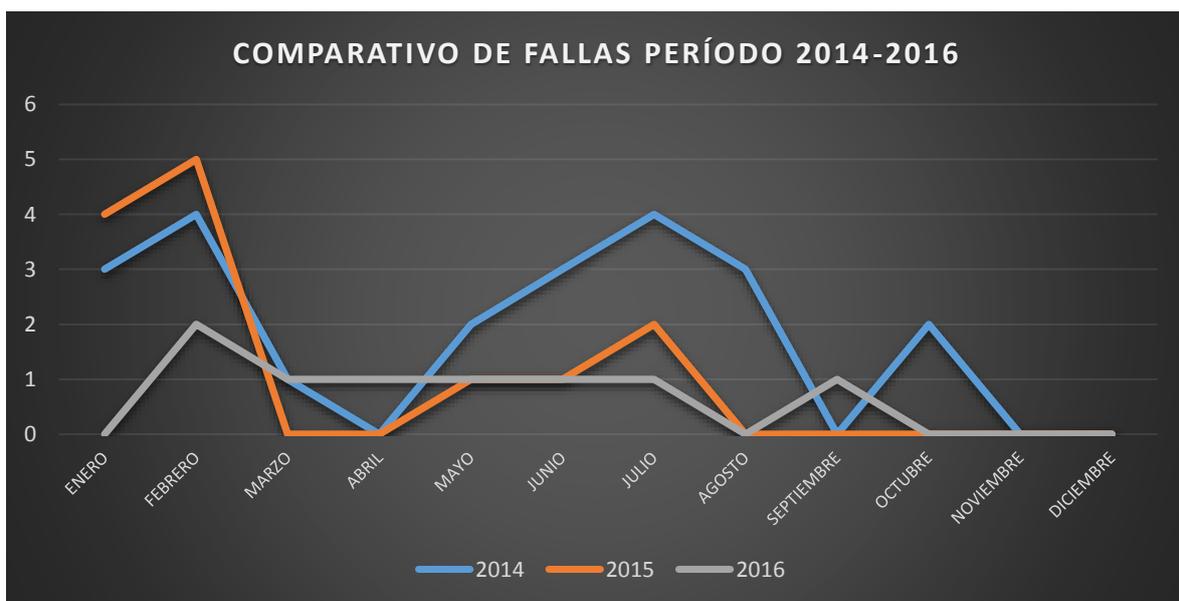


FIGURA 50 COMPARATIVO DE FALLAS 2014 - 2016

En el gráfico anterior se muestran las fallas ocurridas en cada uno de los meses del periodo analizado, se observa claramente que los meses del año 2014 demostraron tener un número significativo de fallas comparado con los meses 2015 y 2016. Podríamos decir que se debe como una hipótesis a la antigüedad operativa de la línea de forma proporcional ya que como mencionamos anteriormente un 56% de la línea supera por mucho el tiempo de vida del sistema (hablando como sistema a todo lo que compone la línea de subtransmisión) y periódicamente con el mantenimiento correctivo o emergente y predictivo recibido, el número de fallas tiende a disminuir.

Como un análisis comparativo podemos decir que en el año 2014 ocurrieron aproximadamente 22 fallas, para el año 2015 y 2016 con trabajos de mantenimiento correctivo o emergente y predictivos el número de eventos de falla disminuyó a 13 y 8. El número de horas por la desconexión del suministro eléctrico por dichos eventos de fallas en el 2014 fueron de 76.05 horas, mientras que en el años 2015 fueron 8.32 y para el año 2016 un total de 19 horas. A continuación se muestran los comparativos correspondientes:

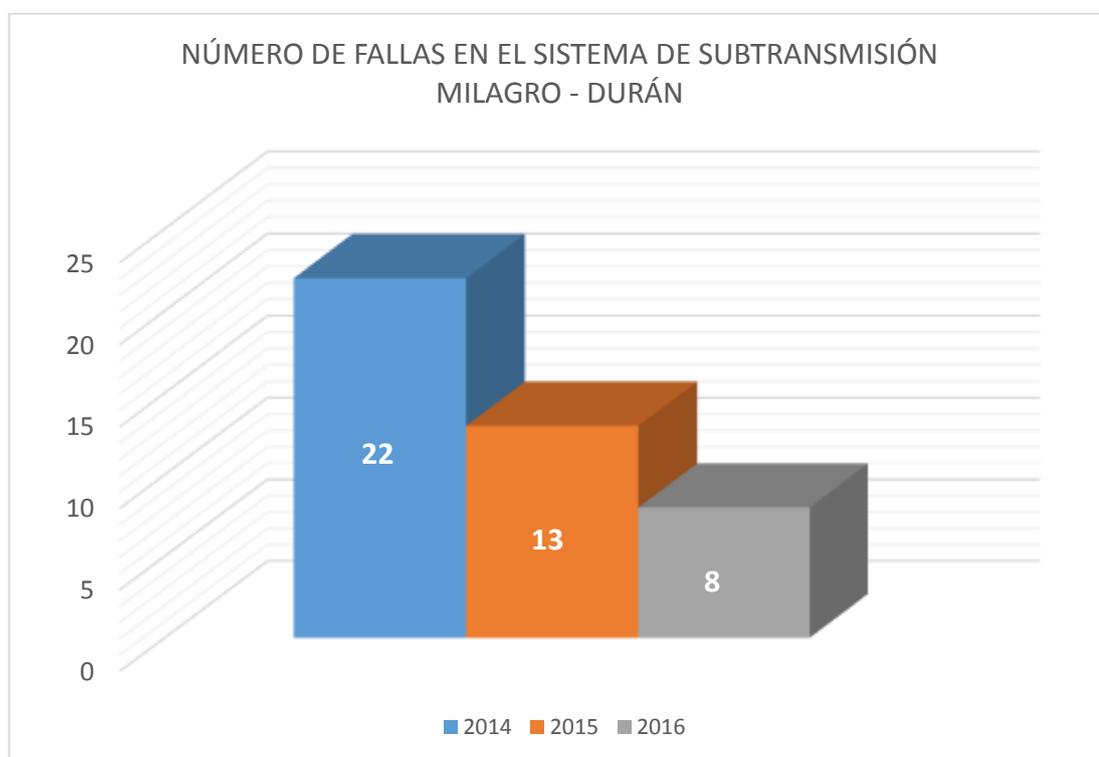


FIGURA 51 FALLAS POR AÑO 2014 – 2016

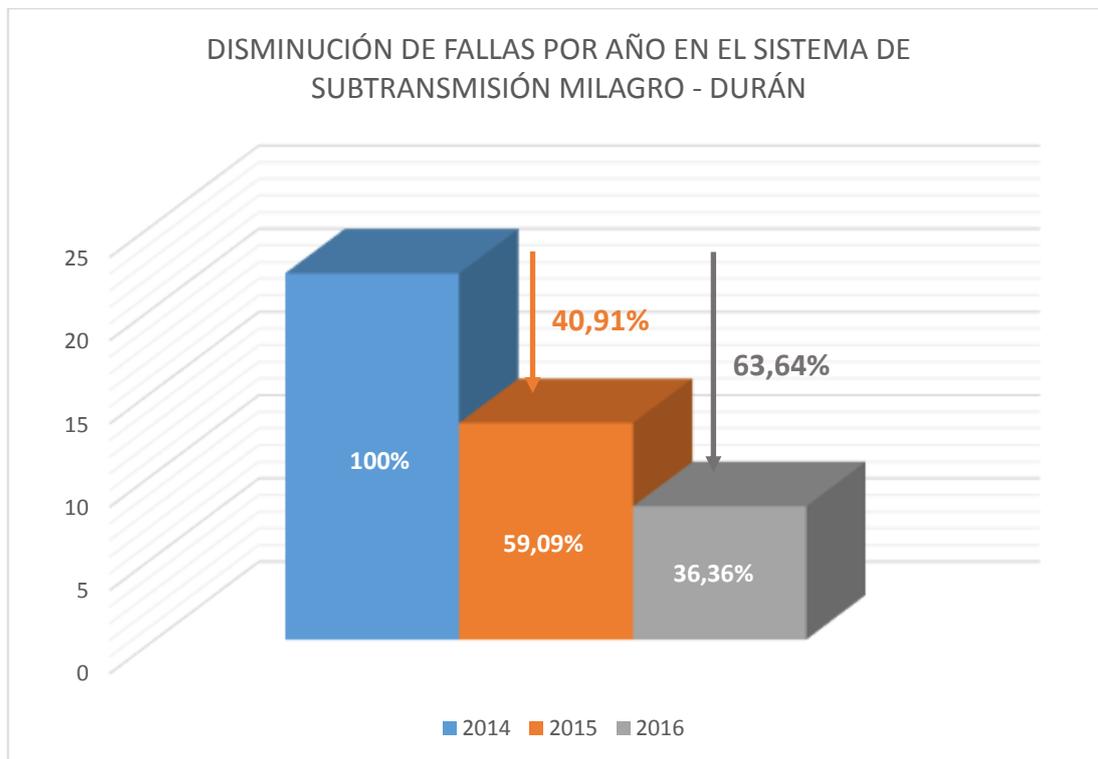


FIGURA 52 DISMINUCIÓN DE FALLAS POR AÑO 2014 – 2016

Como se puede apreciar en la gráfica anterior, tomando como base el año 2014 siendo este año como fecha de partida del análisis, su 100% de fallas con respecto al año 2015 disminuye en un 40.91% dejando este bloque de fallas con un 59.09%, mientras que para el año 2016 existe una disminución apenas del 63.64% dejando a este bloque de fallas con un 36.36%.

Si se compara la reducción del porcentaje de fallas de ambos años con respecto al 2014 se determinaría que el 40.91% representa 9 fallas y para el 63.64% un número de 14 fallas respectivamente. Lo mismo aplicaría si se utiliza el año 2015 como base, representándolo como un 100% para el año 2016 se obtendría una disminución del 38.46% que representaría las 5 fallas restantes.

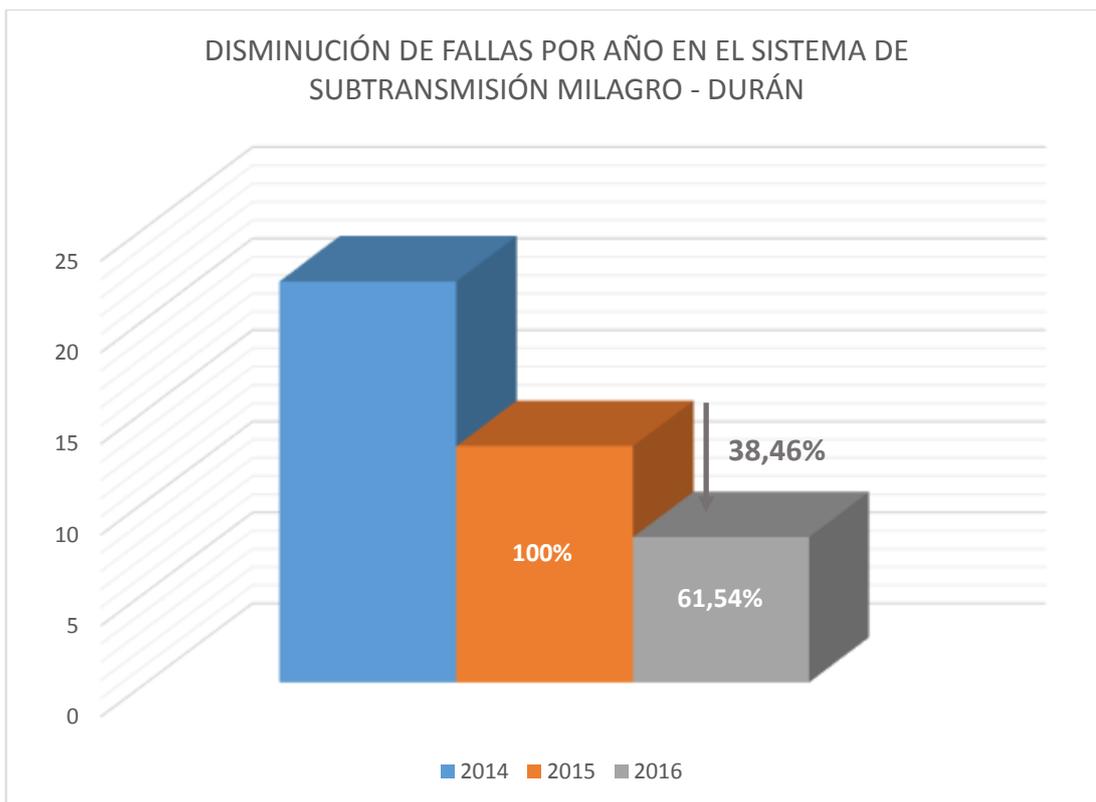


FIGURA 53 DISMINUCIÓN DE FALLAS POR AÑO 2015 – 2016

Con respecto a los tiempos de interrupciones del sistema por fallas se pudo hacer un detalle con valores aproximados, todo esto siempre enfocado hacia el peor de los casos, sea cual sea la falla produce un tiempo en el que el sistema de subtransmisión dejó de suministrar energía eléctrica hacia sus consumidores, lo que crea molestias y pérdidas por facturación por parte de la empresa de distribución Cnel Guayas – Los Ríos.

En la gráfica 54 se pueden observar los comparativos del tiempo de interrupción entre los años 2014 – 2016 respectivamente. Hasta el año 2014 los tiempos de interrupción por fallas eran elevados lo que disminuye la confiabilidad del sistema, al presentarse los diversos modos de fallas desde el 2014 empezaron a ejecutarse operativos de mantenimiento para contrarrestar los problemas presentados en la línea disminuyéndolas significativamente, en base a mantenimientos correctivos o emergentes y predictivos.

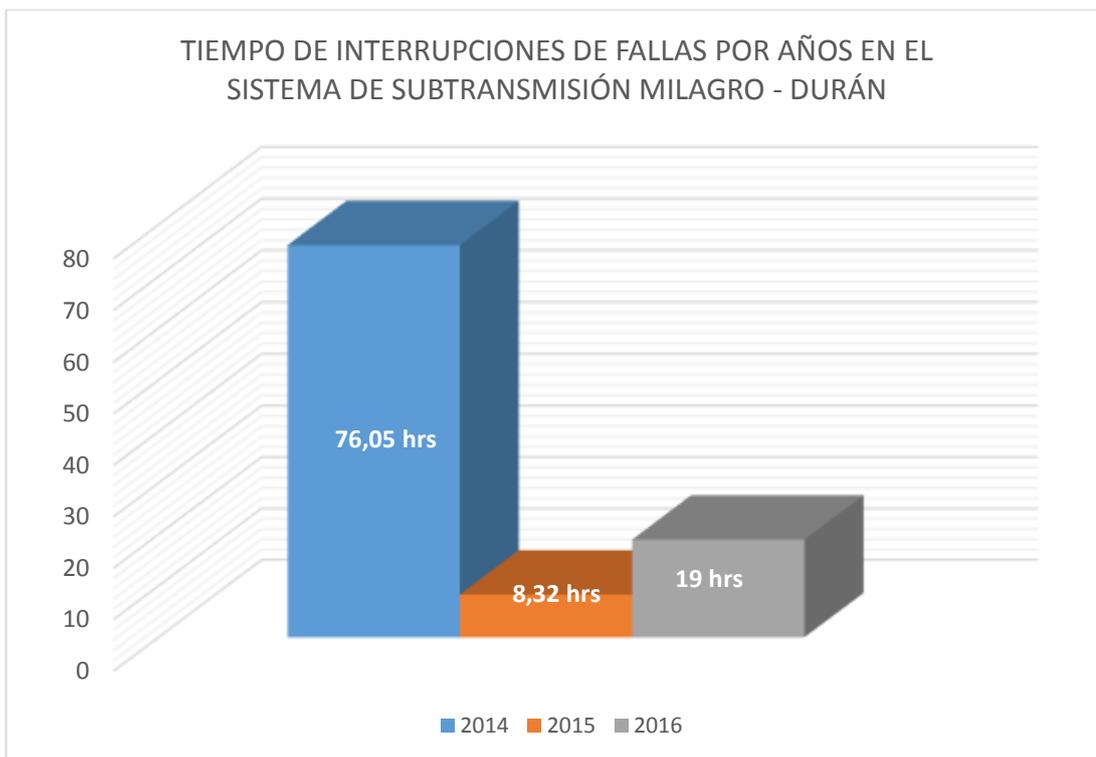


FIGURA 54 DISMINUCIÓN DE FALLAS POR AÑO 2015 – 2016

Como se observa en la gráfica 54 tomando como base el año 2014 teniendo como un 100% las 76.05 horas de interrupción, para el año 2015 en base a las acciones correctivas tomadas, el tiempo de interrupción disminuye significativamente a un 10.94%, 89.06% menos tiempo de interrupciones que el año anterior lo que representan 68.13 horas de interrupción, mientras que para el año 2016 con respecto al 2014 también disminuye significativamente en un 24.98%, 75.02% menos de tiempo de interrupciones que representan 57.05 horas de interrupción.

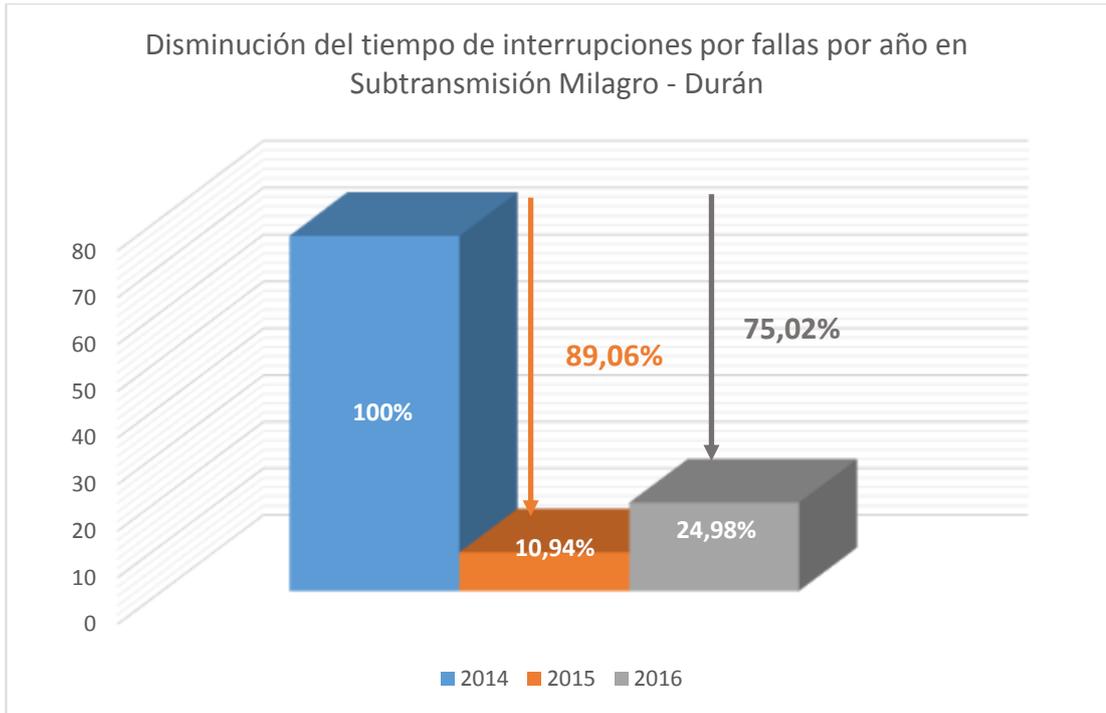


FIGURA 55 DISMINUCIÓN DE TIEMPO DE FALLAS POR AÑO 2014 – 2016

En cambio para el año 2016 con respecto al año 2015 existe un incremento de tiempo de interrupción del 14.04% lo equivalente a 11.08 horas de interrupciones por fallas.

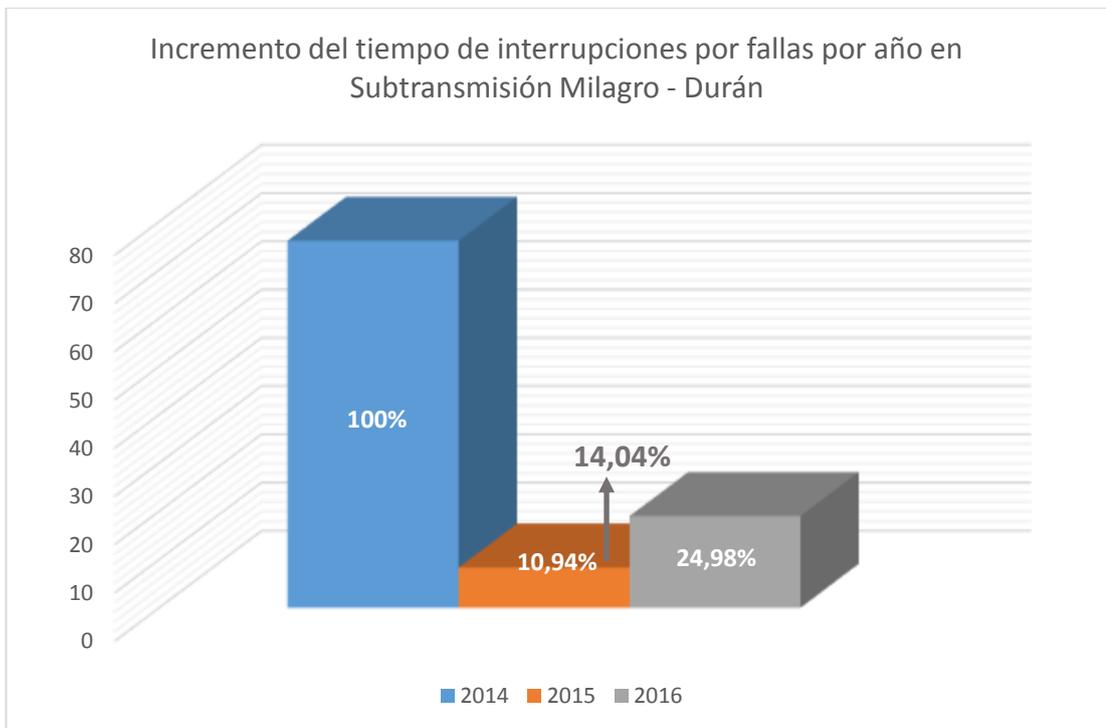


FIGURA 56 INCREMENTO DE TIEMPO DE FALLAS POR AÑO 2015 – 2016

Puntualmente no hay un estudio que avale el tiempo de vida útil de un sistema de distribución, pero si analizamos los diferentes factores externos por las que se ve afectada, en base a experiencia se estiman 30 años de vida operativa, aplazable a 35 teniendo un plan de mantenimiento secuencial el cual se retroalimenta de un historial de fallos y reportes de trabajos continuos, así se evita caer en tiempos de interrupción innecesarios y se logra optimizar el proceso de restablecimiento del sistema. Como factores externos responsables de la interrupción del suministro de energía eléctrica están: los cambios climáticos, la corrosión que se presenta en herrajes, templetes, fallas provocadas por el hombre, por la flora y fauna, etc.

4.2 ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA

Considerando un nivel satisfactorio de la prestación de los servicios eléctricos referidos a la ley del Sector Eléctrico y sus reformas, la regulación No. CONELEC 004/01 establece las disposiciones de la calidad del servicio eléctrico de distribución para garantizar a los consumidores un suministro eléctrico continuo y confiable. En el inciso 1.5 de la presente regulación se revisan los aspectos de calidad del servicio, por lo que se define la calidad del servicio técnico en base a la frecuencia de interrupciones y su duración [39].

Los índices antes indicados serán calculados mediante las siguientes fórmulas dispuestas en la regulación:

- **FAIc** : Frecuencia de interrupciones por número de consumidores, representa el número de interrupciones con duración mayor a 3 minutos que han afectado al consumidor “c” durante el período de análisis.

$$FAIc = Nc \quad (1)$$

ECUACIÓN 1 FRECUENCIA DE INTERRUPCIONES POR NÚMERO DE USUARIO [39]

Donde:

FAIc: Frecuencia de las interrupciones que afectaron a cada Consumidor "c", durante el período considerado.

Nc: Número de interrupciones, con duración mayor a tres minutos, que afectaron al Consumidor "c", durante el período de análisis (int).

- **DAIc :** Duración de las interrupciones por consumidor, representa la sumatoria de las duraciones individuales ponderadas de todas las interrupciones en el suministro de electricidad al consumidor "c" durante el período de control.

$$DAIc = \sum(Ki * dic) \quad (2)$$

ECUACIÓN 2 DURACIÓN DE LAS INTERRUPCIONES POR CONSUMIDOR [39]

Donde:

dic: Duración individual de la interrupción "i" al Consumidor "c" (Hrs).

Ki: Factor de ponderación de las interrupciones (Ki = 1.0 para interrupciones no programadas)

Una vez siendo identificados los índices a ser evaluados en el sistema de subtransmisión se procede a realizar el cálculo obteniendo los siguientes resultados según los periodos de tiempos hacer analizados, por motivo de este estudio se contemplan desde el año 2014 al 2016 respectivamente.

TABLA 26 ÍNDICES DE CONFIABILIDAD

ÍNDICES DE CONFIABILIDAD											
2014				2015				2016			
FAIc	LFAIc	DAIc	LDAIc	FAIc	LFAIc	DAIc	LDAIc	FAIc	LFAIc	DAIc	LDAIc
22	6	76,05	4	13	6	7,92	4	8	6	19	4

La figura 57 muestra los índices de confiabilidad medidos vs sus límites admisibles para el servicio técnico.

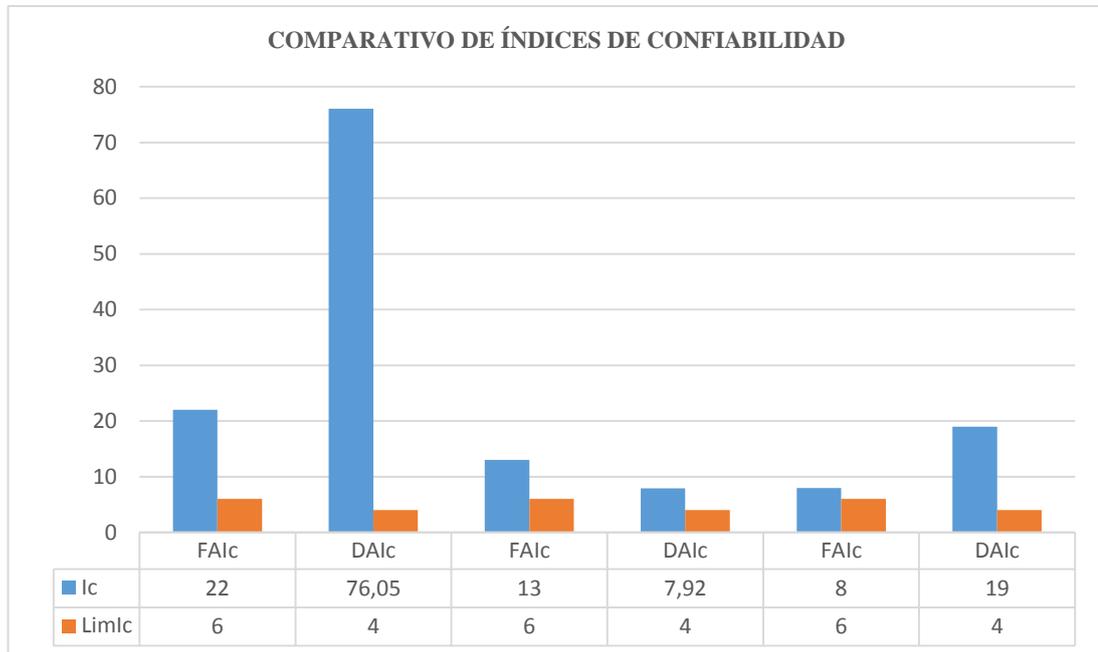


FIGURA 57 COMPARATIVO DE ÍNDICES DE CONFIABILIDAD

Al haber excedido los valores límites admisibles de los índices se procede a calcular la energía no suministrada (ENS) mediante la aplicación de la siguiente fórmula:

$$ENS = P_{prev} * T_{if} \quad (\text{Kwh}) \quad (3)$$

ECUACIÓN 3 ENERGÍA NO SUMINISTRADA

Donde:

Pprev: Potencia previa a la falla (Kw).

Tif: Tiempo de interrupción del sistema por acción de una falla (Hrs).

TABLA 27 ENERGÍA NO SUMINISTRADA POR AÑO

ENS (Kwh)	
2014	24'294.172,50
2015	2'116.362,50
2016	3'124.740

4.3 eROMEO EN EL SISTEMA DE SUBTRANSMIÓN MILAGRO – DURÁN

Habiendo hecho el levantamiento del estado actual del sistema de subtransmisión Milagro – Durán, determinando el número de fallas por año del período analizado, teniendo conocimiento de los procesos como toma de acción que se realiza ante una falla, la relación departamental y las funciones que ejercen cada una particularmente, esta sección propone evaluaciones, cambios y mejoras en los diversos ámbitos que convergen en el sistema Durán Sur, iniciando con el rendimiento entre la comunicación de los diferentes departamentos referente a los tiempos establecidos en el plan de mantenimiento, en donde se va a coordinar las áreas del mantenimiento.

Con esta metodología el encargado de mantenimiento ejecutará la planificación y coordinación del proceso con un tiempo límite. Es importante rescatar que la comunicación entre los distintos departamentos sea en relación al SuperIntendente de Operaciones, notificándole la ejecución del plan de mantenimiento, y a su vez coordinar la programación para asegurar el cumplimiento de las actividades establecidas, llevando un control del mismo para la evaluación de mejoras continuas en el sistema. Como fue revisado en el capítulo IV cumpliendo con la propuesta para la mejora de la parte organizacional, se requiere la obtención del indicador del desempeño en base a los cuestionamientos realizados en la evaluación del desempeño organizacional.

Dicha evaluación fue adaptada a la parte departamental, previa relación con el personal de cada uno, intercambiando información con respecto al manejo y comunicación entre ellos, así mismo identificando las funciones establecidas y no establecidas que desarrollan, las necesidades que tienen, su capacidad y rendimiento para ejecutar un trabajo, etc. A continuación se evalúa el desempeño organizacional:

TABLA 28 EVALUATIVA DEL DESEMPEÑO ORGANIZACIONAL

EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO ORGANIZACIONAL		
PREGUNTAS	NIVEL DE RENDIMIENTO	OBSERVACIONES
¿El entorno laboral con el que el personal ejerce sus funciones día a día es aceptable?	1	El entorno laboral presente requiere de cambios que sean de beneficio para la comodidad y bienestar del personal
¿El personal cumple con las capacidades necesarias para ejercer sus funciones designadas?	3	El personal tiene las capacidades necesarias para desarrollar su trabajo, pero carecen de organización.
¿El personal recibe constantes capacitaciones?	1	El personal recibe capacitaciones pero no de forma constante y de forma limitada.
¿La planificación entre los departamentos es crítica?	1	No se referenció uso de planificación alguna.
¿El desempeño de los supervisores y personal técnico es aceptable?	2	Es aceptable y puede ser explotado en la medida que se lo requiera.
¿Existe el uso de metodologías aplicadas para mejoras continuas del sistema?	0	Se desconoce el uso de metodologías aplicadas.
¿Se incentiva el uso de nuevas tecnologías para las mejoras continuas del sistema?	1	Mediante entrevistas se constata las ideas y nuevas propuestas por parte del personal, pero en si no se convergen ya que no hay reuniones programadas que dediquen tiempo para estas funciones.
¿Se lleva un registro detallado de las funciones que se ejercen en el sistema de subtransmisión?	2	Como tal existen reportes de las fallas que sobre pasan un tiempo estimado y no son consideradas como fallas internas. El detalle de estos reportes es beneficioso en la medida de lo que se planté registrar, sin embargo aún carece de información un poco más específica que vaya de la mano con procesos a ser realizados, después de ser reportados.
¿Se realizan análisis y estudios con los registros que se llevan de mantenimientos correctivos o emergentes?	1	Se realizan breves estudios de cosas específicas que se requiera, sin embargo aún se encuentran en el momento de inicio para comenzar a hacerlo.
¿Existen los recursos para desarrollar toda forma de mantenimiento en el sistema de subtransmisión?	1	No se cuentan con todos los recursos para desarrollar mantenimiento de forma correcta, aún existen carencias de parte económicas para cubrir la demanda de las necesidades del sistema de subtransmisión.
¿Se ha optimizado los recursos y tiempo de		Desde el análisis dentro del período 2014 al 2016, se ven reflejadas grandes mejoras en

(1) Bajo

(2) Medio

(3) Alto

El valor obtenido de esta forma de evaluación al promedio fue (1.33), este valor es medianamente aceptable pero requiere de una cultura organizacional y la aplicación de metodologías de mantenimiento para la mejora continua del sistema. Con el fin de optimizar los recursos dentro de todas las áreas (organizacional, metodológica y de mantenimiento) se aplica la optimización de recursos en base al esfuerzo tanto humano como material en cada área, con el fin de obtener la máxima fiabilidad de los equipos, una alta dependencia de la empresa y disminución del tiempo - costo de mantenimiento.

El desarrollo del uso de la metodología se proyecta como un sistema y no solo como una herramienta que incentive en el cambio cultural de la unidad de negocio, mediante la verificación del cumplimiento de los reportes generados después del mantenimiento, las inspecciones planificadas, el análisis y estudio de los resultados, las entrevistas y evaluaciones al personal de mantenimiento y sus correspondientes actividades en base a la supervisión los trabajos ejecutados en el sistema de subtransmisión.

A continuación se presenta la propuesta como diagrama de flujo, de la aplicación de la metodología en la organización.

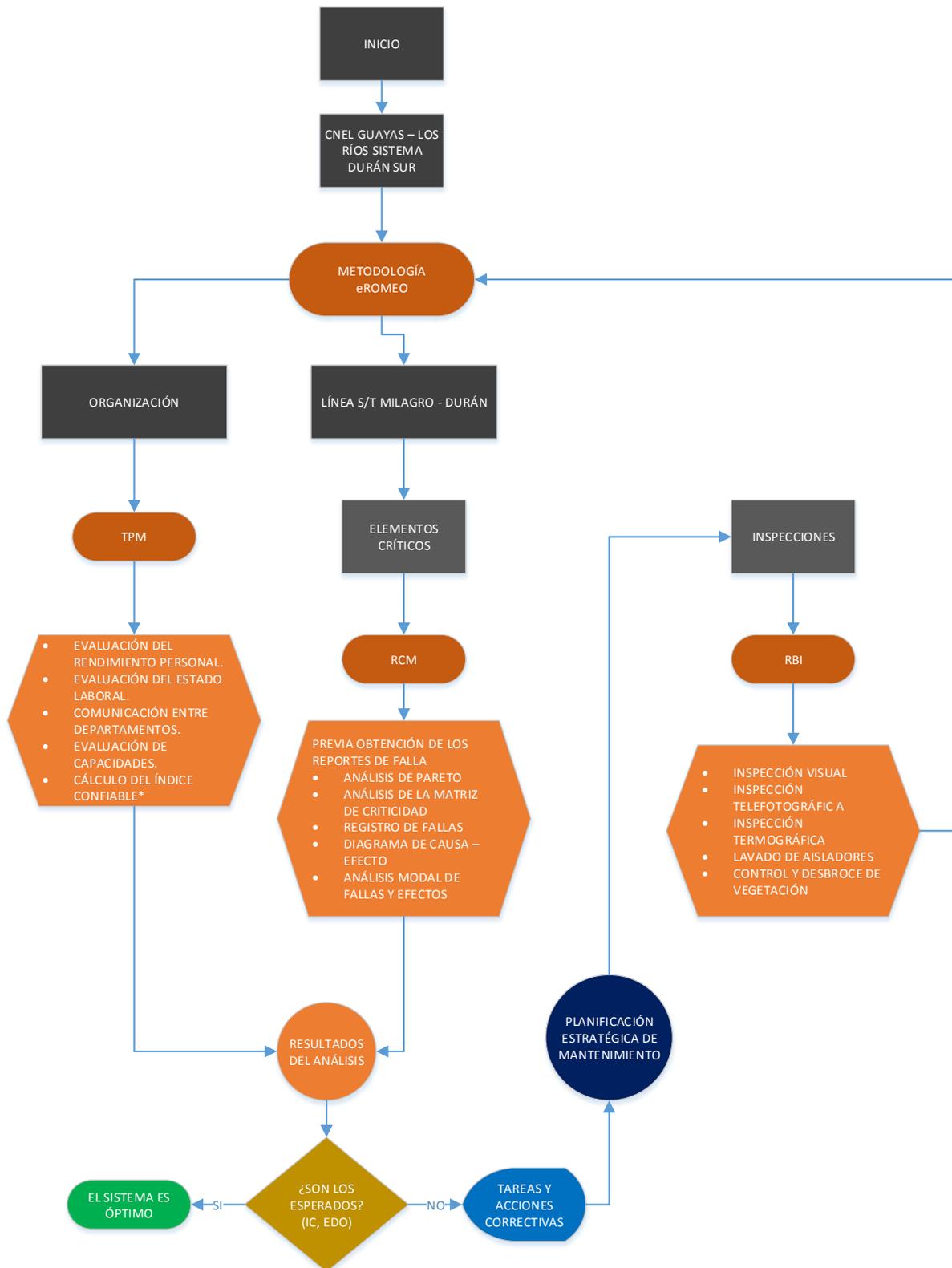


FIGURA 58 DIAGRAMA DE METODOLOGÍA eROMEO

La metodología eROMEO como sistema intenta tomar la situación actual del estilo de mantenimiento de avería o carencias a un mantenimiento proactivo a través de un tipo preventivo de mantenimiento. El primer paso de la metodología es centrarse en la organización, en el compromiso y en la voluntad de introducir un cambio para la mejora del sistema y la organización.

Para establecer un plan estratégico de mantenimiento se debe realizar el estudio como evaluación del rendimiento de la parte organizacional y el estado actual del sistema de subtransmisión, donde se identifique la criticidad de los elementos que componen la línea en base a un análisis de Pareto con las estadísticas de fallas suministradas por Cnel Guayas – Los ríos sistema Durán Sur, después se realiza el análisis de criticidad por una aplicación de la matriz de evaluación o de criticidad, a continuación se realiza un historial de fallos para identificar los elementos críticos que se han visto afectados por las frecuentes fallas presentadas, un análisis causa – efecto para determinar todas las fallas que se presentan en el sistema y clasificarlas en los conocidos “modos de falla”. Por último con el análisis modal de fallas y efectos se determinaran las fallas potenciales y funcionales para cada elemento crítico del sistema por medio de una evaluación de severidad, frecuencia y detección, con ello se establecen acciones preventivas y correctivas para cada modo de falla optando por mantenimiento de forma proactiva – preventiva y proactiva – predictiva. Todo estos resultandos entran a un análisis o estudio de forma crítica, una vez culminado se cuestiona si dicho proceso de la metodología llega a ser el esperado, de no serlo desde la aplicación de RBI se plantean fichas de información para los tres tipos de inspecciones que deben realizarse o la aplicación de nuevas tecnologías y para los trabajos de mantenimiento que puede recibir el sistema como lo son el lavado de aisladores y el desbroce de vegetación, caso contrario si los resultados llegasen a ser los esperados, el sistema entra a un proceso óptimo de mantenimiento ejecutando una planificación estratégica que satisface todas las necesidades.

4.4 ANÁLISIS DE PARETO PARA EL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN MILAGRO - DURÁN

Después de haber identificado las partes a ser estudiadas se procede a realizar el análisis de Pareto de la cual se requirió los informes de fallas existentes del periodo 2014 – 2016. El análisis de Pareto está diseñado para la identificación de que elementos son considerados críticos en base al número de sus fallas y así de esta manera encontrar la fuente donde se genera el modo de fallo con la mayor cantidad de problemas. Para esto se calcula un porcentaje de ocurrencia y un porcentaje de acumulado agrupando la información de forma ordenada de mayor a menor según su número de fallas del cual se puede ver en la tabla siguiente:

TABLA 29 FRECUENCIAS DE FALLAS Y PORCENTAJES DE OCURRENCIA Y ACUMULADO

ANÁLISIS DE PARETO - ELEMENTOS CRÍTICOS GLOBAL					
BLOQUES	ELEMENTO	DESCRIPCIÓN	F. FALLAS	%	% ACUMULADOS
1	CONDUCTORES	DISPARO DE PROTECCIONES POR AGENTES EXTERNOS O SE HA VISTO AFECTADO EN SU ESTADO FÍSICO	19	44,19	44,19
2	SERVIDUMBRE	PROBLEMAS CON LAS DISTANCIAS DE SEGURIDAD (NIVEL DEL SUELO O ELEMENTOS CERCANOS) O AFECTACIONES DIRECTAS POR AGENTES EXTERNOS	7	16,28	60,47
3	HILO DE GUARDA	SE HA VISTO AFECTADO EN SU ESTADO FÍSICO O FUE RENOVADO POR MANTENIMIENTO	7	16,28	76,74
4	AISLADORES	SE HA VISTO AFECTADO EN SU ESTADO FÍSICO O FUE RENOVADO POR MANTENIMIENTO	4	9,30	86,05
5	POSTE	SE HA VISTO AFECTADO EN SU ESTADO FÍSICO O FUE RENOVADO POR MANTENIMIENTO	4	9,30	95,35
6	HERRAJES	SE HA VISTO AFECTADO EN SU ESTADO FÍSICO O FUE RENOVADO POR MANTENIMIENTO	1	2,33	97,67
7	PUESTA A TIERRA	SE HA VISTO AFECTADO EN SU ESTADO FÍSICO O FUE RENOVADO POR MANTENIMIENTO	1	2,33	100
8	TEMPLETES	SE HA VISTO AFECTADO EN SU ESTADO FÍSICO O FUE RENOVADO POR MANTENIMIENTO	0	0	100
TOTAL			43	100	

Una vez agrupados los datos a continuación por medio de la gráfica se podrá determinar qué elementos críticos tienen mayores incidencias de fallas.

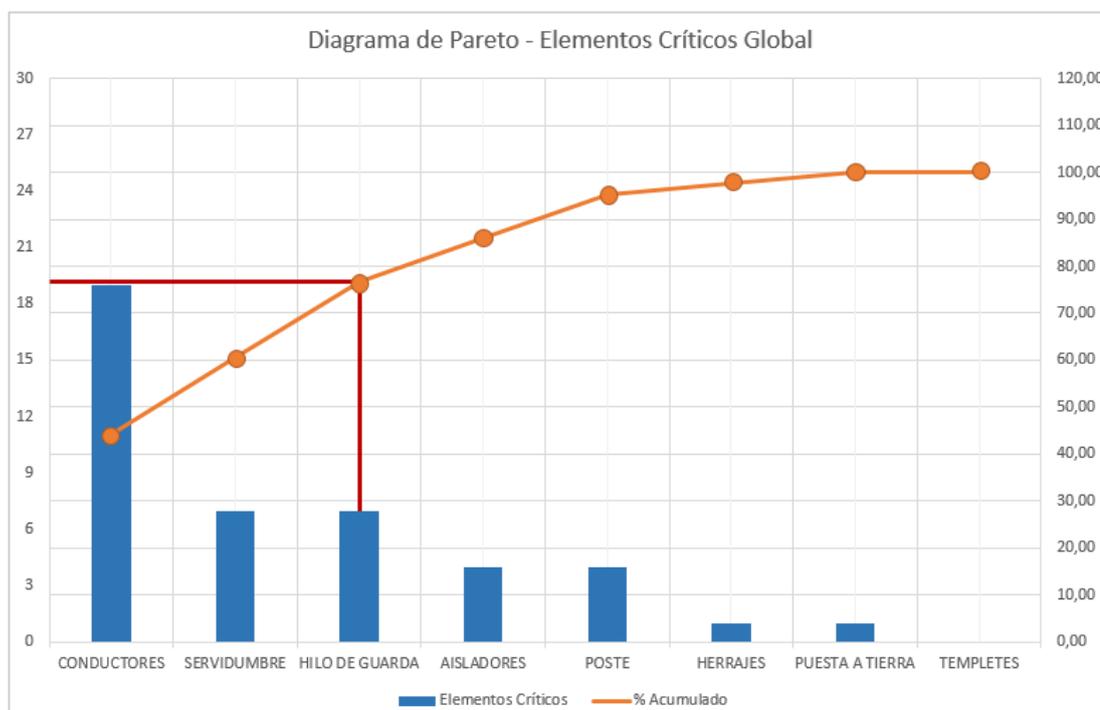


FIGURA 59 DIAGRAMA DE PARETO – ELEMENTOS CRÍTICOS

Resulta evidente en base a la figura 59 identificar los elementos críticos con mayor índice de fallas. Se puede observar que los tres primeros conductores (44.18%), servidumbre (16.28%) e hilo de guarda (16.28%), presentan un 76.74% de las fallas durante el periodo de análisis. Lo que significa que si se quiere obtener la reducción significativa de la incidencia de fallas, se deben fijar las prioridades y orientar los recursos disponibles a más del 40% en base a estos tres elementos.

Por otro lado los elementos que representan el 23.26% son de menor relevancia de fallas teniendo como elementos a los aisladores (9.30%), postes (9.30%), herrajes (2.32%), puestas a tierras (2.32%) y templetes (0%).

4.5 ANÁLISIS DE CRITICIDAD DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN MILAGRO – DURÁN

Una vez aplicado el análisis de Pareto para el sistema de subtransmisión el cual determinó que elementos que lo componen son críticos, se procede a realizar un análisis de criticidad del mismo sistema de subtransmisión pero utilizando una matriz de evaluación donde se establecen factores necesarios para la obtención de los resultados para determinar qué elementos son críticos en el sistema de subtransmisión. A continuación se describen los factores para el análisis de criticidad.

- **Frecuencia de falla (FF):** Se toma en cuenta la frecuencia de la aparición de la falla causada por cada elemento que conforman la línea de S/T. El periodo a estudiar es del 01/01/2014 hasta 30/09/2016, se toma todas las fallas de cada elemento tomando como referencia el período en años que es analizado y se establece la siguiente ecuación:

$$\left(\frac{\#fallas_{2014}}{12} + \frac{\#fallas_{2015}}{12} + \frac{\#fallas_{2016}}{9} \right) * \frac{12}{3} \quad (4)$$

ECUACIÓN 4 FRECUENCIA DE FALLAS (FF)

Se establece un rango de frecuencia y para ello se toma la diferencia entre el valor mayor y valor menor de los datos, luego lo dividimos en un rango estableciendo que el 100% tendrá una ponderación de 10 y respectivamente los demás valores, donde se tomará en cuenta el carácter primordial de cada aspecto e intervalo se le asigne un porcentaje a cada uno desde 1 (10%) a 10 (100%).

- **Impacto en la producción (IP):** Este factor considera la relevancia de la falla, como afectará a la línea así como a la interrupción del suministro de energía eléctrica. Para esto se tomó documentos de reportes de fallas y opiniones de experiencia de los técnicos y supervisores de la línea de S/T Milagro-Durán y se determinó los puntajes ya explicados donde 10 simboliza un 100%.

- **Tiempo programado para reparación (TPPR):** Este es el tiempo estimado que requiere el personal para reparar una falla. Para esto se establece un rango que asigna valor al intervalo en el cual se encuentre el tiempo de reparación.

Según los datos encontrados en los reportes de fallas y tiempos de interrupción, se encuentran fallas que oscilan entre 5 minutos y más de 6 horas, tomando en cuenta el rango de frecuencia y puntajes obtenidos a través del mismo procedimiento se aplican criterios de evaluación anteriores.

- **Impacto seguridad, higiene y ambiente (ISHA):** Este factor evalúa el impacto sobre la salud y seguridad del personal (entendiendo como personal, a toda persona que pertenezca o no a la unidad de negocio) en el momento que ocurre la falla, incluyendo el grado de afectación en las instalaciones.

De igual manera se tomaron las opiniones de los operarios y supervisores de la línea, donde los intervalos se establecieron de forma equilibrada según el promedio de los resultados, el puntaje se toma de igual forma criterios de evaluación anteriores.

- **Flexibilidad (F):** Se puede definir como la capacidad que posee el personal para resolver fallas al momento que estas ocurren. De igual manera se tomaron opiniones de los operarios y supervisores de la línea, donde los intervalos se establecieron de forma equilibrada según el promedio de los resultados, en cuanto a los puntajes se retoma lo ya antes establecido en criterios anteriores.
- **Consecuencia (C):** Resulta de la sumatoria de los valores asignados a los criterios de impacto en la producción (IP), impacto seguridad higiene y ambiente (ISHA), flexibilidad (F) y tiempo programado para reparación (TRRP).

$$C = \sum(IP + ISHA + F + TRRP) \quad (5)$$

ECUACIÓN 5 CONSECUENCIA

- **Criticidad (Cr):** Resulta del producto de la consecuencia (C) y la frecuencia de falla (FF). Este valor es utilizado para asignar la jerarquía de criticidad.

$$Cr = C * FF \quad (6)$$

ECUACIÓN 6 CRITICIDAD

A continuación se muestra las ponderaciones de los criterios para la matriz de evaluación de criticidad que se consideró según el grado de afectación al suministro de energía de la línea de S/T.

TABLA 30 MATRIZ EVALUATIVA DE CRITICIDAD

MATRIZ EVALUATIVA DE CRITICIDAD	
Frecuencia de fallas (FF) (fallas/años)	
Casos	Ponderación
Mayor a 7	10
Entre 4 a 7	7
Entre 2 a 4	4
Menores a 1	1
Impacto en la producción (IP)	
Casos	Ponderación
Interrupción sostenida del suministro	10
Interrupción momentánea del suministro	5
No genera interrupción del suministro	0
Tiempo promedio para reparar (TPPR)	
Casos	Ponderación
Mayor a 6 horas	10
Entre 4 y 6 horas	7
Entre 2 y 4 horas	4
Menores a 1	1
Impacto en la seguridad, higiene y ambiente (ISHA)	
Casos	Ponderación
Afecta la seguridad de las personas como la del medio ambiente	10
Provoca daños menores (accidentes e incidentes) a las personas	7
Afecta el medio ambiente produciendo daños reversibles	4
No genera ningún daño a personas ni al medio ambiente	0
Flexibilidad (F)	
Casos	Ponderación
No hay respuesta de mantenimiento y no existe suministro	10
Hay opción de respuesta de mantenimiento	6
Existe opción de suministro	1

Una vez establecido el diagrama de criticidad, es empleado para la evaluación con la finalidad de identificar los elementos en los que más fallas se producen y por ende al verse afectado este interrumpe ya sea de forma momentánea o sostenida el suministro de energía eléctrica.

El empleo de este análisis da una forma práctica de identificación de los elementos, dando prioridad de acuerdo a su jerarquía. De acuerdo a las ponderaciones establecidas en la matriz de criticidad los elementos quedarían clasificados con un nivel de criticidad nombrado “críticos” y “no críticos”; en base a este diseño los resultados de criticidad de los elementos del sistema de subtransmisión pueden ser visualizados a continuación:

TABLA 31 MATRIZ DE CRITICIDAD

MATRIZ DE CRITICIDAD								
ELEMENTOS	#	FF	IP	TPPR	ISHA	F	C	CR
CONDUCTORES	6,67	7	10	4	7	6	27	189
SERVIDUMBRE	2,33	4	10	10	7	6	33	132
HILO DE GUARDA	2,44	4	10	4	7	6	27	108
AISLADORES	1,56	1	5	4	7	6	22	22
POSTE	1,56	1	10	7	7	6	30	30
HERRAJES	0,33	1	5	4	7	6	22	22
PUESTA A TIERRA	0,33	1	0	1	0	6	7	7
TEMPLETES	0	1	5	1	7	6	19	19

En la figura 60 se muestran los resultados de los elementos en base al análisis de criticidad.

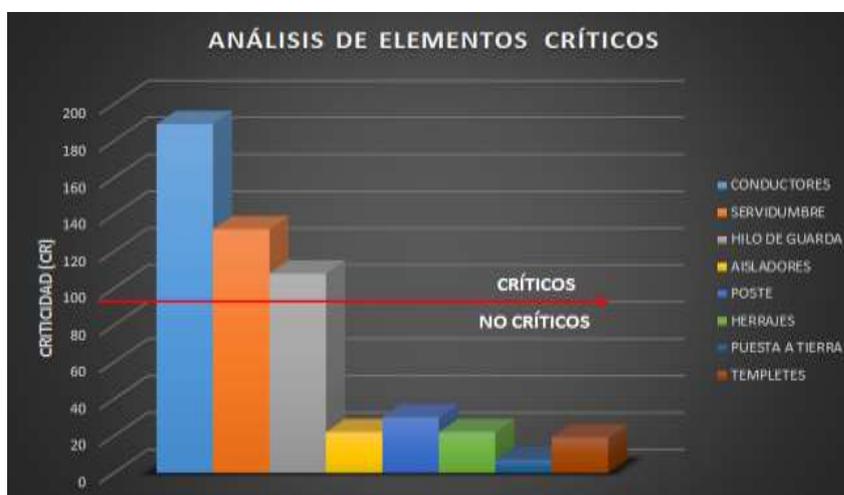


FIGURA 60 ANÁLISIS DE LOS ELEMENTOS CRÍTICOS

En la figura 60 se puede apreciar que los elementos con mayor criticidad y clasificados como elementos “críticos” son los conductores con criticidad de 189, la servidumbre con criticidad 132 y el hilo de guarda con criticidad 108, mientras que los elementos clasificados como “no críticos” serían los aisladores con criticidad 22, postes con criticidad 30, herrajes con criticidad 22, puestas a tierra con criticidad 7 y templetes con criticidad 19.

4.6 ANÁLISIS DEL HISTORIAL DE FALLAS DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN MILAGRO – DURÁN EN EL PERÍODO ENERO 2014 – SEPTIEMBRE 2016

Después de haber obtenido los elementos críticos con mayor índice de fallas por medio del análisis de Pareto y el análisis de criticidad de los elementos del sistema de subtransmisión, se procede a realizar el análisis de cada uno de estos elementos dentro del periodo de estudio 2014 – 2016. Para el año 2014 se registraron las siguientes frecuencias de fallas:

TABLA 32 ANÁLISIS DEL HISTORIAL DE FALLAS 2014

ANÁLISIS DEL HISTORIAL DE FALLAS - ELEMENTOS CRÍTICOS 2014				
BLOQUE	ELEMENTO	DESCRIPCIÓN	F. FALLAS	%
1	CONDUCTORES	DISPARO DE PROTECCIONES POR AGENTES EXTERNOS O SE HA VISTO AFECTADO EN SU ESTADO FÍSICO	10	45,45
2	SERVIDUMBRE	PROBLEMAS CON LAS DISTANCIAS DE SEGURIDAD (NIVEL DEL SUELO O ELEMENTOS CERCANOS) O AFECTACIONES DIRECTAS POR AGENTES EXTERNOS	6	27,27
3	POSTE	SE HA VISTO AFECTADO EN SU ESTADO FÍSICO O FUE RENOVADO POR MANTENIMIENTO	2	9,09
4	HILO DE GUARDA	SE HA VISTO AFECTADO EN SU ESTADO FÍSICO O FUE RENOVADO POR MANTENIMIENTO	2	9,09
5	HERRAJES	SE HA VISTO AFECTADO EN SU ESTADO FÍSICO O FUE RENOVADO POR MANTENIMIENTO	1	4,55
6	AISLADORES	SE HA VISTO AFECTADO EN SU ESTADO FÍSICO O FUE RENOVADO POR MANTENIMIENTO	1	4,55
7	PUESTA A TIERRA	SE HA VISTO AFECTADO EN SU ESTADO FÍSICO O FUE RENOVADO POR MANTENIMIENTO	0	0

8	TEMPLETES	SE HA VISTO AFECTADO EN SU ESTADO FÍSICO O FUE RENOVADO POR MANTENIMIENTO	0	0
TOTAL			22	100

En el gráfico se muestra el porcentaje de las fallas que ocurrieron en el período analizado:

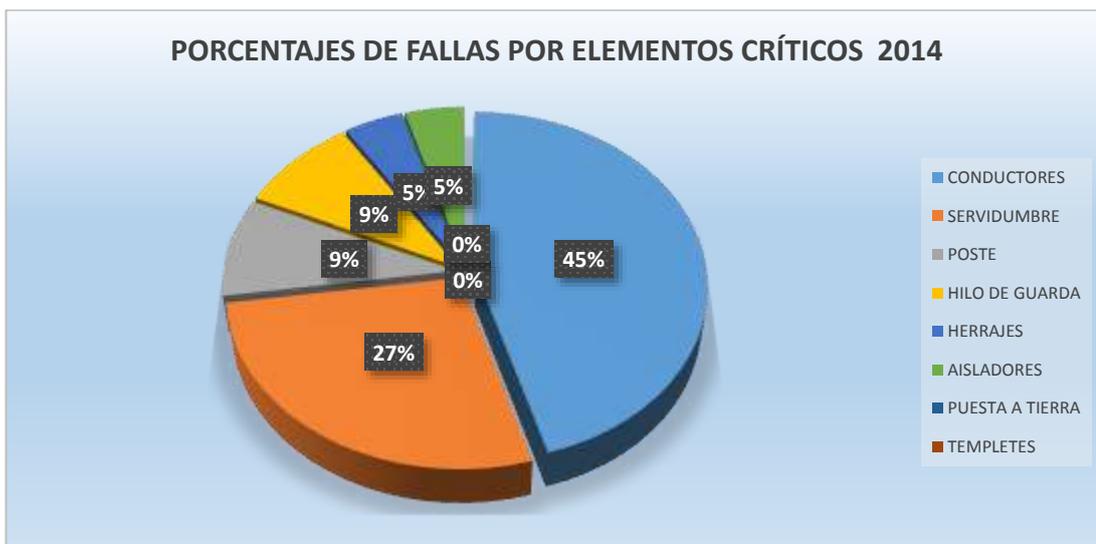


FIGURA 61 PORCENTAJES DE FALLAS POR ELEMENTOS CRÍTICOS 2014

Por medio de la figura 61 el número de fallos registrados de forma porcentual del sistema de subtransmisión es de 22, siendo los más destacados los conductores con 10 (45%) y la servidumbre con 6 (27%), los elementos con menor relevancia de fallas son los postes con 2 (9%), hilo de guarda 2 (9%), herrajes con 1(5%), aisladores 1 (5%) y las puestas a tierra junto a los templetes teniendo 0 (0%) fallas. Para el año 2015 se registraron las siguientes frecuencias de fallas:

TABLA 33 ANÁLISIS DEL HISTORIAL DE FALLAS 2015

ANÁLISIS DEL HISTORIAL DE FALLAS - ELEMENTOS CRÍTICOS 2015				
BLOQUE	ELEMENTO	DESCRIPCIÓN	F. FALLAS	%
1	CONDUCTORES	DISPARO DE PROTECCIONES POR AGENTES EXTERNOS O SE HA VISTO AFECTADO EN SU ESTADO FÍSICO	6	46,15
2	HILO DE GUARDA	SE HA VISTO AFECTADO EN SU ESTADO FÍSICO O FUE RENOVADO POR MANTENIMIENTO	4	30,77
3	SERVIDUMBRE	PROBLEMAS CON LAS DISTANCIAS DE SEGURIDAD (NIVEL DEL SUELO O ELEMENTOS CERCANOS) O AFECTACIONES DIRECTAS POR AGENTES EXTERNOS	1	7,69

4	AISLADORES	SE HA VISTO AFECTADO EN SU ESTADO FÍSICO O FUE RENOVADO POR MANTENIMIENTO	1	7,69
5	PUESTA A TIERRA	SE HA VISTO AFECTADO EN SU ESTADO FÍSICO O FUE RENOVADO POR MANTENIMIENTO	1	7,69
6	HERRAJES	SE HA VISTO AFECTADO EN SU ESTADO FÍSICO O FUE RENOVADO POR MANTENIMIENTO	0	0
7	POSTE	SE HA VISTO AFECTADO EN SU ESTADO FÍSICO O FUE RENOVADO POR MANTENIMIENTO	0	0
8	TEMPLETES	SE HA VISTO AFECTADO EN SU ESTADO FÍSICO O FUE RENOVADO POR MANTENIMIENTO	0	0
TOTAL			13	100

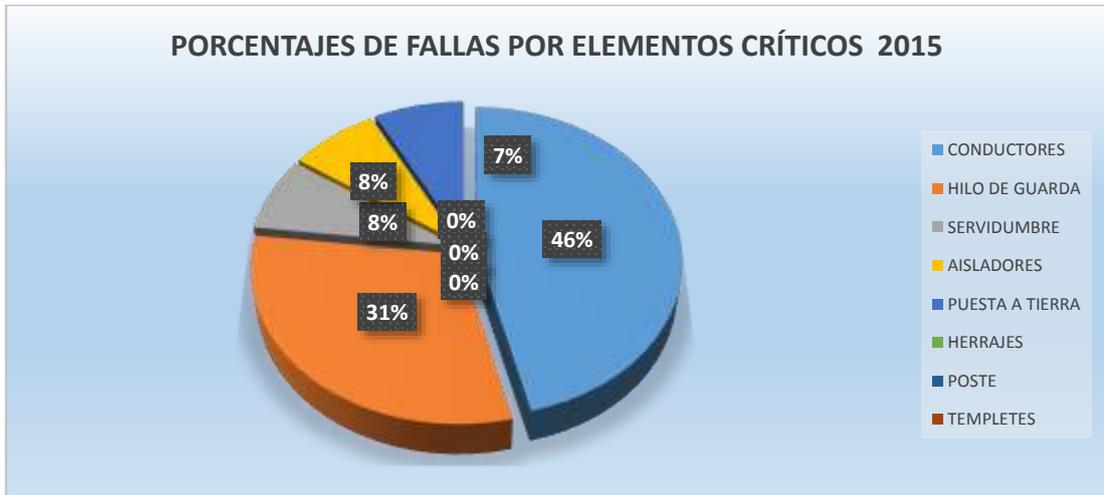


FIGURA 62 PORCENTAJES DE FALLAS POR ELEMENTOS CRÍTICOS 2015

Por medio de la figura 62 el número de fallos registrados de forma porcentual del sistema de subtransmisión es de 13, siendo los más destacados los conductores con 6 (46%) y el hilo de guarda con 4 (31%), los elementos con menor relevancia de fallas son: la servidumbre con 1 (8%), aisladores 1 (8%), puestas a tierra con 1 (7%) y los herrajes junto a los postes y templetes teniendo 0 (0%) fallas.

Para el año 2016 se registraron las siguientes frecuencias de fallas:

TABLA 34 ANÁLISIS DEL HISTORIAL DE FALLAS 2016

ANÁLISIS DEL HISTORIAL DE FALLAS - ELEMENTOS CRÍTICOS 2016				
BLOQUE	ELEMENTO	DESCRIPCIÓN	F. FALLAS	%
1	CONDUCTORES	DISPARO DE PROTECCIONES POR AGENTES EXTERNOS O SE HA VISTO AFECTADO EN SU ESTADO FÍSICO	3	37,50
2	AISLADORES	SE HA VISTO AFECTADO EN SU ESTADO FÍSICO O FUE RENOVADO POR MANTENIMIENTO	2	25
3	POSTE	SE HA VISTO AFECTADO EN SU ESTADO FÍSICO O FUE RENOVADO POR MANTENIMIENTO	2	25
4	HILO DE GUARDA	SE HA VISTO AFECTADO EN SU ESTADO FÍSICO O FUE RENOVADO POR MANTENIMIENTO	1	12,50
5	HERRAJES	SE HA VISTO AFECTADO EN SU ESTADO FÍSICO O FUE RENOVADO POR MANTENIMIENTO	0	0
6	SERVIDUMBRE	PROBLEMAS CON LAS DISTANCIAS DE SEGURIDAD (NIVEL DEL SUELO O ELEMENTOS CERCANOS) O AFECTACIONES DIRECTAS POR AGENTES EXTERNOS	0	0
7	PUESTA A TIERRA	SE HA VISTO AFECTADO EN SU ESTADO FÍSICO O FUE RENOVADO POR MANTENIMIENTO	0	0
8	TEMPLETES	SE HA VISTO AFECTADO EN SU ESTADO FÍSICO O FUE RENOVADO POR MANTENIMIENTO	0	0
TOTAL			8	100

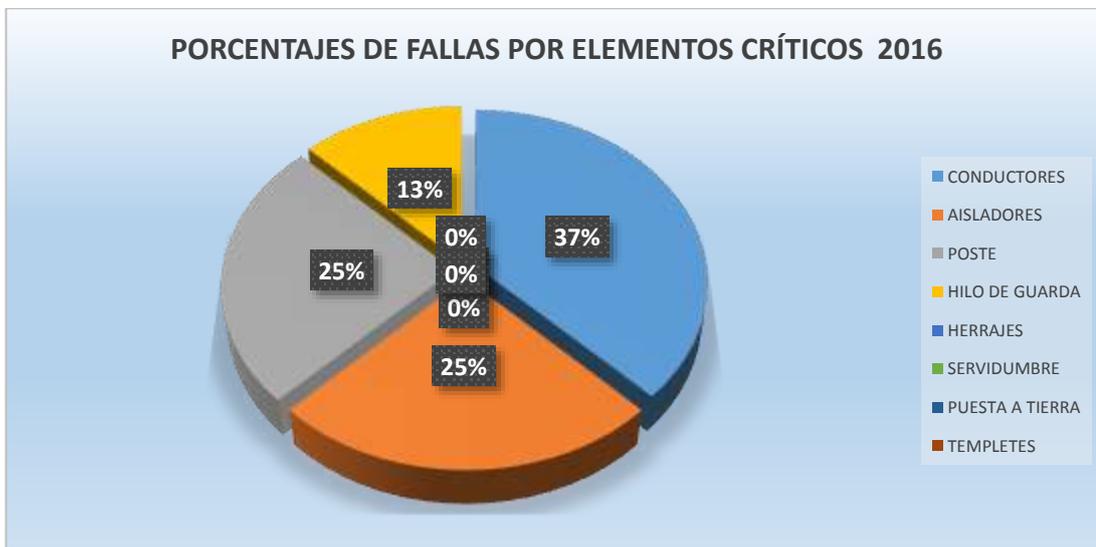


FIGURA 63 PORCENTAJES DE FALLAS POR ELEMENTOS CRÍTICOS 2016

Por medio de la figura 63 el número de fallos registrados de forma porcentual del sistema de subtransmisión es de 8, siendo los más destacados los conductores con 3 (37%) y los aisladores con 2 (25%), los elementos con menor relevancia de fallas son los postes con 2 (25%), hilo de guarda 1 (13%), y los herrajes junto a la servidumbre, puestas a y los templetes teniendo 0 (0%) fallas.

4.7 DIAGRAMA CAUSA – EFECTO DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN MILAGRO - DURÁN

Una vez realizado el historial de fallas del sistema de subtransmisión, se podrá desarrollar el análisis para la obtención de las causas o los factores que intervienen a la hora que una falla ocurre en el sistema. Como se había explicado en el capítulo III existen dos métodos conocidos como diagrama de decisiones y diagrama causa-efecto. Para esta parte del estudio se optó por el diagrama de causa – efecto ya que aquí se organiza y se visualiza de una forma más descriptiva el origen de los problemas que causan fallas de interrupción o como fueron denominados “Modos de falla”. En la línea de S/T como pudimos observar en el análisis del historial de fallas, existen diversos factores que pueden producir la interrupción del servicio del suministro de energía eléctrica como: mano de obra empleada para el mantenimiento, elementos que conforman el sistema de subtransmisión, el mantenimiento que recibe la línea S/T, los materiales utilizados para su mantenimiento donde están incluidos los repuestos de los elementos en general, el método de trabajo empleado y el factor de medio ambiente. Las opiniones de los supervisores y técnicos de mantenimiento eléctrico que laboran en la Línea de S/T Durán-Milagro ayudan a realizar este diagrama.

A continuación se muestra el diagrama causa-efecto del análisis que se hizo a la línea de S/T con la descripción respectiva de los factores que componen estos diagramas.

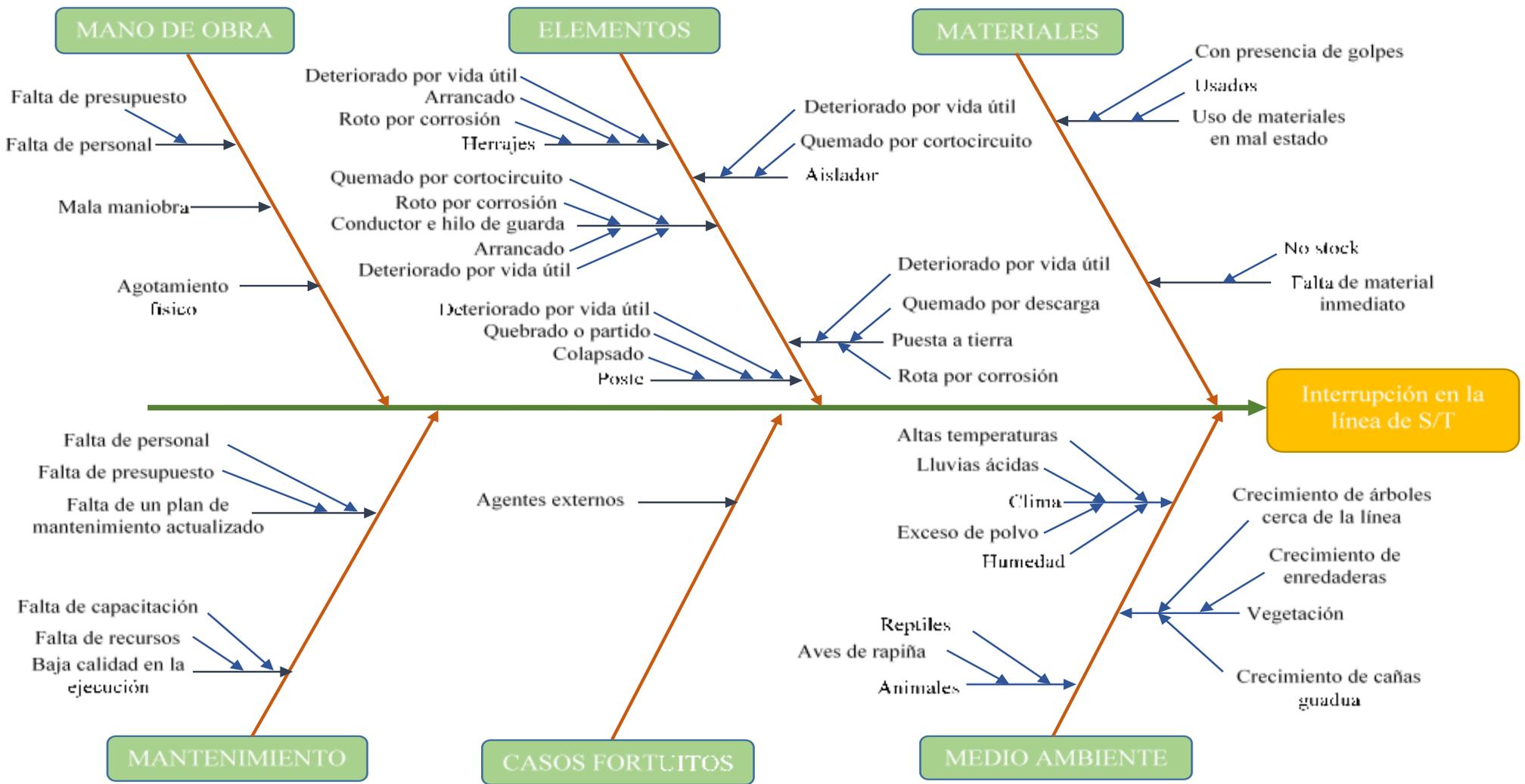


FIGURA 64 DIAGRAMA CAUSA - EFECTO S/T MILAGRO - DURÁN

En base al diagrama de causa – efecto se puede observar puntualmente los factores que pueden determinar diversas causas de fallas, el uso de este método como se especificó anteriormente es beneficioso en el tema descriptivo y brinda la facilidad de la identificación y clasificación de los modos de fallas que generan y pueden generar la interrupción del suministro de energía eléctrica. A continuación se describen brevemente dichos factores:

- **MANO DE OBRA:** Para el mantenimiento de forma pro activa – preventiva, la falta de personal es relevante, esto puede ser por causa de la falta de presupuesto que no esté designada para la contratación de personal suficiente para la ejecución del mantenimiento de forma preventiva. Otras de las forma de afectación que influye en la mano de obra, es la sobre carga de trabajo que se le da al personal y por ende el agotamiento físico que actúa como un factor de falla en la persona, de manera que al momento de ejecutar un trabajo su rendimiento no es del 100% estimado, lo que provoca también que el mantenimiento realizado no sea completamente correcto.
- **ELEMENTOS:** Este factor es de gran importancia ya que en el intervienen los diversos tipos de fallas que actúan en el sistema de subtransmisión. Los elementos son las partes tangibles del sistema que se ven afectados cada que una falla ocurre, afectando su integridad de forma leve o crítica. A su vez los elementos tienen un periodo de funcionamiento, el cual se lo mantiene periódicamente con mantenimiento, no obstante conforme su operación la vida útil del mismo se acorta, siendo la antigüedad un factor limitante que actúa de forma continua en los elementos. Para este caso de estudio anteriormente fueron designados como elementos de la línea a los conductores, aisladores, templetes, herrajes, puesta a tierra, hilo de guarda y servidumbre.
- **MATERIALES:** Para la identificación de los materiales como un factor de afectación en el sistema, son identificados como los elementos a suplir o a sustituir de los existentes instalados ya en el sistema. La ejecución del mantenimiento por sustitución fue vista en el capítulo tres, llegando a ser denominada como sustitución cíclica (SC), la cual indica la acción de quitar un

elemento por otro, teniendo en cuenta que el cambio de un elemento por otro que tiene ya un periodo de funcionamiento (usado), puede causar fallas de forma frecuente. Otras de las formas de afectación se dan cuando no se cuenta con el stock adecuado en la bodega, lo cual crea interrupciones de forma sostenida en el sistema, malestar a los consumidores y una desorganización entre departamentos.

- **MANTENIMIENTO:** La ausencia de un plan de mantenimiento llega a ser el factor de fallas predominante en el sistema, ya que en el mismo se ven reflejadas las acciones a ejecutarse de forma programada, designando la cantidad de personal necesario para ejercer los trabajos de mantenimiento, los materiales a ser cambiados, las diversas formas de mantenibilidad del sistema que contrarrestan las afectaciones que se pueden generar en el funcionamiento, lo cual prolonga el tiempo de vida útil del sistema de subtransmisión y la no interrupción del suministro de energía eléctrica.
- **CASOS FORTUITOS:** Se puede decir que son los casos indeterminados o sin medición que se dan en el sistema de subtransmisión, muchas veces generados por factores externos, ajenos a las posibles prácticas del personal pertenecientes a la unidad de negocio. Entre los diversos factores se encuentra los cambios climáticos (humedad, variación de temperatura, descargas atmosféricas), sismos o terremotos (16-04-2016), malas maniobras o acciones de terceros (subestaciones particulares o privadas), antigüedad del sistema, etc.
- **MEDIO AMBIENTE:** Este factor es uno de los más relevantes, puesto que las condiciones del lugar tienen mayor influencia e impacto en el origen de las fallas. Como parte de este factor se ven involucradas diversas formas de flora y fauna que se extienden a lo largo del tendido eléctrico. Entre la flora y fauna adjunta se encuentran varios tipos de aves de rapiña y carroñeras que están presentes por los desperdicios encontrados en basureros provocados por moradores de diferentes partes, entre los tipos de vegetación existentes se encuentran los tipos de plantación silvestres de forma extensa, sembríos de cacao, verde, mango y caña guadua. Cambios climáticos entre altas y bajas temperaturas que degradan la composición de los elementos que pertenecen al

sistema y agentes externos como el polvo y la corrosión que actúan de la misma forma.

Tomando como resultados en base al análisis del diagrama de causa – efecto de las posibles causas que generan incongruencias en el sistema de subtransmisión, se ha podido clasificar todos los factores antes explicados en 4 modos de fallas que intervienen directamente en la interrupción de suministro de energía eléctrica. A continuación se describe cada uno de ellos:

- **INDETERMINADOS:** Este modo de falla representa diversos factores tomando como origen la acción o causa fortuita, donde, luego de haber ocurrido la falla el personal de mantenimiento previa inspección no logra encontrar una justificación exacta o bastante clara para determinar qué modo de falla realmente ocasionó el incidente.
- **VEGETACIÓN:** Este modo de falla representa netamente al factor medio ambiental, cuya flora forma parte del entorno donde se encuentran las estructuras que componen el sistema de subtransmisión, el cual afecta parcial o permanentemente dependiendo de la gravedad con la que se vea identificado. Este modo de falla es definido así por lo que representa que es el tipo de vegetación ya sea de tipo silvestre (conjunto de diferentes tipos de plantas que se encuentran en un entorno con todos los beneficios disponibles para su crecimiento sin importar la diferencia de clase) o de sembríos (cultivos que luego son cosechados para consumo propio o de comercialización).
- **FALLA ANIMAL:** Este modo de falla representa la fauna que forma parte también del entorno por donde recorre el sistema de subtransmisión. A diferencia del modo de falla por vegetación, la aparición de los diferentes tipos de animales puede o no puede ser prevista. Aves carroñeras y silvestres se ven sobrevolando con poca pero importante presencia. El tipo de falla previsto por este modo de falla se debe a los cortocircuitos que se dan entre conductores por

contacto de estas aves. No obstante no son la única especie prevista en este estudio, también intervienen con menor fuerza los reptiles

- **FALLA HUMANA:** Este modo de falla representa todo tipo de falla a mano del ser humano, ya sea consciente o inconscientemente.

4.8 ANÁLISIS DE LOS MODOS DE FALLA Y SUS AFECTACIONES

Una vez determinados los modos de fallas, el estudio entre el periodo de enero del 2014 a septiembre del 2016 suministraron los siguiente resultados.

Para el año 2014 existieron solo 3 de 4 tipos de modos de fallas:

1. El modo de falla denominado Falla humana tuvo un número de 9 fallas en todo el año ocupando un 40.91% del 100% de fallas, siendo estos provocados por personas externas a la unidad de negocio.
Lo que ocurría concretamente era que varias empresas privadas que se establecían en ese tiempo a lo largo de la vía durán – tambo, contrataban personal terciario para los trabajos de rellenos en dicho sector, estos al ejecutar los trabajos con las distintas maquinarias no mantenían la precaución necesaria (pese a tener conocimientos) de la flecha o distancia que existía de los conductores con respecto al suelo y estos al hacer contacto con los mismos, disparaban las protecciones del sistema y así el servicio quedaba interrumpido, adicional a esto el sistema de los auto-motores y sus neumáticos quedaban afectados. Otras de las fallas que se daban eran a causa de las malas maniobras por parte de las subestaciones de las empresas privadas, así también la instalación de estructuras para el recorrido de fibra óptico por 2 ocasiones afectaron al sistema.
2. El modo de falla denominado Indeterminados tuvo un número de 8 fallas en todo el año ocupando un 36,36% del 100% de fallas, siendo estos provocados

en su gran mayoría, por el desgaste o degrado del hilo de guarda cuyo periodo de operación aproximado es de 38 años, éste representa un 60% del total de fallas previstas como indeterminadas, el 40% restante se ve identificado como aquellas fallas en las que no se encontró causa alguna de responsabilidad.

3. El modo de falla denominado Vegetación tuvo un número de 5 fallas en todo el año ocupando un 22.73% del 100% de fallas, resultado del roce de la vegetación silvestre con los conductores del sistema de subtransmisión. Otras de las causas fue ocasionada por los sembríos de caña guadua en el sector Tendales del cantón Milagro, cuya altura suele llegar hasta los 30 metros de altura que supera la del sistema de subtransmisión.

TABLA 35 ANÁLISIS DE MODOS DE FALLA 2014

ANÁLISIS DE MODOS DE FALLA 2014				
BLOQUE S	MODO DE FALLA	DESCRIPCIÓN	F. FALLAS	%
1	FALLA HUMANA	ACCIDENTES DE CAUSADOS POR MANO DEL HOMBRE (CASOS PREDECIBLES)	9	40,91
2	INDETERMINADO	ACCIDENTES SIN EXPLICACIÓN (FACTORES CLIMÁTICOS, ANTIGÜEDAD, SOBREFUNCIONAMIENTO)	8	36,36
3	VEGETACIÓN	ACCIDENTES CAUSADOS POR LA EXTENSA VEGETACIÓN DEL ÁREA.	5	22,73
4	FALLA ANIMAL	ACCIDENTES CAUSADO POR LA FAUNA	0	0
TOTAL			22	100



FIGURA 65 PORCENTAJES POR MODO DE FALLA 2014

Para el año 2015 se presentan los 4 modos de fallas siendo estos los siguientes:

1. Falla humana tuvo un número de 3 fallas en todo el año ocupando un 23.08% del 100% de fallas, las cuales se dieron dentro del proceso de mantenimiento que se encontraba realizando tanto personal de Cnel, como externo contratado para realizar desbroce a lo largo del sistema de subtransmisión.
2. Los modos de falla Indeterminados tuvieron un número de 5 fallas en todo el año ocupando un 38.46% del 100% de fallas, causado por el desgaste o degrado del hilo de guarda que luego cae y hace contacto con los conductores del sistema de subtransmisión. Otra de las causas y única en un reporte de falla fue un aislador tipo cadena fogoneado por una descarga atmosférica.
3. El modo de falla denominado Vegetación tuvo un número de 5 fallas en todo el año ocupando un 22.73% del 100% de fallas, nuevamente por el tema del roce de la vegetación de forma espesa y extensa sobre el sistema de subtransmisión.
4. El modo de falla denominado Falla animal hace su aparición en este año, tuvo un número de 2 fallas en todo el año ocupando un 15.38% del 100% de fallas, debido al contacto que hacen las aves carroñeras o de rapiña con las redes, esto debido a los botaderos de basura que se improvisan en las casas aledañas al sistema de subtransmisión.

TABLA 36 ANÁLISIS DE MODOS DE FALLA 2015

ANÁLISIS DE MODOS DE FALLA 2015				
BLOQUE S	MODO DE FALLA	DESCRIPCIÓN	F. FALLA S	%
1	INDETERMINADO	ACCIDENTES SIN EXPLICACIÓN (FACTORES CLIMÁTICOS, ANTIGÜEDAD, SOBREFUNCIONAMIENTO)	5	38,46
2	VEGETACIÓN	ACCIDENTES CAUSADOS POR LA EXTENSA VEGETACIÓN DEL ÁREA.	3	23,08
3	FALLA HUMANA	ACCIDENTES DE CAUSADOS POR MANO DEL HOMBRE (CASOS PREDECIBLES)	3	23,08
4	FALLA ANIMAL	ACCIDENTES CAUSADOS POR LA FAUNA	2	15,38
TOTAL			13	100

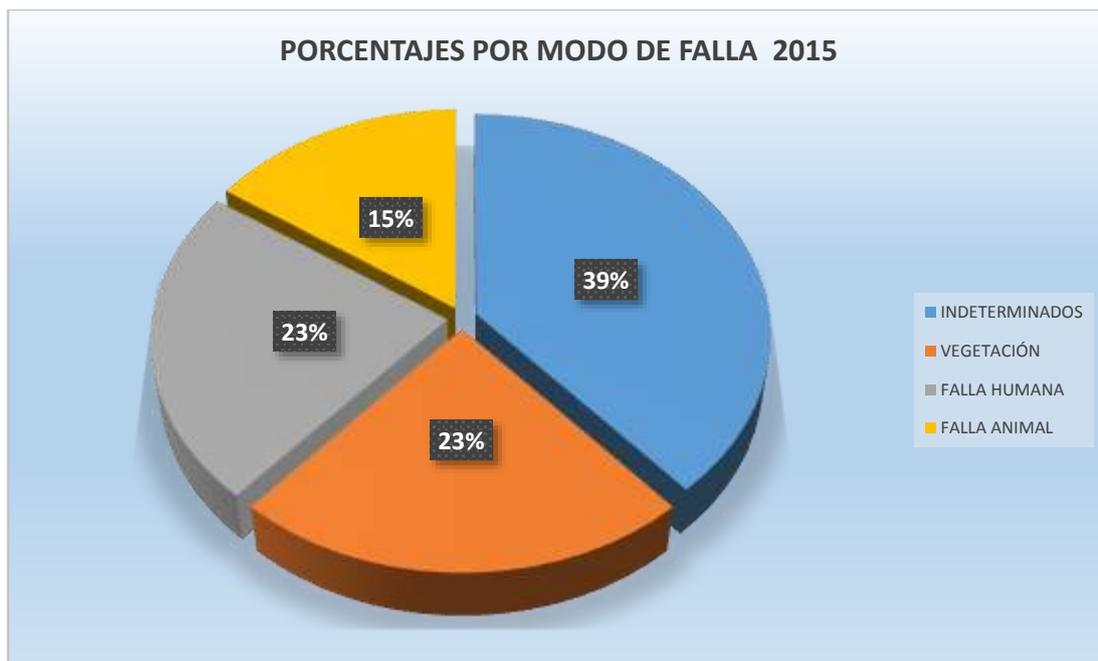


FIGURA 66 PORCENTAJES POR MODO DE FALLA 2015

Para el año 2016 ocurrieron 3 de 4 modos de fallas siendo estos los siguientes:

1. Falla humana presentó un número de 2 fallas en todo el año ocupando un 25% del 100% de fallas, siendo la primera por el roce de un vehículo con una estructura cercana del sistema por parte de una persona ajena a la unidad de negocios de Cnel y la segunda por trabajos de relleno.
2. Los modos de falla Indeterminados tuvieron un número de 3 fallas en todo el año ocupando un 37.50% del 100% de fallas, las causas de dichas fallas fueron por: el terremoto que se sufrió a nivel nacional el 16 de abril del 2016 (Ecuador) y por afectaciones climáticas que afectaron a la parte física de los elementos del sistema de subtransmisión.
3. Falla animal, tuvo un número de 3 fallas en todo el año ocupando un 37.50% del 100% de fallas, nuevamente debido al contacto que hacen las aves carroñeras o de rapiña con el sistema de subtransmisión, adicional a esto se suma el fallo en el sistema por el contacto con un reptil (iguana).

TABLA 37 ANÁLISIS DE MODOS DE FALLA 216

ANÁLISIS DE MODOS DE FALLA 2016				
BLOQUE S	MODO DE FALLA	DESCRIPCIÓN	F. FALLAS	%
1	FALLA ANIMAL	ACCIDENTES CAUSADO POR LA FAUNA	3	37,50
2	INDETERMINAD O	ACCIDENTES SIN EXPLICACIÓN (FACTORES CLIMÁTICOS, ANTIGÜEDAD, SOBREFUNCIONAMIENTO)	3	37,50
3	FALLA HUMANA	ACCIDENTES DE CAUSADOS POR MANO DEL HOMBRE (CASOS PREDECIBLES)	2	25
4	VEGETACIÓN	ACCIDENTES CAUSADOS POR LA EXTENSA VEGETACIÓN DEL ÁREA.	0	0
TOTAL			8	100

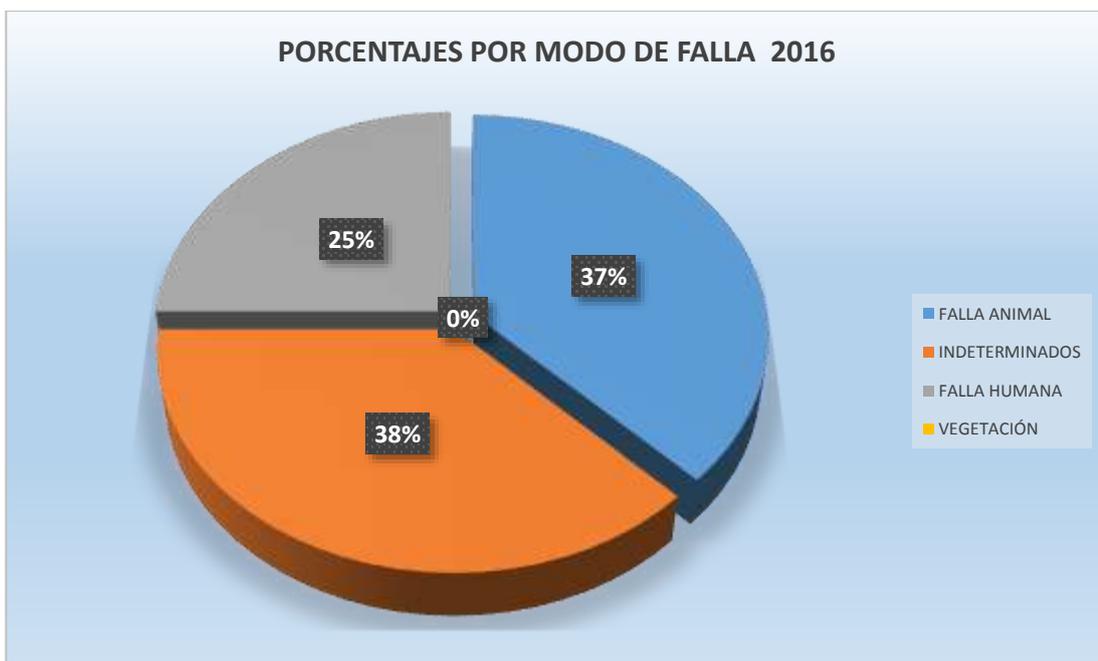


FIGURA 67 PORCENTAJE POR MODO DE FALLA 2016

Como medida de análisis global del periodo entre enero del 2014 y septiembre del 2016 se asociaron las diferentes causas producidas por modos de fallas que fueron clasificados ya para su identificación obteniendo así estos resultados:

TABLA 38 ANÁLISIS DE MODOS DE FALLA GLOBAL

ANÁLISIS DE MODOS DE FALLA GLOBAL				
BLOQUE S	MODOS DE FALLA	DESCRIPCIÓN	F. FALLAS	%
1	INDETERMINADOS	ACCIDENTES SIN EXPLICACIÓN (FACTORES CLIMÁTICOS, ANTIGÜEDAD, SOBREFUNCIONAMIENTO)	16	37,21
2	FALLA HUMANA	ACCIDENTES DE CAUSADOS POR MANO DEL HOMBRE (CASOS PREDECIBLES)	14	32,56
3	VEGETACIÓN	ACCIDENTES CAUSADOS POR LA EXTENSA VEGETACIÓN DEL ÁREA.	8	18,60
4	FALLA ANIMAL	ACCIDENTES CAUSADO POR LA FAUNA	5	11,63
TOTAL			43	100

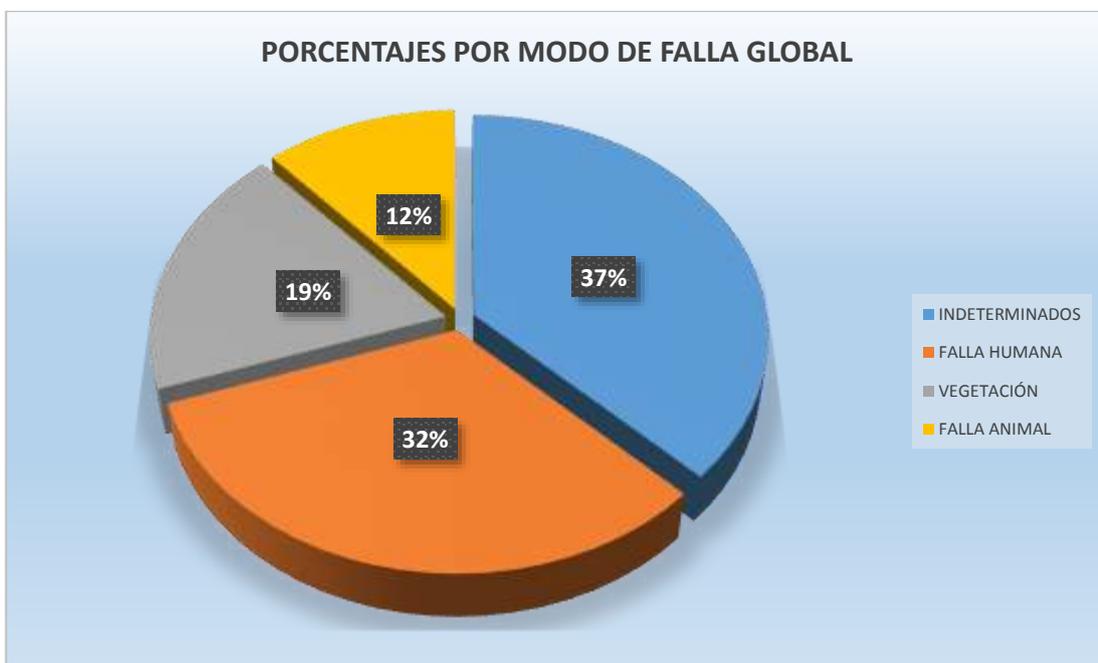


FIGURA 68 PORCENTAJES POR MODO DE FALLA GLOBAL

En base al estudio conjunto entre el historial de fallas y los modos de fallas definidos en el diagrama causa efecto se efectúa un análisis comparativo entre las estaciones del año, siendo estas identificadas como invierno y verano, obteniendo las siguientes conclusiones:

- Para el año 2014 los comparativos indican un incremento de fallas por vegetación y de fallas humanas en la estación verano con respecto al invierno,

mientras que las fallas clasificadas como indeterminadas tienen mayor número con respecto al verano. Esto debido a que en dicho año los trabajos de control de desbroce no eran ejecutados a cabalidad, creando deficiencias en el sistema de subtransmisión, mientras que las fallas producidas a mano del hombre se dieron por trabajos de rellenos en las que las maquinarias creaban conflicto en el sistema debido a la poca altura que existía en la flecha (distancias de los conductores con respecto al suelo).

TABLA 39COMPARATIVA POR ESTACIONES DEL AÑO 2014

ANÁLISIS DE FALLAS COMPARATIVAS POR ESTACIONES DEL AÑO 2014					
BLOQUE	MODO DE FALLA	DESCRIPCIÓN	F. FALLAS	INVIERNO	VERANO
1	INDETERMINADO	ACCIDENTES SIN EXPLICACIÓN (FACTORES CLIMÁTICOS, ANTIGÜEDAD, SOBREFUNCIONAMIENTO)	7	5	2
2	FALLA HUMANO	ACCIDENTES DE CAUSADOS POR MANO DEL HOMBRE (CASOS PREDECIBLES)	10	4	6
3	VEGETACIÓN	ACCIDENTES CAUSADOS POR LA EXTENSA VEGETACIÓN DEL ÁREA.	5	1	4
4	FALLA ANIMAL	ACCIDENTES CAUSADO POR FAUNA	0	0	0
TOTAL			22	10	12

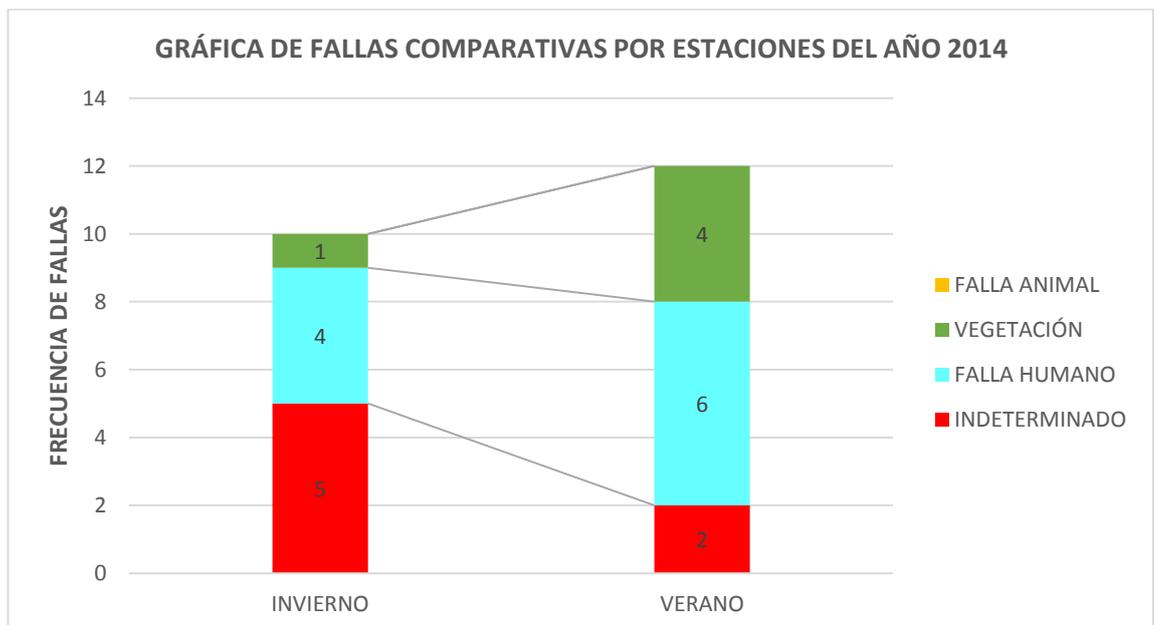


FIGURA 69 FALLAS COMPARATIVAS POR ESTACIONES DEL AÑO 2014

- Para el año 2015 los comparativos indican un decremento de fallas en la estación verano por vegetación, fallas humanas, fallas animales e

indeterminadas con respecto al invierno. Esto debido a los trabajos por mantenimiento correctivos presentados por la unidad de negocio en el año anterior, habiendo tomado acciones correctivas los modos de fallas fueron desapareciendo (como es el caso de las fallas por vegetación y falla animal). Esto funcionó de forma beneficiosa para el sistema, ya que disminuyó las interrupciones por dichos modos de falla, tomando acciones correctivas como desbroces y reportes de quejas hacia los municipios encargados de las limpiezas en las vías, eliminando así las áreas de contaminación (basureros improvisados).

TABLA 40 COMPARATIVA POR ESTACIONES DEL AÑO 2015

ANÁLISIS DE FALLAS COMPARATIVAS POR ESTACIONES DEL AÑO 2015					
BLOQUE	MODO DE FALLA	DESCRIPCIÓN	F. FALLAS	INVIERNO	VERANO
1	INDETERMINADO	ACCIDENTES SIN EXPLICACIÓN (FACTORES CLIMÁTICOS, ANTIGÜEDAD, SOBREFUNCIONAMIENTO)	5	3	2
2	FALLA HUMANO	ACCIDENTES DE CAUSADOS POR MANO DEL HOMBRE (CASOS PREDECIBLES)	3	2	1
3	VEGETACIÓN	ACCIDENTES CAUSADOS POR LA EXTENSA VEGETACIÓN DEL ÁREA.	3	3	0
4	FALLA ANIMAL	ACCIDENTES CAUSADO POR FAUNA	2	2	0
TOTAL			13	10	3

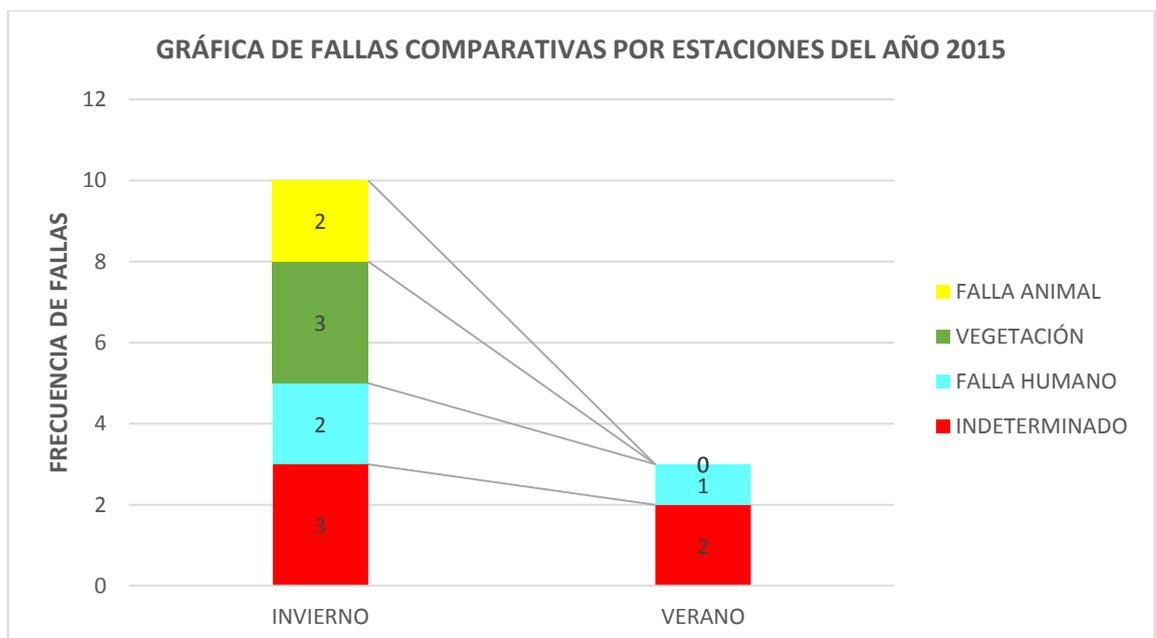


FIGURA 70 FALLAS COMPARATIVAS POR ESTACIONES DEL AÑO 2015

- Para el año 2016 los comparativos indican la continua desaparición de modos de falla por vegetación, esto debido a los controles por mantenimientos de desbroce en zonas de vegetación silvestre.

Luego de haber tomado acciones respectivas con las empresas privadas que tenían maquinarias para los trabajos de relleno en terrenos particulares, el número de fallas por casusa humana disminuyeron a 0.

La diferencia con el año anterior se da en la aparición de modos de falla por causa animal en la época de invierno esto por caso de cambios estacionales y la presencia de fallas por causa humana debido a los trabajos de instalación de fibra en postería ajena al sistema.

TABLA 41 COMPARATIVA POR ESTACIONES DEL AÑO 2016

ANÁLISIS DE FALLAS COMPARATIVAS POR ESTACIONES DEL AÑO 2016					
BLOQUE	MODO DE FALLA	DESCRIPCIÓN	F. FALLAS	INVIERNO	VERANO
1	INDETERMINADO	ACCIDENTES SIN EXPLICACIÓN (FACTORES CLIMÁTICOS, ANTIGÜEDAD, SOBREFUNCIONAMIENTO)	3	2	1
2	FALLA HUMANO	ACCIDENTES DE CAUSADOS POR MANO DEL HOMBRE (CASOS PREDECIBLES)	2	0	2
3	VEGETACIÓN	ACCIDENTES CAUSADOS POR LA EXTENSA VEGETACIÓN DEL ÁREA.	0	0	0
4	FALLA ANIMAL	ACCIDENTES CAUSADO POR FAUNA	3	3	0
TOTAL			8	5	3

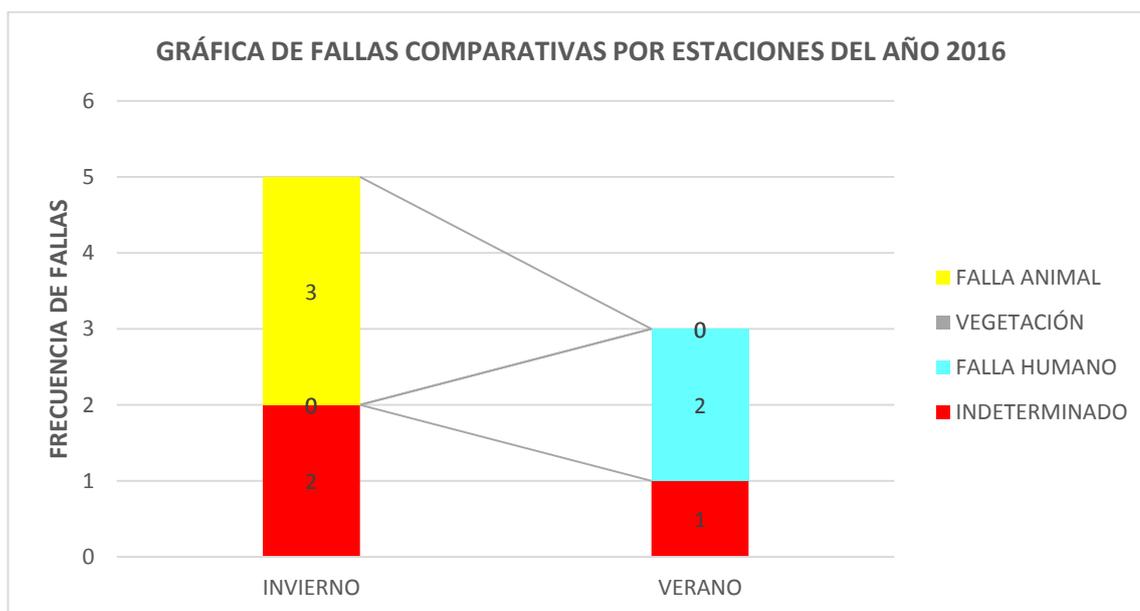


FIGURA 71 FALLAS COMPARATIVAS POR ESTACIONES DEL AÑO 2016

- Habiendo analizado el período 2014 – 2016 como un resultado global se determina en la figura 71 que la presencia de mayor modos de falla se dan en el invierno con un 58.14% y el verano con un 41.86% del 100% de modos de fallas presentados en el período analizado del sistema.
- No obstante en la tabla del historial de fallas presentada en el Anexo C, en base a los tiempos estimados por interrupción de cada modo de falla la estación de verano tiene un mayor tiempo por interrupción de 60.68 horas vs. las 42.28 horas de la estación verano.

TABLA 42 COMPARATIVA POR ESTACIONES DEL AÑO GLOBAL

ANÁLISIS DE FALLAS COMPARATIVAS POR ESTACIONES DEL AÑO GLOBAL					
BLOQUE	MODO DE FALLA	DESCRIPCIÓN	F. FALLAS	INVIERNO	VERANO
1	INDETERMINADO	ACCIDENTES SIN EXPLICACIÓN (FACTORES CLIMÁTICOS, ANTIGÜEDAD, SOBREFUNCIONAMIENTO)	15	10	5
2	FALLA HUMANO	ACCIDENTES DE CAUSADOS POR MANO DEL HOMBRE (CASOS PREDECIBLES)	15	6	9
3	VEGETACIÓN	ACCIDENTES CAUSADOS POR LA EXTENSA VEGETACIÓN DEL ÁREA.	8	4	4
4	FALLA ANIMAL	ACCIDENTES CAUSADO POR FAUNA	5	5	0
TOTAL			43	25	18

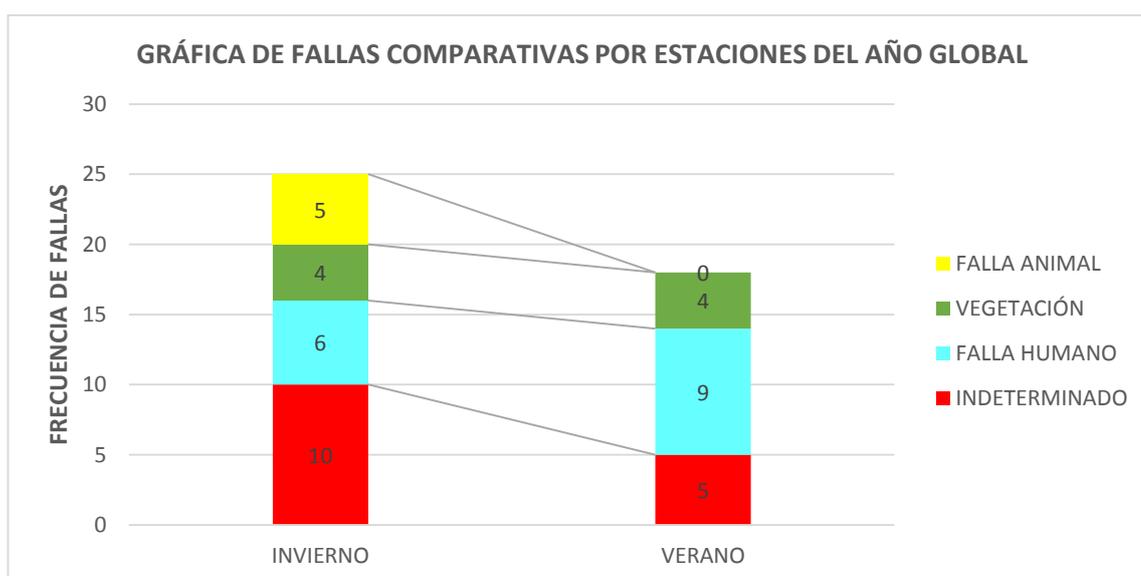


FIGURA 72 FALLAS COMPARATIVAS POR ESTACIONES DEL AÑO GLOBAL

Ahora bien, presentado los resultados del análisis de modos de falla en estaciones del año, se aprovecha la oportunidad de hacer un comparativo de dichos modos de falla con relación a la potencia previa de la falla vs. el tiempo del día en que se presenta. Como se puede observar en las figuras 73 y 74 los modos de falla con mayor pérdida de potencia se dieron a causa de fallas humanas e indeterminadas.

La pérdida de potencia es la energía que sistema no puede suministrar y por ende la unidad de negocio no puede facturar, al ser energía no vendida se considera una pérdida económica, esto sin sumar los gastos por mantenimientos correctivos que incluyen material, mano de obra y contratación de personal externo y los valores que reciben los consumidores por no contar energía para la producción de sus procesos.

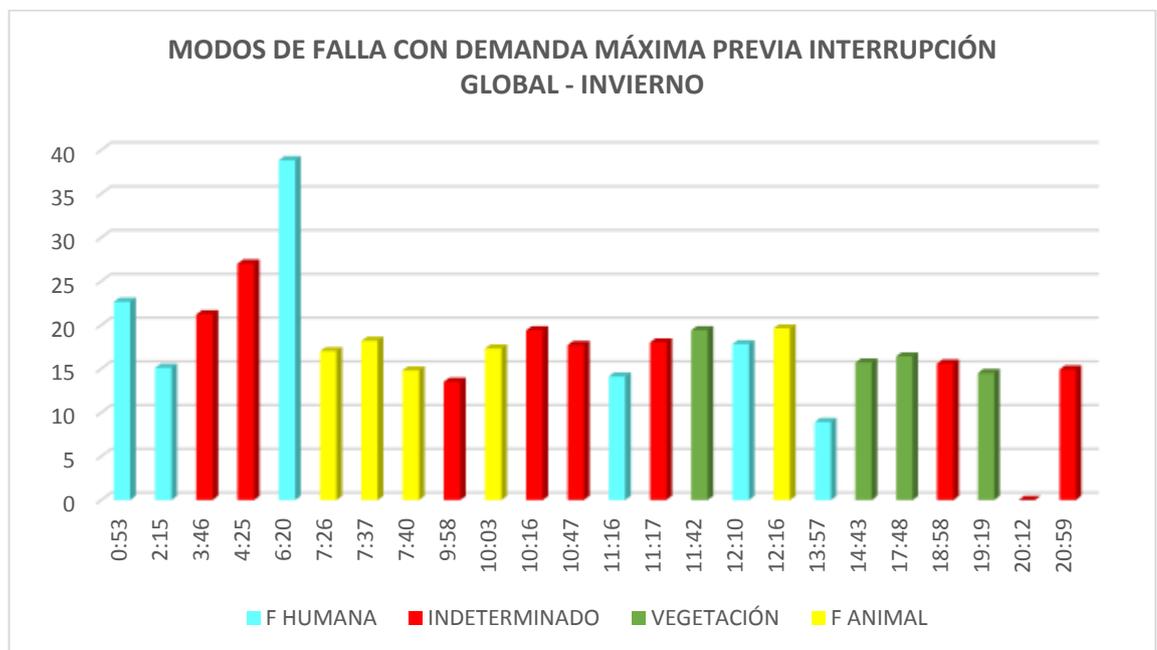


FIGURA 73 MODOS DE FALLA CON DEMANDA MÁXIMA PREVIA INTERRUPCIÓN GLOBAL – INVIERNO

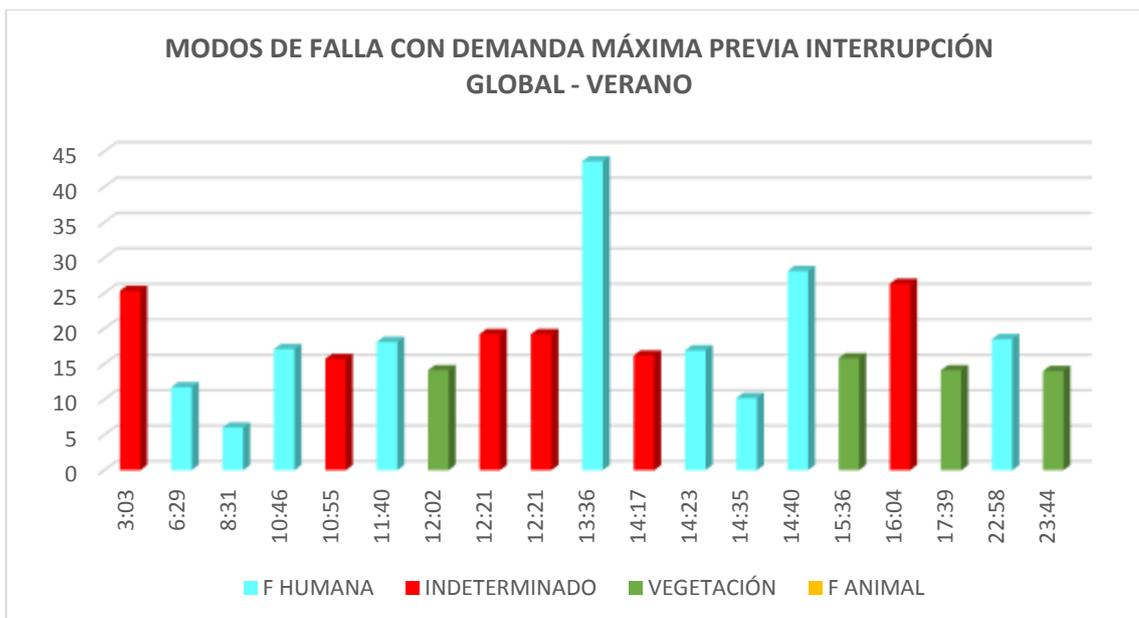


FIGURA 74 MODOS DE FALLA CON DEMANDA MÁXIMA PREVIA INTERRUPCIÓN GLOBAL – VERANO

Para calcular el costo de pérdida solo por energía no suministrada la ecuación del CENS se calcula con información obtenida con anterioridad, siendo ésta la siguiente:

$$CENS = ENS * Ckwh \quad (\$) \quad (7)$$

ECUACIÓN 7 COSTO DE ENERGÍA NO SUMINISTRADA

Donde:

ENS: Energía no suministrada.

CKwh: Costo kilowatt hora estimado para el sector suministrado (Rural Durán \$0,11, solo costo por suministro de energía eléctrica sin contar gastos extras).

Se estima por medio de la ecuación del CENS que en el período analizado desde enero del 2014 a septiembre del 2016, la unidad de negocio de Cnel Guayas – Los Ríos tuvo un costo de energía no suministrada de \$167.173,86, lo que representan 29'535.28 MWh de energía no suministrada.

4.9 ANÁLISIS MODAL DE FALLAS Y EFECTOS DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN MILAGRO – DURÁN

A continuación se presenta el análisis de modos y efectos de fallas (AMFE) realizado al sistema de subtransmisión eléctrico. Este análisis desglosa el sistema en sus elementos principales, identificando cada una de sus funciones.

Se identificó la falla funcional, el modo de falla y el efecto de dicha falla que se registraron en los elementos del sistema para determinar la falla potencial. Se determinó el número de prioridad de riesgo (NPR) de dichas fallas potenciales en base a 3 parámetros: severidad, detección y frecuencia representadas en la escala de Likert diseñada por Stamatis en [40]. Finalmente se plantean las acciones preventivas y correctivas que deben ser ejecutadas para prescindir que ocurra la falla o para dar una respuesta efectiva al momento que esta se presente.

TABLA 43 EVALUACIÓN CRÍTICA DEL AMFE

EVALUACIÓN CRÍTICA DEL ANÁLISIS MODAL DE FALLAS Y EFECTOS		
Efecto	Severidad	Ponderación
Peligroso	Puede poner en riesgo a las personas, al medio ambiente y al sistema.	10
Alto	Interrupción importante a la operación del sistema de S/T. No existe suministro	7
Bajo	Interrupción de menor importancia a la operación del sistema de S/T. No existe suministro parcial	4
Ninguno	Interrupción de menor importancia a la operación del sistema de S/T. Suministro de energía inmediato	1
Detención	Método de detección	Ponderación
Casi imposible	Ningunos de los controles disponibles detectan incidente modo o causa	10
Bajo	Los controles actuales tienen probabilidad baja de detectar modo o causa	8
Medio	Los controles actuales tienen probabilidad media de detectar modo o causa	6
Alto	Los controles actuales tienen probabilidad alta de detectar modo o causa	3
Casi seguro	Los controles actuales detectan casi seguro el modo o la causa fallo	1
	Frecuencia	Ponderación
	Mayor a 7	10
	Entre 4 a 7	7
	Entre 2 a 4	4
	Menores a 1	3

Por medio del análisis modal de fallas y efectos de los elementos del sistema de subtransmisión y mediante la metodología de mantenimiento eROMEO se definen las tareas preventivas, predictivas y correctivas, aplicando la acción de mantenimiento pro activo, clasificando y detallando las tareas por condición, reacondicionamiento, sustitución o combinación de tareas, no obstante dejando de lado el posible rediseño de forma que sean más ajustadas para incidir de manera significativa en la frecuencia de fallas. Mediante el diagrama de causa – efecto se pudo determinar los principales modos de fallas que actúan en el sistema de subtransmisión, así como su evaluación en los índices de confiabilidad y de riesgo para tener conocimiento de la probabilidad de que un evento no deseado ocurra o actúe al llegar a un periodo de tiempo de operación determinado, de la misma forma con su grado de severidad y nivel detectivo a través de los controles actuales. En el Anexo E se muestra el análisis modal de fallas y efectos para el sistema de subtransmisión Milagro – Durán y a su vez en el Anexo F las tareas proactivas para corrección de las fallas.

4.10 QGIS COMO PLATAFORMA VISUAL – GEORREFERENCIAL

La aplicación del software QGIS es elemental en este proyecto, ya que las funciones que ofrece permiten la georreferenciación de todos los resultados antes mostrados de forma gráfica ubicados sobre un mapa referencial con coordenadas UTM. Entre las diversas facilidades y herramientas que brinda el programa para la aplicación de mejoras en esta planificación se tiene:

- Uso de software libre.
- Permite crear rutas sobre un mapa referencial (Creación gráfica del sistema de subtransmisión Milagro – Durán).
- Aplicación de capas georreferenciales para la ubicación y visualización de los modos de fallas que han afectado al sistema de subtransmisión.
- Cuadro de herramientas para el ingreso de información de las estructuras que componen el sistema de subtransmisión.

- Ubicación de imágenes georreferenciadas sobre el mapa referencial (Telefotografía).
- Uso de capas para reconocimientos de zonas donde se aplican los trabajos de mantenimiento (esto cubre: zonas específicas donde la vegetación es más densa, ubicación de diversos sembríos, etc.)
- Uso de capas para la ubicación georreferenciada de los consumidores (Subestaciones Industriales) y de las subestaciones desde donde parte el sistema (CELEC Transelectric Milagro) hasta donde llega el sistema (CNEL Guayas – los Ríos Sistema Durán Sur) sobre el mapa referencial.
- Permite la visualización de estadísticas ingresadas al sistema.
- Permite la conversión del formato de archivos para abrir en otros programas.

Como estas existe una diversidad de herramientas que el software permite aplicar sobre mapas georreferenciados que logran ser beneficiosos para las mejoras continuas en un sistema, además permite proyecciones de nuevas rutas por si se requiere un rediseño o mantener ubicado diversos sistemas de subtransmisión que maneje una misma unidad de negocio. La representación gráfica del sistema de subtransmisión junto a lo antes mencionado se encuentra en el Anexo K, junto con una breve descripción del software.

CAPÍTULO V

PLAN ESTRATÉGICO DE MANTENIMIENTO

5.1 ELABORACIÓN DEL PROGRAMA DE MANTENIMIENTO PARA LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN DURAN- MILAGRO

En este capítulo se hace referencia a las propuestas establecidas en esta investigación, se pretende la elaboración de un plan estratégico de mantenimiento donde se muestren los elementos descritos que componen la troncal principal del sistema de subtransmisión eléctrica. En el programa de mantenimiento se especifica las actividades a ejecutar, se define la frecuencia para realizar el mantenimiento mostrado en semanas, recordando que a las líneas de subtransmisión con sus elementos se da mantenimiento entre 6 y 12 meses.

El plan de mantenimiento define los implementos de seguridad que debería tener cada trabajador, los responsables de que este plan se lleve a cabo, así mismo las precauciones a tomar cuando se realiza el mantenimiento a toda la línea de subtransmisión. A continuación se muestra el programa de mantenimiento de la línea de subtransmisión duran-milagro.

PLAN ESTRATÉGICO DE MANTENIMIENTO

UNIDAD DE NEGOCIO: CNEL GUAYAS – LOS RÍOS

SISTEMA: DURÁN SUR

ACTIVO: LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN MILAGRO – DURÁN 69KV

UNIDAD RESPONSABLE: SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES

OBJETIVO:

- Definir las operaciones para realizar el mantenimiento pro activo a la línea de subtransmisión duran-milagro.

ALCANCE:

- Comprende las actividades que se deben llevar a cabo para el mantenimiento de la línea de subtransmisión duran-milagro.

PERSONAL A SER DESIGNADO:

- (1) Ingeniero (Fiscalizador – Supervisor)
- (1) Jefe de cuadrilla (Capataz)
- (3) Cuadrillas de linieros
- (3) Técnicos ayudantes

EQUIPOS DE PROTECCIÓN:

- Faja porta herramientas
- Casco de protección
- Cinturón de seguridad
- Arnés de seguridad
- Gafas de seguridad
- Guantes dieléctricos
- Alicates de 9"
- Ropa dieléctrica
- Botas dieléctricas y antideslizantes
- Sistemas de señalización

PRECAUCIONES DE SEGURIDAD:

Cuando se esté realizando el mantenimiento en la línea de S/T se deben tener en cuenta las siguientes precauciones:

- Utilizar equipos de protección personal.
- Estar atento con el movimiento de equipos móviles.
- Verificar que los equipos y herramientas sean los adecuados y se encuentren en buen estado.
- Asegurarse de que en el sitio de trabajo no se encuentren personas ajenas a las actividades que se van a ejecutar.
- Si no se tiene el conocimiento de alguna operación o no está seguro de realizarla de forma correcta, consultar con el supervisor o ingeniero a cargo.

DESCRIPCIÓN:

Con el fin de realizar el mantenimiento de líneas de S/T detallaremos las actividades a ejecutar, la frecuencia, el tiempo en minutos y las herramientas a utilizar.

Frecuencia: A: Anual, S: Semestral, T: Trimestral, O: Otra.

INSPECCIONES VISUALES Y TELEFOTOGRAFICA

El objetivo de las inspecciones visuales y telefotográficas es de identificar las posibles y diversas afectaciones que se pueden presentar en los tramos del sistema de subtransmisión, de forma que puedan ser previstas y corregidas antes de que se ocasione una falla y por ende la interrupción del suministro de energía eléctrica. En dichas inspecciones se lleva un control de los niveles de contaminación que se presentan en los elementos que componen una estructura, como también los varios agentes externos que puedan afectar directamente al sistema, como es el caso de la presente vegetación en las zonas de servidumbre.

En esta revisión se deben tomar en cuenta las siguientes partes a ser inspeccionadas:

- Estado de Aisladores: Discos faltantes en una cadena, aisladores quemados o desprendidos. Se tomará en cuenta el tipo y el estado del mismo, si es de polímero, porcelana o vidrio, el número de aisladores por cadena, los herrajes de unión, ángulos de inclinación, etc.
- Estado de la zona de servidumbre, ramas cercanas a los conductores, objetos externos sobre la línea etc. Se indicará el sitio referenciado para la ejecución del desbroce según el plan de mantenimiento propuesto. Detallando la cantidad de personal necesario y los tiempos estimados de ejecución.
- Detalle del estado actual de los elementos que componen la categoría de herrajes. Dentro de estos se verificarán palometas, riostras, brazos, rotulas,

grilletes, grapas de retención o de suspensión, conector extra galvanizado, tirantas, retenidas, amortiguadores, crucetas, tuercas, pernos, etc.

- Composición y estado de las estructuras que componen el sistema, tipo de poste instalado, estado físico del mismo, estado físico del templete instalado, sistemas de puesta a tierra, etc.
- Entre los conductores y cables de guarda se observará su estado actual, de forma que sean identificadas cualquier tipo de anomalías ajenas al correcto funcionamiento del sistema, ya sean por pérdidas en los hilos del conductor, desgaste en el hilo guarda por antigüedad, o la presente corrosión que se genera por el hábitat que rodea el sistema de subtransmisión.

Frecuencia: Semestral (S)

TERMOGRAFÍA

Se mide el calor emitido por los elementos de la instalación eléctrica. Con estos resultados se detecta altas temperaturas de funcionamiento, conexiones deterioradas o sueltas, desequilibrios de carga, circuitos sobrecargados, mal aislamiento.

Se recomienda realizar la inspección termográfica en periodos de máxima demanda del sistema, identificando las fallas presentadas y el grado de urgencia para su reparación. Para temperaturas mayores a 50°C y menores a 100°C se lo considera como no urgente y se programa el mantenimiento en la parte afectada, para temperaturas mayores a 100°C la urgencia es media y requiere una rápida intervención en el punto caliente, si la temperatura sobrepasa los 200°C la urgencia es alta y se debe hacer mantenimiento correctivo de manera inmediata.

Frecuencia: Semestral (S)

LIMPIEZA DE AISLADORES

- **LIMPIEZA CON CHORRO DE AGUA – RED ENERGIZADA:** Se realiza la limpieza con agua desmineralizada con la red energizada y con presión tal que sea suficiente para desprender el polvo y las sustancias conductoras que se hayan depositado sobre los aisladores.
- **LIMPIEZA MANUAL:** Los aisladores que tengan alta contaminación de polvo o productos químicos se limpian con telas, de tal forma que queden totalmente limpios los poliméricos o porcelanas.

Frecuencia: Semestral (S), o según se requiera en base a las inspecciones realizadas en el transcurso de la planificación.

MANTENIMIENTO DEL ÁREA DE SERVIDUMBRE

Por donde pasa la línea se encontró lugares donde la vegetación crece muy cerca de ella, lo que ocasiona fallos en el sistema de subtransmisión.

Se debe realizar la poda de árboles, cortar malezas, arbustos y todo tipo de vegetación en general que se encuentre dentro del área de servidumbre, la regulación No. CONELEC – 002/10 [41], indica bajo condición que para tensiones entre 22 Kv hasta 470 Kv, la distancia de los conductores señalada en la tabla del Anexo G, deberá incrementarse 0.01 m por cada Kv en exceso de 22 Kv definidos en la siguiente ecuación:

$$D = D_{\text{tabla}} + (0.01 * (V - 22)) \quad (8)$$

ECUACIÓN 8 CÁLCULO DE DISTANCIAS DE CONDUCTORES

Según el cálculo mostrado a continuación, la distancia mínima de la línea debe ser mayor o igual a 5.97 m, distancia que debe ser considerada como referencia según la regulación vigente.

TABLA 44 DISTANCIAS DE SEGURIDAD REGLAMENTARIA

DISTANCIAS DE SEGURIDAD	
	DISTANCIA (m.)
TABLA ANEXO G (HASTA 22Kv)	5.5
ADICIONAL 69 Kv (10mm/Kv)	0.47
TOTAL	5.97

Para la poda de árboles o caña guadua que representen un riesgo por su gran altura es recomendable hacerlo con la línea des energizada, para efectos de corte otro tipo de vegetación que no represente peligro por su altura se puede trabajar en caliente.

No se trata de limpiar el área de servidumbre al ciento por ciento sino que el trabajo debe ser enfocado en las zonas donde no sea posible el desplazamiento a pie. Zonas, como potreros y cultivos no deben limpiarse, a menos que los árboles que estén cerca representen riesgo para la confiabilidad del circuito.

Se deberá eliminar elementos extraños a la línea de subtransmisión como son: Las colmenas, hormigueros, nidos de pájaros o basura que se encuentren adheridos a los postes, crucetas, bajantes y en los conductores eléctricos, estos trabajos se los debe hacer con la línea des energizada.

En caso que el desbroce lo realice un contratista externo deberá realizar la limpieza del producto y disponerlo acorde a las normas ambientales vigentes.

Frecuencia: Otra (O), se recomienda hacerlo en los meses de Febrero, Abril, Octubre, Diciembre (Previa, durante y posterior a la estación invernal) y de forma opcional el mes de Julio si se lo requiere previa inspección.

TABLA 45 ACCIONES DE MANTENIMIENTO PRO-ACTIVO

ACCIONES DE MANTENIMIENTO PRO - ACTIVO				
TIPO	FRECUENCIA	TIEMPO (Hrs.)	HERRAMIENTAS	PERSONAL
TERMOGRAFÍA	S	8	Cámara termográfica Vehículo todoterreno	Supervisor Inspector Técnico visual
TELEFOTOGRAFÍA	S	8	Cámara de alta definición Vehículo todoterreno	Supervisor Inspector Técnico visual
INSPECCIÓN VISUAL	S	8	Binoculares Vehículo todoterreno	Supervisor Inspector Técnico visual
DESBROCE	O	160	Machete Motosierra Escalera Carro canasta	Supervisor 4 Cuadrillas
LIMPIEZA DE AISLADORES	A	32	Carro canasta Motobomba y sistema de lavado	Supervisor Liniero

INSTRUCCIONES TÉCNICAS PARA EL MANTENIMIENTO

INSTRUCCIONES TÉCNICAS PARA INSPECCIONES Y CONTROL

Este instructivo es propuesto para las inspecciones visual, telefotográfica y de termografía para el sistema de subtransmisión Milagro – Durán.

RESPONSABLES DESIGNADOS:

JEFE DEL DEPARTAMENTO DE MANTENIMIENTO

- Facilitar al Supervisor la documentación técnica (fichas) necesarias para la ejecución de los trabajos de mantenimiento.

INGENIERO (SUPERVISOR)

- Supervisar que las inspecciones sean conforme a lo indicado en la instrucción técnica.
- Controlar de forma general el trabajo y la ejecución de las medidas de inspección (contempla la información ingresada en las fichas de información respectivas).
- Elaborar el informe técnico complementario (ITC) de las inspecciones realizadas, la cual remitirá al departamento de mantenimiento para el control y toma de acciones de mantenimiento.

PLANIFICACIÓN

Los inspecciones a ejecutarse, deben ser realizadas durante el período de tiempo estimado en la planificación anual de mantenimiento especificada en este proyecto, no obstante pueden existir impedimentos que suspendan dichas tareas, por lo que las fichas de mantenimiento propuestas cuentan con un espacio donde deben detallarse los motivos o causas por lo que las inspecciones no pudiesen ser ejecutadas, siendo esta planificación flexible en su implementación.

EQUIPOS, INSUMOS Y ACCESORIOS

Serán seleccionados tomando en cuenta las características de las zonas donde se ejecutará las inspecciones propuestas.

- **BINOCULARES:** De largo alcance para poder tener una óptima visibilidad de activo.
- **CÁMARA FOTOGRÁFICA:** De alta calidad que satisfaga las necesidades que se requieran.
- **CÁMARA TERMOGRÁFICA:** Cuyas especificaciones y capacidades compagin en con las necesidades de medición que se requieran, adicional de

ser posible que cuenta con la función de elaboración de informes técnicos de forma automática.

- **VEHÍCULO TODOTERRENO:** El cual debe ser provisto con las capacidades necesarias para entrar a lugares de difícil acceso, ya que el recorrido del sistema de subtransmisión se encuentra en zonas rurales. Debe disponer de las cantidades necesarias de combustible para su funcionamiento.

EJECUCIÓN DEL MANTENIMIENTO

- **INGENIERO (SUPERVISOR):** Técnico especialista en líneas de subtransmisión equipado con binoculares, cámara fotográfica de alta definición, cámara termográfica calibrada bajo los parámetros necesarios y equipo de seguridad por si se necesite realizar inspección con escalamiento en estructura.
- **TÉCNICO (AYUDANTE):** Gestionará las acciones de inspección y dará soporte a cualquier requerimiento que se le solicite.

TÉCNICAS PARA LA EJECUCIÓN DE INSPECCIONES

- Las inspecciones deben ser ejecutadas únicamente durante el día, con presencia de luz solar, con ausencia de lluvias, baja humedad y sin vientos fuertes.
- El ingeniero supervisor deberá ubicarse en el suelo a una distancia necesaria del eje de la línea, usando los binoculares observará la acumulación de la contaminación que se encuentre en la superficie de los elementos que componen una estructura. Como fue mencionado anteriormente de ser necesario el acercamiento, éste realizará una inspección con escalamiento sobre la estructura.

- Debe tenerse atención de forma especial en puntos y conexiones de los espaciadores y amortiguadores, con el fin de verificar el estado de los conductores en los puntos de sujeción.
- Haciendo uso de las fichas de inspección, el supervisor registrará los niveles de contaminación, los agentes externos y el nivel de flora y fauna presentes en el sistema de subtransmisión.
- De ser necesario se llevará un registro fotográfico y termográfico de los elementos que se encuentren afectados en las estructuras junto con un detalle en la ficha de inspección que indique las afectaciones presentadas en los mismos.
- Los pasos indicados anteriormente deben ser repetidos para cada una de las estructuras que compongan el sistema de subtransmisión de manera que se logre completar en un 100% el tramo a inspeccionar.

REGISTRO

El ingeniero supervisor elaborará un informe técnico complementario (ITC) de todas las inspecciones realizadas y a su vez, llenará el formato para evaluación de estado del sistema de subtransmisión (FEEST – Anexo J), con el cual se espera mejorar los controles de las tareas propuestas como correctivos ante los factores o agentes que se presentan en los elementos que componen el sistema de subtransmisión Milagro – Durán.

INSTRUCCIONES TÉCNICAS PARA EL LAVADO DE AISLADORES

Este instructivo será usado para todos los trabajos de lavados de los elementos constituyentes de las cadenas de aisladores, para el sistema de subtransmisión Milagro – Durán.

RESPONSABLES DESIGNADOS:

JEFE DEL DEPARTAMENTO DE MANTENIMIENTO

- Facilitar al Supervisor la documentación técnica (fichas) necesarias para la ejecución de los trabajos de mantenimiento.

INGENIERO (SUPERVISOR)

- Supervisar que la ejecución de los trabajos de mantenimientos sean conforme a lo indicado en la instrucción técnica.
- Controlar de forma general el trabajo y la aplicación de las normas de seguridad, tanto para el personal interno, como para los contratistas.
- Elaborar el informe técnico complementario (ITC) de la ejecución de mantenimiento realizada, la cual remitirá al departamento de mantenimiento para la conclusión de los trabajos antes mencionados.

PLANIFICACIÓN

Los trabajos de mantenimiento a ejecutarse, deben ser realizados durante el período de tiempo estimado en la planificación anual de mantenimiento especificada en este proyecto, no obstante pueden existir impedimentos que suspendan dichas tareas, por lo que las fichas de mantenimiento propuestas cuentan con un espacio donde deben detallarse los motivos o causas por lo que las tareas de mantenimiento no pudiesen ser ejecutadas, siendo esta planificación flexible en su implementación.

EQUIPOS, INSUMOS Y ACCESORIOS

Serán seleccionados tomando en cuenta las características de las zonas donde se ejecutarán los trabajos de mantenimiento.

- **AGUA DESMINERALIZADA:** El agua a ser utilizada en el lavado de aisladores (en caliente) del sistema de subtransmisión, debe tener una resistividad mínima de 2000 ohm – cm a 20° C.
- **MOTOBOMBA:** Debe estar compuesta por una carreta rodante de un eje, acopladas con el motor, la bomba, el carrete de manguera, pistola, etc.
- **EQUIPO DE PRESIÓN:** Debe tener la capacidad de arrojar como mínimo una presión entre 400 – 500 PSI (lb/pulg²) de forma óptima por la boquilla de ¼”, debido a la pérdida de presión que existe en el circuito, el cual disminuye el alcance del chorro de agua por lo que dificulta el trabajo del operador.
- **MANGUERA DE ALTA PRESIÓN:** Manguera estándar de tipo synflex de ¾” de diámetro por 70 m de longitud, tomando en cuenta que la caída de presión del circuito desde la motobomba hasta la boquilla (paso por el carrete, manguera, conexiones y pistola) se aproxima a los 300 PSI por un gasto de 100 litros por minuto para una boquilla de ¼”.
- **BOQUILLA DE PISTOLA:** Deben tener especial diseño, con orificios trabajados y de tolerancias estrechas. El orificio de la boquilla estándar es de ¼”, cuando éstas sufren un cambio notable en el “patrón del chorro de agua”, deben ser enviadas al taller de mantenimiento para su repulido.
- **EQUIPOS DE SEGURIDAD:** Especificados en el apartado de “EQUIPOS DE PROTECCIÓN” del presente PEM.
- **CARRO CANASTA:** Automotor compuesto por un sistema de brazo hidráulico, el cual permite el acceso a grandes alturas por medio de trabajo mecánico. Debe tener las características y capacidades necesarias para el trabajo en zonas rurales y de difícil acceso.

EJECUCIÓN DEL MANTENIMIENTO

CUADRILLA DE LAVADO

La cuadrilla específica para la ejecución del lavado de aisladores como parte del mantenimiento aplicado, debe estar compuesta por 4 operarios linieros, los cuales en la medida de lo posible y de acuerdo a sus capacidades, ejecutarán alternativamente cada una de las funciones siguientes:

- **INGENIERO (SUPERVISOR):** Gestionará las maniobras para el lavado de aisladores desde su inicio hasta la finalización del mismo, siendo responsable de la correcta ejecución de las técnicas de lavado y calidad del trabajo a ser efectuado.
- **LAVADOR:** Como su nombre lo indica, ejecutará el lavado de todos los aisladores de una misma estructura, de acuerdo a las normas especificadas.
- **OPERADOR:** Será el encargado de operar el equipo de lavado o motobomba. Responsable del correcto funcionamiento y previa comprobación de su sistema (lo cual abarca: motor de gasolina, nivel de combustible necesario, niveles aceptables de aceite, bomba de agua, fugas, conexiones flojas, mangueras: fugas y uniones, conexiones, pernos sujetos, limpieza física, funcionamiento de los instrumentos de medición, batería recargada, etc.). Encargado también de la correcta conexión a tierra del sistema y dará respuesta de forma correcta y óptima a cualquier fallo o deficiencia que presente el equipo, en la brevedad del caso.
- **TÉCNICO (AYUDANTE):** Personal designado para apoyo, el cual efectuará cualquier tarea que se le sean designadas por el jefe inmediato.

DISTANCIAS DE SEGURIDAD

Las distancias de trabajos designadas, se constituyen como las distancias mínimas y seguras con las que el lavador puede acerca la boquilla a un conductor energizado sin correr riesgo alguno. La distancia mínima de trabajo para el nivel de tensión a 69 KV del sistema de subtransmisión Milagro – Durán debe de ser 3.60 (90), siendo el número entre paréntesis la distancia mínima en cm que se puede acercarse cualquier persona a un conductor eléctrico energizado y debe ser tomada en cuenta por el lavador. Esta distancia debe ser observada rigurosamente ya que hipotéticamente el agua tiene una resistencia de 2000 ohm – cm y una presión entre 400 – 500 PSI en la boquilla; igual distancia debe observarse para la manguera, cuerdas, cabos y accesorios con respecto al conductor del sistema de subtransmisión energizado.

TÉCNICAS PARA EL LAVADO DE AISLADORES

Para la ejecución del lavado de los aisladores en el sistema de subtransmisión Milagro – Durán de forma energizada, se debe tomar en cuenta y deben ser comprobados diversos factores, como por ejemplo las condiciones ambientales, la dirección del viento, etc. tanto de forma previa, como a la hora de la ejecución del trabajo. Para una excelente y óptima ejecución de los trabajos del mantenimiento, se deben tomar a consideración las técnicas recomendadas y presentadas en este apartado.

- Cuando sea necesario o se requiera permanecer en las estructuras, por razones de seguridad se debe tener conectada con cable a tierra la pistola, cuya conexión particular a tierra se la encuentra desde antes del manubrio comenzando desde las boquillas.
- Si durante el lavado del aislador ocurriera una descarga (flashover), se debe mantener el chorro de agua dentro del arco, ya que, en algunos casos el arco suele ser extinguido o ser mantenido a un mínimo.
- La ejecución del lavado de aisladores debe ser suspendida cuando los vientos sean fuertes (velocidad máx. de 60 km/hr), la dispersión del chorro de agua sea excesiva o las condiciones ambientales no sean favorables.

- Para cualquier caso aplicable, se recomienda lavar los aisladores en la dirección a favor del viento, para mantener la dispersión del chorro a un mínimo y de forma continua.
- Se recomienda siempre empezar el lavado de los aisladores desde su nivel inferior, cuando se lave los niveles superiores se debe procurar que la parte inferior esté totalmente lavada, libre del chorro ya contaminado del nivel superior.
- La primera tercera parte de un aislador de polímero que se encuentre unido al conductor, debe haber sido lavada concienzudamente de forma que esté limpia cuando se lave el resto del aislador.
- Para el lavado de aisladores en instalaciones colgadas hacia abajo, se debe comenzar desde el conductor, hasta la estructura de soporte.

PROCEDIMIENTO Y EJECUCIÓN DEL LAVADO DE AISLADORES

Para el comienzo de la ejecución de mantenimiento propuesto la motobomba debe estar estacionada a una distancia que sea conveniente al poste o estructura a ser mantenida y en una posición adecuada, debiendo tener un extremo cuidado en estacionar dicho equipo rodante con los sistemas de frenos pertinentes (freno de mano y enganchado cuando el motor principal no esté en funcionamiento, incluso con tacos que bloqueen los neumáticos del mismo) de forma que se eviten los posibles deslizamientos, especialmente en sitios que tuviesen pendientes.

El supervisor encargado administrará y dispondrá la operación del mantenimiento, de la siguiente forma:

- El liniero operador tendrá el sistema listo para ejecutar las diversas maniobras de mantenimiento, incluso comprobará la resistividad del agua desmineralizada a ser utilizada y las conexiones de puestas a tierras pertinentes.
- El liniero operativo con su arnés de seguridad, capa impermeable (de ser requerido), estrobos salvavidas poleas con gancho de seguridad y cuerdas apropiadas, ascenderá sobre la estructura de apoyo.

- Una vez estando en el lugar específico de lavado, el supervisor dará la orden para el izado de la manguera, indicando al personal de apoyo que deben transmitirla hacia el lavador bajo las señales respectivas.
- Teniendo la manguera en su poder, el lavador anclará la manguera en la cuerda y conectará la pistola a su conexión de tierra predispuesta, ocupando luego su posición de lavado previa observación de las distancias de seguridad especificadas anteriormente. Ya en posición de trabajo, el lavador dará la señal que confirme su estado inicial para la ejecución del trabajo.
- El supervisor dará orden al personal de apoyo para que transmitan al lavador la señal que indique, que la operación entrará en ejecución, indicado al operador la disposición del flujo de agua desmineralizada hacia la pistola.
- El liniero operador realizará un disparo de prueba de agua al vacío hasta conseguir un chorro que se adecue al patrón de trabajo adecuado, de esta forma procede al lavado de los aisladores que se encuentren en la estructura.
- Terminada la operación de mantenimiento del lavado sobre una cadena de aisladores u otro componente conectado o el lavador requiera cambiar su posición para efectuar un próximo trabajo, mediante la señal apropiada dará aviso al supervisor, quien dará orden al operador del cierre o corte del suministro de agua y al personal de apoyo transmitir la señal que confirme la realización de la maniobra ejecutada.
- Una vez concluida la ejecución del lavado de aisladores, el lavador mediante una señal comunicará al supervisor la finalización de la tarea encomendada, quien a su vez dará orden al operador para la finalización de las maniobras de mantenimiento y al personal de apoyo que una vez más, sepa transmitir la conformidad al lavador y que la manguera sea recogida.

REGISTRO

El ingeniero supervisor elaborará un informe técnico complementario (ITC) de todos los trabajos realizados y a su vez, llenará el formato para evaluación de limpieza de aisladores en el sistema de subtransmisión (FELAST – Anexo J), con esto se administrará el registro de actividades realizados en base al mantenimiento de la limpieza de aisladores, con el cual se espera mejorar los controles de las tareas propuestas como correctivos ante las fallas que se presenten en dichos elementos que componen el sistema de subtransmisión Milagro – Durán.

INSTRUCCIONES TÉCNICAS PARA EL DESBROCE DE VEGETACIÓN

La presencia de vegetación en el sistema de subtransmisión que recorre las zonas rurales desde su salida en la subestación CELEC EP MILAGRO TRANSELECTRIC y su llegada a CNEL EP GUAYAS – LOS RÍOS SISTEMA DURÁN SUR es inevitable. Por lo que éste instructivo será utilizado para la ejecución del desbroce de vegetación presentado en el sistema de subtransmisión Milagro – Durán.

RESPONSABLES DESIGNADOS:

JEFE DEL DEPARTAMENTO DE MANTENIMIENTO

- Facilitar al Supervisor la documentación técnica (fichas) necesarias para la ejecución de los trabajos de mantenimiento.

INGENIERO (SUPERVISOR)

- Supervisar que la ejecución de los trabajos de mantenimientos sean conforme a lo indicado en la instrucción técnica.
- Controlar de forma general el trabajo y la aplicación de normas de seguridad, tanto para el personal interno, como para los contratistas.

- Elaborar el informe técnico complementario (ITC) de la ejecución de mantenimiento realizada, la cual remitirá al departamento de mantenimiento para la conclusión de los trabajos antes mencionados.

PLANIFICACIÓN

Los trabajos de mantenimiento a ejecutarse, deben ser realizados durante el período de tiempo estimado en la planificación anual de mantenimiento especificada en este proyecto, no obstante pueden existir impedimentos que suspendan dichas tareas, por lo que las fichas de mantenimiento propuestas cuentan con un espacio donde deben detallarse los motivos o causas por lo que las tareas de mantenimiento no pudiesen ser ejecutadas, siendo esta planificación flexible en su implementación.

EQUIPOS, INSUMOS Y ACCESORIOS

Serán seleccionados tomando en cuenta las características de las zonas donde se ejecutaran los trabajos de mantenimiento.

- **MACHETE:** Herramienta de corte para uso manual, debe tener el filo necesario para cortar vegetación con nivel medio de grosor. Debe brindar acceso en lugares donde no se cuentan con las comodidades necesarias para maniobras de corte por mantenimiento.
- **MOTOSIERRA:** Maquinaria eléctrica para trabajos de corte, conformada por una cadena con un conjunto de dientes de sierra que es accionada por un motor, lo que le permite tener fuerza y velocidad dependiendo de las características con las que se vea compuesta.
- **ESCALERA:** Herramienta de uso portátil de tipo telescópica cuya altura sea la necesaria para subir hasta 20 metros.
- **CARRO CANASTA:** Automotor compuesto por un sistema de brazo hidráulico, el cual permite el acceso a grandes alturas por medio de trabajo

mecánico. Debe tener las características y capacidades necesarias para el trabajo en zonas rurales y de difícil acceso.

- **EQUIPOS DE SEGURIDAD:** Especificados en el apartado de “EQUIPOS DE PROTECCIÓN” del presente PEM.

EJECUCIÓN DEL MANTENIMIENTO

CUADRILLA DE DESBROCE

La ejecución del desbroce en el área de servidumbre como parte del mantenimiento aplicado, debe estar compuesto por un determinado número de cuadrillas, las cuales en la medida de lo posible y de acuerdo a sus capacidades, ejecutarán alternativamente la acción de desbroce con base a los tiempos y fechas planificados.

- **INGENIERO (SUPERVISOR):** Gestionará las maniobras para el desbroce de vegetación desde su inicio hasta la finalización del mismo, siendo responsable de la correcta ejecución y calidad del trabajo a ser efectuado.
- **OPERADORES:** Serán los encargados de realizar la ejecución del trabajo de desbroce, tomando las medidas de seguridad necesarias y la aplicación correcta de los lineamientos que el supervisor determine.
- **TÉCNICO (AYUDANTE):** Personal designado para apoyo, el cual efectuará cualquier tarea que se le sean designadas por el jefe inmediato.

TÉCNICAS PARA EL CONTROL Y DESBROCE DE VEGETACIÓN

Para realizar el control y desbroce de vegetación se pueden hacer uso de las nuevas aplicaciones que brinda la tecnología, de esta forma se presenta el sistema LiDAR como una propuesta o alternativa para el control del crecimiento de vegetación y aparición de anomalías que se extiende a lo largo del recorrido del sistema de

subtransmisión por la zona rural. El sistema LiDAR se encuentra en constante desarrollo y tiene bastante acogida en Europa y América. Existen varias empresas que dedican su trabajo y brindan la venta de este sistema junto con la capacitación necesaria para hacer uso del mismo.

LiDAR es uno de los métodos más novedosos, innovadores y precisos, de forma rápida y muy precisa puede obtener la topografía de todo el recorrido del sistema de subtransmisión. Identificar los sitios donde la vegetación invade parte de las zonas de servidumbre del sistema es uno de los más grandes retos en el programa estratégico de mantenimiento, con la aplicación de la tecnología LiDAR se espera controlar los límites de las distancias mínimas permisibles, lo cual aseguraría la operación continua y la confiabilidad del sistema de subtransmisión, ofreciendo un continuo suministro de energía eléctrica para los consumidores. El uso de la tecnología LiDAR para apoyo en las tareas de inspección trabaja de la misma manera, resultando ser una forma más específica y eficaz de obtener información en un menor tiempo y utilizando menos recursos.

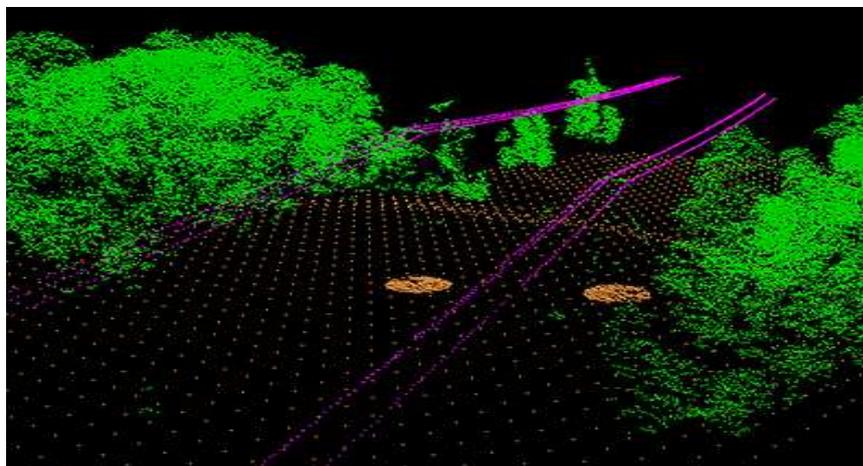


FIGURA 75 PROYECCION DE LIDAR EN SOFTWARE [42]

Light Detection and Ranging con sus siglas en inglés LiDAR permite realizar escaneos de forma remota para cualquier tipo de superficie de la que un pulso de luz es emitido desde los sensores y pueda reflejarse.

El sistema de LiDAR está compuesto por un vehículo aéreo tripulado o no tripulado lo que permite la movilidad sobre el área a ser analizada, la estructura de su cuerpo está prevista por: Sensores, láser, GPS, IMU, cámaras fotográficas digitales y

termográficas. La aplicación del sistema LiDAR para el sistema de subtransmisión Milagro – Durán daría apertura al uso de esta nueva tecnología adoptando una metodología de mantenimiento para diversas líneas de baja, media y alta tensión a nivel nacional, entre los usos que el sistema ofrece para la aplicación al sistema de subtransmisión tenemos:

- Levantamiento de la información geográfica y del estado físico del sistema.
- Análisis de las condiciones de operación del sistema de subtransmisión, capacidad mecánica – térmica de los elementos que componen las estructuras.
- Control de la vegetación de las zonas de servidumbre.

En este proyecto se proyecta el uso del sistema LiDAR RPAS FV8 de la empresa ATyges, ya que es un multirrotor con altas prestaciones, versatilidad de sensores y nivel de seguridad adaptables a las condiciones que requiere el sistema de subtransmisión Milagro – Durán. Este sistema aplicado tiene un costo aproximado de \$ 40.000,00 y cuya información adicional (información principal, características y fotografías) están ubicadas en el Anexo I. De la misma forma para el uso y manipulación de la información obtenida por este sistema se recomienda el uso de los softwares PIX 4D Mapper o PLS CADD, los cuales son utilizados como herramientas virtuales cuyas características brindan opciones que van desde la visualización de las nubes de puntos proyectadas sobre las superficies del sistema, como del entorno por el que se ve rodeado, hasta realizar proyecciones para nuevos proyectos de tendido eléctrico.

El uso de estas nuevas tecnologías proponen la reducción de tiempos por inspección ya sea estas de forma preventivas o de corrección cuando ocurre una falla, como por ejemplo el tiempo que se estima en inspecciones de todo el sistema de subtransmisión es de 12 días trabajando 8 horas diarias, el sistema propone reducir esos tiempos de 2 a 3 días restando también el uso del personal, ya que el sistema puede ser manipulado desde oficina – campo por un solo encargado.

REGISTRO

El ingeniero supervisor elaborará un informe técnico complementario (ITC) de todos los trabajos de desbroce realizados y a su vez, llenará el formato para evaluación y control de desbroce del sistema de subtransmisión (FECDST – Anexo J), con el cual se espera mejorar los controles de las tareas propuestas como correctivos ante los factores o agentes que se presentan en los elementos que componen el sistema de subtransmisión Milagro – Durán.

ESTIMACIÓN DEL PLAN ANUAL DE MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN MILAGRO – DURÁN PARA EL AÑO 2017

Las estimaciones del plan anual se realizaron tomando la frecuencia de las actividades propuestas en mejora del sistema señaladas en el programa de mantenimiento, este plan muestra claramente las semanas en las que se debería realizar el mantenimiento en el sistema de subtransmisión. Cabe destacar que se recomiendan la utilización de los formatos propuestos para la mejora de la recopilación de información, así se contaría con reportes o informes más detallados y completos, llevando un buen registro con el que se pueda tomar acciones preventivas que contrarresten los distintos modos de fallas que afecten al sistema en un determinado periodo de tiempo. Para analizar la rentabilidad de la aplicación del plan de mantenimiento se utiliza el VAN (Valor Anual Neto) y TIR (Tasa Interna de Retorno), el comparativo de gastos por mantenimiento actual vs el sistema propuesto Bancada Thermodron se encuentra en el anexo M, al igual que los detalles por gastos de remuneración del personal.

Con los datos propuestos de mantenimiento se obtiene un aumento de \$8.905,94 dólares en los egresos como excedente para gastos de mantenimiento en el primer año (valor que aumenta paulatinamente con respecto a una tasa de aumento salarial anual), sin embargo el objetivo es recuperar los \$ 33.000,00 dólares por costos de energía no suministrada valor que no ha sido recuperable por falta de un plan de mantenimiento adecuado, a continuación se muestra el mejor y peor de los casos que se aplicaron para determinar si la inversión del sistema RPAS FV8 (Bancada Thermodron) es factible o no y recuperable en cuanto a años:

- Para el primer escenario se planteó la aplicación del sistema RPAS FV8 con una inversión de \$ 40.000,00 dólares, asumiendo un ingreso recuperable del 90% del valor no facturado aprox. \$ 29.700,00 dólares, donde se observa que la inversión es recuperada a partir del tercer año.

TABLA 46 ESCENARIO I VAN & TIR CASO 90%

MEJOR DE LOS CASOS RECUPERA 90%						
ESCENARIO I - PEM RPAS FV8 CNEL EP GLR						
AÑO	INVERSION I	INGRESOS	EGRESOS	FLUJO NETO	CALCULO VAN	GANANCIA
0	\$ 40.000,00	\$ 29.700,00	\$ -			
1		\$ 29.700,00	\$ 8.905,94	\$ 20.794,06	\$ 19.019,54	\$ -20.980,46
2		\$ 29.700,00	\$ 9.298,20	\$ 20.401,80	\$ 17.068,28	\$ -3.912,19
3		\$ 29.700,00	\$ 9.391,03	\$ 20.308,97	\$ 15.540,68	\$ 11.628,49
4		\$ 29.700,00	\$ 9.485,71	\$ 20.214,29	\$ 14.148,20	\$ 25.776,69
5		\$ 29.700,00	\$ 9.582,28	\$ 20.117,72	\$ 12.879,00	\$ 38.655,69
			VAN		\$ 38.655,69	
			TIR		42,48%	

- Para el segundo escenario la inversión es la misma, pero esta vez se asume un ingreso del 60% del valor no facturado aprox. \$ 19.800,00 dólares, donde se observa que la inversión es recuperada a partir del quinto año.

TABLA 47 ESCENARIO I VAN & TIR CASO 60%

CASO RECUPERA EL 60%						
ESCENARIO IV - PEM RPAS FV8 CNEL EP GLR						
AÑO	INVERSION I	INGRESOS	EGRESOS	FLUJO NETO	CALCULO VAN	GANANCIA
0	\$ 40.000,00	\$ 19.800,00				
1		\$ 19.800,00	\$ 8.905,94	\$ 10.894,06	\$ 9.964,38	\$ -30.035,62
2		\$ 19.800,00	\$ 9.298,20	\$ 10.501,80	\$ 8.785,87	\$ -21.249,75
3		\$ 19.800,00	\$ 9.391,03	\$ 10.408,97	\$ 7.965,07	\$ -13.284,67
4		\$ 19.800,00	\$ 9.485,71	\$ 10.314,29	\$ 7.219,08	\$ -6.065,59
5		\$ 19.800,00	\$ 9.582,28	\$ 10.217,72	\$ 6.541,20	\$ 475,61
			VAN		\$ 475,61	
			TIR		9,79%	

Previsto el análisis para la factibilidad de la implementación de la planificación, el cronograma de tareas por mantenimiento se refleja en la tabla siguiente:

TABLA 48 FECHAS PROPUESTAS PARA EL MANTENIMIENTO

TERMOGRAFÍA - TELEFOTOGRAFÍA E INSPECCIÓN VISUAL			
Mes	Fecha de inicio	Fecha de Fin	
Mayo Junio	Lunes, 29 de mayo de 2017	Martes 13 de junio de 2017	8 horas diarias
Noviembre	Lunes, 9 de noviembre de 2017	Viernes, 24 de noviembre de 2017	8 horas diarias
TRABAJOS DE DESBROCE			
Mes	Fecha de inicio	Fecha de Fin	
Abril	Lunes, 3 de abril de 2017	Miércoles, 28 de abril de 2018	8 horas diarias
Julio (Opcional)	Lunes, 3 de julio de 2017	Miércoles, 28 de julio de 2018	8 horas diarias
Octubre	Lunes, 2 de octubre de 2017	Miércoles, 27 de octubre de 2018	8 horas diarias
Diciembre	Lunes, 4 de diciembre de 2017	Miércoles 29 de diciembre de 2017	8 horas diarias
Febrero	Lunes, 5 de febrero de 2018	Domingo, 18 de febrero de 2018	11 horas diarias
TRABAJOS DE LIMPIEZA DE AISLADORES - SOLO DE ACCESO VEHICULAR			
Mes	Fecha de inicio	Fecha de Fin	
Junio	lunes, 12 de junio de 2017	viernes, 16 de junio de 2017	8 horas diarias

En el anexo N se muestra la proyección de la ejecución del cronograma de tareas por mantenimiento en el software Microsoft Office Project.

CONCLUSIONES

- En el estudio del estado actual del plan de mantenimiento que ejecuta la unidad de negocio CNEL EP Guayas – Los Ríos se determinó que es obsoleto y empírico, solo mantienen parcialmente el activo utilizando recursos de forma innecesaria, sumado a la falta de información ya que no se lleva un registro completo de fallas, ni un sistema que analice o estudie proponiendo acciones de forma preventiva, que nos permita tomar medidas correctivas que disminuyan las fallas en el sistema de subtransmisión de forma considerable.
- Haciendo uso de los pocos reportes de fallas generados del sistema de subtransmisión aplicando los análisis y estudios descritos en este proyecto, se determinan los elementos que actúan de forma crítica en el sistema, evaluando los modos de fallas presentados en el período 2014 – 2016 en diferentes etapas estacionales, cuantificando las pérdidas económicas generadas por la no venta del suministro de energía eléctrica y planteando tareas correctivas de forma planificada para la mejora continua del sistema.
- Habiendo obtenido los índices de confiabilidad del sistema, se logró comparar los resultados medidos con la regulación vigente CONELEC – 004/01, determinando hasta el último año del período analizado un exceso por número de fallas y duración de las mismas en el sistema, lo que requiere la aplicación de una metodología “eROMEO” de forma que, por medio de una planificación estratégica de mantenimiento, permita que los índices de confiabilidad se encuentren por debajo o dentro de lo permitido por la ley reduciendo el número y tiempo de duración de las fallas que pueden presentarse.
- eROMEO es una buena alternativa a ser planteada como metodología de mantenimiento en el sistema de subtransmisión Milagro – Durán, ya que beneficia no solo a la SuperIntendencia de Operaciones encargada de administrar este sistema, sino también a la unidad de negocio CNEL EP Guayas – Los Ríos. Esta metodología puede ser tomada como ejemplo para otros sistemas ya que su estructura puede ser modificada en base a las

necesidades que puedan existir, optimizando el uso de recursos y disminuyendo los tiempos de interrupción en el sistema.

- Ejecutando el plan estratégico de mantenimiento con su sistema LiDAR Bancada Thermodron RPAS FV8 se puede recuperar con una inversión de \$40.000,00: En el mejor de los casos un 90% del valor no facturado aprox. \$ 29.700,00 dólares, funcionando de forma rentable y recuperable a partir del tercer año del inicio de su ejecución con un VAN: \$38.655,69 y TIR: 42.48%. Mientras que en el peor de los casos se recuperaría un 60% del valor no facturado aprox. \$19.800,00 dólares, recuperables a partir del quinto año del inicio de su ejecución con un VAN: \$475,61 y TIR: 9.79%.

RECOMENDACIONES

- Para la aplicación de la metodología eROMEO se debe partir con una predisposición al cambio, debe existir la necesidad de estudios y análisis que permita dar soluciones a las fallas que se presentan en el sistema. El cambio debe iniciar, desde los niveles jerárquicos más altos de la organización de la empresa, pensando en su personal como el mejor recurso en el rendimiento de todas sus áreas, brindando bienestar en el ámbito laboral, dando espacios de trabajos y recursos que cumplan con las necesidades de los trabajadores, dando comodidad y facilidades entre las relaciones departamentales, teniendo accesos a charlas donde la participación entre el personal diverso converja a favor de soluciones o mejoras dando ideas que puedan ser implementadas y que corrijan continuamente las falencias que puedan presentarse.
- El uso de la metodología tiene otro beneficio y es que puede ser modificada en base a las necesidades que el sistema lo requiera. Es sistemático y secuencial porque evalúa todos los aspectos de cada parte de la organización que está siendo analizada, con los resultados obtenidos se estiman trabajos correctivos y de inspección para el control continuo, una vez definidos se decide si la metodología cumple con todos los requerimientos, caso contrario gracias a las “tareas a falta de” se usa el rediseño como solución del problema,

retroalimentando a la metodología con lo cual se realiza nuevamente el proceso, aumentando la confiabilidad del sistema continuamente.

- En vista que, el sistema de subtransmisión Milagro – Durán en su tramo 2 cumple con 38 años de operación aproximada, cuyos elementos instalados en su mayoría se encuentran deteriorados u obsoletos y cuyo costo de cambio no representaría un beneficio a la unidad de negocio, ni al sector industrial de Durán – Tambo que no puede dejar de contar con el servicio del suministro de energía eléctrica, se recomienda la construcción de un nuevo sistema de subtransmisión el cual sea diseñado bajo las necesidades que se requieran, tales como: Capacidad para cubrir la demanda de las presentes y futuras cargas, infraestructura eléctrica adaptada al desarrollo urbanístico y rural de la zona que permite un ruta más accesible para los controles e inspecciones de mantenimiento, sin descuidar el impacto ambiental de la misma, en concordancia con lo establecido en el Reglamento Ambiental para Actividades Eléctricas (RAAE) y a la REGULACIÓN No. CONELEC 003/06, que determina que en función del voltaje y longitud las líneas que transportan energía eléctrica con tensión mayor a 40 Kv requieren un estudio de Impacto Ambiental por motivo de antigüedad del sistema se recomienda realizar dicho estudio y ser presentado para cumplimiento de las disposiciones [43].
- Las capacitaciones continuas al personal da valor agregado, así también la aplicación de nuevas metodologías que se encuentran en desarrollo para las mejoras en los sistemas aplicados. Realizar inversiones en dichas tecnologías a largo plazo son rentables, intercambiando las funciones que realiza el hombre, por máquinas, de esta forma se obtienen resultados de forma más rápidas, eficaces y obteniendo datos de forma más precisa, como en el caso de las inspecciones en zonas de difícil acceso. En el caso del sistema de subtransmisión Milagro – Durán, el tiempo para obtener un informe del estado actual toma por lo regular 15 días, 12 días para el levantamiento in situ y 3 para la elaboración del informe, cosa que un sistema como LiDAR con su modelo Bancada Thermodron de ATyges puede obtener dicha información de 1 a 2 días según las condiciones que se presenten. Además a esto se suma la posibilidad de que cuando ocurra una falla por causas externas o ajenas al

sistema bajo el cálculo de corrientes de corto circuito se, estime una ubicación donde el dron realice la inspección necesaria para determinar las causas de falla y tomar acciones de forma más óptima.

- Se recomienda el uso y registro de esta información la cual será entregada de forma digital a las autoridades correspondientes, de forma que pueda ser empleada para otros subsistemas que tengan la necesidad de una planificación estratégica en base a sus características y que se acople a la organización según lo requieran.

TERMINOLOGÍA

CENACE: Centro Nacional de Control de Energía es una corporación civil con derechos privados, sin fines de lucro, la cual se encuentra a cargo de la administración de las transacciones técnicas y financieras del MEM.

MEM: Personas naturales o jurídicas que se dedican a las actividades de generación, grandes consumidores, al servicio público de transmisión o distribución, así como de quienes realizan actividades de importación y exportación de energía.

SNI: Sistema Nacional Interconectado es el sistema que está integrado por elementos del sistema eléctrico conectados entre sí, permite la producción y transferencia del suministro de energía eléctrica entre centros de generación y de consumo.

CONFIABILIDAD: Capacidad de un equipo o dispositivo para funcionar sin falla bajo cierto régimen de trabajo en un determinado periodo de tiempo.

CONFIABILIDAD DEL SISTEMA: Suministro de un seguro y suficiente servicio de generación, transmisión y distribución.

CONSECUENCIA DE FALLA: Debe considerar los potenciales incidentes que pueden ocurrir como resultado de pérdidas de fluido, explosivos, fuego, exposición toxica, impacto ambiental y efectos sobre la salud, derivadas de la falla de un equipo.

CONSIGNACIÓN: Autorización especial que se genera para poner fuera de servicio un equipo o instalación, así el personal encargado de mantenimiento interviene con el propósito de ejecutar algún trabajo predeterminado.

DESBROCE: Acción de eliminar maleza producida por vegetación: rama de árboles, arbustos, plantas, etc., que se encuentran cerca de los equipos.

DESCONEXIÓN: Acción de interrupción, mediante maniobras voluntarias, el corte del suministro de energía eléctrica.

RECONEXIÓN: Acción mediante la cual se lleva a un sistema de distribución de un estado no funcional, a un estado de operación normal.

DISPONIBILIDAD: Porcentaje de tiempo que tiene una unidad generadora, línea de transmisión o subtransmisión u otro tipo de instalación, capaz de proporcionar un servicio, ya sea que el sistema precise o no funcionamiento.

FALLA: Evento o fenómeno anormal que actúa en cualquier parte de un sistema, equipo o instalación, el cual altera sus condiciones de operación, suspendiendo parcial o permanentemente su funcionamiento normal.

INDISPONIBILIDAD PARCIAL: Tiempo equivalente en el que un servicio o instalación se encontraba disponible, pero con capacidad reducida para el servicio.

INDISPONIBILIDAD TOTAL: Tiempo en el que un servicio o instalación no estuvo disponible para el servicio.

PROBABILIDAD DE FALLA: Se obtiene de analizar todas las formas de degradación que puedan ser razonablemente esperadas y que afectan a un recipiente en un servicio particular.

REPARACIÓN: Acción o tarea cuya finalidad busca restablecer el estado de disponibilidad de un componente.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] J. August, *Aplicación del Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad*, Tulsa, Oklahoma: PennWell, 1999.
- [2] B. S. Dhillon, *La ingeniería de confiabilidad en el diseño y operación de los sistemas*, New York, Us: Van Nostrand Reinhold, 1983.
- [3] A. Kelly, *Estrategia de Mantenimiento*, Oxford: Butterworth-Heinemann, 1997.
- [4] D. C. M. F. Marcello Braglia, «Enfoque de programación lineal entero a la selección de las estrategias de mantenimiento,» *Revista Internacional de Calidad y Confiabilidad*, vol. 30, n° 9, pp. 991-1016, 2013.
- [5] J. Moubray, *Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad*, Oxford: Butterworth Heinemann, 1997.
- [6] J. G. Gallego, *Desarrollo de una metodología de mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM) para líneas de transmisión en alta tensión.*, Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira, 2008.
- [7] Joseph Seymour, Terry Horsley, «Los siete tipos de problemas en el suministro eléctrico,» *APC Legendary Reliability*, 2005.
- [8] ARCONEL, «Geportal ARCONEL,» Marzo 2015. [En línea]. Available: www.regulacionelectrica.gob.ec. [Último acceso: 21 Septiembre 2016].
- [9] I. L. E. J. Gilberto, *Diseño de una guía para la implementación de un sistema de gestión de seguridad y salud basado en la resolución CD 390 del IESS para la empresa CNEL EP Unidad de Negocio Guayas - Los Ríos sistema Durán*, Guayaquil: Universidad Estatal de Guayaquil, 2014.
- [10] E. CNEL, «RENDICIÓN DE CUENTAS,» CNEL Guayas - Los Ríos, Guayaquil, Ecuador, 2015.
- [11] J. M. Flórez, «Interrupción del servicio de energía eléctrica : Calidad del servicio eléctrico (Power Quality),» Universidad de Girona, Girona, 2003.

- [12] Z. L. J. W. Z. Z. J. y. E. W. Tan, «Una evaluación de la estrategia de mantenimiento para el uso de la inspección basada en riesgo,» *Ciencia de Seguridad*, vol. 6, n° 49, pp. 852-860, 2011.
- [13] D. A. K. y. C. R. R. Stadnicka, «Desarrollo de una fórmula empírica para la clasificación de la máquina: Priorización de las tareas de mantenimiento.,» *Safety Science*, n° 63, pp. 34-41, 2014.
- [14] P. Willmott y D. McCarthy, TPM: Una ruta para el desempeño de clase mundial, Butterworth Heinemann, 2001.
- [15] L. C. A. -. F. T. Martinez, TPM en un entorno Lean Management: Estrategia Competitiva, Catalunya: PROFIT, 2010.
- [16] L. M. Glossary, «Monografías,» [En línea]. Available: <http://www.tpslean.com/glossary/5sdef.htm>.. [Último acceso: 24 Agosto 2016].
- [17] F. R. Sacristán, Las 5S. Orden y limpieza en el puesto de trabajo, Madrid: Fundación Confemetal, 2005.
- [18] C. Consultoría, «CDI LEAN,» [En línea]. Available: <http://www.cdiconsultoria.es/metodo-5s-tecnica-mejorar-calidad-valencia>. [Último acceso: 25 Agosto 2016].
- [19] A. M. Uribe, «Blogspot,» 15 Mayo 2011. [En línea]. Available: <http://reportesgestingerencial.blogspot.com/2011/05/mejoramiento-continuo.html>. [Último acceso: 27 Agosto 2016].
- [20] N. T. J. K. a. C. B. K. Patra, «Implementación del programa de Mantenimiento Productivo Total en la oficina,» *Caso de estudio de Biblioteca*, vol. 7, n° 54, pp. 415-424, 2005.
- [21] V. Narayan, Gestión de Mantenimiento Eficáz: Estrategias de riesgo y de confiabilidad, New York: Prensa Industrial, 2005.
- [22] A. M. Gutiérrez, Mantenimiento, Planeación, ejecución y control, Libro Web, 2009.

- [23] B. Neil, *Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM): Implementación Simplificada*, McGraw Hill Professional, 2005.
- [24] G. H. A. Smith, *RCM Entrada al mantenimiento de clase mundial*, Elsevier Butterworth-Heinemann, 2004.
- [25] J. August, *Guía RCM: Programa de mantenimiento para la construcción fiable de una planta*, Oklahoma: PennWell Corporation, 2004.
- [26] V. N. -. J. W. -. M.C.Das, *Caso de Estudio en Mantenimiento y Confiabilidad: Una riqueza de las mejores prácticas*, New York: Industrial Press Inc., 2012.
- [27] H. F. H. Stanley Nowlan, *Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad*, San Francisco: U.S. Department of Commerce, 1978.
- [28] M. B. F. C. G. G. M. Bertolini, «Desarrollo de los procedimientos de Inspección y Mantenimiento basados en riesgo de una refinería de petróleo.,» *Diario de Prevención de Pérdidas en las Industrias de Proceso*, vol. 2, nº 22, pp. 244-253, 2009.
- [29] J. Durán, «Nuevas Tendencias en el Mantenimiento en la Industria Eléctrica,» *IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS*, vol. 1, nº 1, pp. 21-22, 2003.
- [30] D. A. S. N. G. P. J. N. R. W. K. H. a. B. G. A. Mostafavi, «Protocolo basado en el riesgo para la Inspección de Transporte para Proyectos de construcción llevados a cabo por los departamentos estatales de transporte.,» *Diario de Ingeniería y Gestión de la Construcción*, vol. 8, nº 139, pp. 977-986, 2012.
- [31] O. B. a. M. T. F. De Carlo, «Inspecciones Basadas en Riesgo mejorado con Redes Bayesianas,» *Procedimientos de la Institución de Ingenieros Mecánicos*, vol. 3, nº 225, pp. 375-386, 2011.
- [32] F. V. d. A. a. P. Goes, «Técnicas no destructivas de pruebas para las Inspecciones Basadas en Riesgo.,» *Construcción Sostenible y Diseño*, vol. 2, nº 2, p. 161, 2011.

- [33] I. E. R. Ing. Jose Luis Otegui, Introducción al Diseño y Aptitud para el Servicio, Argentina: Mar del Plata: EUDEM, 2008.
- [34] A. Fidias, El proyecto de la investigación, introducción a la metodología científica., Venezuela: Episteme, 5ta Ed, 2006.
- [35] M. C. E., Metodología, Bogotá : Mc Graw Hill Interamericana S.A. 3era Ed., 2001.
- [36] R. y. O. Hernández, Metodología de la investigación, México: Mc Graw Hill Interamericana, S.A. 4ta Ed., 2006.
- [37] D. I. V. R. Gutiérrez H, Análisis y diseño de experimentos, México: Mc Graw Hill, 2da Ed., 2008.
- [38] I. -. A. E. d. I. Eléctrica, Estructuras Tipo para Líneas de Subtransmisión a 69 Kv, Ecuador, 1985.
- [39] E. Consejo Nacional de, «REGULACIÓN No. CONELEC 004/01,» CONELEC, Quito, Ecuador, 2001.
- [40] D. H. STAMATIS, Failure mode and effect analysis: FMEA from theory to execution 2 nd edition, Milwaukee, Wisconsin: ASQ Quality Press, 2003.
- [41] E. Consejo Nacional de, «REGULACIÓN No. CONELEC 002/10,» CONELEC, Quito - Ecuador, 2010.
- [42] ATyges, «ATyges,» aerpas, [En línea]. Available: <http://www.atyges.es/drones/producto/3/rpas-fv8>. [Último acceso: 18 Marzo 2017].
- [43] E. Consejo Nacional de, «REGULACIÓN No. CONELEC 003/06,» CONELEC, Quito, Ecuador , 2006.
- [44] L. A. J. Arcadio y S. G. E. José, Diseño de Protocolos de Mantenimiento para Equipos de Protección y Potencia de Subestaciones Eléctricas de Eneldis, Basados en las Normas ISO 9000 y Procedimiento de Análisis de Riesgos de Trabajo (ART), Maracaibo: Universidad Rafael Urdaneta, 2001.

[45] A. W. J. & V. A. Mokashi, «Un estudio de mantenimiento centrado en la confibialidad en operaciones maritimas,» *Política Marina*, vol. 5, nº 26, pp. 325-335, 2002.

ANEXO B – INFORMES DE FALLA DE DISTRIBUCIÓN

EJEMPLO DE INFORME POR MODO DE FALLA HUMANA



CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

FORMA: FO-DOP-24DTF/01

INFORME DE FALLA DE DISTRIBUCION EN PUNTOS DE INTERCONEXION AL SNI No.

037-14

1. EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN: CNEL EP Regional Guayas - Los Ríos				
2. FECHA: 22/06/2014				
3. EVENTO: ⁽¹⁾ Disparo de la posición CNEL GU LR - S/E Milagro de CELEC EP - TRANSELECTRIC				
4. CAUSA :				
4.1 GRUPO: Falla en la línea de subtransmisión Milagro - Durán				
4.2 Descripción Causa: Conductor de Fibra Óptica hace contacto con fase C de Línea de Subtransmisión.				
5. CONDICIONES PREVIAS A LA FALLA:				
POTENCIA DE ENTREGA				
HORA	MW	MVAR	VOLTAJE (KV)	
13H36	43.6	17.1	69.0	
6. CONDICIONES POSTERIORES A LA FALLA:				
POTENCIA RECONECTADA:				
FECHA	HORA	MW	MVAR	VOLTAJE (KV)
22/06/2014	13H41	34.3	10.0	69.4
7. CONSECUENCIAS OTROS EQUIPOS DEBIDO A LA FALLA:				
EQUIPO	CONSECUENCIA			
8. PROTECCIONES Y DISYUNTORES OPERADOS				
SUBESTACION	DISYUNTOR	RELÉS	ALARMAS	
9. HORA DECLARACIÓN DE DISPONIBILIDAD DE EQUIPOS FALLADOS: 13H40				

10. MANIOBRAS Y OTRAS ACCIONES REALIZADAS:

HORA	MANIOBRAS EJECUTADAS
13H36	El Ing. Byron Nieto de Cenace informa al Centro de Control sobre el evento ocurrido, para lo cual se informa de inmediato al Ing. Francisco Rodríguez (Ingeniero de guardia del Sistema Durán) sobre el evento ocurrido en la S/E Milagro por el Disparo de la Pos. CNEL GU LR.. Se confirma con CENACE las protecciones actuadas en Milagro. Relé: 67 Direccional arranque Fase C temporizado.
13H40	El Ing. Rodríguez dispone que se realice una prueba de cierre de la Pos. CNEL GU LR de la S/E Milagro para lo cual de inmediato se solicita al Ing. Nieto de CENACE la realización del cierre.
13H41	Cerrada la Pos. CNEL GU LR - S/E Milagro en coordinación con CENACE sin novedad. Se recupera la carga completa de línea paulatinamente.

11. OBSERVACIONES, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES:

A registrarse el disparo de la Pos. CNEL GU LR en la S/E Milagro el Ing. Rodríguez quien se encuentra de guardia solicita que se realice una prueba de cierre de la posición luego de haber realizado un análisis de las protecciones que actuaron.

Alas 13h41 se cierra la Pos. CNEL GU LR de la S/E Milagro con normalidad la cual recupera su carga completa de forma paulatina. Cabe indicar que toda la carga de la Pos. L3 de la S/E Dos Cerritos se encontraba transferida a la Pos. CNEL GU LR de la S/E Milagro debido a trabajos programados según consignación 019-2014.

No se realiza una revisión inmediata de la Pos. CNEL GU LR debido a que el personal de líneas se encontraba realizando trabajos programados en la Pos. L3 los cuales culminaron aproximadamente a las 18h00. Esto impidió que el mismo día se revisara la línea debido a la oscuridad y la dificultad para ingresar al terreno por donde pasa la línea.

Alas 08h00 del 23/06/2014 el Ing. Rodríguez dispone a un personal que realice una completa revisión de la Pos. CNEL GU LR encontrando como novedad que un conductor de fibra óptica hizo contacto con la fase C de la Subtransmisión en el Km 14 de la vía Durán - Tambo a la altura de la procesadora de basura.

Según informe de moradores una volqueta topó con su balde un conductor de fibra óptica la cual se encuentra a unos 6 m de distancia respecto al suelo quien a su vez está muy cercana a la fase C de la Subtransmisión.

El conductor de fibra óptica al quedar enganchado al balde de la volqueta se tensiona y al soltarse genera un movimiento ondulatorio que provoca el contacto con la fase C de la Subtransmisión.

En la revisión la subtransmisión se encuentra despejada pero se observa una afectación en la fibra óptica. **A** momento la Pos. se encuentra en condiciones normales.

⁽¹⁾ Conforme a la información proporcionada o coordinada con el CENACE

FIRMA DE RESPONSABILIDAD:

FECHA DE ENVÍO: 24/06/2014

HORA: 10H45

JEFE DEL CENTRO DE CONTROL SCADA(E)

Ing. Brian Rosero O.

F. AUTORIDAD COMPETENTE

ANEXO 2 INFORME DE FALLA DE DISTRIBUCIÓN MODO DE FALLA HUMANA

EJEMPLO DE INFORME POR MODO DE FALLA VEGETACIÓN



CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

FORMA: FO-DOP-24DTF/01

INFORME DE FALLA DE DISTRIBUCION EN PUNTOS DE INTERCONEXION AL SNI No.

009-15

1. EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN: <u>CNEL EP Unidad de Negocio Guayas - Los Ríos</u>				
2. FECHA:	<input type="text" value="29/01/2015"/>			
3. EVENTO: ⁽¹⁾	<u>Disparo de la posición EMELGUR (CNEL GU LR) - S/E Milagro de CELEC EP - Transelectric</u>			
4. CAUSA :				
4.1 GRUPO:	<u>Falla en la línea de subtransmisión Milagro - Durán</u>			
4.2 Descripción Causa:	<u>Contacto de Vegetación con redes de 69 kV en km 24 Vía Durán - Tambo</u>			
5. CONDICIONES PREVIAS A LA FALLA:				
POTENCIA DE ENTREGA				
HORA	MW	MVAR	VOLTAJE (KV)	
<u>11H42</u>	<u>19,4</u>	<u>6,10</u>	<u>69,5</u>	
6. CONDICIONES POSTERIORES A LA FALLA:				
POTENCIA RECONECTADA:				
FECHA	HORA	MW	MVAR	VOLTAJE (KV)
<u>29/01/2015</u>	<u>11H53</u>	<u>11,7</u>	<u>4,21</u>	<u>70,0</u>
7. CONSECUENCIAS OTROS EQUIPOS DEBIDO A LA FALLA:				
EQUIPO	CONSECUENCIA			
8. PROTECCIONES Y DISYUNTORES OPERADOS				
SUBESTACION	DISYUNTOR	RELÉS	ALARMAS	
9. HORA DECLARACIÓN DE DISPONIBILIDAD DE EQUIPOS FALLADOS: <input type="text" value="11H53"/>				

EJEMPLO DE INFORME POR MODO DE FALLA ANIMAL



CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

FORMA FO-DOP-24DTF/01

INFORME DE FALLA DE DISTRIBUCION EN PUNTOS DE INTERCONEXION AL SNI No.

009-16

1. EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN: <u>CNEL EP Regional Guayas - Los Ríos</u>				
2. FECHA:	<input type="text" value="12/02/2018"/>			
3. EVENTO: (*)	<u>Disparo de la posición Emelgur (CNEL GU LR) - S/E Milagro de CELEC EP - Transelectric</u>			
4. CAUSA :				
4.1 GRUPO:	<u>Falla en la línea de subtransmisión Milagro - Durán</u>			
4.2 Descripción Causa:	<u>Aro eléctrico en estructura SGL producida por contacto de Ave, produce rotura de aislador</u>			
5. CONDICIONES PREVIAS A LA FALLA:				
POTENCIA DE ENTREGA				
HORA	MW	M/AR	VOLTAJE (KV)	
<u>12H16</u>	<u>19,6</u>	<u>8,20</u>	<u>70,2</u>	
6. CONDICIONES POSTERIORES A LA FALLA:				
POTENCIA RECONECTADA:				
FECHA	HORA	MW	M/AR	VOLTAJE (KV)
<u>12/02/2016</u>	<u>12H23</u>	<u>0,5</u>	<u>0,30</u>	<u>70,8</u>
7. CONSECUENCIAS OTROS EQUIPOS DEBIDO A LA FALLA:				
EQUIPO	CONSECUENCIA			
	-			
	-			
	-			
	-			
8. PROTECCIONES Y DISYUNTORES OPERADOS				
SUBESTACION	DISYUNTOR	RELÉS	ALARMAS	
-	-	-	-	
9. HORA DECLARACIÓN DE DISPONIBILIDAD DE EQUIPOS FALLADOS: <input type="text" value="21H55"/>				

EJEMPLO DE INFORME POR MODO DE FALLA INDETERMINADA



CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

FORMA: FO-DOP-24DTF/01

INFORME DE FALLA DE DISTRIBUCION EN PUNTOS DE INTERCONEXION AL SNI No.

022-16

1. EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN: <u>CNEL EP Regional Guayas - Los Ríos</u>				
2. FECHA:		<input type="text" value="08/05/2016"/>		
3. EVENTO: ⁽¹⁾		<u>Disparo de la posición Emelgur - S/E Milagro de CELEC EP - Transelectric</u>		
4. CAUSA :				
4.1 GRUPO:		<u>Falla en la línea de subtransmisión Milagro - Durán</u>		
4.2 Descripción Causa:		_____		
5. CONDICIONES PREVIAS A LA FALLA:				
POTENCIA DE ENTREGA				
HORA	MW	MVAR	VOLTAJE (KV)	
<u>03H46</u>	<u>21,20</u>	<u>7,80</u>	<u>69,7</u>	
6. CONDICIONES POSTERIORES A LA FALLA:				
POTENCIA RECONECTADA:				
FECHA	HORA	MW	MVAR	VOLTAJE (KV)
<u>08/05/2016</u>	<u>03H50</u>	<u>1,20</u>	<u>0,20</u>	<u>70,4</u>
7. CONSECUENCIAS OTROS EQUIPOS DEBIDO A LA FALLA:				
EQUIPO	CONSECUENCIA			
	-			
	-			
	-			
	-			
8. PROTECCIONES Y DISYUNTORES OPERADOS				
SUBESTACION	DISYUNTOR	RELÉS	ALARMAS	
-	-	-	-	
9. HORA DECLARACIÓN DE DISPONIBILIDAD DE EQUIPOS FALLADOS: <input type="text" value="03H50"/>				

ANEXO C - TABLAS DE HISTORIAL DE FALLAS DEL SISTEMA

HISTORIAL DE FALLAS DEL SISTEMA 2014								
ESTACIÓN	FECHA	HORA PREVIA	POT PREVIA (KW)	FALLA	HORA POSTERIOR	POT POST. (KW)	MTTR (min.)	COSTO (\$)
INVIERNO	1/1/2014	17:27	2900	Rotura hilo de guarda km 18 vía Durán Tambo, sector Rcto. Mojahuevo (sulfato de conector de la puesta a tierra).	18:28	0	61	324,32
	1/1/2014	20:12	0	Rotura hilo de guarda km 18 vía Durán Tambo, sector Rcto. Mojahuevo (sulfato de conector de la puesta a tierra).	21:35	1400	83	0,00
	31/1/2014	20:59	14900	Hilo de guarda cedido y con el viento hace contacto con las líneas eléctricas.	21:10	14000	11	300,48
	3/2/2014	9:58	13500	Hilo de guarda cedido y con el viento hace contacto con las líneas eléctricas.	10:10	12500	12	297,00
	12/2/2014	11:16	14100	Volqueta arranca cable de datos en km 12 Durán-Tambo, poste afectado y fase C deshilada, producto de esfuerzo mecánico se sostiene solo con el alma de acero.	11:22	11300	6	155,10
	13/2/2014	2:15	15100	Poste quebrado en km 12 Vía Durán-Tambo, telefónica realiza reposición de su cable arrancado durante falla anterior, poste no resiste y se quiebra durante la madrugada.	17:25	14400	610	16886,83
	18/2/2014	13:57	8900	Volqueta con balde alzado arranca conductor de fibra, el mismo que se enreda en la fase C del km 8 de la vía Durán Tambo.	15:57	13700	120	1958,00
	6/3/2014	10:47	17700	Desconocida hasta el momento, se continúa con la revisión poste a poste.	10:53	15800	6	194,70
	4/5/2014	14:43	15700	Vegetación hace contacto con fase C de Línea de Subtransmisión.	13:24	12200	41	1180,12
	16/5/2014	12:10	17800	Volqueta hace contacto con redes 69 kV km 16 Durán-Tambo.	12:19	7000	9	293,70
VERANO	2/6/2014	14:17	16170	No determinada hasta el momento, presumiblemente por contacto de las redes en la zona de trabajos de relleno.	14:27	9200	10	296,45
	15/6/2014	12:02	14100	Vegetación hace contacto con fase A de Línea de Subtransmisión.	12:06	11500	99	2559,15
	22/6/2014	13:36	43600	Conductor de Fibra Óptica hace contacto con fase C de Línea de Subtransmisión.	13:41	34300	5	399,67
	9/7/2014	14:23	16900	Excavadora hace contacto con fase más baja en LST en km 12 Vía Durán-Tambo.	14:28	10200	5	154,92
	9/7/2014	14:35	10180	Excavadora hace contacto con fase más baja en LST en km 12 Vía Durán-Tambo.	16:06	9300	91	1698,36
	19/7/2014	10:46	17100	Balde de volqueta roza con la Fase C de la Línea de Subtransmisión, km 14 Vía Durán-Tambo.	10:53	14200	7	219,45
	19/7/2014	23:44	14000	Presumible falla causada por roce de vegetación con la LST zona de Vía a San Carlos, Puente Payo.	23:52	0	8	205,33
	1/8/2014	17:39	14100	Cañas guadúa caen sobre la línea de S/T, sector de Caserío Tendales del Cantón Milagro a 10 km de S/E Milagro de CELEC EP Transelectric.	21:00	50600	3153	81505,05
	11/8/2014	12:21	19200	Causas desconocidas, no se han detectado según las revisiones de campo, hasta la edición de este reporte.	12:30	1100	9	316,80
	20/8/2014	15:36	15800	Vegetación cae sobre línea de 69 kV mientras se realizaba desbroce.	15:54	3200	18	521,40
	11/10/2014	6:29	11700	Lona Publicitaria enredada en estructura 69 kV causa pérdida de aislamiento al presentarse lluvia.	7:41	6000	72	1544,40
	11/10/2014	8:31	6000	Presumible mala maniobra en S/E Promarisco, no se ha confirmado hasta el momento.	10:38	6300	127	1397,00
TOTAL (min.)							4563	
TOTAL (Hrs.)							76,05	
ENS (KWHr)							24294172,50	
CENS (\$)							112408,23	

ANEXO 6 TABLA HISTORIAL DE FALLAS DEL SISTEMA 2014

HISTORIAL DE FALLAS DEL SISTEMA 2015								
ESTACIÓN	FECHA	HORA PREVIA	POT PREVIA (KW)	FALLA	HORA POSTERIOR	POT POST. (KW)	MTRR (min)	COSTO (\$)
INVIERNO	11/1/2015	7:40	14800	Aves de Rapiña hacen contacto con las redes en zona cercana a contaminación por basura km 14,5 v la Durán Tambo.	7:51	10700	11	298,47
	17/1/2015	17:48	16400	Roce de vegetación espesa cercana a línea debido a fuertes vientos y lluvia, km 26 Durán-Tambo.	17:59	11700	11	330,73
	19/1/2015	19:19	14500	Roce de vegetación espesa cercana a línea debido a fuertes vientos y lluvia, km 26 Durán-Tambo.	19:27	8400	8	212,67
	29/1/2015	11:42	19400	Contacto de Vegetación con redes de 69 kV en km 24 Vía Durán - Tambo.	11:53	11700	11	391,23
	10/2/2015	10:16	19400	Desprendimiento de un hilo y posterior contacto entre fase y fase del conductor en puente seccionamiento tipo poste, sector Parque del Este.	10:21	5200	5	177,83
	15/2/2015	6:20	38800	Contacto entre línea de Subtransmisión (fase C) y línea de Media tensión de CNEL EP Milagro entre las estructuras 104001095 y 104001096, sector del km 26 Durán-Tambo.	7:38	2080	78	5548,40
	23/2/2015	4:25	27000	Hilo de guarda arrancado en dos vanos a partir de la estructura 094.	4:33	13800	148	7326,00
	26/2/2015	10:03	17300	Hilo de guarda arrancado en estructura # 104001021 en km 14 de la vía Durán-Tambo producto de contacto con ave de rapiña.	10:07	13800	4	126,87
	27/2/2015	11:17	18000	Hilo de guarda arrancado 26 Febrero, cede desde estructura # 104001019 hasta estructura "H" # 1040001023 - 104001024, al caer hace contacto con fase B de Línea S/T.	12:52	13800	95	3135,00
	21/5/2015	0:53	22630	Andamio para construir Línea Transmisión 230 kV cae sobre Línea S/T de 69 kV entre 3ra y 4ta estructura desde la S/E Milagro de Celec EP Transelectric.	2:15	38340	82	3402,04
VERANO	13/6/2015	10:55	15700	Aislador tipo cadena en estructura 1214 tipo "H", fogoneado producto de descarga atmosférica.	10:59	12780	4	115,13
	21/7/2015	11:40	18100	Personal conratista realizando desbroce realizan corte de caña gádua y esta al caer roza la Línea S/T.	11:45	13360	5	165,92
	26/7/2015	3:03	25300	Durante trabajo programado del 26-07-2015, puesta a tierra colocada se afloja y hace contacto con puente en A.T.	3:16	7000	13	602,98
TOTAL (min.)						475		
TOTAL (Hrs.)						7,92		
ENS (KWH)						2116362,50		
CENS (\$)						21833,28		

ANEXO 7 TABLA HISTORIAL DE FALLAS DEL SISTEMA 2015

HISTORIAL DE FALLAS DEL SISTEMA 2016								
ESTACIÓN	FECHA	HORA PREVIA	POT PREVIA (KW)	FALLA	HORA POSTERIOR	POT POST. (KW)	MTRR (min)	COSTO (\$)
INVIERNO	2/2/2016	7:37	18180	Contacto de iguana con fase B, estructura #987 Línea 69 kV Milagro - Durán.	7:42	5600	5	166,65
	12/2/2016	12:16	19600	Arco eléctrico en estructura SGL producida por contacto de Ave, produce rotura de aislador.	12:23	500	7	251,53
	4/3/2016	7:26	17000	Disparo de la posición Emelgur (CNEL GU LR) - S/E Milagro de CELEC EP - Transelectric	7:30	1500	4	124,67
	16/4/2016	18:58	15580	Durante evento de Sismo 7,8 escala de Richter.	1:05	260	1105	31562,48
	8/5/2016	3:46	21200	Disparo de la posición Emelgur - S/E Milagro de CELEC EP - Transelectric.	3:50	1200	4	155,47
VERANO	29/6/2016	22:58	18500	Roce de vehículo en poste #971 presumible causa de falla por efectos del movimiento mecánico.	23:03	34100	5	169,58
	6/7/2016	14:40	28100	Ave hace contacto entre poste de 9 mts y fase C de la línea 69 kV (entre estructuras 1051 y 1052).	14:46	6800	6	309,10
	23/9/2016	16:04	26300	Maniobra no detectada en el sector industrial.	16:08	9100	4	192,87
TOTAL (min.)						1140		
TOTAL (Hrs.)						19		
ENS (KWH)						3124740		
CENS (\$)						32932,35		

ANEXO 8 TABLA HISTORIAL DE FALLAS DEL SISTEMA 2016

ANEXO D - GALERÍA / MODOS DE FALLA EN EL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN



ANEXO 9 FIGURA MODO DE FALLA VEGETATIVO TIPO SILVESTRE



ANEXO 10 FIGURA MODO DE FALLA VEGETATIVO TIPO SEMBRÍO VERDE



ANEXO 11 FIGURA MODO DE FALLA VEGETATIVO TIPO SEMBRÍO MANGO



ANEXO 12 FIGURA MODO DE FALLA DESCARGA ATMOSFÉRICA AISLADOR FOGONEADO



ANEXO 13 FIGURA MODO DE FALLA ANIMAL TIPO AVE CARROÑERA

ANEXO E – TABLA ANÁLISIS MODAL DE FALLAS Y EFECTOS

ELEMENTO	FUNCION	FALLA POTENCIAL			SEV	FRE	METODOS DE DETECCION	DET	NPR	ACCION CORRECTIVA	ACCION PREVENTIVA
		FALLO FUNCIONAL	MODOS DE FALLO	EFFECTOS DE FALLOS							
Conductor	Conducir energía eléctrica de un punto a otro	No conduce energía	Vegetación	Interrupción en el suministro de energía	7	10	Visual	1	70	Realizar desbroce	Realizar un plan de mantenimiento preventivo y mejorar la técnica de búsqueda de fallos en el sistema.
			Falla humana	Interrupción en el suministro de energía	7	10	Instrumento y visual	1	70	Corregir el error	
			Animales	Interrupción en el suministro de energía	4	10	Visual	1	40	Realizar limpieza del lugar	
			Indeterminados	Interrupción en el suministro de energía	7	10	Instrumento y visual	10	700	Evaluación por tipo	
Hilo de guarda	Proteger la línea de subtransmisión contra descargas	Línea de subtransmisión desprotegida contra	Falla humana	Línea desprotegida	7	7	Instrumento y visual	3	147	Corregir el error	Realizar un plan de mantenimiento preventivo y mejorar la técnica de búsqueda
			Indeterminados	Línea desprotegida	7	7	Instrumento y visual	10	490	Evaluación por tipo	
Aisladores	Aislar los conductores de fase de la estructura	Conductores de fase se cortocircuitan	Vegetación	Interrupción en el suministro de energía	7	4	Visual	1	28	Realizar desbroce	Realizar un plan de mantenimiento preventivo y mejorar la técnica de búsqueda de fallos en el sistema.
			Falla humana	Interrupción en el suministro de energía	7	4	Instrumento y visual	1	28	Corregir el error	
			Animales	Interrupción en el suministro de energía	4	4	Visual	1	16	Realizar limpieza del lugar	
			Indeterminados	Interrupción en el suministro de energía	7	4	Instrumento y visual	10	280	Evaluación por tipo	
Servidumbre	Proteger a las personas con las correctas distancias	Puede ocasionar daños irreparables	Vegetación	Interrupción en el suministro de energía	10	7	Visual	1	70	Realizar desbroce	Realizar un plan de mantenimiento preventivo y mejorar el diseño de la línea.
			Falla humana	Interrupción en el suministro de energía	10	7	Visual	1	70	Rediseño de la línea	
			Indeterminados	Interrupción en el suministro de energía	10	7	Visual	10	700	Evaluación por tipo	
Poste	Soportar todos los elementos que	Colapso de los elementos	Falla humana	Interrupción en el suministro de energía	7	4	Visual	1	28	Corregir el error	Realizar un plan de mantenimiento preventivo y
			Indeterminados	Interrupción en el suministro de energía	7	4	Visual	10	280	Corregir el error	
Herrajes	Soportar al conductor, en	Copalso del conductor, puntos	Falla humana		4	4	Instrumento y visual	1	16	Corregir el error	Realizar un plan de mantenimiento preventivo y
			Indeterminados		4	4	Instrumento y visual	10	160	Evaluación por tipo	
Puesta a Tierra	Evacuar las descargas	Sin protección a descargas	Falla humana	Línea desprotegida	4	4	Instrumento y visual	1	16	Corregir el error	Realizar un plan de mantenimiento preventivo y
			Indeterminados	Línea desprotegida	4	4	Instrumento y visual	10	160	Evaluación por tipo	
Templetes	Sostener los postes	Colapso de los postes	Falla humana	Interrupción en el suministro de energía	10	1	Visual	1	10	Corregir el error	Realizar un plan de mantenimiento preventivo y
			Indeterminados	Interrupción en el suministro de energía	10	1	Visual	10	100	Evaluación por tipo	

ANEXO 14 TABLA DEL ANÁLISIS MODAL DE FALLAS Y EFECTOS

ANEXO F – TAREAS PROACTIVAS DE MANTENIMIENTO

TAREAS PROACTIVAS DE MANTENIMIENTO PARA EL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN MILAGRO - DURÁN				
ITEM	ELEMENTOS	DESCRIPCION	TAREAS PROPUESTAS	TIPO DE TAREA
1	Conductor de fase	Conductor degradado por tiempo de vida útil	Verificar las flechas y determinar el estado del conductor en sus condiciones mecánicas con equipos de diagnóstico de conductores o con pruebas de laboratorio, dependiendo de los resultados se debe cambiar el conductor.	TAC
		Conductor de fase cortocircuitado por descarga atmosférica	* Diseño de procedimiento para mantenimiento de puestas a tierra. * Utilización de nuevas tecnologías (drenadores) que minimicen el impacto de las descargas atmosféricas en el hilo de guarda. * Reevaluar el diseño de puesta a tierra del hilo de guarda.	RC
		Crecimiento excesivo de árboles limnantes a la línea	* Realizar tareas periódicas de inspección visual, si se encuentra un árbol cerca al conductor de fase y esta distancia es menor o igual a 2m se realiza poda del árbol. * Talar las especies que se encuentren en la zona de servidumbre y que incumplan con las distancias establecidas.	CT
		Conductor de fase cortocircuitado por cuerpos extraños	No se programa mantenimiento	No mantenimiento
		Conductor de fase cortocircuitado por viento	No se programa mantenimiento	No mantenimiento
		Conductor de fase cortocircuitado por animales	Determinar si el origen fue causa de botadero de basura, realizar limpieza del lugar.	RC
		Conductor de fase cortocircuitado por actividades de terceros	Determinar riesgos de electrocución y socializarlo con la comunidad, realizar capacitación a compañías de terceros que interactuen con la infraestructura LLTT. Establecer procedimientos de denuncias a través del organismo correspondiente.	REDISEÑO
		Conductor de fase cortocircuitado por cometa o volantín	* Trabajos en línea viva (inspecciones y retiro de cometas) en los meses de agosto y septiembre. * Realizar campañas focalizadas en parques, lugares residenciales y más.	REDISEÑO
2	Servidumbre	Distancias de seguridad fuera de especificación	Inspecciones visuales en busca de la falla potencial, de acuerdo al procedimiento establecido para verificar las distancias mínimas de seguridad. Producto de estos resultados se desarrollan las tareas de mantenimiento.	TAC
		Componente roto por cumplimiento de vida útil	Se procede aplicando sustitución cíclica de los componentes de las líneas de acuerdo a la norma técnica de vida útil.	SC
		Pernos escalatorios o escalera rota por corrosión	* Realizar inspecciones visuales para verificar y determinar el grado de corrosión y pérdida de material. * Según el grado de corrosión se ejecuta el mantenimiento o se procede con el reemplazo.	CT
3	Hilo de guarda	Ausencia de hilo de guarda por retiro temporal	* Instalación de hilo de guarda en las estructuras donde se hizo el retiro temporal de éste. * Diseñar procedimiento para mantenimientos de puesta a tierra. * Implementar el uso de suelos artificiales como norma de construcción.	TAC
		Hilo de guarda caído por degradación	Determinar las condiciones mecánicas del conductor con pruebas de laboratorio, dependiendo de los resultados se toman acciones correctivas.	SC
		Hilo de guarda roto por cortocircuito, causa animal	Determinar si el origen fue causa de botadero de basura, realizar limpieza del lugar.	RC
4	Aisladores	Aislador roto por degradación	Inspección en la línea para determinar la sustitución de las cadenas de aisladores	SC
		Aislador roto por cortocircuito producido por animal	Determinar si el origen fue causa de botadero de basura, realizar limpieza del lugar.	RC
		Aislador quemado por descarga atmosférica	* Diseño de procedimiento para mantenimiento de puestas a tierra. * Utilización de nuevas tecnologías (drenadores) que minimicen el impacto de las descargas atmosféricas en aisladores. * Reevaluar el diseño de puesta a tierra del hilo de guarda.	RC
		Aislador averiado por vandalismo	* Realizar campañas de comunicación a la sociedad. Charla informativa a las empresas colaboradoras para que ayuden con el control en la infraestructura del sistema de alta tensión.	REDISEÑO
		Aislador quemado por cuerpo extraño	Intervención en línea viva, realizar trabajo de inspección y retiro de elemento extraño	

TAREAS PROACTIVAS DE MANTENIMIENTO PARA EL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN MILAGRO - DURÁN				
ITEM	ELEMENTOS	DESCRIPCION	TAREAS PROPUESTAS	TIPO DE TAREA
5	Poste	Poste roto por terceros	Determinar riesgos de electrocución y socializarlo con la comunidad, realizar capacitación a compañías de terceros que interactuen con la infraestructura LLTT. Establecer procedimientos de denuncias a través del organismo correspondiente. No se programa mantenimiento, se procede a recuperar la función realizando el cambio inmediato.	TAC
		Poste colapsado por temblor o sismo	No se programa mantenimiento, se procede a recuperar su función.	No mantenimiento
6	Herrajes	Adaptador de conductor de fase roto por corrosión	* Realizar inspecciones visuales en zonas de alta corrosión, se recomienda hacerlo una vez por año. * Cambiar los herrajes afectados por la corrosión. * Implementar el uso de productos que alarguen el tiempo de vida de los herrajes.	TC
		Conector de hilo de guarda roto por corrosión	* Realizar inspecciones visuales en zonas de alta corrosión, se recomienda hacerlo una vez por año. * Cambiar los herrajes afectados por la corrosión. * Implementar el uso de productos que alarguen el tiempo de vida de los herrajes.	TAC
7	Puesta a tierra	Puesta a tierra se afloja	Determinar riesgos de electrocución y socializarlo con la comunidad, realizar capacitación a compañías de terceros que interactuen con la infraestructura LLTT. Establecer procedimientos de denuncias a través del organismo correspondiente.	TAC
		Puesta a tierra floja	Programar medición de resistencia de puesta a tierra, si se evidencia corrosión y el valor supera lo establecido por la norma, se reemplaza la puesta a tierra. Nota: La vida útil de un sistema de puesta a tierra se estima entre unos 15 años	TC
8	Templetes	Templete de acero cortado por Erosión	Inspecciones visuales, evidenciado la falla potencial se realizan las siguientes tareas: * Levantamientos topográficos * Estudios geotécnicos y de suelo * Obras de estabilización y manejo de aguas (gaviones, trincho, muros de concreto).	TC
		Templete de acero cortado por árboles	* Inspección visual, para identificar árboles con alta probabilidad de volcamiento sobre los cables tensores, dentro o fuera de la zona de servidumbre. * Talar los árboles donde se compruebe la posibilidad de volcamiento.	CT
		Templete de acero cortado por temblor o sismo	No se programa mantenimiento, se procede a recuperar su función.	No mantenimiento

ANEXO 15 TAREAS PROACTIVAS DE MANTENIMIENTO

ANEXO G – REGULACIÓN CONELEC – 002/10



Tabla No. 1¹
Distancias mínimas de seguridad de conductores a edificaciones y otras instalaciones.
Distancias en metros

DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD H ¹		Conductores	Conductores	Partes	Partes Rígidas
		0 a 750 V.	750 V-22 kV.	Rígidas Energizadas No protegidas de 0V-750 V.	Energizadas No protegidas de 750V-22kV.
		m	m	m	m
Edificios	Horizontal a paredes, ventanas y áreas accesibles a personas	1.7(A, B)	2.3 (A, B)	1.5 (A)	2.0 (A)
	Vertical arriba o abajo de techos y áreas no accesibles a personas	3.2	3.8	3.0	3.6
	Vertical arriba o abajo de techos y áreas accesibles a personas y vehículos, además de vehículos pesados.	3.5	4.1	3.4	4.0
	Vertical arriba de techos accesibles al tránsito de vehículos pesados.	5.0	5.6	4.9	5.5
Anuncios, chimeneas	Horizontal	1.7 (A,B)	2.3 (A,C)	1.5 (A)	2.0 (A)
	Vertical arriba o abajo de cornisas y otras superficies sobre las cuales pueden caminar personas	3.5	4.1	3.4	4.0
	Vertical arriba o abajo de otras partes de tales instalaciones	1.8 (A)	2.3	1.7	2.45

Para los casos siguientes, se podrán aceptar las distancias que se señala:

¹ Las distancias se aplican bajo las siguientes condiciones:

- Para tensiones entre superiores a 22 kV hasta 470 kV, la distancia de los conductores especificada en la Tabla No. 1 deberá incrementarse 0.01 m por cada kV en exceso de 22 kV, es decir: $D = D_{tabla} + (0.01 * (V-22))$
- Para tensiones mayores de 50 kV, la distancia adicional del inciso anterior deberá aumentarse (3%) por cada 300 m de altura, a partir de los 1.000 m sobre el nivel del mar; es decir: $D = D_{tabla} + (0.01 * (V-22)) * 1.0n$, con $n=3$ para 1300, $n=5$ para 1600.
- En los circuitos de corriente continua, se deben aplicar las mismas distancias establecidas para los circuitos de corriente alterna, tomando como referencia a éstos los voltajes nominales máximos entre la fase y el neutro.

Transición entre distancia horizontal y vertical:

La distancia de seguridad horizontal (H) predomina, sobre el nivel del techo o el punto superior de una instalación al punto donde la diagonal se iguala a los requerimientos de distancia de seguridad vertical (V). De forma similar, la distancia de seguridad horizontal predomina por encima o por debajo de las proyecciones de los edificios, anuncios u otras instalaciones al punto donde la diagonal se iguala a los requerimientos de la distancia de seguridad vertical. De este punto la distancia de seguridad de transición debe ser igual a la distancia de seguridad vertical, como se ilustra en la figura No.1.



ANEXO H - SOFTWARE QGIS



QGIS es un Sistema de Información Geográfica (SIG) de Código Abierto licenciado bajo GNU - General Public License. QGIS es un proyecto oficial de Open Source Geospatial Foundation (OSGeo). Corre sobre Linux, Unix, Mac OSX, Windows y Android y soporta numerosos formatos y funcionalidades de datos vector, datos ráster y bases de datos. QGIS proporciona una creciente gama de capacidades a través de sus funciones básicas y complementos. Puede visualizar, gestionar, editar y analizar datos y diseñar mapas imprimibles.

ANEXO I - RPAS FV8 (BANCADA THERMODRON) [42]

INFORMACIÓN PRINCIPAL

Equipo profesional con electrónica y control de vuelo íntegramente desarrollada y fabricada en Europa bajo estrictos controles de calidad. Posee sistemas de seguridad redundantes que garantizan el éxito y la durabilidad de la plataforma RPAS. La aeronave está íntegramente fabricada en materiales de alta calidad: fibra de carbono y titanio, lo que le confiere a la par ligereza y una altas prestaciones mecánicas que influyen en la durabilidad del sistema.

Este equipo es el indicado para realizar inspecciones y topografía aérea profesional, gracias a su capacidad de carga puede portar múltiples sensores de imagen de espectro visible, infrarrojos y multiespectro, así como otras cargas de pago personalizadas. Pueden emplearse diferentes tipos de bancadas giro estabilizadas, con dos y tres grados de libertad y con motorización brushless o con servomotores digitales.

Permite la realización de vuelos automáticos almacenados en la aeronave y el envío en caliente sin la necesidad de PC o tableta externa en el campo. Esta plataforma ha certificado sus performances de seguridad y vuelo en el Centro de Ensayos de Vuelos Experimentales de Aeronaves No Tripuladas por el Centro de Tecnologías Aeroespaciales y su departamento de Aviónica y Sistemas no Tripulados. El equipo puede ser suministrado con sistema GPS dual con filtro electrónico de superficie que garantiza una calidad superior en la recepción de señal satelital permitiendo captar un 50 % más de señal que un sistema tradicional de antena GPS.

Posee una autonomía de vuelo de 30 minutos, fácilmente plegable y transportable sin necesidad de herramientas externas recomendado para:

- Largas distancias
- Carga superior
- Condiciones exigentes

CARACTERÍSTICAS:

Potente herramienta de control de vuelos automáticos:

- Sencilla programación de itinerarios y planes de vuelo sin necesidad de PC, tablet's ni herramientas auxiliares en campo.

VUELO AUTOMÁTICO POR COORDENADAS

- Planifique y ejecute hasta 20000 waypoints en el campo sin necesidad de emplear PC's o tablet's. Controle todo desde la emisora de control. Almacene itinerarios en memoria y realice fácilmente seguimientos y vuelos repitiendo las condiciones.

VUELO AUTOMÁTICO POR COORDENADAS RELATIVAS

- Un único plan de vuelo para levantar 1500 Ha o realizar fotografías esféricas en cualquier sitio y de manera automática. Operaciones simples y seguras para garantizar el éxito del trabajo.

SIMULADOR DE VUELO

- Todos los vuelos, manuales y automáticos, pueden simularse con el mando real de manera que podemos ensayar y realizar simulaciones sin riesgos ni pérdidas de tiempo. Facilita enormemente el aprendizaje del manejo de la plataforma.

MANTENER LA POSICIÓN DE MANERA AUTOMÁTICA

- El autopiloto gracias a la antena GPS, Glonass y Beidú mantiene el dron en la misma posición, compensando de manera automática los agentes externos como el viento, por lo que podrá operar el sensor instalado tomando imágenes o videos con suma facilidad y precisión.

MANTENER LA ALTURA DE MANERA AUTOMÁTICA

- La aeronave mantiene automáticamente el nivel de vuelo a la altura escogida sin necesidad de señal GPS lo que facilita la maniobrabilidad fuera de obstáculos y el vuelo indoor o sin señal satelital.

DESPEGUE Y ATERRIZAJE AUTOMÁTICO

- El equipo despegue y aterriza de manera automática con solo accionar un interruptor. De esta manera se simplifica y asegura las operaciones de despegue y aterrizaje.

TELEMETRÍA Y DATOS DE VUELO SONOROS

- Los avisos se realizan visualmente en la estación de control y mediante mensajes hablados con el fin de proporcionar al piloto la información crítica de vuelo. Esto incluye la tensión de la batería de vuelo, altura, distancia, posición GPS, tiempo de vuelo, etc.

MODO DE EMERGENCIA

- Si el FV-8 pierde el contacto con el piloto, bien por la presencia de inhibidores de señal, bien por pérdida de cobertura o fallo en la señal de transmisión, la aeronave volverá automáticamente al punto de despegue o al punto de emergencia más cercano, pudiendo planificar la ubicación de éstos.

SISTEMA PLEGABLE SIN NECESIDAD DE HERRAMIENTAS

- Los detalles en el diseño otorgan calidad en el producto final evitando errores o fallas en el sistema y garantizando el ajuste perfecto de toda la estructura. Calidad, durabilidad y fiabilidad unidas en el diseño de la estructura.



ANEXO 16 FIGURA BANCADA THERMODRON ATyges

ANEXO J – FORMATOS PARA EL CONTROL Y EJECUCIÓN DEL MANTENIMIENTO

ITC – FEEST

FORMATO PARA EVALUACIÓN DE ESTADO DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN MILAGRO - DURÁN										
Responsable de Inspección:									Fecha:	
Número de poste:									Hora inicio:	
Ubicación referencial:									Hora fin:	
Número de personal:										
Nombre y apellido:										
Conductor de fase		SI	NO	Detalle descriptivo y recomendaciones:						
* Señales de cortocircuito										
* Puntos calientes encontrados										
* Conductor en mal estado										
* Peligro de cortocircuito a menos de 2m										
* Faltante de hilos en el conductor										
Hilo de Guarda		SI	NO	Detalle descriptivo y recomendaciones:						
* Señales de cortocircuito										
* Arrancado o desmontado										
* Hilo en mal estado										
* Peligro de cortocircuito a menos de 2m										
Aislador		SI	NO	Detalle descriptivo y recomendaciones:						
* Señales de cortocircuito										
* Puntos calientes encontrados										
* Aislador corroído, sucio, roto o quemado										
* Aislador en mal estado										
Poste		SI	NO	Detalle descriptivo y recomendaciones:						
* Roto										
* A punto de colapsar										
* Escalerillas en mal estado										
Herrajes		SI	NO	Detalle descriptivo y recomendaciones:						
* Señales de cortocircuito										
* Puntos calientes encontrados										
* Herraje corroído, sucio, roto o quemado										
* Herraje en mal estado										
Puesta a Tierra		SI	NO	Detalle descriptivo y recomendaciones:						
* Puesta a tierra floja										
* Puesta a tierra en mal estado, degradada										
* Herraje corroído, sucio, roto o quemado										
* Herraje en mal estado										
Templete		SI	NO	Detalle descriptivo y recomendaciones:						
* Roto										
* A punto de arrancarse										
Vegetación / Ambiente		SI	NO	Detalle descriptivo y recomendaciones:						
* Alto riesgo para la línea										
* Se debe hacer desbroce correctivo										
* Existe botadero de basura										
* Existe nidos sobre la línea										
* Se encontro objetos extraños cerca										
Firma del responsable										

ITC – FECDST

FORMATO PARA EVALUACIÓN Y CONTROL DE DESBROCE EN LA LÍNEA DE SUBTRANSMISION MILAGRO - DURÁN												
Responsable de Inspección:					Fecha:							
Número de poste:					Hora inicio:							
Ubicación referencial de Inicio:					Hora fin:							
Ubicación referencial de Fin:												
Número de personal:												
Nombre y apellido:												
Control de desbroce					SI		NO					
* Se cumple en la fecha programada												
Si la respuesta es NO, explicar el motivo:												
Control de desbroce					SI		NO		Alto		Medio	Bajo
* Nivel de vegetación												
* Peligro de contacto con línea viva												
* Uso de maquinaria												
* Dificultad de acceso al terreno												
* Se realiza corte de energía												
* Eventos no deseados												
* Se cumple con el trabajo programado												
Novedades encontradas en el trabajo de mantenimiento:												
Cumplimiento de desbroce					%CUM							
Trabajo del día												
Trabajo a la fecha												
Trabajo total												
Detalle descriptivo del avance del trabajo y recomendaciones:												
Firma del responsable												

ITC - FELAST

FORMATO PARA EVALUACIÓN DE LIMPIEZA DE AISLADORES EN LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN MILAGRO - DURÁN						
Responsable de Inspección:				Fecha:		
Número de poste:				Hora inicio:		
Ubicación referencial de Inicio:				Hora fin:		
Ubicación referencial de Fin:						
Número de personal:						
Nombre y apellido:						
Limpieza de Aisladores		SI	NO			
* Se cumple en la fecha programada		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			
Si la respuesta es NO, explicar el motivo:						
Tipo y técnica de lavado:						
Equipos utilizados:						
Tipo de aislador encontrado:						
Limpieza de Aisladores		SI	NO	Alto	Medio	Bajo
* Señales de cortocircuito		<input type="checkbox"/>				
* Peligro de causa de cortocircuito		<input type="checkbox"/>				
* Aislador corroído, sucio, roto o quemado		<input type="checkbox"/>				
* Aislador en mal estado		<input type="checkbox"/>				
* Dificultad de acceso al terreno		<input type="checkbox"/>				
* Se realiza corte de energía		<input type="checkbox"/>				
* Eventos no deseados		<input type="checkbox"/>				
* Se cumple con el trabajo programado		<input type="checkbox"/>				
* Se debe realizar cambio de aislador		<input type="checkbox"/>				
Novedades encontradas en el trabajo de mantenimiento:						
Cumplimiento de Limpieza		%CUM				
Trabajo del día		<input type="checkbox"/>				
Trabajo a la fecha		<input type="checkbox"/>				
Trabajo total		<input type="checkbox"/>				
Detalle descriptivo del avance del trabajo y recomendaciones:						
Firma del responsable						

ITC - FEEST

FORMATO PARA EVALUACIÓN MENSUAL DEL ESTADO DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN MILAGRO - DURÁN														
Responsable:						Fecha:								
Número de personal:						Hora inicio:								
Nombre y apellido:						Hora fin:								
Fallas ocurridas			CANT.			Resultados obtenidos del mes			%CUM					
* Falla Humana						* Limpieza de aisladores								
* Sin medición						* Desbroce de vegetación								
* Vegetación						* Termografía, fotografía e insp. Visual								
* Animal														
Total Fallas:						Total:								
						SI			NO			CANT.		
* Cambios en la planificación de mantenimiento														
* Cambios en la organización														
* Mantenimientos correctivos ejecutados														
* Mantenimientos emergentes ejecutados														
Acciones tomadas al respecto:														
Detalle descriptivo del reporte mensual y recomendaciones:														
Firma del responsable														

ANEXO K – S/T MILAGRO – DURÁN PLATAFORMA QGIS

SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN MILAGRO - DURÁN PLATAFORMA QGIS

Legenda

MANTENIMIENTO

- SEMBRÍOS
- LAVADO AISLADORES
- DESBROCE

BLOQUES

- CONSUMIDORES
- LST MILAGRO - DURAN FOTO I
- LST MILAGRO DURAN #POSTES TI
- LST MILAGRO - DURAN FOTO II
- LST MILAGRO DURAN #POSTES TII

DURAN SUR

LINEA MILAGRO

CELEC EP

MODOS DE FALLAS

MODOS DE FALLA ANIMAL

FALLA 11012014

MODOS DE FALLA HUMANA

FALLA 06072016

FALLA 29062016

FALLA 21072015

FALLA 21052015

FALLA 15022015

FALLA 11102014 (2)

FALLA 11102014

FALLA 09072014 (2)

FALLA 09072014

FALLA 19072014

FALLA 22062014

FALLA 16052014

FALLA 18022014

FALLA 13022014

FALLA 12022014

MODOS DE FALLA POR VEGETACION

FALLA 29012015

FALLA 19012015

FALLA 17012015

FALLA 04052014

FALLA15062014

FALLA 19072014

FALLA 01082014

FALLA 20082014

MODOS DE FALLA SIN MEDICIÓN

FALLA 08052016

FALLA 16042016

FALLA 26072015

FALLA 13062015

FALLA 27022015

FALLA 23022015

FALLA 06032014

FALLA 03022014

FALLA 31012014

FALLA 01012014

FACTORES

TRABAJOS EN ÁREAS

RELLENOS

VEGETACIÓN

VEGETACIONII

VEGETACION

CONTAMINACIÓN

BASURA

ÁREAS

AREA I

AREA II

AREA III

VÍAS

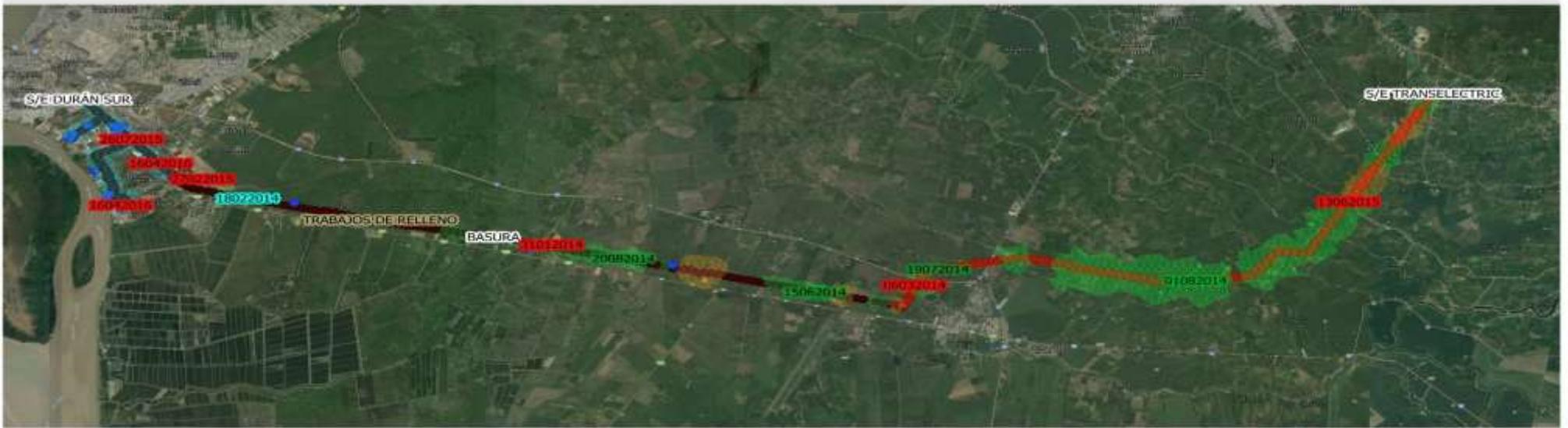
via_I

via_I

via_I

vias

Google Hybrid



ANEXO 21 S/T MILAGRO - DURÁN PLATAFORMA QGIS

ANEXO M – PROYECCIÓN ANUAL DE GASTOS POR MANTENIMIENTO

MANTENIMIENTO CNEL EP GLR			SISTEMA LIDAR BANCADA THERMODRON		
DESBROCE DE VEGETACIÓN			DESBROCE DE VEGETACIÓN		
PERSONAL	UN.	COSTO	PERSONAL	UN.	COSTO
Ingeniero (Fiscalizador)	1	\$ 584,58	Ingeniero (Fiscalizador)	1	\$ 584,58
Capatáz	1	\$ 379,69	Capatáz	1	\$ 379,69
Cuadrillas (Linieros)	3	\$ 3.445,33	Cuadrillas (Linieros)	3	\$ 3.445,33
Técnico / Ayudante	3	\$ 624,09	Técnico / Ayudante	3	\$ 624,09
HERRAMIENTAS / MATERIALES			HERRAMIENTAS / MATERIALES		
Herramientas de corte	3	\$ 1.050,00	Herramientas de corte	3	\$ 1.050,00
Herramientas de acceso	6	\$ 600,00	Herramientas de acceso	6	\$ 600,00
Herramientas de seguridad	16	\$ 320,00	Herramientas de seguridad	16	\$ 320,00
Cámaras	1	\$ 100,00	Cámaras	1	\$ 100,00
MOVILIZACIÓN			MOVILIZACIÓN		
Camionetas tipo Pick Up	3	\$ 1.800,00	Camionetas tipo Pick Up	3	\$ 1.800,00
Camión tipo canasta (c e)	1	\$ 1.280,00	Camión tipo canasta (c e)	1	\$ 1.280,00
SUBTOTAL		\$ 10.183,69	SUBTOTAL		\$ 10.183,69
TOTAL		\$ 30.551,07	TOTAL		\$ 40.734,76
LAVADO DE AISLADORES			LAVADO DE AISLADORES		
PERSONAL	UN.	COSTO	PERSONAL	UN.	COSTO
Ingeniero (Fiscalizador)	1	\$ 194,86	Ingeniero (Fiscalizador)	1	\$ 194,86
Capatáz	1	\$ 126,56	Capatáz	1	\$ 126,56
Cuadrillas (Linieros)	1	\$ 382,81	Cuadrillas (Linieros)	1	\$ 382,81
Técnico / Ayudante	1	\$ 69,34	Técnico / Ayudante	1	\$ 69,34
HERRAMIENTAS / MATERIALES			HERRAMIENTAS / MATERIALES		
Herramientas de seguridad	7	\$ 140,00	Herramientas de seguridad	7	\$ 140,00
Cámaras	1	\$ 100,00	Cámaras	1	\$ 100,00
MOVILIZACIÓN			MOVILIZACIÓN		
Camionetas tipo Pick Up	1	\$ 600,00	Camionetas tipo Pick Up	1	\$ 600,00
Camión tipo canasta (c e)	1	\$ 960,00	Camión tipo canasta (c e)	1	\$ 960,00
Motobomba	1	\$ 960,00	Motobomba	1	\$ 960,00
TOTAL		\$ 3.533,58	TOTAL		\$ 3.533,58
INSPECCIONES			INSPECCIONES		
PERSONAL	UN.	COSTO	PERSONAL	UN.	COSTO
Ingeniero (Fiscalizador)	1	\$ 584,58	Ingeniero (Fiscalizador)	1	\$ 194,86
Técnico / Ayudante	1	\$ 208,03	Técnico / Ayudante	1	\$ -
HERRAMIENTAS / MATERIALES			HERRAMIENTAS / MATERIALES		
Cámaras	1	\$ 200,00	Bancada Thermodron	1	\$ -
MOVILIZACIÓN			MOVILIZACIÓN		
Camionetas tipo Pick Up	1	\$ 600,00	Camionetas tipo Pick Up	1	\$ 120,00
TOTAL		\$ 1.592,61	SUBTOTAL		\$ 314,86
TOTAL		\$ 35.677,26	TOTAL		\$ 629,72
EGRESO ANUAL		\$ 35.677,26	EGRESO ANUAL		\$ 44.583,20
# FALLAS ANUAL 2016		8	# FALLAS ANUAL ESP		1

ANEXO 22 GASTOS ESTIMADOS POR MANTENIMIENTO AÑO 1

MANTENIMIENTO CNEL EP GLR		
DESBROCE DE VEGETACIÓN		
PERSONAL	UN.	COSTO
Ingeniero (Fiscalizador)	1	\$ 637,42
Capatáz	1	\$ 413,61
Cuadrillas (Linieros)	3	\$ 3.749,90
Técnico / Ayudante	3	\$ 678,33
HERRAMIENTAS / MATERIALES		
Herramientas de corte	3	\$ 1.050,00
Herramientas de acceso	6	\$ 600,00
Herramientas de seguridad	16	\$ 320,00
Cámaras	1	\$ 100,00
MOVILIZACIÓN		
Camionetas tipo Pick Up	3	\$ 1.800,00
Camión tipo canasta (c e)	1	\$ 1.280,00
SUBTOTAL		\$ 10.629,26
TOTAL		\$ 31.887,79

LAVADO DE AISLADORES		
PERSONAL	UN.	COSTO
Ingeniero (Fiscalizador)	1	\$ 212,47
Capatáz	1	\$ 137,87
Cuadrillas (Linieros)	1	\$ 416,66
Técnico / Ayudante	1	\$ 75,37
HERRAMIENTAS / MATERIALES		
Herramientas de seguridad	7	\$ 140,00
Cámaras	1	\$ 100,00
MOVILIZACIÓN		
Camionetas tipo Pick Up	1	\$ 600,00
Camión tipo canasta (c e)	1	\$ 960,00
Motobomba	1	\$ 960,00
TOTAL		\$ 3.602,37

INSPECCIONES		
PERSONAL	UN.	COSTO
Ingeniero (Fiscalizador)	1	\$ 637,42
Técnico / Ayudante	1	\$ 226,11
HERRAMIENTAS / MATERIALES		
Cámaras	1	\$ 200,00
MOVILIZACIÓN		
Camionetas tipo Pick Up	1	\$ 600,00
TOTAL		\$ 1.663,53
EGRESO ANUAL		\$ 37.153,69
# FALLAS ANUAL 2016		8

SISTEMA LIDAR BANCADA THERMODRON		
MANTENIMIENTO CNEL EP GLR		
DESBROCE DE VEGETACIÓN		
PERSONAL	UN.	COSTO
Ingeniero (Fiscalizador)	1	\$ 637,42
Capatáz	1	\$ 413,61
Cuadrillas (Linieros)	3	\$ 3.749,90
Técnico / Ayudante	3	\$ 678,33
HERRAMIENTAS / MATERIALES		
Herramientas de corte	3	\$ 1.050,00
Herramientas de acceso	6	\$ 600,00
Herramientas de seguridad	16	\$ 320,00
Cámaras	1	\$ 100,00
MOVILIZACIÓN		
Camionetas tipo Pick Up	3	\$ 1.800,00
Camión tipo canasta (c e)	1	\$ 1.280,00
SUBTOTAL		\$ 10.629,26
TOTAL		\$ 42.517,05

LAVADO DE AISLADORES		
PERSONAL	UN.	COSTO
Ingeniero (Fiscalizador)	1	\$ 212,47
Capatáz	1	\$ 137,87
Cuadrillas (Linieros)	1	\$ 416,66
Técnico / Ayudante	1	\$ 75,37
HERRAMIENTAS / MATERIALES		
Herramientas de seguridad	7	\$ 140,00
Cámaras	1	\$ 100,00
MOVILIZACIÓN		
Camionetas tipo Pick Up	1	\$ 600,00
Camión tipo canasta (c e)	1	\$ 960,00
Motobomba	1	\$ 960,00
TOTAL		\$ 3.602,37

INSPECCIONES		
PERSONAL	UN.	COSTO
Ingeniero (Fiscalizador)	1	\$ 212,47
Técnico / Ayudante	1	\$ -
HERRAMIENTAS / MATERIALES		
Bancada Thermodron	1	\$ -
MOVILIZACIÓN		
Camionetas tipo Pick Up	1	\$ 120,00
SUBTOTAL		\$ 332,47
TOTAL		\$ 664,95
EGRESO ANUAL		\$ 46.451,89
# FALLAS ANUAL ESP		1

ANEXO 23 GASTOS ESTIMADOS POR MANTENIMIENTO AÑO 2

MANTENIMIENTO CNEL EP GLR		
DESBROCE DE VEGETACIÓN		
PERSONAL	UN.	COSTO
Ingeniero (Fiscalizador)	1	\$ 649,93
Capatáz	1	\$ 421,64
Cuadrillas (Linieros)	3	\$ 3.821,97
Técnico / Ayudante	3	\$ 691,16
HERRAMIENTAS / MATERIALES		
Herramientas de corte	3	\$ 1.050,00
Herramientas de acceso	6	\$ 600,00
Herramientas de seguridad	16	\$ 320,00
Cámaras	1	\$ 100,00
MOVILIZACIÓN		
Camionetas tipo Pick Up	3	\$ 1.800,00
Camión tipo canasta (c e)	1	\$ 1.280,00
SUBTOTAL		\$ 10.734,70
TOTAL		\$ 32.204,10
LAVADO DE AISLADORES		
PERSONAL	UN.	COSTO
Ingeniero (Fiscalizador)	1	\$ 216,64
Capatáz	1	\$ 140,55
Cuadrillas (Linieros)	1	\$ 424,66
Técnico / Ayudante	1	\$ 76,80
HERRAMIENTAS / MATERIALES		
Herramientas de seguridad	7	\$ 140,00
Cámaras	1	\$ 100,00
MOVILIZACIÓN		
Camionetas tipo Pick Up	1	\$ 600,00
Camión tipo canasta (c e)	1	\$ 960,00
Motobomba	1	\$ 960,00
TOTAL		\$ 3.618,65
INSPECCIONES		
PERSONAL	UN.	COSTO
Ingeniero (Fiscalizador)	1	\$ 649,93
Técnico / Ayudante	1	\$ 230,39
HERRAMIENTAS / MATERIALES		
Cámaras	1	\$ 200,00
MOVILIZACIÓN		
Camionetas tipo Pick Up	1	\$ 600,00
TOTAL		\$ 1.680,31
EGRESO ANUAL		\$ 37.503,06
# FALLAS ANUAL 2016		8

SISTEMA LIDAR BANCADA THERMODRON		
MANTENIMIENTO CNEL EP GLR		
DESBROCE DE VEGETACIÓN		
PERSONAL	UN.	COSTO
Ingeniero (Fiscalizador)	1	\$ 649,93
Capatáz	1	\$ 421,64
Cuadrillas (Linieros)	3	\$ 3.821,97
Técnico / Ayudante	3	\$ 691,16
HERRAMIENTAS / MATERIALES		
Herramientas de corte	3	\$ 1.050,00
Herramientas de acceso	6	\$ 600,00
Herramientas de seguridad	16	\$ 320,00
Cámaras	1	\$ 100,00
MOVILIZACIÓN		
Camionetas tipo Pick Up	3	\$ 1.800,00
Camión tipo canasta (c e)	1	\$ 1.280,00
SUBTOTAL		\$ 10.734,70
TOTAL		\$ 42.938,80
LAVADO DE AISLADORES		
PERSONAL	UN.	COSTO
Ingeniero (Fiscalizador)	1	\$ 216,64
Capatáz	1	\$ 140,55
Cuadrillas (Linieros)	1	\$ 424,66
Técnico / Ayudante	1	\$ 76,80
HERRAMIENTAS / MATERIALES		
Herramientas de seguridad	7	\$ 140,00
Cámaras	1	\$ 100,00
MOVILIZACIÓN		
Camionetas tipo Pick Up	1	\$ 600,00
Camión tipo canasta (c e)	1	\$ 960,00
Motobomba	1	\$ 960,00
TOTAL		\$ 3.618,65
INSPECCIONES		
PERSONAL	UN.	COSTO
Ingeniero (Fiscalizador)	1	\$ 216,64
Técnico / Ayudante	1	\$ -
HERRAMIENTAS / MATERIALES		
Bancada Thermodron	1	\$ -
MOVILIZACIÓN		
Camionetas tipo Pick Up	1	\$ 120,00
SUBTOTAL		\$ 336,64
TOTAL		\$ 673,28
EGRESO ANUAL		\$ 46.894,09
# FALLAS ANUAL ESP		1

ANEXO 24 GASTOS ESTIMADOS POR MANTENIMIENTO AÑO 3

MANTENIMIENTO CNEL EP GLR		
DESBROCE DE VEGETACIÓN		
PERSONAL	UN.	COSTO
Ingeniero (Fiscalizador)	1	\$ 662,68
Capatáz	1	\$ 429,83
Cuadrillas (Linieros)	3	\$ 3.895,48
Técnico / Ayudante	3	\$ 704,26
HERRAMIENTAS / MATERIALES		
Herramientas de corte	3	\$ 1.050,00
Herramientas de acceso	6	\$ 600,00
Herramientas de seguridad	16	\$ 320,00
Cámaras	1	\$ 100,00
MOVILIZACIÓN		
Camionetas tipo Pick Up	3	\$ 1.800,00
Camión tipo canasta (c e)	1	\$ 1.280,00
SUBTOTAL		\$ 10.842,25
TOTAL		\$ 32.526,74

LAVADO DE AISLADORES		
PERSONAL	UN.	COSTO
Ingeniero (Fiscalizador)	1	\$ 220,89
Capatáz	1	\$ 143,28
Cuadrillas (Linieros)	1	\$ 432,83
Técnico / Ayudante	1	\$ 78,25
HERRAMIENTAS / MATERIALES		
Herramientas de seguridad	7	\$ 140,00
Cámaras	1	\$ 100,00
MOVILIZACIÓN		
Camionetas tipo Pick Up	1	\$ 600,00
Camión tipo canasta (c e)	1	\$ 960,00
Motobomba	1	\$ 960,00
TOTAL		\$ 3.635,25

INSPECCIONES		
PERSONAL	UN.	COSTO
Ingeniero (Fiscalizador)	1	\$ 662,68
Técnico / Ayudante	1	\$ 234,75
HERRAMIENTAS / MATERIALES		
Cámaras	1	\$ 200,00
MOVILIZACIÓN		
Camionetas tipo Pick Up	1	\$ 600,00
TOTAL		\$ 1.697,43
EGRESO ANUAL		\$ 37.859,42
# FALLAS ANUAL 2016		8

SISTEMA LIDAR BANCADA THERMODRON		
MANTENIMIENTO CNEL EP GLR		
DESBROCE DE VEGETACIÓN		
PERSONAL	UN.	COSTO
Ingeniero (Fiscalizador)	1	\$ 662,68
Capatáz	1	\$ 429,83
Cuadrillas (Linieros)	3	\$ 3.895,48
Técnico / Ayudante	3	\$ 704,26
HERRAMIENTAS / MATERIALES		
Herramientas de corte	3	\$ 1.050,00
Herramientas de acceso	6	\$ 600,00
Herramientas de seguridad	16	\$ 320,00
Cámaras	1	\$ 100,00
MOVILIZACIÓN		
Camionetas tipo Pick Up	3	\$ 1.800,00
Camión tipo canasta (c e)	1	\$ 1.280,00
SUBTOTAL		\$ 10.842,25
TOTAL		\$ 43.368,98

LAVADO DE AISLADORES		
PERSONAL	UN.	COSTO
Ingeniero (Fiscalizador)	1	\$ 220,89
Capatáz	1	\$ 143,28
Cuadrillas (Linieros)	1	\$ 432,83
Técnico / Ayudante	1	\$ 78,25
HERRAMIENTAS / MATERIALES		
Herramientas de seguridad	7	\$ 140,00
Cámaras	1	\$ 100,00
MOVILIZACIÓN		
Camionetas tipo Pick Up	1	\$ 600,00
Camión tipo canasta (c e)	1	\$ 960,00
Motobomba	1	\$ 960,00
TOTAL		\$ 3.635,25

INSPECCIONES		
PERSONAL	UN.	COSTO
Ingeniero (Fiscalizador)	1	\$ 220,89
Técnico / Ayudante	1	\$ -
HERRAMIENTAS / MATERIALES		
Bancada Thermodron	1	\$ -
MOVILIZACIÓN		
Camionetas tipo Pick Up	1	\$ 120,00
SUBTOTAL		\$ 340,89
TOTAL		\$ 681,79
EGRESO ANUAL		\$ 47.345,13
# FALLAS ANUAL ESP		1

ANEXO 25 GASTOS ESTIMADOS POR MANTENIMIENTO AÑO 4

MANTENIMIENTO CNEL EP GLR		
DESBROCE DE VEGETACIÓN		
PERSONAL	UN.	COSTO
Ingeniero (Fiscalizador)	1	\$ 675,69
Capatáz	1	\$ 438,18
Cuadrillas (Linieros)	3	\$ 3.970,46
Técnico / Ayudante	3	\$ 717,61
HERRAMIENTAS / MATERIALES	UN.	COSTO
Herramientas de corte	3	\$ 1.050,00
Herramientas de acceso	6	\$ 600,00
Herramientas de seguridad	16	\$ 320,00
Cámaras	1	\$ 100,00
MOVILIZACIÓN	UN.	COSTO
Camionetas tipo Pick Up	3	\$ 1.800,00
Camión tipo canasta (c e)	1	\$ 1.280,00
SUBTOTAL		\$ 10.951,94
TOTAL	3	\$ 32.855,83
LAVADO DE AISLADORES		
PERSONAL	UN.	COSTO
Ingeniero (Fiscalizador)	1	\$ 225,23
Capatáz	1	\$ 146,06
Cuadrillas (Linieros)	1	\$ 441,16
Técnico / Ayudante	1	\$ 79,73
HERRAMIENTAS / MATERIALES	UN.	COSTO
Herramientas de seguridad	7	\$ 140,00
Cámaras	1	\$ 100,00
MOVILIZACIÓN	UN.	COSTO
Camionetas tipo Pick Up	1	\$ 600,00
Camión tipo canasta (c e)	1	\$ 960,00
Motobomba	1	\$ 960,00
TOTAL		\$ 3.652,19
INSPECCIONES		
PERSONAL	UN.	COSTO
Ingeniero (Fiscalizador)	1	\$ 675,69
Técnico / Ayudante	1	\$ 239,20
HERRAMIENTAS / MATERIALES	UN.	COSTO
Cámaras	1	\$ 200,00
MOVILIZACIÓN	UN.	COSTO
Camionetas tipo Pick Up	1	\$ 600,00
TOTAL		\$ 1.714,89
EGRESO ANUAL	\$	38.222,91
# FALLAS ANUAL 2016		8

SISTEMA LIDAR BANCADA THERMODRON		
MANTENIMIENTO CNEL EP GLR		
DESBROCE DE VEGETACIÓN		
PERSONAL	UN.	COSTO
Ingeniero (Fiscalizador)	1	\$ 675,69
Capatáz	1	\$ 438,18
Cuadrillas (Linieros)	3	\$ 3.970,46
Técnico / Ayudante	3	\$ 717,61
HERRAMIENTAS / MATERIALES	UN.	COSTO
Herramientas de corte	3	\$ 1.050,00
Herramientas de acceso	6	\$ 600,00
Herramientas de seguridad	16	\$ 320,00
Cámaras	1	\$ 100,00
MOVILIZACIÓN	UN.	COSTO
Camionetas tipo Pick Up	3	\$ 1.800,00
Camión tipo canasta (c e)	1	\$ 1.280,00
SUBTOTAL		\$ 10.951,94
TOTAL	4	\$ 43.807,77
LAVADO DE AISLADORES		
PERSONAL	UN.	COSTO
Ingeniero (Fiscalizador)	1	\$ 225,23
Capatáz	1	\$ 146,06
Cuadrillas (Linieros)	1	\$ 441,16
Técnico / Ayudante	1	\$ 79,73
HERRAMIENTAS / MATERIALES	UN.	COSTO
Herramientas de seguridad	7	\$ 140,00
Cámaras	1	\$ 100,00
MOVILIZACIÓN	UN.	COSTO
Camionetas tipo Pick Up	1	\$ 600,00
Camión tipo canasta (c e)	1	\$ 960,00
Motobomba	1	\$ 960,00
TOTAL		\$ 3.652,19
INSPECCIONES		
PERSONAL	UN.	COSTO
Ingeniero (Fiscalizador)	1	\$ 225,23
Técnico / Ayudante	1	\$ -
HERRAMIENTAS / MATERIALES	UN.	COSTO
Bancada Thermodron	1	\$ -
MOVILIZACIÓN	UN.	COSTO
Camionetas tipo Pick Up	1	\$ 120,00
SUBTOTAL		\$ 345,23
TOTAL	2	\$ 690,46
EGRESO ANUAL	\$	47.805,19
# FALLAS ANUAL ESP		1

ANEXO 26 GASTOS ESTIMADOS POR MANTENIMIENTO AÑO 5

TABLA 49 DETALLE DE REMUNERACIÓN ANUAL DEL PERSONAL

PERSONAL	AÑO	SUELDO	10mo TERCER	10mo CUARTO	APORTACIÓN	FONDO DE R	A.A	EGRESOS POR AÑO	EGRESOS POR MES	EGRESOS POR DIA
INGENIERO DE SUBESTACIÓN	1	\$ 1.218,00	\$ 1.218,00	\$ 366,00	\$ 111,45		\$ 1.242,36	\$ 17.537,36	\$ 1.461,45	\$ 48,71
	2	\$ 1.242,36	\$ 1.242,36	\$ 366,00	\$ 113,68	\$ 103,49	\$ 1.267,21	\$ 19.122,65	\$ 1.593,55	\$ 53,12
	3	\$ 1.267,21	\$ 1.267,21	\$ 366,00	\$ 115,95	\$ 105,56	\$ 1.292,55	\$ 19.497,79	\$ 1.624,82	\$ 54,16
	4	\$ 1.292,55	\$ 1.292,55	\$ 366,00	\$ 118,27	\$ 107,67	\$ 1.318,40	\$ 19.880,42	\$ 1.656,70	\$ 55,22
	5	\$ 1.318,40	\$ 1.318,40	\$ 366,00	\$ 120,63	\$ 109,82		\$ 20.270,71	\$ 1.689,23	\$ 56,31
JEFE DE CUADRILLA	1	\$ 782,00	\$ 782,00	\$ 366,00	\$ 71,55		\$ 797,64	\$ 11.390,64	\$ 949,22	\$ 31,64
	2	\$ 797,64	\$ 797,64	\$ 366,00	\$ 72,98	\$ 66,44	\$ 813,59	\$ 12.408,45	\$ 1.034,04	\$ 34,47
	3	\$ 813,59	\$ 813,59	\$ 366,00	\$ 74,44	\$ 67,77	\$ 829,86	\$ 12.649,30	\$ 1.054,11	\$ 35,14
	4	\$ 829,86	\$ 829,86	\$ 366,00	\$ 75,93	\$ 69,13	\$ 846,46	\$ 12.894,96	\$ 1.074,58	\$ 35,82
	5	\$ 846,46	\$ 846,46	\$ 366,00	\$ 77,45	\$ 70,51		\$ 13.145,54	\$ 1.095,46	\$ 36,52
LINIERO	1	\$ 585,00	\$ 585,00	\$ 366,00	\$ 53,53		\$ 596,70	\$ 8.613,33	\$ 717,78	\$ 23,93
	2	\$ 596,70	\$ 596,70	\$ 366,00	\$ 54,60	\$ 49,71	\$ 608,63	\$ 9.374,74	\$ 781,23	\$ 26,04
	3	\$ 608,63	\$ 608,63	\$ 366,00	\$ 55,69	\$ 50,70	\$ 620,81	\$ 9.554,91	\$ 796,24	\$ 26,54
	4	\$ 620,81	\$ 620,81	\$ 366,00	\$ 56,80	\$ 51,71	\$ 633,22	\$ 9.738,69	\$ 811,56	\$ 27,05
	5	\$ 633,22	\$ 633,22	\$ 366,00	\$ 57,94	\$ 52,75		\$ 9.926,14	\$ 827,18	\$ 27,57
AYUDANTE	1	\$ 416,72	\$ 416,72	\$ 366,00	\$ 38,13		\$ 425,05	\$ 6.240,92	\$ 520,08	\$ 17,34
	2	\$ 425,05	\$ 425,05	\$ 366,00	\$ 38,89	\$ 35,41	\$ 433,56	\$ 6.783,30	\$ 565,28	\$ 18,84
	3	\$ 433,56	\$ 433,56	\$ 366,00	\$ 39,67	\$ 36,12	\$ 442,23	\$ 6.911,65	\$ 575,97	\$ 19,20
	4	\$ 442,23	\$ 442,23	\$ 366,00	\$ 40,46	\$ 36,84	\$ 451,07	\$ 7.042,56	\$ 586,88	\$ 19,56
	5	\$ 451,07	\$ 451,07	\$ 366,00	\$ 41,27	\$ 37,57		\$ 7.176,09	\$ 598,01	\$ 19,93

ANEXO N – PROYECCIÓN DE LA EJECUCIÓN DE TAREAS POR MANTENIMIENTO

Id	Modo de tarea	Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin	Predecesoras	abril							mayo						
							27/3	3/4	10/4	17/4	24/4	1/5	8/5	15/5	22/5					
1		MANTENIMIENTO	332 días	lun 3/4/17	mié 28/2/18		[Gantt bar for task 1: lun 3/4/17 to mié 28/2/18]													
2		INICIO	0 días	lun 3/4/17	lun 3/4/17		[Gantt bar for task 2: lun 3/4/17 to lun 3/4/17]													
3		FASE 1: INSPECCIONES	12 días	lun 29/5/17	mar 13/6/17		[Gantt bar for task 3: lun 29/5/17 to mar 13/6/17]													
4		INICIO	0 días	lun 29/5/17	lun 29/5/17		[Gantt bar for task 4: lun 29/5/17 to lun 29/5/17]													
5		INSPECCIONES VISUALES	12 días	lun 29/5/17	mar 13/6/17		[Gantt bar for task 5: lun 29/5/17 to mar 13/6/17]													
6		INSPECCIONES TELEFOTOGRAFICAS	12 días	lun 29/5/17	mar 13/6/17		[Gantt bar for task 6: lun 29/5/17 to mar 13/6/17]													
7		INSPECCIONES TERMOGRAFICAS	12 días	lun 29/5/17	mar 13/6/17		[Gantt bar for task 7: lun 29/5/17 to mar 13/6/17]													
8		FIN	0 días	mar 13/6/17	mar 13/6/17		[Gantt bar for task 8: mar 13/6/17 to mar 13/6/17]													
9		FASE 2: INSPECCIONES	12 días	jue 9/11/17	vie 24/11/17		[Gantt bar for task 9: jue 9/11/17 to vie 24/11/17]													
10		INICIO	0 días	jue 9/11/17	jue 9/11/17		[Gantt bar for task 10: jue 9/11/17 to jue 9/11/17]													
11		INSPECCIONES VISUALES	12 días	jue 9/11/17	vie 24/11/17	5	[Gantt bar for task 11: jue 9/11/17 to vie 24/11/17]													
12		INSPECCIONES TELEFOTOGRAFICAS	12 días	jue 9/11/17	vie 24/11/17	6	[Gantt bar for task 12: jue 9/11/17 to vie 24/11/17]													
13		INSPECCIONES TERMOGRAFICAS	12 días	jue 9/11/17	vie 24/11/17	7	[Gantt bar for task 13: jue 9/11/17 to vie 24/11/17]													
14		FIN	0 días	vie 24/11/17	vie 24/11/17		[Gantt bar for task 14: vie 24/11/17 to vie 24/11/17]													
15		FASE 1: DESBROCE DE VEGETACIÓN	20 días	lun 3/4/17	vie 28/4/17		[Gantt bar for task 15: lun 3/4/17 to vie 28/4/17]													

Proyecto: PEM Fecha: mié 22/3/17	Tarea	Resumen inactivo	Tareas externas
División	Tarea manual	Hito externo	Hito externo
Hito	solo duración	Fecha límite	Fecha límite
Resumen	Informe de resumen manual	Progreso	Progreso
Resumen del proyecto	Resumen manual	Progreso manual	Progreso manual
Tarea inactiva	solo el comienzo	<td> solo el fin </td>	solo el fin
Hito inactivo			

Página 1

Id	Modo de tarea	Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin	Predecesoras	Gantt Chart (April to May)											
16	➤	INICIO	0 días	lun 3/4/17	lun 3/4/17		27/3 abril 3/4 10/4 17/4 24/4 mayo 1/5 8/5 15/5 22/5											
17	📄	OPERACIÓN DE DESBROCE	20 días?	lun 3/4/17	vie 28/4/17		◆ 3/4											
18	➤	FIN	0 días	vie 28/4/17	vie 28/4/17		◆ 28/4											
19	📄	FASE 2: DESBROCE DE	20 días	lun 3/7/17	vie 28/7/17													
20	➤	INICIO	0 días	lun 3/7/17	lun 3/7/17													
21	📄	OPERACIÓN DE DESBROCE	20 días	lun 3/7/17	vie 28/7/17	17												
22	➤	FIN	0 días	vie 28/7/17	vie 28/7/17													
23	📄	FASE 3: DESBROCE DE	20 días	lun 2/10/17	vie 27/10/17													
24	➤	INICIO	0 días	lun 2/10/17	lun 2/10/17													
25	📄	OPERACIÓN DE DESBROCE	20 días	lun 2/10/17	vie 27/10/17	21												
26	➤	FIN	0 días	jue 27/4/17	jue 27/4/17		◆ 27/4											
27	📄	FASE 4: DESBROCE DE	20 días	lun 4/12/17	vie 29/12/17													
28	➤	INICIO	0 días	lun 4/12/17	lun 4/12/17													
29	📄	OPERACIÓN DE DESBROCE	20 días	lun 4/12/17	vie 29/12/17	25												
30	➤	FIN	0 días	sáb 29/4/17	sáb 29/4/17		◆ 29/4											
31	📄	FASE 5: DESBROCE DE	14 días	lun 5/2/18	dom 18/2/18													

Proyecto: PEM Fecha: mié 22/3/17	Tarea	➤	Resumen inactivo	▬	Tareas externas	▬
	División	⋯	Tarea manual	▬	Hito externo	◆
	Hito	◆	solo duración	▬	Fecha limite	↓
	Resumen	▬	Informe de resumen manual	▬	Progreso	▬
	Resumen del proyecto	▬	Resumen manual	▬	Progreso manual	▬
	Tarea inactiva	▬	solo el comienzo	[
Hito inactivo	◆	solo fin]			

Id	Modo de tarea	Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin	Predecesoras	abril					mayo		
							27/3	3/4	10/4	17/4	24/4	1/5	8/5	15/5
32		INCIÓ	0 días	lun 5/2/18	lun 5/2/18									
33		OPERACIÓN DE DESBROCE	14 días	lun 5/2/18	dom 18/2/18	29								
34		FIN	0 días	dom 18/2/18	dom 18/2/18									
35		FASE 1: LAVADO DE AISLADORES	5 días?	lun 12/6/17	vie 16/6/17									
36		INICIO	0 días	lun 12/6/17	lun 12/6/17									
37		OPERACIÓN DE AISLADORES	5 días	lun 12/6/17	vie 16/6/17									
38		FIN	0 días	vie 16/6/17	vie 16/6/17									
39		FIN DEL MANTENIMIENTO	0 días	dom 18/2/18	dom 18/2/18									

Proyecto: PEM Fecha: mié 22/3/17	Tarea		Resumen inactivo		Tareas externas	
	División		Tarea manual		Hito externo	
	Hito		solo duración		Fecha límite	
	Resumen		Informe de resumen manual		Progreso	
	Resumen del proyecto		Resumen manual		Progreso manual	
	Tarea inactiva		solo el comienzo			
	Hito inactivo		solo fin			

22/5	junio	29/5	5/6	12/6	19/6	26/6	julio	3/7	10/7	17/7	24/7	agosto	31/7	7/8	14/8	21/8	28/8	septiembre	4/9	11/9	18/9	25/9	octubre	2/10	9/10
------	-------	------	-----	------	------	------	-------	-----	------	------	------	--------	------	-----	------	------	------	------------	-----	------	------	------	---------	------	------



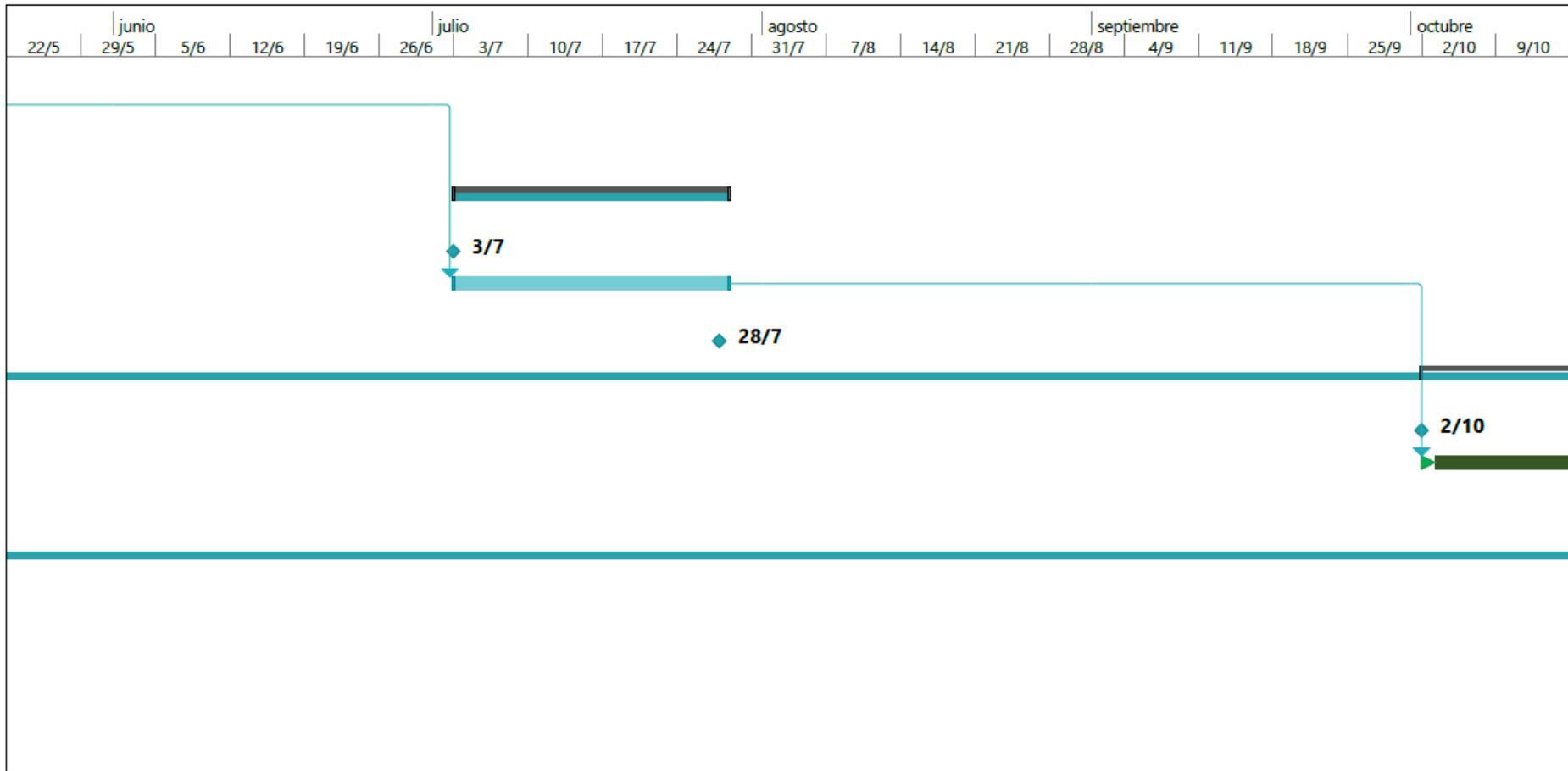
◆ 29/5



◆ 13/6

Proyecto: PEM
Fecha: mié 22/3/17

Tarea		Resumen inactivo		Tareas externas	
División		Tarea manual		Hito externo	◆
Hito	◆	solo duración		Fecha limite	↓
Resumen		Informe de resumen manual		Progreso	
Resumen del proyecto		Resumen manual		Progreso manual	
Tarea inactiva		solo el comienzo			
Hito inactivo	◆	solo fin			



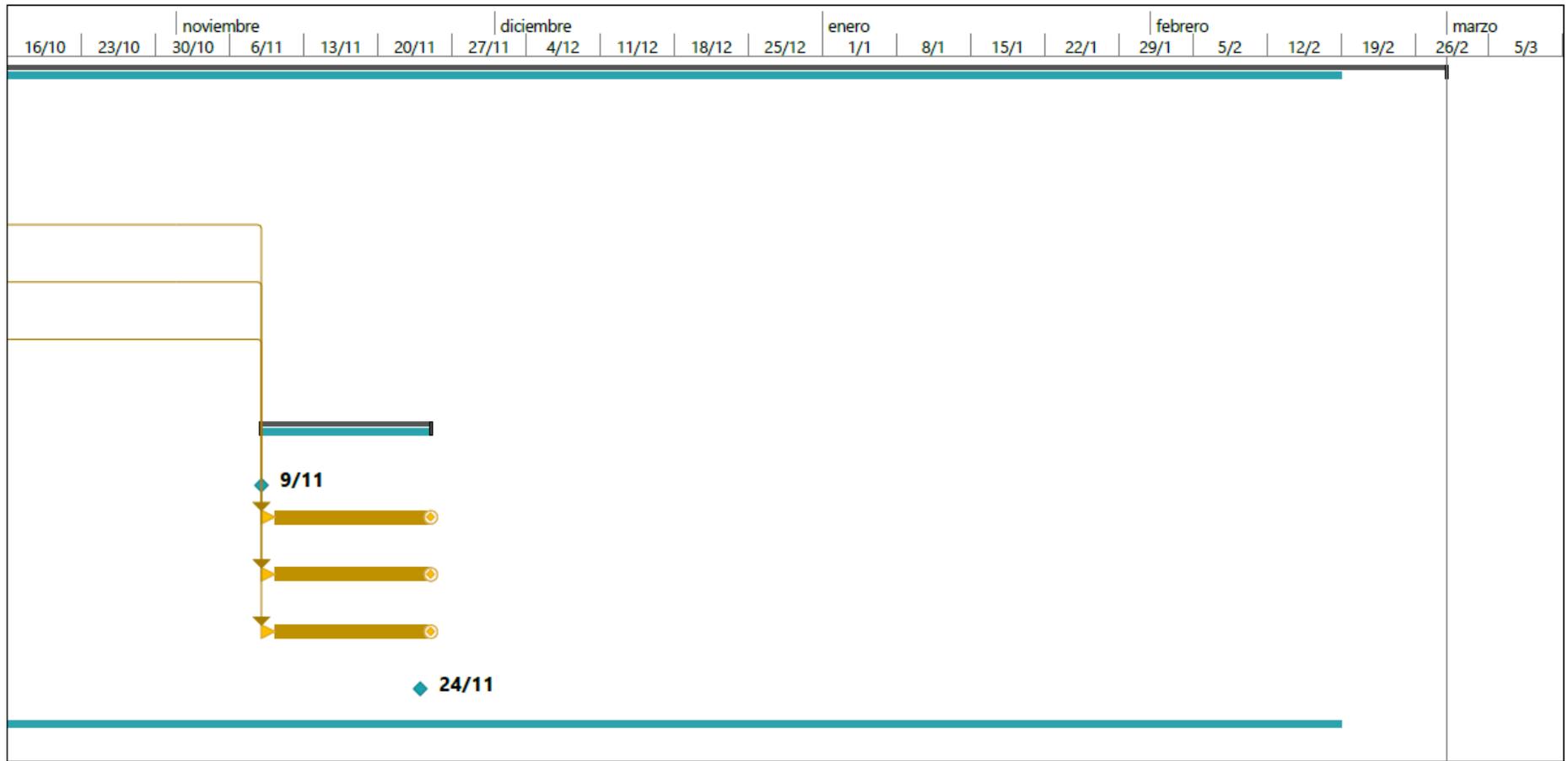
Proyecto: PEM Fecha: mié 22/3/17	Tarea		Resumen inactivo		Tareas externas	
	División		Tarea manual		Hito externo	
	Hito		solo duración		Fecha límite	
	Resumen		Informe de resumen manual		Progreso	
	Resumen del proyecto		Resumen manual		Progreso manual	
	Tarea inactiva		solo el comienzo			
	Hito inactivo		solo fin			

22/5 | junio | 29/5 | 5/6 | 12/6 | 19/6 | julio | 26/6 | 3/7 | 10/7 | 17/7 | 24/7 | agosto | 31/7 | 7/8 | 14/8 | 21/8 | septiembre | 28/8 | 4/9 | 11/9 | 18/9 | octubre | 25/9 | 2/10 | 9/10

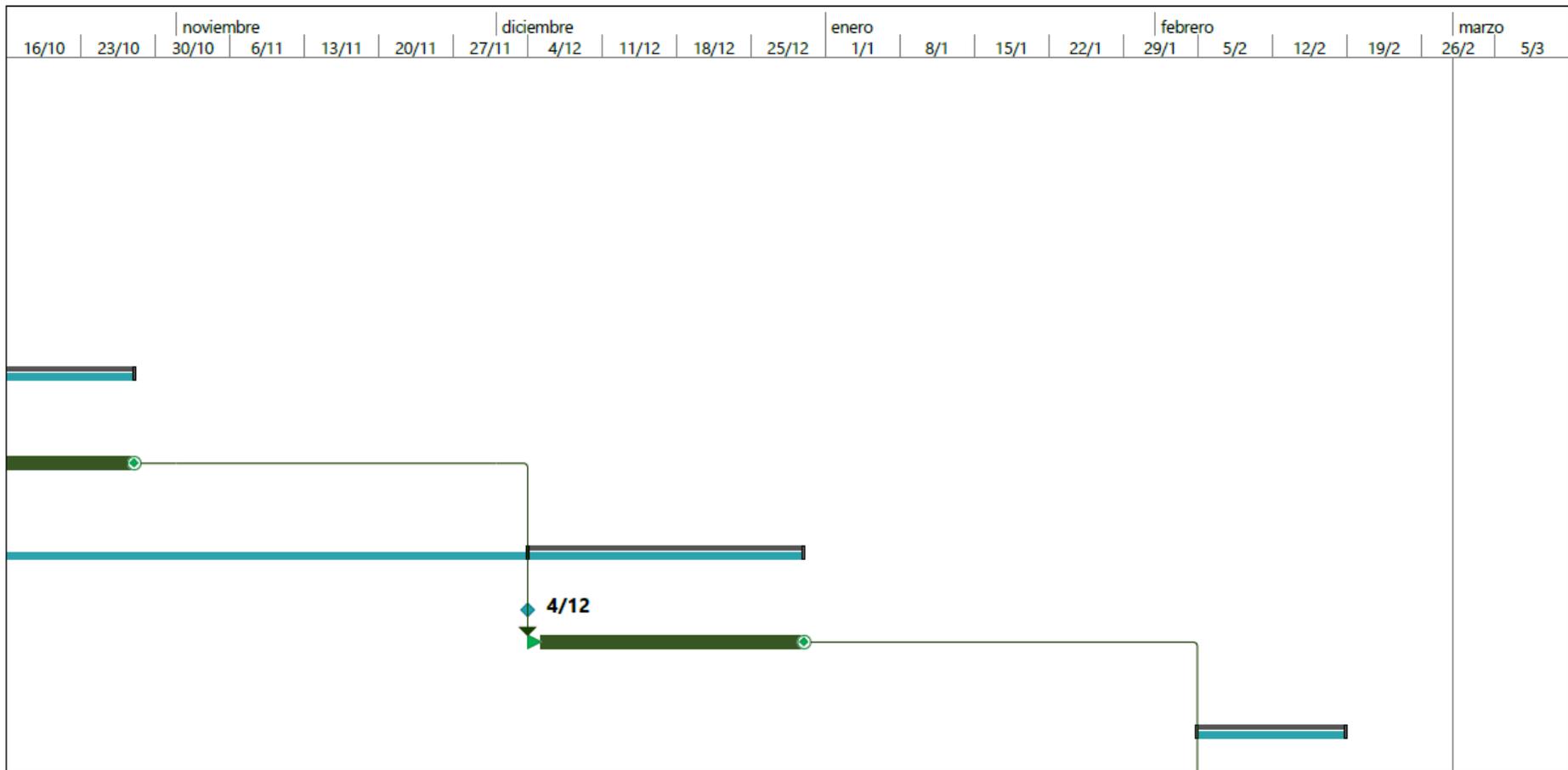


Proyecto: PEM
Fecha: mié 22/3/17

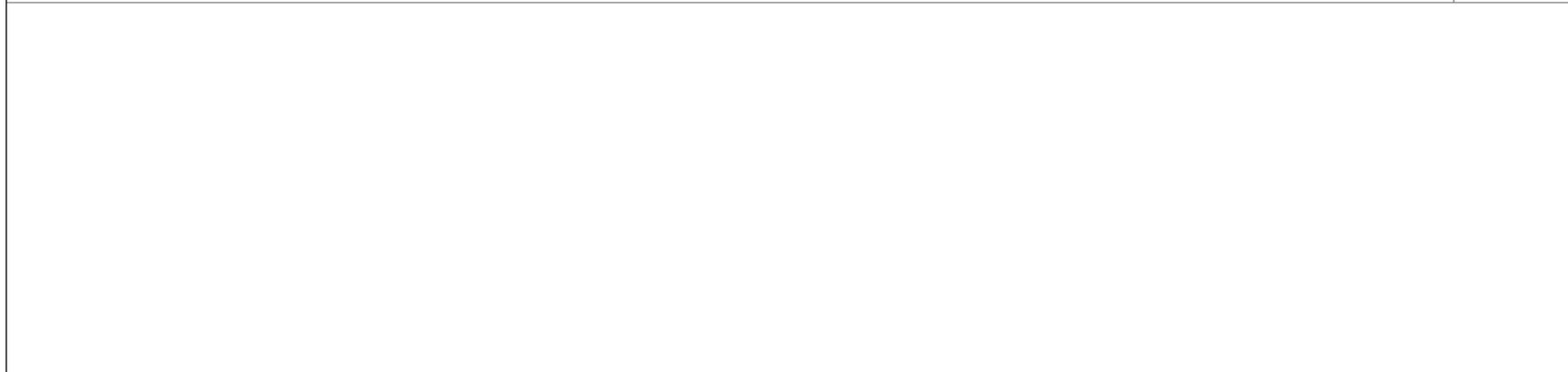
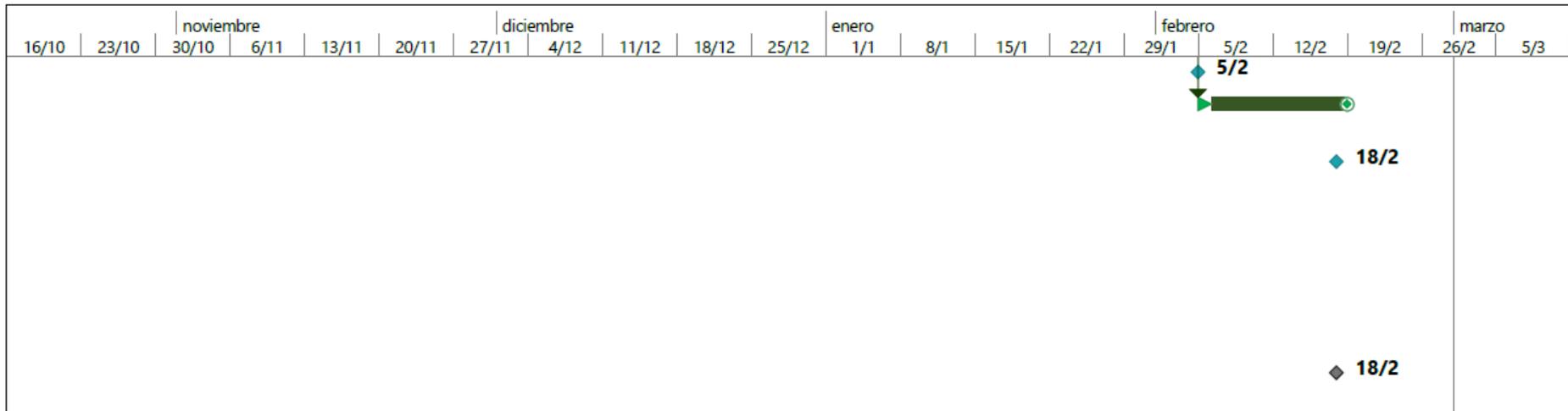
Tarea		Resumen inactivo		Tareas externas	
División		Tarea manual		Hito externo	
Hito		solo duración		Fecha límite	
Resumen		Informe de resumen manual		Progreso	
Resumen del proyecto		Resumen manual		Progreso manual	
Tarea inactiva		solo el comienzo			
Hito inactivo		solo fin			



Proyecto: PEM Fecha: mié 22/3/17	Tarea		Resumen inactivo		Tareas externas	
	División		Tarea manual		Hito externo	
	Hito		solo duración		Fecha limite	
	Resumen		Informe de resumen manual		Progreso	
	Resumen del proyecto		Resumen manual		Progreso manual	
	Tarea inactiva		solo el comienzo			
	Hito inactivo		solo fin			



Proyecto: PEM Fecha: mié 22/3/17	Tarea		Resumen inactivo		Tareas externas	
	División		Tarea manual		Hito externo	
	Hito		solo duración		Fecha límite	
	Resumen		Informe de resumen manual		Progreso	
	Resumen del proyecto		Resumen manual		Progreso manual	
	Tarea inactiva		solo el comienzo			
	Hito inactivo		solo fin			



Proyecto: PEM Fecha: mié 22/3/17	Tarea		Resumen inactivo		Tareas externas	
	División		Tarea manual		Hito externo	
	Hito		solo duración		Fecha límite	
	Resumen		Informe de resumen manual		Progreso	
	Resumen del proyecto		Resumen manual		Progreso manual	
	Tarea inactiva		solo el comienzo			
	Hito inactivo		solo fin			



Guayaquil, 01 de Marzo del 2016.

Señores
Consejo de Carrera de Ingeniería Eléctrica
Universidad Politécnica Salesiana - Guayaquil

De nuestra consideración:

En atención a sumilla impuesta por el administrador de la unidad de negocio mediante la cual autoriza dar las facilidades para que los señores CRISTHIAN MOISES BARRERA AREVALO y EDGAR JOEL ZAMORA MOLINA, ambos estudiantes de la Universidad Politécnica Salesiana accedan a la información necesaria para desarrollar sus estudios de tesis denominado **"DISEÑO DE UN PLAN ESTRATÉGICO DE MANTENIMIENTO UTILIZANDO LA METODOLOGÍA e ROMEO PARA LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN MILAGRO – DURAN"** comunico a ustedes, que nos complacerá brindar todo el apoyo posible como son:

- Nuestra empresa facilitará acceso a la línea, e información de CNEL EP Guayas Los Ríos, según se requiera para desarrollar el mencionado estudio y que el proyecto llegue a su feliz término.
- La información que se entregue será clasificada por nuestra empresa y podrá ser entregada a los estudiantes previa autorización, toda vez que como empresa pública, tenemos que cumplir con compromisos de confidencialidad, lo que nos limita a entregar información sin la debida autorización.
- Al finalizar el proyecto emitiremos una calificación técnica del mismo sobre el cumplimiento de los objetivos propuestos en la tesis, la aplicación y beneficios para ésta Unidad de Negocio.
- Aceptamos que la propiedad intelectual es de la UPS, sin embargo el trabajo puntual podrá ser utilizado por nuestra empresa sin requerimiento de autorización alguna.
- Adicionalmente nos comprometemos a divulgar y/o publicar la colaboración de la UPS en la elaboración de los proyectos que se ejecuten conjuntamente, esto es en páginas WEB, seminarios, publicaciones, etc., cuando sea posible y de manera particular cuando se realice alguna presentación y/o divulgación del tema específico tratado.

Atentamente,


Ing. Enrique Alprecht
SUPERINTENDENTE DE OPERACIONES
CNEL EP – UNIDAD DE NEGOCIOS GUAYAS – LOS RÍOS

Durán, 20 de Abril del 2017.

483 1 7

Señores
Consejo de Carrera de Ingeniería Eléctrica
Universidad Politécnica Salesiana – Guayaquil

De mis consideraciones:

Luego de la revisión del proyecto de titulación: "DISEÑO DE UN PLAN ESTRATÉGICO DE MANTENIMIENTO UTILIZANDO LA METODOLOGÍA e ROMEO PARA LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN MILAGRO – DURAN" realizado por el señor CRISTHIAN MOISÉS BARRERA AREVALO con CI: 093108156-6 estudiante de la Universidad Politécnica Salesiana comunico a ustedes:

- Que el cumplimiento de los objetivos propuestos en el trabajo de titulación fueron realizados con éxito en beneficio de ésta Unidad de Negocio.
- El proyecto de titulación fue realizado y culminado satisfactoriamente bajo los lineamientos predispuestos en el convenio.
- CNEL Unidad de Negocio Guayas – Los Ríos agradece la información obtenida en la realización de este proyecto y a su vez invita a continuar con este tipo de temáticas de titulación en beneficio del progreso en la aplicación de nuevas tecnologías para el uso en Sistemas de Eléctricos de Distribución.

CALIFICACIÓN:

100 / 100

Atentamente,


Ing. Francisco Rodríguez Veliz
PROFESIONAL DE MANTENIMIENTO
CNEL EP – UNIDAD DE NEGOCIOS GUAYAS – LOS RÍOS

VISTO BUENO


Ing. Enrique Alprecht Ojediz
SUPERINTENDENTE DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO
CNEL EP – UNIDAD DE NEGOCIOS GUAYAS – LOS RÍOS


Ing. Augusto Carpio Bustamante
ADMINISTRADOR SISTEMA DURÁN
CNEL EP – UNIDAD DE NEGOCIOS GUAYAS – LOS RÍOS

Av. León Febres Cordero Km 3.5 a lado de Turiós
Durán - Ecuador. Telfs: 04-2815967 / 04-2811425 / 04-2815966

 Corporación Nacional de Electricidad. No registrada ni modificada en el Registro del Ecuador.

48117

Guayaquil, 20 de Abril del 2017.

Señores
Consejo de Carrera de Ingeniería Eléctrica
Universidad Politécnica Salesiana – Guayaquil

De mis consideraciones:

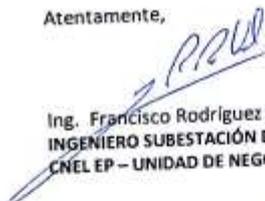
Luego de la revisión del proyecto de titulación: "DISEÑO DE UN PLAN ESTRATÉGICO DE MANTENIMIENTO UTILIZANDO LA METODOLOGÍA e ROMEO PARA LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN MILAGRO – DURAN" realizado por el señor EDGAR JOEL ZAMORA MOLINA con CI: 094033088-9 estudiante de la Universidad Politécnica Salesiana comunico a ustedes:

- Que el cumplimiento de los objetivos propuestos en el trabajo de titulación fueron realizados con éxito en beneficio de ésta Unidad de Negocio.
- El proyecto de titulación fue realizado y culminado satisfactoriamente bajo los lineamientos predispuestos en el convenio.
- CNEL Unidad de Negocio Guayas – Los Ríos agradece la información obtenida en la realización de este proyecto y a su vez invita a continuar con este tipo de temáticas de titulación en beneficio del progreso en la aplicación de nuevas tecnologías para el uso en Sistemas de Eléctricos de Distribución.

CALIFICACIÓN:

100 / 100

Atentamente,


Ing. Francisco Rodríguez Veliz
INGENIERO SUBESTACIÓN DURÁN SUR
CNEL EP – UNIDAD DE NEGOCIOS GUAYAS – LOS RÍOS

VISTO BUENO


Ing. Enrique Alprecht Ojediz
SUPERINTENDENTE DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO
CNEL EP – UNIDAD DE NEGOCIOS GUAYAS – LOS RÍOS


Ing. Augusto Carpio Bustamante
ADMINISTRADOR SISTEMA DURÁN
CNEL EP – UNIDAD DE NEGOCIOS GUAYAS – LOS RÍOS

Av. León Febres Cordero Km. 3.5 a lado de Tulías
Durán - Ecuador, Telfs: 04-2815967 / 04 2811475 / 04 2815965.

 Construido con energía solar. www.cnel.gob.ec