

**IMPLEMENTACIÓN DE INDICADORES CMD A LOS EQUIPOS ELÉCTRICOS
DE LAS SUBESTACIONES DE ELECTROHUILA S.A E.S.P.**

**MAURICIO LOSADA RODRIGUEZ
LEONARDI EDILBERTO JAIMES GIL**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA
2016**

**IMPLEMENTACIÓN DE INDICADORES CMD A LOS EQUIPOS ELÉCTRICOS
DE LAS SUBESTACIONES DE ELECTROHUILA S.A E.S.P.**

**MAURICIO LOSADA RODRIGUEZ
LEONARDI EDILBERTO JAIMES GIL**

**Monografía de Grado presentada como requisito para optar el título de
Especialista en gerencia de mantenimiento**

Director

**GUILLERMO ALEXIS PINEDA
Especialista en gestión de recursos de energía
MBA en administración de empresas**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA**

2016

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen de manera especial y sincera a las personas que de forma desinteresada colaboraron con el desarrollo de la monografía.

A Guillermo Alexis Pineda, Profesional sénior de la Transportadora de Gas Internacional, por las oportunas orientaciones en la planeación y desarrollo del trabajo.

A la empresa Electrohuila S.A E.S.P por permitirnos un espacio para practicar lo aprendido durante la especialización.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	19
1. MARCO ORGANIZACIONAL.....	22
1.1 UBICACIÓN Y NATURALEZA DEL NEGOCIO.....	22
1.2 RESEÑA HISTORICA.....	23
1.3 MARCO ESTRATEGICO	26
1.3.1 Comité de Gerencia.	26
1.3.2 Comité de Distribución.....	26
1.3.3 Comité Jurídico.	26
1.3.4 Comité Comercialización.	26
1.3.5 Comité de Archivo.....	27
1.3.6 Comité Ambiental.....	27
1.3.7 Comité de Responsabilidad Social.....	27
1.3.8 Comité Pérdidas	27
1.3.9 Comité de Recaudo y Cartera.....	27
1.3.10 Comité de Calidad.	27
1.3.11 Comité de Servicio al Cliente	27
1.3.12 Comité de Coordinación del sistema de Control Interno.	28
1.3.13 Comité Paritario en Seguridad y Salud en el Trabajo.....	28
1.4 CULTURA ORGANIZACIONAL	28
1.4.1 Misión.	28
1.4.2 Visión.....	28
1.5 ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL.....	29
1.6 MARCO NORMATIVO Y REGULATORIO.....	31
1.6.1 Energía firme y cargo por confiabilidad.....	32
1.6.2 Retie y NTC2050.	32

2. GESTION DE MANTENIMIENTO.....	34
2.1 NIVELES DEL MANTENIMIENTO.....	35
2.1.1 Nivel Instrumental.....	35
2.1.2 Nivel Operacional.....	36
2.1.3 Nivel Táctico.....	36
2.1.4 Nivel Estratégico.....	36
2.2 MODOS DE GESTION DEL MANTENIMIENTO.....	37
2.2.1 Mantenimiento correctivo.....	37
2.2.2 Mantenimiento preventivo.....	38
2.2.3 Mantenimiento predictivo.....	41
2.3 MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD.....	42
2.3.1 Las siete preguntas básicas.....	43
2.4 INDICADORES CMD.....	47
2.4.1 Confiabilidad.....	47
2.4.2 Mantenibilidad.....	49
2.4.3 Disponibilidad.....	49
2.4.3.1 Disponibilidad Inherente (A_i):.....	49
2.4.3.2 Disponibilidad Alcanzable (A_a):.....	49
2.4.3.3 Disponibilidad Operacional (A_o):.....	50
2.5 DISTRIBUCIONES USADAS EN CALCULO CMD.....	50
2.5.1 Distribución Exponencial.....	52
2.5.1.1 Función acumulativa de falla para una distribución exponencial.....	52
2.5.1.2 Función confiabilidad para una distribución exponencial.....	52
2.5.1.3 Función riesgo para un distribución exponencial.....	53
2.5.1.4 Tiempo medio entre fallas (MTBF) para una distribución exponencial.....	53
2.5.2 Distribución Weibull.....	54
2.5.2.1 Función acumulativa de falla para una distribución Weibull.....	54
2.5.2.2 Función confiabilidad para una distribución Weibull.....	55
2.5.2.3 Función riesgo para un distribución Weibull:.....	55
2.5.2.4 Tiempo medio entre fallas (MTBF) para una distribución Weibull.....	56

2.5.3 Distribución Normal.....	56
2.5.4 Distribución Log normal	57
3. SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.	59
3.1 NIVELES DE TENSION DEL SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA EN COLOMBIA.....	59
3.2.1 Plantas de Generación.	60
3.2.2 Transformadores.	60
3.2.3 Equipos de compensación reactivas.....	61
3.2.4 Equipos de corte y maniobra	61
3.2.5 Equipos de protección	62
3.2.6 Equipos de medida.	62
3.2.7 Equipos de Control	63
3.2.8 Equipo de Comunicaciones	63
3.2.9 Equipos de servicios auxiliares.	63
3.3 SUBESTACIONES	63
3.3.1 Modulo de llegada y salida de subestaciones	64
3.4 LINEAS DE TRANSMISIÓN	65
3.4.1 Conductores.	66
3.4.2 Estructuras	66
3.4.3 Aisladores.....	66
3.4.4 Herrajes.	67
4. MODELOS DE SALIDAS DE LOS EQUIPOS Y ESTIMACION DE PARAMETROS.	68
4.1 MODELO SALIDAS FORZADAS DE EQUIPOS	68
4.2 MODELO DE SALIDA PROGRAMADA DE EQUIPOS.	69
4.3 ESTIMACIÓN DE PARAMETROS PARA MODELOS DE SALIDAS DE EQUIPOS.	70
4.3.1 Elección de la Disponibilidad	70

4.3.2 Mean Time Between Failures o Tiempo Medio entre fallas ($MTBF$).....	70
4.3.3 Mean Time to Repair o Tiempo Medio para reparar ($MTTR$).....	71
4.3.4 Mean Time Between Maintenance o Tiempo Medio entre Mantenimientos ($MTBM$).....	71
4.3.4.1 $MTBM_C$	71
4.3.4.2 $MTBM_P$	71
4.3.5 Mean Time active Maintenance o Tiempo Medio para actividades de Mantenimiento \bar{M}	72
5. PRONOSTICOS EN ACTIVOS REPARABLES	73
5.1 ACTIVOS REPARABLES Y ACTIVOS NO REPARABLES.....	73
5.2 SIMULACION DE MONTE CARLO.....	74
5.2.1 Función ALEATORIO () de Excel.....	75
5.2.1 Numero Acumulado de fallas $N(t^{(m)})$ y esperado de fallas $\Lambda(t^{(m)})$	75
6. METODOLOGÍA Y AQUISICIÓN DE DATOS.	77
6.1 OBJETIVOS DEL PROYECTO.....	77
6.1.1 Objetivos específicos.	77
6.2 METODOLOGÍA DEL PROYECTO.	77
6.2.1 Elección de los equipos sistemas para implementar indicadores CMD	80
6.2.2 Equipos de subestaciones.	81
6.2.3 Clasificación y codificación de salidas por falla de los equipos de subestación.	82
6.2.4 Clasificación y codificación de salidas por falla de los equipos de redes	83
6.2.5 Clasificación y codificación de salidas programadas de los equipos de subestación.	84
6.2.6 Clasificación y codificación de salidas programadas de los equipos de redes	85
6.3 CONSULTA Y AQUISICIÓN DE DATOS.....	86

6.3.1 Oracle Developer 2000 y Oracle Discoverer.	86
7. IMPLEMENTACION DE INDICES CMD.....	88
7.1 CALCULO DE INDICADORES CMD EN EXCEL.....	88
7.1.1 Descripción de la aplicación en Excel y sus módulos.....	89
7.1.2 Reporte de resultados de la Aplicación para grupo de bahías seleccionadas	92
7.1.3 Pronostico de eventos esperados con simulación de Monte Carlo.....	102
8. CONCLUSIONES.....	105
BIBLIOGRAFÍA.....	107

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Bahías de circuitos asociadas a la subestación Bote	82
Tabla 2. Códigos de la clasificación de fallas asociadas a bahías de circuitos	83
Tabla 3. Códigos de fallas asociadas a líneas de circuitos	84
Tabla 4. Códigos de clasificación de mantenimientos programados de bahías de circuitos	85
Tabla 5. Códigos de clasificación de mantenimientos programados de líneas de circuitos	85
Tabla 6. Bahías de circuitos seleccionadas para implementar CMD.	88

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Ubicación subestaciones, micro centrales hidroeléctricas y sedes	22
Figura 2. Cultura organizacional	29
Figura 3. Composición accionaria	30
Figura 4. Estructura Organizacional.....	30
Figura 5. Condición probable del estado del equipo respecto del tiempo.....	43
Figura 6. Curva de la bañera o de Davies (bathtub curve)	51
Figura 7. Curva de distribución y función acumulativa falla	55
Figura 8. Generador Francis micro central La Pita	60
Figura 9. Transformador de potencia 34.5 kV/13.8 kV	60
Figura 10. Interruptor Trifásico Marca Mitsubishi	61
Figura 11. Seccionador tripolar de barras	61
Figura 12. Relé de protección y control.....	62
Figura 13. Transformador de medida tensión PT	62
Figura 14. Transformador de medida corriente CT	63
Figura 15. Subestación Norte	64
Figura 16. Bahía de patio seboruco	65
Figura 17. Bahías Circuito de celda	65
Figura 18. Estructura de alta tensión	66
Figura 19. Aisladores	67
Figura 20. Modelo de dos estados componente reparable.....	69
Figura 21. Modelo de tres estados componente reparable con salidas programadas	70
Figura 22. Análisis de Confiabilidad para equipos reparables	74
Figura 23. Función ALEATORIO () En Excel	75
Figura 24. Diagrama flujo para simulación Montecarlo	76

Figura 25. Banda de aplicabilidad de diferentes distribuciones probabilísticas	79
Figura 26. Pantalla de aplicación Oracle Forms.....	86
Figura 27. Pantalla de ingreso a la aplicación Discoverer	87
Figura 28. Ventana de la aplicación Excel para ingreso de tiempos	89
Figura 29. Tiempos obtenidos listos para aplicar regresión lineal en cada distribución	90
Figura 30. Ventana de la aplicación Excel para calculo parámetros Weibull	90
Figura 31. Ventana de la aplicación Excel para calculo parámetros Normal	91
Figura 32. Ventana de la aplicación Excel para calculo parámetros Logo Normal	91
Figura 33. Ventana de la aplicación Excel para calcular indicadores CMD	92
Figura 34. Resultados obtenidos para la bahía circuito 13.8 kV Bote 3.....	92
Figura 35. Curva confiabilidad para el circuito 13.8 kV Bote 3.	93
Figura 36. Curva mantenibilidad para el circuito 13.8 kV Bote 3.	93
Figura 37. Resultados obtenidos para la bahía circuito 13.8 kV Lago.	93
Figura 38. Curva confiabilidad para el circuito 13.8 kV Lago.....	94
Figura 39. Curva mantenibilidad para el circuito 13.8 kV Lago.	94
Figura 40. Resultados obtenidos para la bahía circuito 34.5 kV Neiva 1.....	94
Figura 41. Curva confiabilidad para el circuito 34.5 kV Neiva 1	95
Figura 42. Curva mantenibilidad para el circuito 34.5 kV Neiva 1	95
Figura 43. Resultados obtenidos para la bahía circuito 34.5 kV Fortalecillas 1.	95
Figura 44. Curva confiabilidad para el circuito 34.5 kV Fortalecillas 1.....	96
Figura 45. Curva mantenibilidad para el circuito 34.5 kV Fortalecillas 1.....	96
Figura 46. Resultados obtenidos para la bahía circuito 34.5 Planta Diesel.	96
Figura 47. Curva confiabilidad para el circuito 34.5 kV Planta Diesel.....	97
Figura 48. Curva mantenibilidad para el circuito 34.5 kV Planta Diesel.....	97
Figura 49. Resultados obtenidos para la bahía circuito 34.5 kV Centro.	97
Figura 50. Curva confiabilidad para el circuito 34.5 kV Centro.....	98
Figura 51. Curva confiabilidad para el circuito 34.5 kV Centro	98
Figura 52. Resultados obtenidos para la bahía circuito 115 kV Betania 2.....	98
Figura 53. Curva confiabilidad para el circuito 115 kV Betania 2.....	99

Figura 54. Curva mantenibilidad para el circuito 115 kV Betania 2	99
Figura 55. Resultados obtenidos para la bahía circuito 115 kV Sur.	99
Figura 56. Curva confiabilidad para el circuito 115 kV Sur	100
Figura 57. Curva mantenibilidad para el circuito 115 kV Sur	100
Figura 58. Resultados obtenidos para la bahía transformador 115 kV Trafo 1	100
Figura 59. Curva confiabilidad bahía transformador 115 kV Trafo 1	101
Figura 60. Curva mantenibilidad bahía transformador 115 kV Trafo 1	101
Figura 61. Resultados obtenidos para la bahía transformador 115 kV Trafo 2....	101
Figura 62. Curva confiabilidad bahía transformador 115 kV Trafo 2	102
Figura 63. Curva mantenibilidad bahía transformador 115 kV Trafo 2	102
Figura 64. Pronostico Monte Carlo para número de fallas bahía 13.8 kV Lago. ...	103
Figura 65. Pronostico Monte Carlo para número de fallas bahía 34.5 kV Centro	103
Figura 66. Pronostico Monte Carlo para número de fallas bahía 115 kV Sur	104

LISTA DE ECUACIONES

	Pág.
Ecuación 1. Disponibilidad Inherente.....	49
Ecuación 2. Disponibilidad Alcanzable.....	50
Ecuación 3. Disponibilidad Operacional.....	50
Ecuación 4. Función de distribución de densidad de probabilidad de falla (pdf)....	52
Ecuación 5. Función acumulativa de falla distribución exponencial (cdf).	52
Ecuación 6. Función de confiabilidad distribución exponencial.	53
Ecuación 7. Función riesgo distribución exponencial.	53
Ecuación 8. Función acumulada riesgo.	53
Ecuación 9. Tiempo medio entre fallas distribución exponencial.	54
Ecuación 10. Función distribución de probabilidad Weibull.....	54
Ecuación 11. Función acumulativa de falla distribución Weibull.....	55
Ecuación 12. Función de confiabilidad distribución Weibull.	55
Ecuación 13. Función riesgo distribución Weibull.	55
Ecuación 14. Función acumulada riesgo distribución Weibull.	56
Ecuación 15. Tiempo medio entre fallas para distribución Weibull.....	56
Ecuación 16. Función de distribución de probabilidad Normal.	56
Ecuación 17. Función de distribución acumulativa distribución Normal.....	57
Ecuación 18. Tiempo medio entre fallas distribución Normal.	57
Ecuación 19. Función de distribución de probabilidad Logo Normal.	58
Ecuación 20. Función distribución de probabilidad Logo Normal.	58

RESUMEN

TITULO: IMPLEMENTACIÓN DE INDICADORES CMD A LOS EQUIPOS ELECTRICOS DE LAS SUBESTACIONES DE ELECTROHUILA S.A E.S.P .

AUTORES: LEONARDI EDILBERTO JAIMES GIL
MAURICIO LOSADA RODRIGUEZ**

PALABRAS CLAVES: Indicadores CMD, distribución probabilística, parámetro de forma, parámetro de escala, curva de Davies.

DESCRIPCIÓN:

Este proyecto parte de la necesidad de implementar indicadores internacionales que permitan a Electrohuila S.A E.S.P orientar desde un nivel estratégico las acciones correctivas, proactivas y predictivas del mantenimiento; así, como sentar las bases para incursionar en tácticas de mantenimiento TPM y RCM.

La metodología adoptada para la implementación de indicadores CMD, fue calcular los tiempos medios entre mantenimientos, tiempo medio entre fallas, tiempo medio para reparaciones, tiempo medio para intervenciones planeadas; estos tiempos se calcularon teniendo en cuenta tres distribuciones probalísticas: Distribución Normal, distribución Logo Normal y esencialmente la distribución Weibull que tiene gran adaptación a las tres zonas de la curva de la bañera, y sus parámetros de forma y escala son fácilmente calculables en Excel aplicando el método de regresión lineal o mínimos cuadrados.

Calculados los indicadores CMD a través de una o varias distribuciones de probabilidad y estimando los parámetros para cada distribución, se obtienen los datos de entrada para alimentar los modelos estadísticos de predicción como es el modelo de pronóstico del número de eventos esperado, utilizando simulación de Monte Carlo, técnica de simulación que permite aprovechar la velocidad de procesamiento de la computadora para realizar experimentos que simulan comportamientos futuros de los equipos.

* Trabajo de Grado.

** Facultad de Ciencias Físico-Mecánicas, Escuela de Ingeniería Mecánica, Director Ing. Guillermo Alexis Pineda

SUMMARY

TITLE: CMD INDICATORS IMPLEMENTATION OF THE EQUIPMENT ELECTRIC SUBSTATIONS ELECTROHUILA S.A E.S P.*

AUTHORS: LEONARDI EDILBERTO JAIMES GIL
MAURICIO LOSADA RODRIGUEZ**

KEY WORDS: CMD indicators, probabilistic distribution, shape parameter, scale parameter, curve Davies.

This project is the need to implement international indicators that allow Electrohuila S.A E.S.P from a strategic level guidance corrective, proactive and predictive maintenance actions; as well as lay the groundwork for maintenance tactics venture into TPM and RCM.

The methodology adopted for the implementation of CMD indicators, was calculating the average time between maintenance, mean time between failures, mean time to repair, mean time for planned interventions; These times were calculated by considering three probalistics distributions: Normal distribution, distribution Logo Normal and essentially the Weibull distribution has great adaptation to the three areas of the bathtub curve, and its shape parameters and scale are easily calculable in Excel using the method of linear regression or least squares.

Calculated the CMD indicators through one or more probability distributions and estimating the parameters for each distribution, the input data are obtained to feed the statistical prediction models such as the model forecast expected number of events, using simulation Monte Carlo simulation technique that takes advantage of the processing speed of the computer to perform experiments that simulate future behavior of the equipment.

* Grade work.

** School of Physics and Mechanical Sciences, School of Mechanical Engineering, Ing. Guillermo Alexis Pineda

INTRODUCCIÓN

Para Electrohuila S.A. E.S.P estar a la vanguardia de la tecnología y del conocimiento es una razón fundamental por la que ha realizado inversiones significativas en sus activos más importantes, aumentando su capacidad transmisora y distribuidora; adquisición de herramientas tecnológicas como el sistema Scada que permiten el monitoreo control, y adquisición de datos de funcionamiento de sus activos de subestaciones y de red; la implementación del sistema OMS que ha permitido la mejora en un ciento por ciento de la atención y solución de fallas en la red eléctrica. Estas inversiones hacen que hoy la empresa cuente con un muy buen nivel instrumental para gestionar sus mantenimientos. Electrohuila S.A. E.S.P requiere hacer una evaluación de su estrategia de mantenimiento actual, medir el impacto de sus acciones de mantenimiento, medir el nivel de confiabilidad de sus activos, con el objetivo de decidir la herramienta táctica que mejor se ajusta a sus condiciones actuales como TPM o RCM, pero para ello es necesario hacerlo con una metodología universal. “La confiabilidad, la mantenibilidad y la disponibilidad, son prácticamente las únicas medidas técnicas y científicas, fundamentadas en cálculos matemáticos, estadísticos y probabilísticos, que tiene el mantenimiento para su análisis (Mora, 2007b) y su evaluación integral y específica; es a través del CMD que se puede planear, organizar, dirigir, ejecutar y controlar totalmente la gestión y operación del mantenimiento”¹. El presente trabajo se basa en calcular los indicadores CMD a partir de distribuciones probabilísticas especialmente la distribución Weibull, Normal y Logo Normal, pero con mayor atención en la distribución Weibull, ya que gracias a su “factor de forma” y “factor de escala”

¹ MORA GUTIERREZ, Luis Alberto. Mantenimiento Industrial Efectivo. Enfoque sistémico Kantiano. Editorial Coldi. Antioquia Envigado, 2014. Pág. 56.

brinda flexibilidad para el análisis e interpretación de los datos y se ajusta muy bien a las tres zonas de la curva de la bañera.

Mediante la herramienta Excel y utilizando macros se desarrolló un programa al que se le ingresan los datos de tiempos de salidas programadas, salidas por fallas y tiempos para mantenimiento y reparaciones de los equipos consultados en la base de datos Oracle mediante la aplicación Discoverer de Oracle. El programa usa el método de mínimos cuadrados o regresión lineal de los puntos para obtener los parámetros β y α de la distribución Weibull, parámetros σ y μ de las distribuciones Normal y Logo Normal; los percentiles de confiabilidad son calculados usando el método de rango de medianas; la distribución Gamma y exponencial exigen del método de máxima verosimilitud para la obtención de sus parámetros por lo que será objeto de un trabajo posterior; calculados los parámetros de las distribuciones el programa calcula los parámetros de confiabilidad y mantenibilidad en cada una de estas distribuciones.

Para medir el ajuste de bondad de los datos se utilizó la función “PEARSON” de Excel, que mide el grado de correlación lineal de los puntos, y la función “COEFICIENTE.R2” que devuelve el cuadrado del coeficiente correlación y que mide el porcentaje de puntos relacionados linealmente*.

La disponibilidad calculada con el programa para el caso de los equipos de Electrohuila S.A. E.S.P es la disponibilidad alcanzada, puesto que la información almacenada corresponde a salidas por mantenimientos programados y a salidas forzadas por fallas de equipos pero no hay registros de demoras administrativas ni logísticas. Adicionalmente se programó una macro para pronosticar el numero esperado de eventos de fallas mediante la función ALEATORIO () de Excel,

* Los ajustes de bondad miden la discrepancia entre los valores observados y los valores esperados de un modelo estadístico.

usando el método Monte Carlo² y contando con los parámetros de la distribución de probabilidades calculados.

² Método creado por John von Neumann y Stanislaw Ulam.

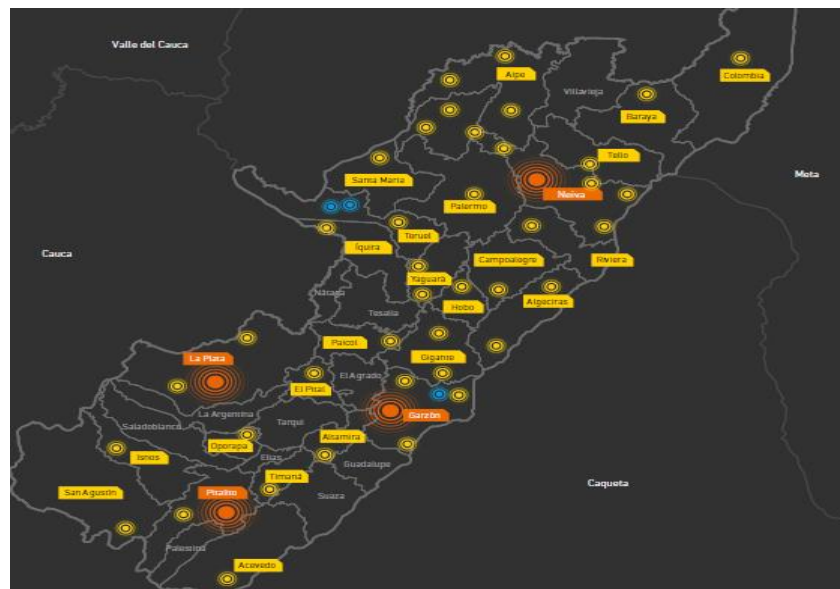
1. MARCO ORGANIZACIONAL

1.1 UBICACIÓN Y NATURALEZA DEL NEGOCIO

Electrohuila S.A E.S.P cuenta con 45 subestaciones ubicadas en la geografía del departamento del Huila, 6 de ellas hacen parte del anillo que alimentan de energía eléctrica a la ciudad de Neiva; además cuenta con tres micro centrales generadoras, La Pita ubicada en el municipio de Garzón, Iquira 1 e Iquira 2 ubicadas entre los municipios Teruel e Iquira.

En su labor como empresa prestadora de servicio público domiciliarios de energía eléctrica, Electrohuila S.A. E.S.P ejecuta actividades complementarias de generación, Subtransmisión, distribución y comercialización. Entre ellas se destaca la distribución como tarea de mayor influencia.

Figura 1. Ubicación subestaciones, micro centrales hidroeléctricas y sedes



1.2 RESEÑA HISTORICA³

La creación de la primera planta eléctrica en el Huila, fue el 2 de mayo de 1908, cuando doña Octavia Trujillo de Matiz y sus hijos Reynaldo, Julio e Isidoro; ante el Notario primero de Neiva constituyeron la sociedad de comercio denominada "Matiz y compañía".

El 4 de diciembre de 1911, en la Notaría segunda de Bogotá, se constituyó la sociedad anónima y comercial denominada "Energía Hidroeléctrica de Neiva"; cuyos socios eran Reynaldo Matiz y Joaquín Emilio Cardozo, de Neiva, y Pedro Jaramillo y Clímaco Mejía, de Bogotá. Tres de ellos eran comerciantes y Cardozo ingeniero civil.

Las demandas crecían en un pueblo que quería ser moderno. Por ello, a finales de 1923, el Personero Municipal de Neiva firmó un nuevo contrato para la producción de energía eléctrica, lo cual dio origen a una nueva empresa en la ciudad de Neiva llamada "Compañía de Energía Eléctrica del Huila", cuyo objetivo era el de "ejecutar el contrato celebrado entre Roberto Bahamón y el Municipio para establecer una planta hidroeléctrica en Neiva", contrato que se había formalizado previamente el 19 de julio de 1924.

El 17 de Julio de 1947, se creó la Sociedad Anónima "Centrales Eléctricas del Huila S.A cuyo objeto era: a) Beneficiar las aguas de los ríos que corrían por el departamento del Huila y de sus afluentes, de acuerdo con lo autorizado en la ley 151 de 1941, para la producción de luz, calor y fuerza eléctrica y la prestación de los servicios respectivos. b) El estudio, establecimiento, mejoramiento y beneficio de las instalaciones de energía eléctrica para usos públicos y privados del Departamento del Huila, especialmente para el municipio de Neiva. c) En la

³ ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A.. Nuestra empresa , Reseña histórica [en línea] [citado 10 de junio de 2016] Disponible en: <http://www.electrohuila.com.co/NuestraEmpresa/Reseñahistórica.aspx>

aplicación de energía eléctrica a usos públicos industriales y domésticos. d) En la compra y venta de toda clase de muebles e inmuebles, con destino a realizar el objeto de la sociedad.

El 18 de Agosto de 1972, el Presidente de la República Misael Pastrana Borrero, firmó el contrato para el estudio del proyecto de aprovechamiento múltiple de Betania, Pero solo fue hasta el año de 1981 que se iniciaron los trabajos de construcción de la Central Eléctrica de Betania y en el año de 1986 entro en funcionamiento.

El 5 de Febrero de 1971, la Empresa Centrales Eléctricas del Huila S.A. cambia su razón social por la de “Electrificadora del Huila S.A”, quien finalmente se convertiría en el operador de la Central Hidroeléctrica de Betania, en consideración a su capacidad y al esfuerzo financiero realizado, decisión que fue recibida como un voto de confianza por las directivas de la Empresa.

Durante los inicios de los años 80's, se iniciaron los trabajos en la generación y transmisión de energía, por medio de un mejoramiento de plantas y una ampliación del sistema de subestaciones. Se crearon las cuadrillas de trabajos en líneas energizadas, disminuyendo considerablemente los cortes en el servicio y se realizó un mantenimiento preventivo en los transformadores de distribución. Se continuó con el avance de la electrificación rural, con aportes de varias entidades estatales.

Por otra parte, se realizaron estudios de pre factibilidad técnica de aprovechamientos hidroeléctricos del Alto Magdalena, con apoyo del ICEL y de la Electrificadora. Simultáneamente, se contrataron los estudios de los posibles proyectos del Páez, Aránzazu, La Plata y Paicol.

Al principio de la década de los 90's, Electrohuila amplió su cobertura de electrificación rural en el departamento, integrando al municipio de Colombia al sistema eléctrico del Huila al terminarse la línea Baraya - Colombia y la subestación reductora del municipio de Colombia.

En el año de 1992, se realizaron trabajos de reconstrucción, reparación y fabricación de partes electromecánicas y el reacondicionamiento de obras civiles, con el fin de rescatar la capacidad de generación de los micros centrales de la Pita e Iquira.

Se inició la construcción de la línea Betania – Hobo, y se implementó la programación sistemática para la ejecución y control del mantenimiento preventivo en las subestaciones y plantas menores de generación del sistema eléctrico del Huila.

En 1995, la Electrificadora del Huila, adopta una nueva estructura organizacional, define un plan estratégico, descentraliza algunas de sus actividades y privatiza otras, implementa nuevos sistemas de información con el fin de asumir nuevos retos, los cuales se veían venir, de acuerdo a los documentos reglamentarios expedidos por la CREG.

En el año 2000, Electrohuila logra la estabilidad financiera, la cual venía buscando durante los años anteriores, razón por la cual ascendió a un importante lugar dentro del sector, volviéndose así, más atractiva para sus inversionistas. Se adquirieron activos de transformación para el respaldo técnico del sistema, lo cual ha permitido dar una respuesta rápida y oportuna a situaciones coyunturales, tales como los atentados terroristas contra la infraestructura eléctrica del departamento.

En la Actualidad, Electrohuila goza de una mayor credibilidad por parte del cliente, debido a su gran esfuerzo por mantener la prestación del servicio de energía eléctrica de una manera continua.

1.3 MARCO ESTRATEGICO

Con el fin de facilitar la toma de decisiones a la Gerencia General, Electrohuila S.A E.S .P. ha conformado y formalizado una serie de comités en los que se evalúan y deciden temas estratégicos de la compañía. Son, en total, trece comités cuyas decisiones abarcan tanto el funcionamiento interior de la empresa (Administrativo y financiero) como el impacto y control externo (influencia social y ambiental).

1.3.1 Comité de Gerencia. Organismo de alta dirección en la que se definen políticas institucionales y se hace seguimiento al plan de acción corporativo, entre otras funciones. Es escenario natural de análisis de los asuntos empresariales más relevantes.

1.3.2 Comité de Distribución. Analiza y emite recomendaciones a la Gerencia General encaminadas a mejorar permanentemente el Sistema Eléctrico del Huila.

1.3.3 Comité Jurídico. Cuerpo colegiado en el que se revisan aspectos de interés legal para la compañía. Fija lineamientos para la representación judicial, sirve de escenario de seguimiento a los procesos tramitados en juzgados, tribunales y altas cortes en los que es parte Electrohuila S.A. E.S.P y emite conceptos en casos encomendados por la gerencia.

1.3.4 Comité Comercialización. Diseñar, implementar y verificar las políticas de comercialización para la toma de decisiones de la Gerencia General en el cumplimiento de la misión y la visión empresarial.

1.3.5 Comité de Archivo. Organismo asesor de la Dirección General de la Empresa, responsable de definir las políticas, los programas de trabajo y la toma de decisiones en los procesos administrativos y técnicos de los archivos de Electrohuila S.A E.S.P.

1.3.6 Comité Ambiental. Asesora a la Gerencia General en la formulación de la política ambiental y en la promoción de sistemas de gestión ambiental aplicables en la empresa, así como en proponer herramientas y mecanismos para lograr el desarrollo sostenible de los proyectos de Electrohuila S.A E.S.P.

1.3.7 Comité de Responsabilidad Social. Formalización de políticas, principios, estrategias, sistemas de gestión e indicadores en los ámbitos económico, social y ambiental.

1.3.8 Comité Pérdidas. Estructura y define objetivos, políticas, proyectos, planes y programas conducentes al cumplimiento de las metas y realiza el correspondiente control y seguimiento al desarrollo administrativo, presupuestal y operativo de aquellos, en concordancia con las metas y políticas institucionales.

1.3.9 Comité de Recaudo y Cartera. Diseña, lidera y controla los objetivos, políticas, proyectos, planes y programas conducentes al cumplimiento de las metas establecidas.

1.3.10 Comité de Calidad. Estructura políticas de mejoramiento continuo e implementa estrategias orientadas a mantener el sistema de gestión de la calidad.

1.3.11 Comité de Servicio al Cliente. Analiza las encuestas internas y externas, estudios de mercado, estudios de satisfacción, reclamos recurrentes, quejas y similares, y propone las medidas necesarias para el mejoramiento del servicio y la satisfacción de las expectativas y requerimientos de los clientes.

1.3.12 Comité de Coordinación del sistema de Control Interno. Recomienda pautas para la determinación, implementación, adaptación, complementación y mejoramiento permanente del Sistema de Control Interno, de conformidad con las normas vigentes y las políticas y estrategias del Ministerio de Minas y Energía, así como con las de la dirección de la empresa.

1.3.13 Comité Paritario en Seguridad y Salud en el Trabajo. Su propósito es promocionar la salud ocupacional en todos los niveles de Electrohuila S.A E.S.P., promulgar y sustentar prácticas saludables, motivar a los trabajadores en adquisición de hábitos seguros y trabajar mancomunadamente con las directivas y el responsable de salud ocupacional para lograr los objetivos y metas propuestos.

1.4 CULTURA ORGANIZACIONAL

1.4.1 Misión. La Electrificadora del Huila S.A.-E.S.P. tiene como misión, transmitir buena energía, generar confianza y distribuir bienestar.

1.4.2 Visión. La Electrificadora del Huila S.A.-E.S.P. será reconocida por su excelencia en la prestación de servicios públicos contribuyendo con el desarrollo del país.

Figura 2. Cultura organizacional

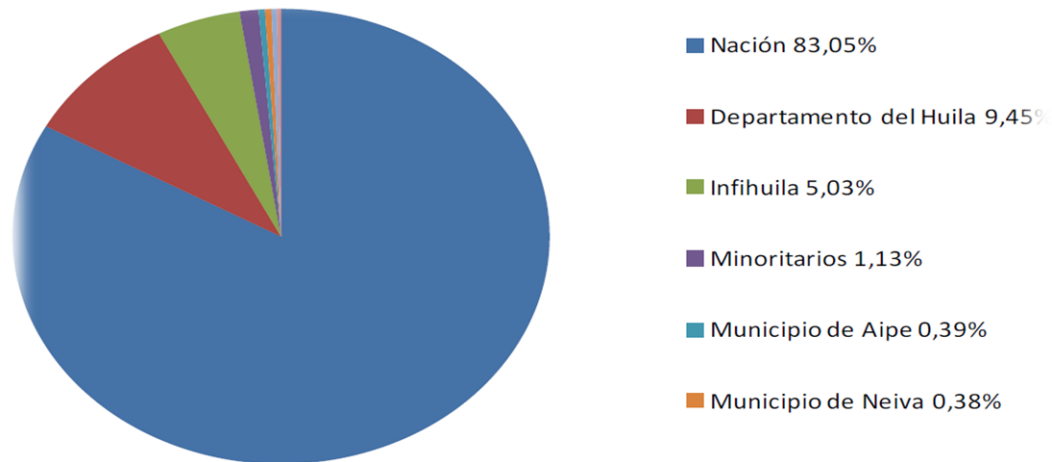


1.5 ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL

La Electrificadora del Huila S.A. E.S.P es una sociedad anónima de economía mixta, de carácter comercial y del orden nacional con domicilio en la ciudad de Neiva, donde la Nación participa de su capital social con el 83.05%, el Departamento del Huila con el 9.4%, INFIHUILA el 5% y 2.6% Otros; fue creada mediante escritura pública 417 del 17 de julio de 1947. Se rige por lo establecido en el artículo 19 de la Ley 142 y Ley 143 de 1994, y demás disposiciones legales, atendiendo a la reglamentación establecida por la Comisión de Regulación de

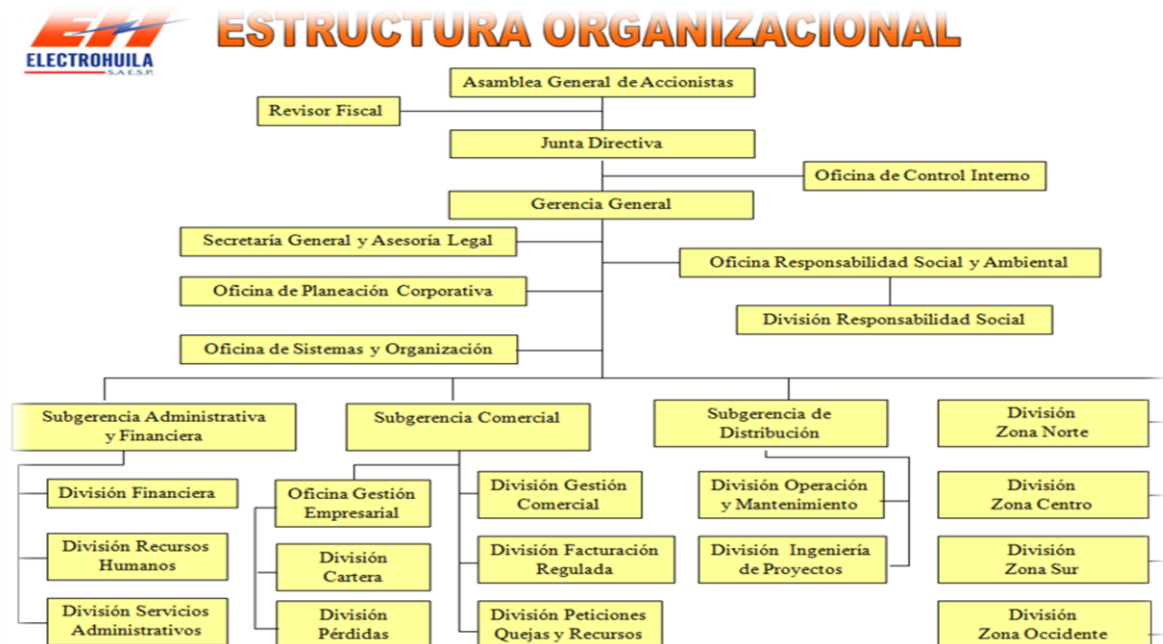
Energía y Gas (CREG), bajo la vigilancia de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y al control fiscal de la Contraloría General de la República⁴.

Figura 3. Composición accionaria



Composición accionaria

Figura 4. Estructura Organizacional



⁴ ELECTRIFICADORA DEL HUILA S:A. Informe de gestión 2014. [en línea] [citado 10 de junio de 2016] Disponible en: <http://www.electrohuila.com.co/portals/0/INFORME%20DE%20GESTION%202014.pdf>

1.6 MARCO NORMATIVO Y REGULATORIO.

El sector eléctrico colombiano como pilar fundamental del desarrollo productivo y social del país, debe proveer el suministro de energía eléctrica necesario para satisfacer la demanda del consumo domiciliario y del consumo industrial. También se requiere que toda su infraestructura se construya teniendo en cuenta normas que garanticen la seguridad de las personas, la vida animal, la vida vegetal y preserven el medio ambiente. Constitucionalmente el estado debe garantizar la calidad de los servicios públicos artículo 78 (Vigilancia a producción, bienes y servicios) y asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional, artículo 365 (Prestación de servicios Públicos)⁵. Las leyes colombianas que rigen el sector eléctrico son la Ley 142 de 1994, Ley de servicios públicos domiciliarios, y especialmente la Ley 143 del mismo año, Ley que establece el régimen de las actividades de generación, interconexión, transmisión y distribución y comercialización de electricidad, denominadas actividades del sector, en concordancia con las funciones constitucionales y legales que le corresponden al Ministerio de Minas y Energía.

El Ministerio de Minas y Energía es el encargado de determinar la política energética, a través de la unidad de Planeación Minero-Energética (UPME). La Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG) es la institución encargada de la tarea regulatoria; y la labor de vigilancia y control la ejerce la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD).

La CREG a través de su resolución 070 de 1998, estableció el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del

⁵CONFEDERACIÓN COLOMBIANA DE CONSUMIDORES. Art. 78 y 365 de la Constitución Política de Colombia. [en línea] [citado 11 de junio de 2016] Disponible en: <http://www.ccconsumidores.org.co/index.php/legislacion/19-legislacion/41-art-78-y-365-constitucion-politica>

Sistema Interconectado Nacional⁶. En esta resolución se establecen criterios de calidad y continuidad del servicio, así como los criterios de la capacidad y confiabilidad de los sistemas de distribución eléctrica.

1.6.1 Energía firme y cargo por confiabilidad. Tras diez años de aplicación ininterrumpida del Cargo por Capacidad, la CREG diseñó un nuevo esquema basado en un mecanismo de mercado denominado Cargo por Confiabilidad, que opera desde el primero de diciembre de 2006. Este mecanismo conserva lo esencial del esquema de liquidación, facturación y recaudo que garantizó, con éxito, durante los diez años continuos el pago a los generadores del Cargo por Capacidad. Uno de los componentes esenciales del nuevo esquema es la existencia de las Obligaciones de Energía Firme (OEF), que corresponde a un compromiso de los generadores respaldado por activos de generación capaces de producir energía firme durante condiciones críticas de abastecimiento. Este nuevo esquema permite asegurar la confiabilidad en el suministro de energía en el largo plazo a precios eficientes⁷.

1.6.2 Retie y NTC2050. RETIE es el acrónimo del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas adoptado por Colombia.

Actualmente el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE está contenido en el anexo general de la resolución 90708 de agosto 30 de 2013 del Ministerio de Minas y Energía⁸ y en los siete (7) primeros capítulos de la norma NTC 2050 “Código Eléctrico Colombiano”, primera actualización del 25 de noviembre de 1998⁹.

⁶ APOLO. CREG. Resoluciones. [en línea] [citado 11 de junio de 2016] Disponible en <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Documentos-Resoluciones?openview>

⁷ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Cargo por confiabilidad [en línea] [citado 12 de junio de 2016] Disponible en: <http://www.creg.gov.co/cxc/index.htm>

⁸ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. <http://www.minminas.gov.co/retie>

⁹ ICONTEC. Norma Técnica Colombiana 2050. Código Eléctrico Colombiano .1998. confiabilidad [en línea] [citado 12 de junio de 2016] Disponible en: http://ingenieria.bligoo.com.co/media/users/19/962117/files/219177/NTC_2050.pdf

El objeto fundamental del RETIE es establecer medidas que garanticen la seguridad de las personas, de la vida animal y vegetal y de la preservación del medio ambiente; previniendo, minimizando o eliminando los riesgos de origen eléctrico.

El RETIE, entre otros aspectos, define las características mínimas de las instalaciones eléctricas y establece algunos requisitos de las relaciones entre las empresas de servicios públicos y los usuarios.

El RETIE debe ser observado y cumplido por todas las personas naturales, o jurídicas nacionales o extranjeras, contratistas u operadores y en general por quienes generen, transformen, transporten, distribuyan, usen la energía eléctrica y ejecuten actividades relacionadas con las instalaciones eléctricas.

2. GESTION DE MANTENIMIENTO.

Toda empresa está dotada de sistemas que permiten su participación en un negocio particular. Estos sistemas considerados como “Sistemas Productivos (SP)”, son aquellos compuestos de dispositivos, instalaciones, equipos y/o edificaciones, capaces de producir un producto (bienes o servicios) alcanzando de esta manera el objetivo por el que fueron creados, y están sujetos a acciones de mantenimiento asegurando así su utilización durante su período de vida útil, con lo cual se espera alcanzar las metas establecidas en el negocio fomentadas por el esfuerzo de satisfacer a todos los grupos de interés. Fundamento esencial que establece el logro de la Excelencia en la Organización y sirve para enfocar el prestigio de la Empresa.

Bajo la premisa que los SP sufren una serie de degradaciones, causante de problemas en la producción, a lo largo de su vida útil se evidencia la necesidad del mantenimiento. Los orígenes de estas desviaciones surgen a raíz de factores externos o ambientales, entre los que se encuentran a la obsolescencia tecnológica producida por las condiciones emanadas del negocio, cuyo agente de generación es el hombre, además, existen los factores internos o implícitos como el desgaste físico, debido a las condiciones inherentes al entorno de trabajo; ambos enfoques ocasionan inconsistencia en la satisfacción de los grupos de interés.

Por cuanto, la influencia desmedida de estas condiciones, como muchas otras, generan en el negocio una pérdida de productividad, lo que puede traducirse en baja rentabilidad, de esta manera se hace necesaria la función del mantenimiento en el campo de la Ingeniería como estructura de apoyo, debido al gran interés económico derivado de la repercusión, que su carencia o insuficiencia tiene en los

beneficios empresariales, por lo tanto, esta función es admitida como un eslabón de la cadena productiva sobre la que es imperioso actuar continuamente para mejorar las condiciones del negocio. Bajo tales consideraciones, los entes poseedores de SP requieren realizar un mantenimiento adecuado, con el fin de conservar sus procesos productivos, por ello hay que tener presente los aspectos técnicos, económicos y de organización referentes a esta función, y que pertenecen a los recursos estratégicos de la Gestión del Mantenimiento, mediante los cuales se enfrentará el conflicto referido a la pérdida de productividad, para obtener un nivel aceptable de la misma y con esto contribuir al logro de la Excelencia. Reconociendo lo antes expuesto, se deriva la importancia que el mantenimiento tiene dentro de una empresa, y por ello debe gestionarse bien desde el momento de su concepción, hasta el último momento que es la entrega al cliente del producto, pasando obviamente por la ejecución de las tareas que son las que agregan valor. Es importante entender por gestión, el arte, donde están implícitas las actitudes y aptitudes de los individuos, para lograr que las cosas se hagan; y por Gestión del Mantenimiento, según la Norma COVENIN 3049-93, a “la efectiva y eficiente utilización de los recursos materiales, económicos, humanos y de tiempo para alcanzar los objetivos del mantenimiento”¹⁰

2.1 NIVELES DEL MANTENIMIENTO.

En su libro *Mantenimiento Industrial efectivo* Mora Gutiérrez¹¹ plantea cuatro niveles o categorías al jerarquizar los diferentes tópicos que maneja el mantenimiento.

2.1.1 Nivel Instrumental. El nivel instrumental comprende todos los elementos necesarios para que exista un sistema de gestión y operación de mantenimiento,

¹⁰BECERRA Fabiana. *Gestión del Mantenimiento*. [en línea] [citado 12 de junio de 2016] Disponible en: <http://www.mantenimientomundial.com/sites/mm/notas/GestionBecerra.pdf>

¹¹MORA GUTIERREZ, Luis Alberto. *Mantenimiento Industrial Efectivo. Enfoque sistémico Kantiano*. Editorial Coldi. Antioquia Envigado, 2014. Pág. 55.

incluye: la información, las máquinas, las herramientas, los repuestos, los utensilios, las materias primas e insumos propios de mantenimiento, las técnicas, los registros históricos de fallas y reparaciones, las inversiones, los inventarios, las refacciones, las modificaciones, los trabajadores, las personas, el entrenamiento y la capacitación, entre otros.

2.1.2 Nivel Operacional. El nivel operacional comprende todas las posibles acciones a realizar en el mantenimiento de equipos por parte del oferente, a partir de las necesidades y deseos de los demandantes. Acciones correctivas, preventivas, predictivas y modificativas.

2.1.3 Nivel Táctico. El nivel táctico contempla el conjunto de acciones de mantenimiento que se aplican a un caso específico (un equipo o un conjunto de ellos), es el grupo de tareas de mantenimiento que realizan con el objetivo de alcanzar un fin; al seguir las normas y reglas para ello establecido. Ejemplo de ello son el TPM, RCM, TPM & RCM combinadas, PMO, reactiva, proactiva, clase mundial, RCM Scorecard, entre otros.

2.1.4 Nivel Estratégico. El campo estratégico está compuesto por las metodologías que se desarrollan con el fin de evaluar el grado de éxito alcanzado con las tácticas desarrolladas; esto implica el establecimiento de índices, rendimiento e indicadores que permitan medir el caso particular con otros de diferentes industrias locales, nacionales o internacionales. Es la guía que permite alcanzar el estado de éxito propuesto y deseado. Se alcanza mediante el LCC, el CMD, los costos, la tero-tecnología, etc.

2.2 MODOS DE GESTION DEL MANTENIMIENTO.

2.2.1 Mantenimiento correctivo. Consiste en permitir que un equipo funcione hasta el punto en que no puede desempeñar normalmente su función. Se somete a reparación hasta corregir el defecto y se desatiende hasta que vuelva a tener una falla y así sucesivamente. Este tipo de mantenimiento es el más común y conocido por los encargados, jefes e ingenieros de mantenimiento. Por lo general obliga a un riguroso conocimiento del equipo y de las partes susceptibles a falla, a un diagnóstico acertado y rápido de las causas.

Esta forma de mantenimiento ocasiona grandes pérdidas por no tomar en cuenta los costos de producción generados por el paro imprevisto del equipo. El mantenimiento correctivo se justifica cuando el equipo no se halla en una línea de producción o punto crítico del proceso, no ocasiona serios trastornos a la producción o al mantenimiento.

Se llama Equipo Crítico al que:

- Su paro interrumpe el flujo normal de producción.
- Causa problemas ambientales o de seguridad.
- Desperdicia energía.
- Su paro ocasiona demoras en la entrega a los clientes.
- Es costoso de mantener.
- Requiere reparaciones frecuentes.
- Sus repuestos son difíciles de conseguir.

Por lo tanto, el simple hecho de que un equipo no sea catalogado como un equipo crítico según las anteriores consideraciones, es una justificación para aplicar el mantenimiento correctivo en este equipo. Sin embargo, estas justificaciones deben revisarse periódicamente hasta comprobarse que efectivamente el paro imprevisto

de este equipo no ocasiona trastornos graves a la producción, ya que la consideración de crítico puede variar con el tiempo.

El mantenimiento correctivo no es puramente esperar a que un equipo falle para proceder a repararlo, tiene una connotación mucho más importante en el proceso operativo del sistema de mantenimiento; es decir, cualquiera que sea el tipo de gestión siempre termina en el correctivo. En síntesis puede decirse que **“el mantenimiento correctivo puede ser planificado mediante acciones proactivas o no planificado como solución a emergencias”**, este último es seguramente el tipo de gestión más costoso y que más problemas ocasiona, ya que:

- Requiere más personal para las actividades de mantenimiento.
- Paros continuos que amenazan la producción.
- El lucro cesante es siempre mayor.
- Ocasiona malestar en el personal y es fuente de conflictos.
- Los equipos pueden sufrir daños irreparables.
- Se compromete la calidad del producto.¹²

2.2.2 Mantenimiento preventivo. Es el mantenimiento que se ejecuta a los equipos de una Planta en forma planificada y programada anticipadamente, con base en inspecciones periódicas debidamente establecidas según la naturaleza de cada máquina y encaminadas a descubrir posibles defectos que puedan ocasionar paradas imprevistas de los equipos o daños mayores que afecten la vida útil de las máquinas¹³. Se pueden lograr bajos costos y un tiempo mínimo de parada con un balance apropiado entre el mantenimiento preventivo y el mantenimiento correctivo.

¹² GONZÁLEZ B., Carlos Ramón. Especialización en Gerencia de Mantenimiento 2007. Principios de Mantenimiento, pág. 28.

¹³ *Ibíd.* , pág 39.

Puede prevenir que las fallas ocurran en mal momento, sensar cuando la falla está próxima a ocurrir y repararla antes de que ocurra el daño.

“Cada vez que un equipo es intervenido, está expuesto a un daño potencial, es excesivamente costoso reemplazar componentes prematuramente”.

Para lograr los plenos beneficios del mantenimiento preventivo, su programa mínimo se debe complementar con un buen análisis, planificación y programación de los trabajos, así como también se debe establecer una documentación operativa mínima y funcional. Los elementos básicos del mantenimiento preventivo son:

- Parte a inspeccionar.
- Instante en que debe inspeccionarse.
- Control sobre el cumplimiento de la inspección.

Usualmente se le asocia con una frecuencia determinada a la cual se realizan las inspecciones y actividades de mantenimiento. Existen tres razones para hacer mantenimiento preventivo:

- Prevenir las fallas.
- Detectar el comienzo de la falla.
- Descubrir una falla oculta.

Desafortunadamente, no es posible prevenir todas las fallas de los equipos, pero eso no significa que nuestra habilidad para realizar las tareas de mantenimiento preventivo deba terminar allí. Evitar que una pequeña avería se convierta en un daño mayor, puede hacerse por medio de la detección y prevención oportuna de la avería. La inspección es el elemento fundamental del Mantenimiento Preventivo, consiste en observar cuidadosa y detenidamente el estado del elemento en

cuestión, buscando desgastes, desajustes, piquetes, erosiones, grietas, fisuras, etc., y registrar detalladamente las observaciones en documentos destinados para tal fin.

El intervalo de inspección debe estar basado en la estabilidad, el propósito y el grado de uso. Si los registros iniciales indican que el equipo permanece dentro de la precisión requerida en las calibraciones sucesivas, los intervalos se pueden ampliar. Si por el contrario, el equipo requiere ajustes o reparaciones frecuentes, el intervalo se debe acortar.

Los registros del equipo proveen información para propósitos de otro mantenimiento preventivo. Toda orden de trabajo sobre un equipo se debe registrar en una base de datos donde se pueda buscar por equipo el historial de fallas y reparaciones, estos proveen información vital para el análisis de efectividad del sistema de mantenimiento.

Las partes esenciales que se deben incluir en un registro son:

- Número de identificación del equipo.
- Nombre del equipo.
- Producto/Grupo/Clase de equipo.
- Localización.
- Uso de lecturas de medida.
- Intervalos de mantenimiento.
- Uso por día.
- Ultimo mantenimiento preventivo vencido.
- Siguiete mantenimiento preventivo vencido.
- Tiempo del ciclo para mantenimiento preventivo.
- Oficios requeridos, número de personas y el tiempo para cada uno.
- Partes requeridas.

2.2.3 Mantenimiento predictivo. El mantenimiento predictivo estudia la evolución temporal de ciertos parámetros, para asociarlos a la ocurrencia de fallas, con el fin de determinar en qué período de tiempo esa situación va a generar escenarios fuera de los estándares, para así poder planificar todas las tareas proactivas con tiempo suficiente para que esa avería nunca tenga consecuencias graves ni genere paradas imprevistas de equipos.

La predicción del comportamiento de los parámetros se hace a través de las ciencias: matemáticas, estadísticas, proyectivas, prospectivas, correlacionales, aleatorias, univariantes, bivariantes y multivariantes, etc. Una de las características más importantes de este tipo de acción de mantenimiento es que no debe alterar el funcionamiento normal del equipo mientras se está aplicando¹⁴.

La inspección y evaluación de los parámetros se puede realizar en forma periódica o en forma continua, dependiendo de diversos factores como son: el tipo de actividad, los tipos de falla por diagnosticar y la inversión que se quiera realizar.

Algunas ventajas del mantenimiento predictivo son:

- Reduce el tiempo de parada al conocer exactamente qué componente es el que falla.
- Permite seguir la evolución de un defecto en el tiempo.
- Optimiza la gestión del personal de mantenimiento.
- Realiza la verificación de la condición de estado y monitoreo en tiempo real de la maquinaria, tanto la que se realiza en forma periódica como la que se hace de carácter eventual.
- Maneja y analiza un registro de información histórica vital, a la hora de la toma de decisiones técnicas en los equipos.

¹⁴ MORA G., Alberto. Mantenimiento estratégico para empresas industriales o de servicios – Enfoque Sistemático Kantiano. Pág 266.

- Define los límites de tendencia relativos a los tiempos de falla o de aparición de condiciones no estándares.
- Posibilita la toma de decisiones sobre la parada de un equipo en momentos críticos.
- Facilita la confección de formas internas de funcionamiento o compra de nuevos equipos.
- Provee el conocimiento del historial de actuaciones, para ser utilizada por el mantenimiento correctivo.
- Facilita el análisis de las averías.
- Aplica el análisis estadístico del sistema.

El principal inconveniente del mantenimiento predictivo es de tipo económico. Para cada equipo es necesaria la instalación de equipos de medición de parámetros que puedan ser: presión, pérdidas de carga, caudales, consumos energéticos, caídas de temperatura, ruidos, vibraciones, agrietamientos, etc.

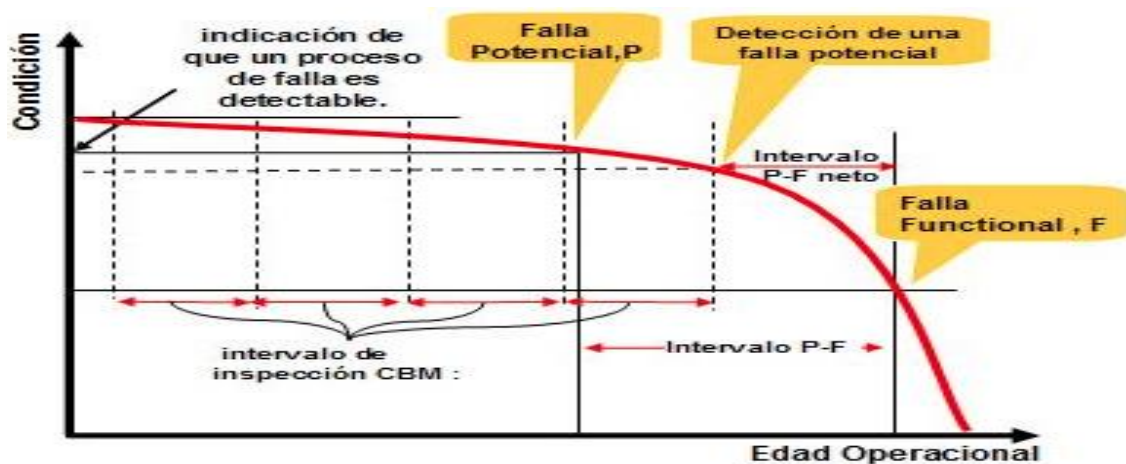
2.3 MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD.

La industria de la aviación fue la primera en darse cuenta que se debe dedicar tanto esfuerzo en asegurarse que se están realizando las tareas correctamente, como en asegurarse que se están haciendo las tareas correctas. Esto dio lugar al desarrollo de mecanismos de toma de decisiones que se conocieron en el gremio como MSNG3 y fuera de este como RCM o Mantenimiento Centrado en Confiabilidad.

En casi todos los sectores RCM se está convirtiendo en el mecanismo de custodia de los activos físicos, debido a que no existe otra técnica que determine de manera segura las cantidades mínimas de tareas necesarias para que el activo preserve su función. La definición de RCM sería entonces: "Proceso utilizado para

determinar qué se debe hacer para asegurar que cualquier activo físico continúe haciendo lo que los usuarios quieren que haga en su contexto operacional actual¹⁵.

Figura 5. Condición probable del estado del equipo respecto del tiempo



2.3.1 Las siete preguntas básicas. La metodología RCM formula siete preguntas básicas acerca del activo a revisar.

- **¿Cuáles son las funciones y los parámetros de funcionamiento asociados al activo en su actual contexto operacional?**

Básicamente las funciones son aquello que los usuarios desean que haga un activo físico, por eso el primer paso es definir las funciones en su contexto operacional, junto con los parámetros de funcionamiento deseados. Las funciones están divididas en dos categorías:

Funciones primarias: Resumen el porqué de la adquisición del activo.

¹⁵ MOUBRAY, John. Mantenimiento centrado en confiabilidad. Mexico: Aladon, 2004.

Funciones secundarias: Las que el usuario espera que el activo debería hacer además de cumplir con las funciones primarias. Generalmente el usuario tiene expectativas de seguridad, confort, economía, eficiencia etc.

- **¿De qué manera falla en satisfacer dichas funciones?**

En el mundo del RCM, las fallas son denominadas fallas funcionales debido a que cuando ocurre el activo no puede cumplir una función de acuerdo al parámetro de funcionamiento que el usuario considera aceptable¹⁶.

RCM identifica qué fallas pueden ocurrir en el activo, identificando las circunstancias que llevaron a la falla y luego preguntándose qué eventos pueden causar que el activo falle.

- **¿Cuál es la causa de cada falla funcional?**

Los que de manera razonable pudieron haber causado la falla, se denominan en RCM modos de falla. Para identificar los modos de falla se incluyen aquellos hechos posibles que han ocurrido en los equipos similares o en similares contextos operacionales, fallas que están siendo prevenidas por el sistema de mantenimiento y fallas que aunque no hayan ocurrido se consideran altamente posibles para el contexto operacional del caso de estudio.

- **¿Qué sucede cuando ocurre una falla?**

RCM lista los efectos de las fallas, describiendo lo que ocurre cuando se presenta un modo de falla. En la descripción de los efectos de falla debería incluirse¹⁷:

- Qué evidencia existe (si la hay) que la falla ha ocurrido.
- De qué modo representa una amenaza para la seguridad o el medio ambiente (si la representa)

¹⁶ MOUBRAY, John. Mantenimiento centrado en confiabilidad, pag 9 Mexico: Aladon, 2004.

¹⁷ Ibid

- De qué manera afecta la producción o las operaciones (si las afecta).
- Qué daños físicos (si los hay) han sido causados por la falla.
- Qué debe hacerse para reparar la falla.

- **¿En qué sentido es importante cada falla?**

Los efectos de las fallas son diversos, pueden afectar las operaciones, la calidad del producto, la seguridad o el medio ambiente etc. RCM reconoce que todos los tipos de falla no pueden ser reparados pues costaría mucho tiempo y dinero, por lo tanto, la consecuencia de las fallas influencia el intento por prevenirlas. En otras palabras, si la consecuencia de la falla es alta, se hará un intento grande por prevenirla, pero si posee leve consecuencias, quizá se decida no hacer mantenimiento.

Un punto fuerte de RCM es que reconoce que las consecuencias de las fallas son más importantes que las diferentes características del activo, y clasifica estas consecuencias en cuatro tipos:

Consecuencias de fallas ocultas: Fallas que no tienen un impacto directo, pero expone a la organización a fallas con consecuencias serias. Por ejemplo: La consecuencia de una falla en un sistema de contraincendios.

Consecuencias ambientales y para la seguridad: Una falla tiene consecuencias para la seguridad si es posible que cause lesiones o la muerte a una persona, y tiene consecuencias para el medio ambiente si infringe alguna normativa ambiental, ya sea nacional o internacional.

Consecuencias operacionales: Una falla tiene consecuencias operacionales si afecta la producción en cualquier aspecto.

Consecuencias no-operacionales: No afectan la producción ni la seguridad y sólo implican un costo asociado a la reparación. Por ejemplo, la falla en un equipo de back-up.

- **¿Qué puede hacerse para prevenir o predecir cada falla?**

Como se había mencionado anteriormente, en la tercera generación del mantenimiento se hicieron descubrimientos en cuanto la probabilidad condicional de falla, que rompieron los paradigmas tradicionales que relacionaban la edad del activo con el aumento de la probabilidad de falla del mismo. Se pensaba también que entre más rápido se reparara o cambiara un componente mejor. Hoy se ha demostrado que esto es cierto en muy pocos casos, sólo el 2% de los componentes de aeronaves comerciales siguen un patrón de falla tipo A o curva de la bañera.

La conciencia de estos hechos ha llevado a muchas empresas a abandonar por completo las tareas de mantenimiento proactivo, algo válido si las consecuencias de las fallas fueran menores. RCM divide en tres grupos las tareas para prevenir, predecir y disminuir las consecuencias de las fallas.

Tareas de reacondicionamiento cíclico: Refabricar o reparar un componente antes que llegue a su límite de edad sin importar su condición en ese momento.

Tareas de sustitución cíclica: Sustituir un componente antes que llegue a su límite de edad sin importar su condición en ese momento

Tareas a condición: Se basan en el hecho que la mayoría de las fallas dan algún indicio o advertencia de que están por ocurrir. Se llaman tareas a condición porque el equipo se deja operativo a condición de que continúen alcanzando los parámetros de funcionamiento adecuados. Las tareas a condición incluyen tareas

de mantenimiento predictivo, mantenimiento basado en condición y monitoreo de condición

- **¿Qué debe hacerse si no se encuentra una tarea proactiva adecuada?**

Cuando se identifica que no existe una tarea proactiva efectiva, RCM propone realizar búsqueda de fallas, rediseño y mantenimiento a rotura. Estas tareas se llamas tareas a falta de.

2.4 INDICADORES CMD.

Los elementos mantenimiento, producción y máquinas se relacionan entre sí a partir de premisas y normas de aceptación universal, así: la relación entre productores (producción) y máquinas la establecen los principios de la confiabilidad, la relación entre mantenedores (mantenimiento) y máquinas se define por las reglas de la mantenibilidad, la relación entre mantenedores y productores se da por una relación indirecta a través de los equipos y está gobernada por los cánones de la disponibilidad¹⁸.

2.4.1 Confiabilidad. La confiabilidad se puede entender como una característica propia del diseño de las máquinas, que permite estudiar, mediante principios científicos y matemáticos, las fallas de los elementos de los equipos, para el análisis de los procesos de un diseño, la determinación de los costos del ciclo de vida y la seguridad de un producto (Nachlas,1995). Además se utiliza en el análisis de datos operativos para el mantenimiento, permitiendo conocer el comportamiento de los equipos en operación con el fin de aislar componentes con problemas, diseñar las políticas de mantenimiento ,calcular momentos óptimos de

¹⁸ MORA GUTIERREZ, Luis Alberto. Mantenimiento Industrial Efectivo. Enfoque sistémico Kantiano. Editorial Coldi. Antioquia Envigado, 2014. Pág. 55-56.

sustitución económica de equipos y establecer frecuencias de ejecución del mantenimiento preventivo (Díaz, 1992).

En el trabajo “Análisis de Confiabilidad de Sistemas Eléctricos”, Ríos Mario Albetto, expresa que el termino confiabilidad en sistemas de potencia eléctrica tiene un rango amplio de significados y no puede ser asociado con una definición específica simple. El IEEE sugiere una definición amplia en la que “el término confiabilidad se refiere a la noción que el sistema desempeña sus tareas específicas correctamente en un cierto período de tiempo”¹⁹. Así, en general, la comunidad internacional reconoce su generalidad extrema y lo emplea para indicar la habilidad global del sistema para desempeñar su función²⁰. Dado lo anterior, la evaluación de confiabilidad de sistemas de potencia está dividida en dos aspectos básicos²¹:

- Suficiencia (del inglés “Adequacy”): se relaciona con la existencia de suficientes facilidades dentro del sistema de potencia para satisfacer la demanda de los usuarios; es decir, la demanda y las restricciones operacionales del sistema.
- Seguridad (del inglés “Security”): se relaciona con la habilidad del sistema de potencia en responder a perturbaciones repentinas que ocurren en el sistema; independiente del tipo de perturbación. Estas perturbaciones pueden ser de carácter local o en forma amplia concernientes al sistema o porción del mismo.

En el presente trabajo solo tendremos en cuenta la confiabilidad por suficiencia.

¹⁹ IEEE Std 493-2007, “IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems”, IEEE Press, NY, USA, 2007.

²⁰ R. Billinton, R. Allan, L. Salvaderi (Editores), “Applied Reliability Assessment in Electric Power Systems”, IEEE Press, 1991.

²¹ RÍOS M Mario Alberto., Análisis de confiabilidad de Sistemas de Transmisión. Octubre 2012. [en línea] [citado 16 de junio de 2016] Disponible en: <http://www.docfoc.com/uniandes-stra-confiabilidad-mar>

2.4.2 Mantenibilidad. Es la probabilidad de que un elemento, máquina o dispositivo, pueda regresar a su estado de funcionamiento normal después de una avería, falla o interrupción productiva (funcional o de servicio), mediante una reparación que implica la realización de unas tareas de mantenimiento, para eliminar las causas inmediatas que generan la interrupción.

2.4.3 Disponibilidad. La probabilidad de que el equipo funcione satisfactoriamente en el momento que sea requerido después del comienzo de su operación, cuando se usa bajo sus condiciones estables, donde el tiempo tal considerado incluye el tiempo de operación, tiempo activo de reparación, tiempo inactivo, tiempo en mantenimiento preventivo (en algunos casos) tiempo administrativo, tiempo de funcionamiento sin producir y tiempo logístico, se define como disponibilidad (Ramakumar,1996) (Blanchard,1195)(Nachlas,1995) (Smith,1983) (Leemis,1195) (Kacecioglu,1995) (Díaz,1992) (Kanezevic,1996) (Ebeling,2005) (Kelly,1998) (Kapur y otros,1977) (Rey,1996) (Halpern,1978) (Navarro y otros, 1997) (Modarres,1993). Normalmente existen tres tipos de disponibilidad.

2.4.3.1 Disponibilidad Inherente (Ai): Es el nivel de disponibilidad debido al comportamiento del mantenimiento correctivo únicamente. Está determinada por el diseño del equipo. Asume que los repuestos y personal están 100 por ciento disponibles sin retraso alguno.

Ecuación 1. Disponibilidad Inherente.

$$D_{INHERENTE} = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR}$$

2.4.3.2 Disponibilidad Alcanzable (Aa): Es el nivel esperado de disponibilidad debido al comportamiento del mantenimiento correctivo y preventivo. Depende del

diseño del equipo y de la planta. También asume que los repuestos y personal están 100 por ciento disponibles sin retraso alguno.

Ecuación 2. Disponibilidad Alcanzable.

$$D_{ALCANZABLE} = \frac{MTBM}{MTBM + \overline{M}}$$

$$MTBM = \frac{1}{\frac{1}{MTBM_C} + \frac{1}{MTBM_P}}$$

$$\overline{M} = \frac{\frac{MTTR}{MTBM_C} + \frac{M_P}{MTBM_P}}{\frac{1}{MTBM_C} + \frac{1}{MTBM_P}}$$

2.4.3.3 Disponibilidad Operacional (Ao): Es el fundamento de la disponibilidad. Este es el valor real de la disponibilidad obtenido en la operación diaria de la planta. Este valor refleja el nivel de recursos del mantenimiento de la planta así como la efectividad organizacional.

Ecuación 3. Disponibilidad Operacional

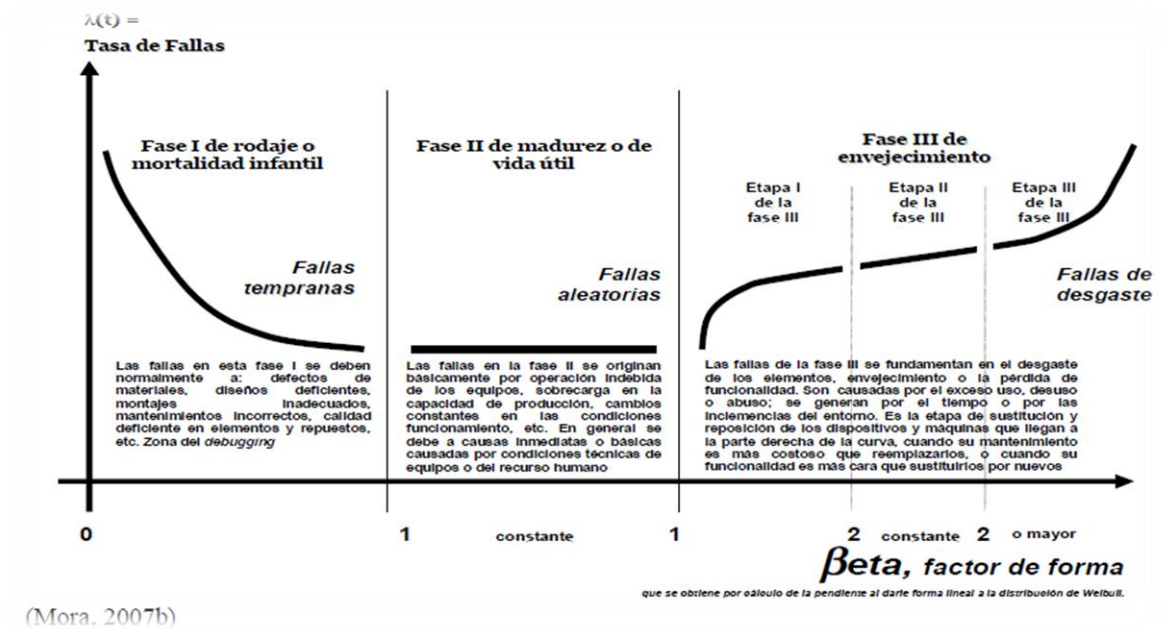
$$D_{OPERACIONAL} = \frac{MTBM}{MTBM + \overline{M}}$$

2.5 DISTRIBUCIONES USADAS EN CALCULO CMD.

En el análisis de los datos de confiabilidad, es muy importante el tiempo de vida o tiempo para la falla de la unidad. Esta característica llamada tiempo de vida, es

una variable aleatoria. Como resultado de esto, tendrá una función de densidad de probabilidad (pdf) asociada a él. En su definición de conceptos asociados a la confiabilidad Mariani²² escribe que una vez conocidas las funciones $f(t)$ (pdf) y $F(t)$ (cdf) para una distribución particular, se pueden determinar otras características del modelo, entre ellas, 3 funciones empleadas muy comúnmente cuando se trata con datos de confiabilidad: Función confiabilidad, Función riesgo, MTBF (tiempo medio entre fallas). La función riesgo o velocidad de falla, indica la tendencia o inclinación a la falla o riesgo de la unidad, luego de transcurrido el tiempo t . Sin embargo, no es una probabilidad (es decir puede tomar valores mayores a uno). En la práctica la función riesgo de una unidad o de un sistema, se asume que cambia en función del tiempo, como se indica en la figura o curva de la bañera.

Figura 6. Curva de la bañera o de Davies (bathtub curve)



²² A. M. MARIANI. Confiabilidad Electrónica Y Eléctrica. 2007 [en línea] [citado 15 de junio de 2016] Disponible en: <http://www.electron.frba.utn.edu.ar/upload/Materias/95-0496/archivos/confiabilidad.pdf>

2.5.1 Distribución Exponencial. La función de distribución (pdf) exponencial, es un modelo muy útil para el tiempo entre fallas, en situaciones donde se espera que las fallas cumplan con:

- Fallas aleatorias.
- Velocidad de falla constante (pasó la mortalidad infantil)

La distribución exponencial de densidad de probabilidad de falla (pdf), está dada por la expresión general:

Ecuación 4. Función de distribución de densidad de probabilidad de falla (pdf).

$$f(t; \lambda) = \lambda e^{-\lambda t}$$

2.5.1.1 Función acumulativa de falla para una distribución exponencial: La función acumulativa de falla para una distribución exponencial (cdf) está dada por el área bajo la curva de $f(t)$, es:

Ecuación 5. Función acumulativa de falla distribución exponencial (cdf).

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

2.5.1.2 Función confiabilidad para una distribución exponencial: La función de confiabilidad para una distribución exponencial está dada por el complemento de $F(t)$.

Ecuación 6. Función de confiabilidad distribución exponencial.

$$R(t; \lambda) = 1 - [1 - e^{-\lambda t}] = e^{-\lambda t}$$

2.5.1.3 Función riesgo para un distribución exponencial. La función riesgo o función velocidad instantánea de falla para una distribución exponencial está dada por la relación:

Ecuación 7. Función riesgo distribución exponencial.

$$h(t) = \frac{f(t)}{R(t)}$$

$$h(t) = \frac{\lambda e^{-\lambda t}}{e^{-\lambda t}}$$

$$h(t) = \lambda$$

La función acumulada riesgo $H(t)$, es el área bajo la curva de la función $h(t)$, al integrar queda:

Ecuación 8. Función acumulada riesgo.

$$H(t) = \lambda t$$

2.5.1.4 Tiempo medio entre fallas (MTBF) para una distribución exponencial:

El tiempo medio entre fallas para una distribución exponencial corresponde a área bajo la curva de la función $R(t)$ o confiabilidad, es:

Ecuación 9. Tiempo medio entre fallas distribución exponencial.

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

2.5.2 Distribución Weibull. La distribución de Weibull es una distribución continua y triparamétrica, es decir, está completamente definida por tres parámetros y es la más empleada en el campo de la confiabilidad²³, estos parámetros son:

β : Parámetro de forma ($0 < \beta < \infty$).

α : Parámetro de escala ($0 < \alpha < \infty$).

δ : Parámetro de localización ($-\infty < \delta < \infty$).

La función de densidad de la distribución de Weibull para la variable aleatoria t está dada por la siguiente expresión:

Ecuación 10. Función distribución de probabilidad Weibull.

$$f(t; \beta, \alpha, \delta) = \frac{\beta(t - \delta)}{\alpha^\beta} \exp \left[- \left(\frac{t - \delta}{\alpha} \right)^\beta \right]$$

Donde t es la variable aleatoria que, para el caso de la confiabilidad, representa el tiempo entre fallas.

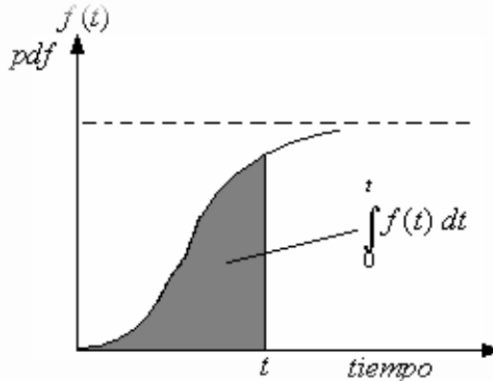
2.5.2.1 Función acumulativa de falla para una distribución Weibull: La función acumulativa de falla para una distribución Weibull (cdf) está dada por el área bajo la curva de $f(t)$, es:

²³RELIABILITYWEB Cálculo de los Parámetros de la Distribución de Weibull. [en línea] [citado 13 de junio de 2016] disponible en: <http://reliabilityweb.com/sp/articles/entry/calculo-de-los-parametros-de-la-distribucion-de-weibull>

Ecuación 11. Función acumulativa de falla distribución Weibull.

$$F(t; \beta, \alpha, \delta) = 1 - \exp \left[- \left(\frac{t - \delta}{\alpha} \right)^\beta \right]$$

Figura 7. Curva de distribución y función acumulativa falla



2.5.2.2 Función confiabilidad para una distribución Weibull. La función de confiabilidad para una distribución Weibull está dada por el complemento de $F(t)$.

Ecuación 12. Función de confiabilidad distribución Weibull.

$$R(t; \beta, \alpha, \delta) = 1 - \left(1 - \exp \left[- \left(\frac{t - \delta}{\alpha} \right)^\beta \right] \right) = \exp \left[- \left(\frac{t - \delta}{\alpha} \right)^\beta \right]$$

2.5.2.3 Función riesgo para un distribución Weibull: La función riesgo o función velocidad instantánea de falla para una distribución Weibull está dada por la relación:

Ecuación 13. Función riesgo distribución Weibull.

$$h(t) = \frac{f(t)}{R(t)}$$

$$h(t) = \beta \alpha^{-\beta} (t - \alpha)^{(\beta-1)}$$

La función acumulada riesgo $H(t)$, es el área bajo la curva de la función $h(t)$, al integrar queda:

Ecuación 14. Función acumulada riesgo distribución Weibull.

$$H(t) = \left(\frac{t - \delta}{\alpha} \right)^\beta$$

2.5.2.4 Tiempo medio entre fallas (MTBF) para una distribución Weibull: El tiempo medio entre fallas para una distribución Weibull corresponde a área bajo la curva de la función $R(t)$ o confiabilidad, es:

Ecuación 15. Tiempo medio entre fallas para distribución Weibull.

$$MTBF = \alpha \Gamma \left[1 + \frac{1}{\beta} \right] \quad \text{Donde } \Gamma \text{ es la función gamma.}$$

2.5.3 Distribución Normal. Es una función de distribución continua, cuya densidad de probabilidad (pdf) viene dada por la expresión:

Ecuación 16. Función de distribución de probabilidad Normal.

$$f(t; \mu, \sigma) = \frac{1}{\sigma \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2} \left(\frac{t - \mu}{\sigma} \right)^2}$$

Su función de distribución acumulativa (cdf) está dada por la expresión:

Ecuación 17. Función de distribución acumulativa distribución Normal.

$$F(t; \mu, \sigma) = \frac{1}{2} \left[1 + \operatorname{erf} \left(\frac{t - \mu}{\sigma \sqrt{2}} \right) \right]$$

Donde μ representa la media de la distribución, y σ su desviación típica.

Se utiliza como primera aproximación en aquellos sistemas en los que existe un modelo de comportamiento conocido, y en los que, por tanto, existe una estimación de su periodo de vida nominal. Este es el caso de los elementos mecánicos sujetos a desgaste, tales como rodamientos, cojinetes y engranajes, etc.

La vida útil o MTBF de una distribución Log Norma está dada por la siguiente ecuación:

Ecuación 18. Tiempo medio entre fallas distribución Normal.

$$MTBF = \mu = -a\sigma$$

a : Intercepto de la regresión lineal de los puntos.

2.5.4 Distribución Log normal. La distribución Log Normal se genera a partir de los parámetros μ y σ debido a que el logaritmo de una variable aleatoria log normal es una variable aleatoria normal con media μ y desviación estándar σ (Barlow, 1998). La distribución, puede tomar varias formas pero siempre con tendencia o cola hacia su derecha (sesgo positivo); la razón para ser menos conocida que la distribución de Weibull, es que su función de supervivencia no tiene forma cerrada, esto es importante para la estimación de sus parámetros que

siempre tienen la tendencia de ser muy altos (Ramakumar, 1996). Los tiempos de reparación de componentes se ajustan bien a este modelo de distribución.

Ecuación 19. Función de distribución de probabilidad Logo Normal.

$$f(t; \mu, \sigma) = \frac{1}{t\sigma\sqrt{2\pi}} e^{\left[-\frac{(\ln t - \mu)^2}{2\sigma^2}\right]}$$

La vida útil o MTBF de una distribución Log Norma está dada por la siguiente ecuación:

Ecuación 20. Función distribución de probabilidad Logo Normal.

$$MTBF = e^{\left(\mu + \frac{\sigma^2}{2}\right)}$$

3. SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.

El sistema eléctrico de potencia lo constituyen el conjunto de instalaciones y equipos para producir, transportar y distribuir energía eléctrica a los usuarios de una zona, ciudad, región o país.

“La función del sistema eléctrico de potencia es abastecer a todos los usuarios con energía eléctrica tan económicamente como sea posible, en la cantidad deseada y con un nivel aceptable de calidad, seguridad y confiabilidad”²⁴.

3.1 NIVELES DE TENSION DEL SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA EN COLOMBIA

Los sistemas de transmisión regional y/o distribución local se clasifican por niveles, en función de la tensión nominal de operación, según la siguiente definición²⁵:

Nivel 4: Sistema con tensión mayor o igual a 57.5 kV y menor a 220 kV.

Nivel 3: Sistema con tensión mayor o igual a 30 kV y menor a 57.5 kV.

Nivel 2: Sistema con tensión mayor o igual a 1 kV y menor a 30 kV.

Nivel 1: Sistema con tensión menor a 1 kV.

²⁴ R. BILLINTON, R. ALLAN, L. Salvaderi (Editores), “Applied Reliability Assessment in Electric Power Systems”, IEEE Press, 1991.

²⁵ CODENSA S.A. Niveles De Tensión De Conexión De Cargas De Clientes. 2011. [en línea] {citado 20 de junio de 2016} Disponible en: http://ikinormas.micodensa.com/Norma/otros/niveles_tension_conexion_cargas_clientes

3.2 COMPONENTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.

3.2.1 Plantas de Generación. Instalaciones y quipos para producir energía eléctrica mediante la transformación de otras formas de energía.

Figura 8. Generador Francis micro central La Pita



3.2.2 Transformadores. Equipos para elevar y reducir los niveles de tensión de operación del sistema eléctrico.

Figura 9. Transformador de potencia 34.5 kV/13.8 kV



3.2.3 Equipos de compensación reactivas. Equipos que producen o consumen energía reactiva para control de voltaje, control de factor de potencia, o estabilidad.

3.2.4 Equipos de corte y maniobra. Realizan las maniobras de conexión y desconexión de los equipos eléctricos principales en condiciones normales de operación o bajo falla. Pueden manejar los sobrevoltajes asociados a las maniobras (switchero) y fenómeno de arco eléctrico.

Figura 10. Interruptor Trifásico Marca Mitsubishi

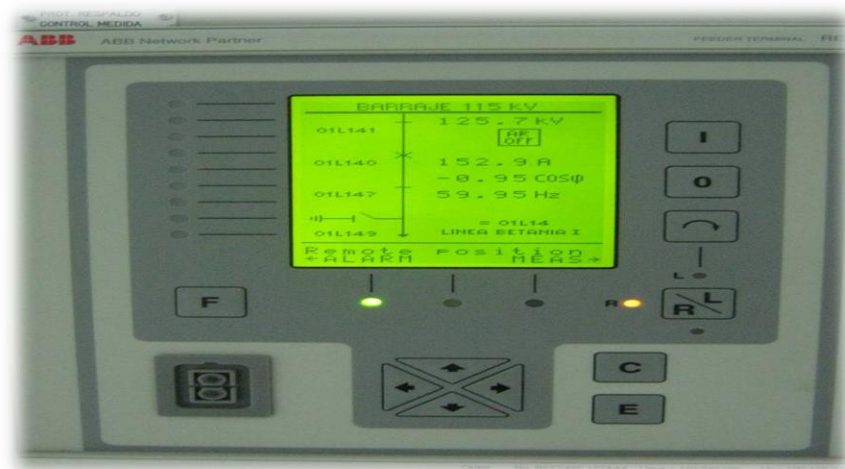


Figura 11. Seccionador tripolar de barras



3.2.5 Equipos de protección. Equipos que detectan las fallas o condiciones anormales de operación y realizan una acción; ejemplo de ellos son los “Relays” o relés de protección que poseen alguna forma de inteligencia para ejecutar su función, comparan los valores de una varias señales de entrada con respecto a un valor de referencia, si se cumple el criterio de comparación se produce una orden de disparo a alarma.

Figura 12. Relé de protección y control



3.2.6 Equipos de medida. Toman muestras de las señales de interés, y las convierten a señales analógicas o digitales de bajo rango.

Figura 13. Transformador de medida tensión PT



Figura 14. Transformador de medida corriente CT



3.2.7 Equipos de Control. Permiten controlar la operación de los equipos principales del sistema de potencia.

3.2.8 Equipo de Comunicaciones. Transmisión y recepción de señales de medida, control y protección.

3.2.9 Equipos de servicios auxiliares. Fuentes de alimentación de energía de los equipos principales; ejemplo de ellos son banco de baterías, plantas de emergencia, cargadores de batería, tableros de distribución AC y DC, transformadores de servicios auxiliares.

3.3 SUBESTACIONES

Una subestación eléctrica es una instalación destinada a modificar y establecer los niveles de tensión de una infraestructura eléctrica, para facilitar la transmisión y distribución de la energía eléctrica. Su equipo principal es el transformador. Como norma general, se puede hablar de subestaciones eléctricas elevadoras, situadas en las inmediaciones de las centrales generadoras de energía eléctrica, cuya

función es elevar el nivel de tensión, hasta 132, 220 o incluso 400 kV, antes de entregar la energía a la red de transporte. Las subestaciones eléctricas reductoras, reducen el nivel de tensión hasta valores que oscilan, habitualmente entre 13,2, 15, 20, 45 ó 66 kV y entregan la energía a la red de distribución. Posteriormente, los centros de transformación reducen los niveles de tensión hasta valores comerciales (baja tensión) aptos para el consumo doméstico e industrial, típicamente 400 V.

Figura 15. Subestación Norte



3.3.1 Modulo de llegada y salida de subestaciones. El espacio ocupado por el conjunto de equipos pertenecientes a una misma salida de la subestación se denomina "Campo" o "Bahía", por ejemplo Campo de Línea, Bahía de Transformador, etc.

Bahías ubicadas en patio: los elementos constitutivos de estos módulos se encuentran instalados en el patio de conexiones, generalmente a la intemperie, estando expuestos a las condiciones ambientales.

Figura 16. Bahía de patio seboruco



Bahías ubicadas en celdas: los elementos constitutivos de estos módulos se encuentran instalados bajo techo, protegidos de la intemperie y condiciones ambientales adversas.

Figura 17. Bahías Circuito de celda



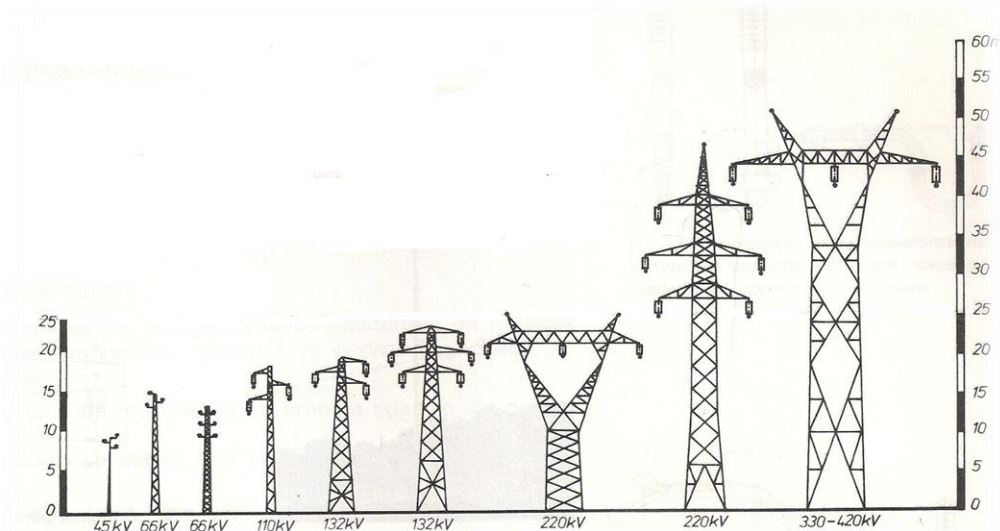
3.4 LINEAS DE TRANSMISIÓN

Dispositivo que transmite potencia eléctrica entre dos puntos por medio de conductores y opera a un voltaje mayor a 1 kV con señal DC o AC sinusoidal de 50 a 60 Hertz.

3.4.1 Conductores. Son materiales cuya resistencia al paso de la electricidad es muy baja. Los mejores conductores eléctricos son metales, como el cobre, el oro, el hierro y el aluminio, y sus aleaciones, aunque existen otros materiales no metálicos que también poseen la propiedad de conducir la electricidad, como el grafito o las disoluciones y soluciones salinas (por ejemplo, el agua de mar) o cualquier material en estado de plasma.

3.4.2 Estructuras. Existen una gran variedad de torres de transmisión como son conocidas, entre ellas las más importantes y más usadas son las torres de amarre, la cual debe ser mucho más fuertes para soportar las grandes tracciones generadas por los elementos antes mencionados, usadas generalmente cuando es necesario dar un giro con un ángulo determinado para cruzar carreteras, evitar obstáculos, así como también cuando es necesario elevar la línea para subir un cerro o pasar por debajo/encima de una línea existente.

Figura 18. Estructura de alta tensión



3.4.3 Aisladores. Los aisladores son elementos encargados de sostener los conductores en las estructuras bajo condiciones de viento y contaminación ambiental; a su vez como su nombre lo indica aísla el conductor de las estructuras

y evitan el efecto corona; los aisladores son fabricados en porcelana, vidrio y en polimérico.

Figura 19. Aisladores



3.4.4 Herrajes. Dispositivo metálico que tiene como fin la fijación, protección eléctrica o mecánica, reparación, separación, amortiguamiento de vibraciones, de los conductores o cables de guarda y los cables de temples.

4. MODELOS DE SALIDAS DE LOS EQUIPOS Y ESTIMACION DE PARAMETROS.

Las salidas de los equipos de un sistema de transmisión de potencia eléctrica se pueden clasificar en dos categorías: Salidas forzadas y salidas programadas²⁶. La ocurrencia de las salidas forzadas está fuera del control de los operadores del sistema de potencia y ocurre en forma aleatoria; mientras que las salidas programadas si lo están, tal que el operador puede llegar a posponer una salida programada de ser necesario para evitar colocar el sistema en una situación crítica²⁷.

4.1 MODELO SALIDAS FORZADAS DE EQUIPOS

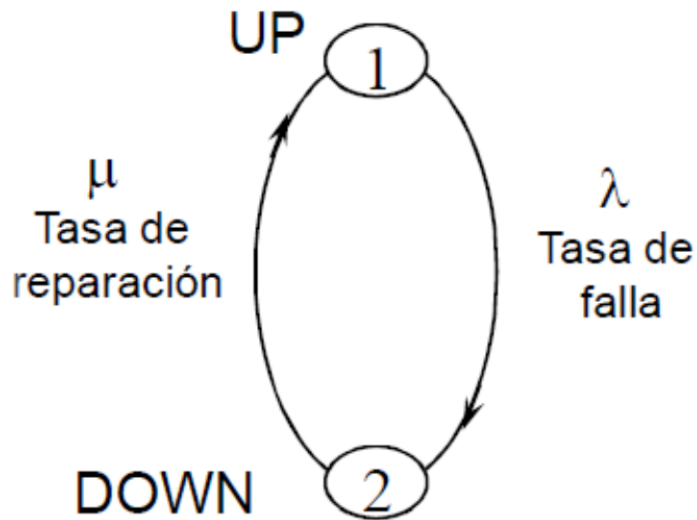
La mayoría de los componentes o equipos que se emplean en análisis de confiabilidad de sistemas de transmisión (líneas, transformadores, reactores y condensadores), se modelan como componentes reparables de dos estados independientes²⁸; tal como se presenta en la figura 19. Los estados corresponden al estado de funcionamiento (UP) y al estado de no funcionamiento (DOWN). La figura 20 muestra, a su vez, el modelo de transición entre los dos estados anteriormente mencionados. Así, el paso del estado de funcionamiento al de no funcionamiento se modela por medio de la tasa de falla (λ) del componente; mientras que el regreso del estado de no funcionamiento al estado de funcionamiento se modela a través de la tasa de reparaciones (μ).

²⁶ L.L. GRIGSBY (Editor), "Electric Power Engineering Handbook: Power Systems", CRC Press, 2a. Ed., USA, 2007.

²⁷ W. LI, "RISK . Assessment of Power Systems", IEEE Press – Wiley Interscience, USA, 2005.

²⁸ RÍOS M Mario Alberto., Análisis de confiabilidad de Sistemas de Transmisión. Octubre 2012. [en línea] [citado 16 de junio de 2016] Disponible en: <http://www.docfoc.com/uniandes-stra-confiabilidad-mar>

Figura 20. Modelo de dos estados componente reparable

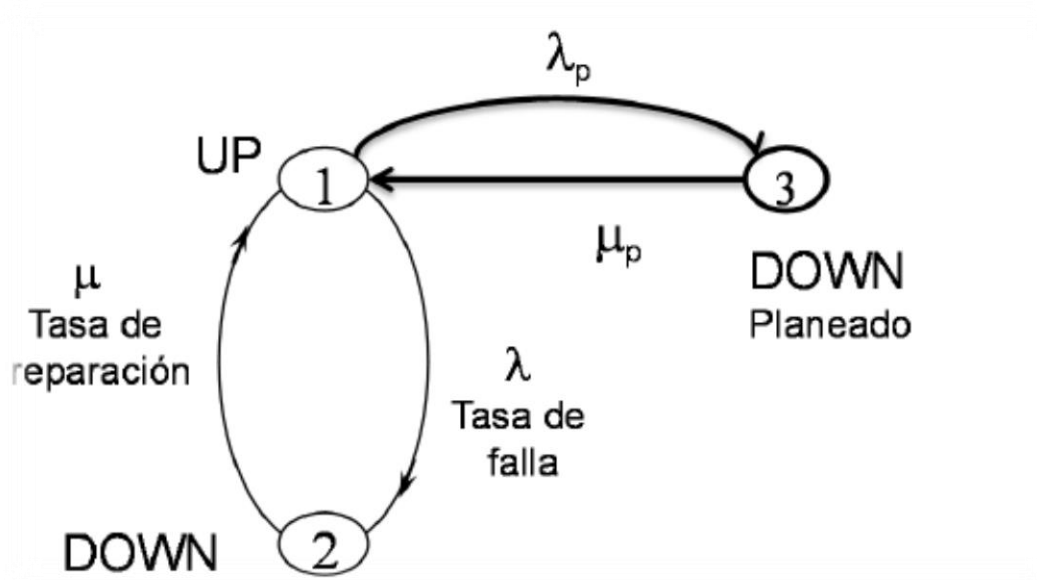


4.2 MODELO DE SALIDA PROGRAMADA DE EQUIPOS.

Una salida planeada de un equipo o componente corresponde a las salidas requeridas por mantenimiento (o reemplazo) del componente. Una aproximación de modelación consiste en asumir que los tiempos para planear la salida del componente siguen una distribución de probabilidad dada²⁹. De igual forma se tiene para el estado de restauración del componente. Así pues, se define una tasa de transición del estado de funcionamiento del componente (UP) a un estado de no funcionamiento planeado (DOWN planeado) denominado λ_p . De igual forma, se define una tasa de transición de para el regreso del estado de no funcionamiento planeado al de funcionamiento, denominado μ_p .

²⁹ RÍOS M., Mario Alberto. Análisis de confiabilidad de Sistemas de Transmisión. [en línea] {citado 15 de junio de 2016} Disponible en: <http://www.docfoc.com/uniandes-stra-confiabilidad-mar>

Figura 21. Modelo de tres estados componente reparable con salidas programadas



4.3 ESTIMACIÓN DE PARAMETROS PARA MODELOS DE SALIDAS DE EQUIPOS.

4.3.1 Elección de la Disponibilidad. Para el cálculo de indicadores *CMD* de los equipos eléctricos de potencia de Electrohuila se ha considerado la Disponibilidad Alcanzable puesto que la información que se registra en el sistema de información de la empresa separa los tiempos de las actividades planeadas (mantenimiento preventivo y predictivo) de los tiempos de actividades correctivas (mantenimiento correctivo), pero no tiene en cuenta las demoras logísticas y administrativas.

4.3.2 Mean Time Between Failures o Tiempo Medio entre fallas (*MTBF*). Tiempo medio entre fallos (*MTBF*) es el tiempo previsto transcurrido entre fallos inherentes de un sistema durante el funcionamiento. *MTBF* puede ser calculado como la media aritmética (promedio) Tiempo medio entre fallos de un sistema. El

MTBF es típicamente parte de un modelo que supone que el sistema no es reparado de inmediato (*MTTR*), como parte de un proceso de renovación. Esto está en contraste con el tiempo medio hasta el fallo (*MTTF*), que mide el tiempo medio de fallas con el supuesto de que el sistema de modelado de errores no se reparan (tasa de reparación de infinito)³⁰.

4.3.3 Mean Time to Repair o Tiempo Medio para reparar (*MTTR*). El *MTTR* es el tiempo neto medio para realizar reparaciones o mantenimientos correctivos (o modificativos), sin incluir demoras logísticas, ni los retrasos administrativos.

4.3.4 Mean Time Between Maintenance o Tiempo Medio entre Mantenimientos (*MTBM*). El *MTBM* es el tiempo medio entre mantenimientos (tanto reparaciones correctivas o modificativas, como también mantenimientos planeados, sean de orden preventivo o predictivos).

El tiempo medio entre mantenimientos, *MTBM* más que un índice de confiabilidad es un indicador de la frecuencia de los mantenimientos; es función de la frecuencia de los mantenimientos planeados (preventivos y/o predictivos) y no planeados (correctivos), en ausencia de mantenimiento preventivo el *MTBM* se aproxima a *MTBF* (Blanchard, y otros, 1994).

4.3.4.1 $MTBM_C$. El $MTBM_C$ es el tiempo medio entre mantenimientos no planeados (correctivos o modificativos), se aproxima al *MTBF* en ausencia de tareas proactivas.

4.3.4.2 $MTBM_P$. El $MTBM_P$ es el tiempo medio entre mantenimientos planeados.

³⁰ MANUFACTURING TERMS. Tiempo medio entre fallos (MTBF). [en línea] {citado 15 de junio de 2016} Disponible en: [http://www.manufacturingterms.com/Spanish/Mean-Time-Between-Failures-\(MTBF\).html](http://www.manufacturingterms.com/Spanish/Mean-Time-Between-Failures-(MTBF).html)

4.3.5 Mean Time active Maintenance o Tiempo Medio para actividades de Mantenimiento \bar{M} . El \bar{M} , es el tiempo medio de mantenimiento activo que se requiere para realizar cualquier tarea de mantenimiento. Es función de los tiempos medios de mantenimiento correctivo y planeados y sus frecuencias relativas; solo considera los tiempos activos de mantenimiento y no tiene en cuenta los tiempos administrativos y tampoco los logísticos (Blanchard, y otros, 1994) (Vallejo, y otros, 2004), por demoras.

5. PRONOSTICOS EN ACTIVOS REPARABLES

5.1 ACTIVOS REPARABLES Y ACTIVOS NO REPARABLES.

Un sistema reparabile es aquel que acepta reparaciones y le pueden ser restauradas sus funciones mediante el uso de cualquier método de reparación diferente al reemplazo del sistema completo³¹.

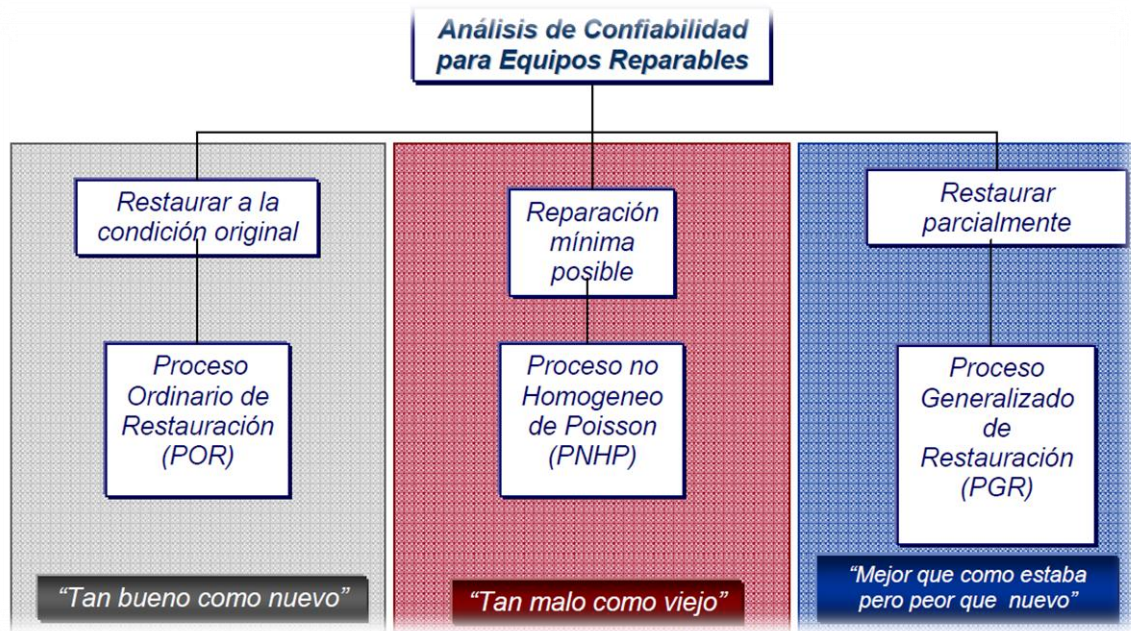
En el análisis de sistemas reparables hay cinco posibles estados en los cuales dicho sistema puede quedar después de una reparación. Estos estados son:

- Tan bueno como nuevo.
- Tan malo como antes de reparar.
- Mejor que antes de reparar pero peor que cuando estaba nuevo.
- Mejor que cuando estaba nuevo.
- Peor que antes de reparar.

Los modelos probabilísticos utilizados tradicionalmente para estimar o predecir el número esperado de fallas asumen alguno de los primeros estados pero no cubren los últimos tres, los cuales parecieran acercarse más a la realidad.

³¹ GOMEZ DE LA VEGA, Hernando y YAÑES, Medardo. Ingeniería de Confiabilidad y Análisis Probabilístico del Riesgo, Capítulo IV. Pág. 187.

Figura 22. Análisis de Confiabilidad para equipos reparables



5.2 SIMULACION DE MONTE CARLO

La simulación de Monte Carlo es una técnica que combina conceptos estadísticos (muestreo aleatorio) con la capacidad que tienen los ordenadores para generar números pseudo-aleatorios y automatizar cálculos³².

Los orígenes de esta técnica están ligados al trabajo desarrollado por Stan Ulam y John Von Neumann a finales de los años 40 en el laboratorio de Los Álamos, cuando investigaban el movimiento aleatorio de los neutrones³³. En años posteriores, la simulación de Monte Carlo se ha venido aplicando a una infinidad de ámbitos como alternativa a los modelos matemáticos exactos o incluso como único medio de estimar soluciones para problemas complejo; la simulación de

³² FAULÍN Javier; ÁNGEL A. Juan Simulación De Monte Carlo Con Excel [en línea] [citado 19 de mayo de 206] disponible en: http://www.uoc.edu/in3/emath/docs/Simulacion_MC.pdf

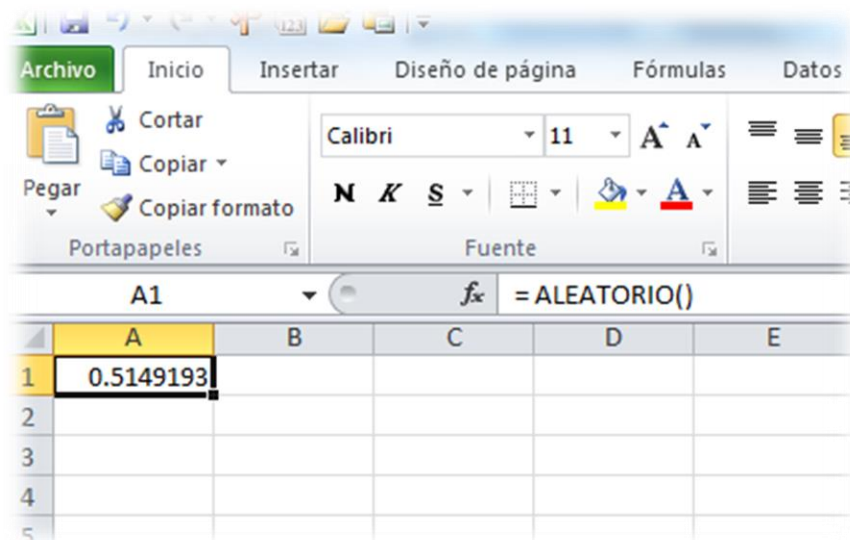
³³ Ibid

Monte Carlo está presente en todos aquellos ámbitos en los que el comportamiento aleatorio o probabilístico desempeña un papel fundamental .

5.2.1 Función ALEATORIO () de Excel. Las hojas de cálculo como Excel (y cualquier lenguaje de programación estándar) son capaces de generar números pseudo-aleatorios provenientes de una distribución uniforme entre el 0 y el 1. Éste tipo de números pseudo-aleatorios son los elementos básicos a partir de los cuales se desarrolla cualquier simulación por ordenador.

En Excel, es posible obtener un número pseudo-aleatorio proveniente de una distribución uniforme entre el 0 y el 1, usando la función ALEATORIO:

Figura 23. Función ALEATORIO () En Excel

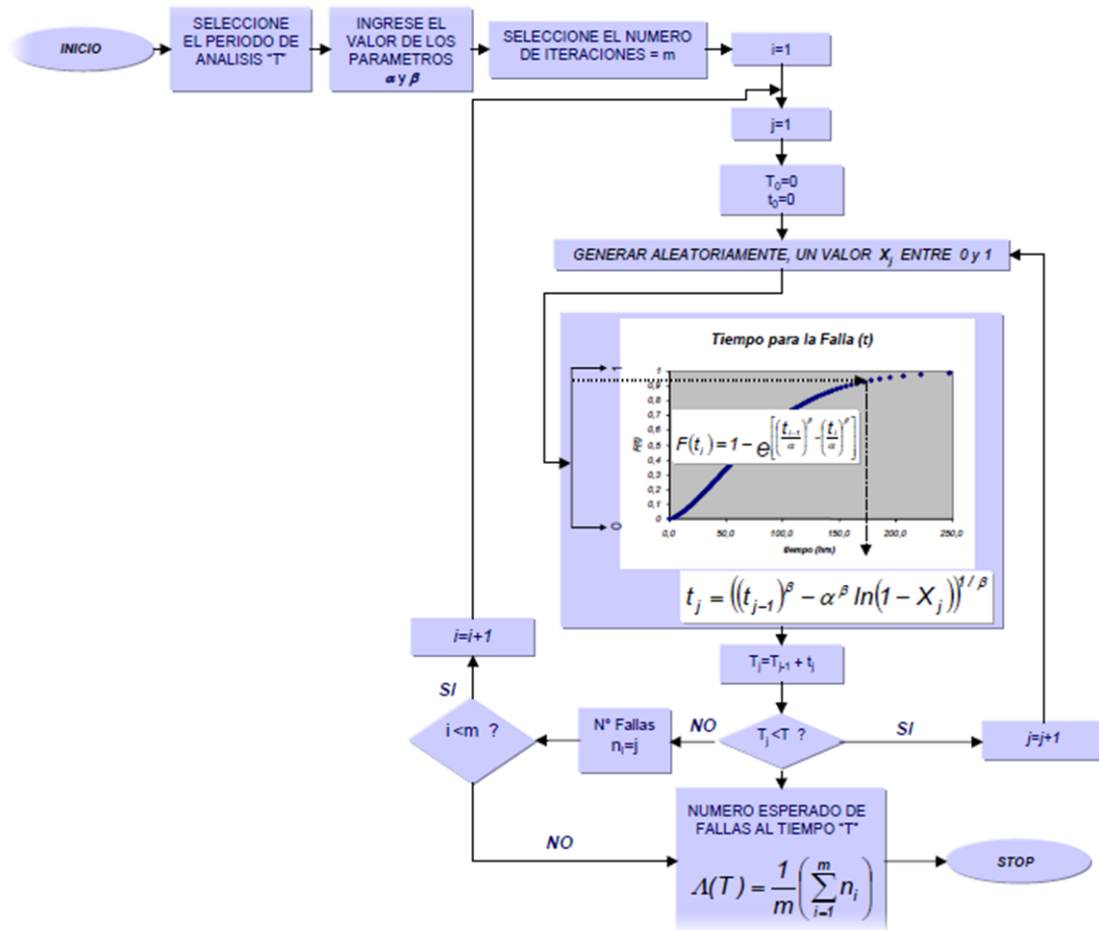


5.2.1 Numero Acumulado de fallas $N(t^{(m)})$ y esperado de fallas $\Lambda(t^{(m)})$.

$N(t^{(m)})$: Es una variable aleatoria que puede y debe ser modelada matemáticamente con una distribución de probabilidades, a la cual se le pueden calcular una media y unos percentiles, esta variable se obtiene del desempeño histórico del activo.

$\Lambda(t^{(m)})$: Es la predicción de la media del número acumulado de fallas para un tiempo misión o ventana de tiempo futura, mediante una distribución de probabilidades.

Figura 24. Diagrama flujo para simulación Montecarlo



6. METODOLOGÍA Y AQUISICIÓN DE DATOS.

6.1 OBJETIVOS DEL PROYECTO.

Establecer el modelo de parametrización que permita a la empresa calcular y predecir las variables CMD de los activos de subestaciones de tal forma que se puedan establecer las mejores estrategias, tácticas y operaciones futuras del mantenimiento.

6.1.1 Objetivos específicos.

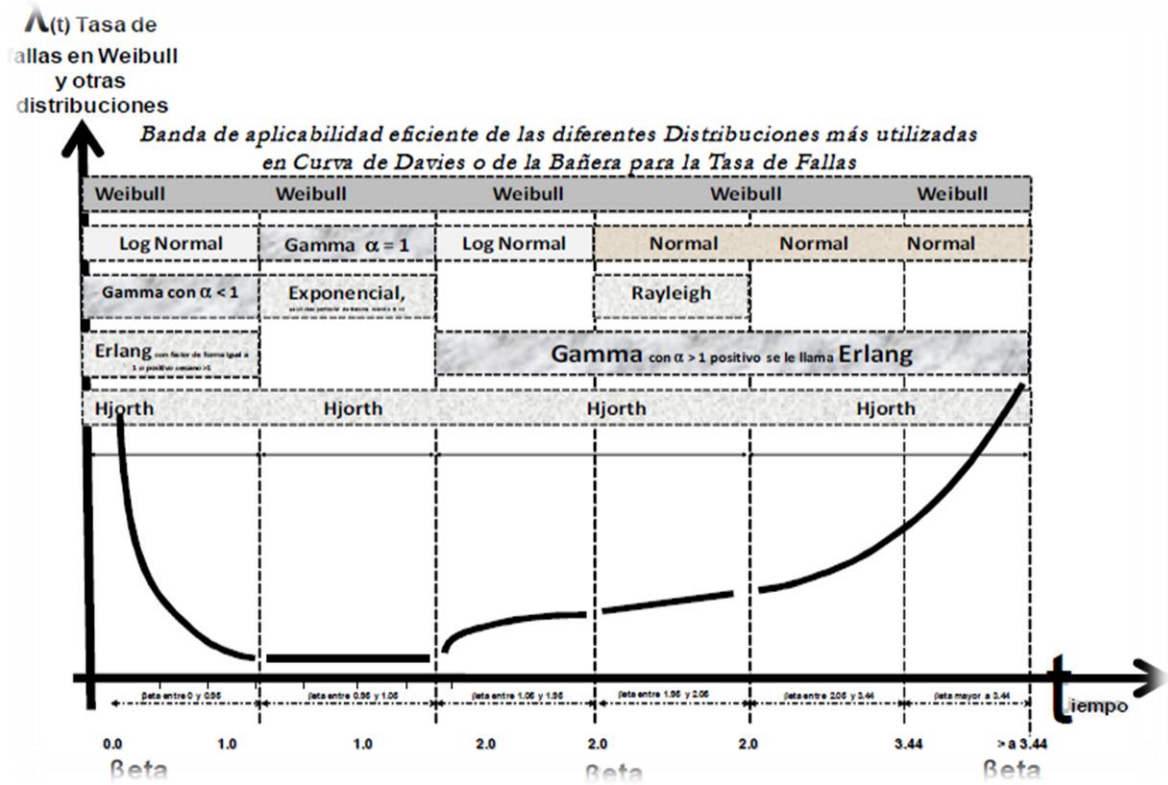
- Definir la disponibilidad en el contexto operacional de subestaciones eléctricas a partir de la confiabilidad y mantenibilidad, para determinar su incidencia en la productividad de la empresa.
- Evaluar la pertinencia de adquirir software especializado para los cálculos de CMD.

6.2 METODOLOGÍA DEL PROYECTO.

La evaluación o implementación de indicadores de confiabilidad y mantenibilidad en sistemas eléctrico de potencia, basados en su historial de fallas, se hacen a partir de los tiempos de salidas programadas y forzadas de sus sistemas, equipo o componente; para el presente trabajo de monografía los tiempos con los que se cuenta en la base de datos Oracle de Electrohuila, son los pertinentes a salidas de las bahías de los transformadores de potencias, bahías de los circuitos y líneas de los circuitos. A través de la herramienta Discoverer de Oracle podemos consultar información a la base de datos referente a las salidas e ingresos de bahías de

circuitos y líneas de circuitos desde el años 2009; así podemos conseguir una ventana de tiempo T para el análisis de Indicadores CMD desde el año 2009 hasta el presente. El conjunto de datos o histórico de fallos contenidos en la ventana de tiempo T son exportados de la consulta Discoverer de Oracle a una hoja de cálculo en Excel, en la hoja de Excel mediante la ejecución de macros y haciendo uso del método de mínimos cuadrados o regresión lineal, se obtienen los parámetros para la distribución de Weibull, distribución normal y distribución Logonormal. “Una de las ventajas significativas que posee la distribución de Weibull es que es muy manejable y se acomoda a las tres zonas (infancia rodaje, madurez o vida útil y envejecimiento) de la curva de la bañera o de Davies”. Cuando el beta de la distribución de Weibull es superior a 2.05 nos ubicamos en la zona de envejecimiento de la curva de la bañera, y la función de densidad de probabilidad de fallas es similar a la distribución Normal y cuando el beta de la distribución de Weibull vale 3 se obtiene una distribución normal muy pura. Teniendo en cuenta lo anterior para betas de Weibull superiores a 2.05 se calcularan los indicadores CMD a partir de los parámetros de la distribución Normal. Cuando beta de Weibull está entre 0.95 y 1.05 con tasa de falla constante, se usa la distribución exponencial que es un caso particular de la función gamma; pero sus parámetros se obtienen por el método de Máxima verosimilitud diferente al de mínimos cuadrados o regresión lineal; para este caso el doctor Alberto Mora recomienda usar Log Normal. Para betas diferentes a estos casos usaremos Weibull.

Figura 25. Banda de aplicabilidad de diferentes distribuciones probabilísticas



Escogida la distribución de probabilidad para los datos se procede a calcular los indicadores de confiabilidad y mantenibilidad para la bahía de circuito, bahía de transformador o línea de circuito, estos son:

$MTBM_P$, M_P para salidas programadas y $MTBM_C$, $MTTR$ para salidas forzadas; y a partir de estos parámetros se calcula $MTBM$ y \bar{M} .

Calculados los indicadores de confiabilidad y mantenibilidad CM, se calcula la disponibilidad, mediante la Ecuación 2. Disponibilidad Alcanzable.

$$D_{ALCANZABLE} = \frac{MTBM}{MTBM + \bar{M}}$$

$$MTBM = \frac{1}{\frac{1}{MTBM_C} + \frac{1}{MTBM_P}}$$

$$\bar{M} = \frac{\frac{MTTR}{MTBM_C} + \frac{M_P}{MTBM_P}}{\frac{1}{MTBM_C} + \frac{1}{MTBM_P}}$$

6.2.1 Elección de los equipos sistemas para implementar indicadores CMD.

Para la implementación de indicadores CMD se escogió la subestación Bote, ya que es una subestación que cuenta con bahías de transformador, bahías de circuitos, y líneas de circuitos, de nivel de tensión 4, 3 y 2; además es un nodo importante en la distribución de energía a la ciudad de Neiva y pueblos cercanos.

Se seleccionan las bahías de los circuitos que registren tiempos de salidas de falla a causa de fallas relacionadas con componentes de la bahía y cuya clasificación se encuentra en la tabla 3, ya que varias bahías no registran dichos eventos.

Tabla 1. Bahías de circuitos asociadas a la subestación Bote

SUBESTACION BOTE					
	NOMBRE	TIPO	NIVEL	INTERRUPTOR	CODIGO
1	BOTE 1	BAHIA ENCAPSULADA	2	ABB VD4	BO1P
2	BOTE 2	BAHIA ENCAPSULADA	2	ABB VD4	BO2P
3	BOTE 3	BAHIA ENCAPSULADA	2	ABB VD4	BO3P
4	INDUSTRIAL	BAHIA ENCAPSULADA	2	ABB VD4	BOTP
5	LAGO	BAHIA ENCAPSULADA	2	ABB VD4	BOLP
6	NEIVA 1	BAHIA LINEA PATIO	3		BN1P
7	NEIVA 2	BAHIA LINEA PATIO	3		BOI2
8	PALERMO	BAHIA LINEA PATIO	3		BOPA
9	PEÑAS BLANCAS	BAHIA LINEA PATIO	3		BOPÑ
10	FORTALECILLAS 1	BAHIA LINEA PATIO	3		BF1P
11	FORTALECILLAS 2	BAHIA LINEA PATIO	3		BF2P
12	NORTE	BAHIA LINEA PATIO	3		BONO
13	PLANTA DIESEL	BAHIA LINEA PATIO	3		BOPD
14	CENTRO	BAHIA LINEA PATIO	3		BOCT
15	BETANIA 1	BAHIA LINEA PATIO	4	DELLE ALSTHOM	BOB1
16	BETANIA 2	BAHIA LINEA PATIO	4	DELLE ALSTHOM	BO1P
17	PRADO	BAHIA LINEA PATIO	4	ETNA FRANCE	BO2P
18	TENAY	BAHIA LINEA PATIO	4	MITSUBISHI	BO3P
19	SUR	BAHIA LINEA PATIO	4	MERLIN GERIN	BOTP

6.2.3 Clasificación y codificación de salidas por falla de los equipos de subestación. La tabla 3 se encuentra la codificación causal del modo de falla y en cuya descripción se referencia el componente que falla, este código para la falla es clave en el cálculo CMD pues es el que determina la salida por falla de la bahía del circuito, las bahías que no registran estas clasificaciones no aplican para cálculos CMD por histórico de fallas, se deben buscar otros modelos alternativos para describir su confiabilidad, como confiabilidad basada en la condición.

Las bahías de los circuitos en las subestaciones cuentan siempre con un mayor número de salidas planeadas, que salidas por falla a diferencia de las líneas de los circuitos que registran mayor número de salidas por falla que salidas planeadas.

Tabla 2. Códigos de la clasificación de fallas asociadas a bahías de circuitos

CODIGO	DESCRIPCION
FB	Falla Barraje
FCO	Falla Conectores
FCT	Falla CT
FI	Falla Interruptor
FI1	Baja Presión SF6
FI2	Baja Presión Hidráulica
FI3	Bajo Nivel de Aceite Interruptor
FI4	Baja Presión Aire Comprimido
FI5	Falla Circuito Disparo y/o Cierre
FI6	Falla Mecánica y/o Disparo Protección Mecánica
FI7	Falla Relé y/o Protecciones
FP	Falla Pararrayos
FPT	Falla PT
FRS	Falla Reconector en Subestación
FS24	Bucle Abierto en Subestación
FS29	Fusión-Reparación Fusible ó Daño en Cortacircuitos en S/E
FS37	Falla Terminal Pre moldeado en Subestación
FS40	Desconexión por Falla en Alimentador Primario
FS50	Causa No Conocida Subestaciones
FS52	Desconexión Por Falla en Otro Circuito
FS53	Apertura para adelantar trabajos no programados – Subestaciones
FS55	Intervención de Protecciones
FSA	Falla Servicios Auxiliares
FSE	Falla Seccionador
FT	Falla en Transformador
FT1	Bajo Nivel Aceite Transformador
FT10	Falla en equipo de Micro central
FT11	Inversión de Fases
FT2	Fuga (s) de Aceite
FT3	Falla de Aislamiento
FT4	Sobre temperatura de Aceite
FT5	Sobre temperatura Devanado
FT6	Daño Interno
FT7	Corto en Bornes
FT8	Falla en Cable de Potencia
FT9	Sobre carga

6.2.4 Clasificación y codificación de salidas por falla de los equipos de redes. La Tabla 4 contiene el código de referencia para la causa que origina salidas en la línea de los circuitos de distribución, las causas que provocan la salida de las líneas puede ser provocada por elementos externos que inducen que

sus elementos fallen o por deterioro en el tiempo de sus componentes debido a perdida en su capacidad por el uso.

Tabla 3. Códigos de fallas asociadas a líneas de circuitos

CODIGO	DESCRIPCION
FL20	Vegetación
FL21	Línea Rota
FL22	Falla Aislamiento Aisladores
FL23	Falla Pararrayos
FL24	Bucle Abierto
FL25	Descarga Atmosférica Y/O Lluvias
FL26	Falla Cable de Guarda
FL27	Templete Roto
FL28	Transformador Distribución Quemado
FL29	Fusión-Reparación Fusible ó Daño en Cortacircuitos
FL30	Disparo Ocasionado por Trabajos en la Red
FL31	Poste Partido y/o Falla en Estructura
FL32	Dilatación de Líneas (Acercamiento)
FL33	Falla de Conectores
FL34	Crucetearía y/o Herrajes En Mal Estado
FL35	Sobrecarga en Circuito
FL36	Falla B.T. Transformador
FL37	Falla Terminal Pre moldeado
FL38	Falla en Cable de Potencia
FL39	Líneas Emperchadas
FL40	Desconexión Por Falla en Alimentador Primario
FL49	Vientos
FL50	Causa No Conocida Redes
FL51	Línea sobre la cruceta y/o suelta del aislador
FL52	Desconexión Por Falla en Otro Circuito
FL53	Apertura para adelantar trabajos no programados
FL54	Interrupción debido a otros OR
FL55	Intervención de Protecciones
FRR	Falla Reconector en Redes

6.2.5 Clasificación y codificación de salidas programadas de los equipos de subestación. La Tabla 5 contiene la descripción del mantenimiento y su codificación para facilitar su consulta la base de datos, para las bahías de los circuitos en las subestaciones se encuentran dos clasificaciones, mantenimientos programados de acuerdo al plan normal y mantenimientos de emergencia cuando

se descubre que la condición de un componente de la bahía está próximo a fallar pero da tiempo para evitar la falla en la prestación del servicio.

Tabla 4. Códigos de clasificación de mantenimientos programados de bahías de circuitos

CODIGO	DESCRIPCION
MPS	Mantenimiento Programado Subestaciones
MES	Mantenimiento Emergencia Subestaciones

6.2.6 Clasificación y codificación de salidas programadas de los equipos de redes. La Tabla 6 contiene la descripción de los mantenimientos propios de la red eléctrica y su codificación para facilitar su consulta en la base de datos, abarca una clasificación más amplia que la de las bahías de subestaciones, puesto que los componentes de red están expuestos a un entorno diferente al de componentes de bahías, pero de fuerte influencia sobre las bahías de circuitos.

Tabla 5. Códigos de clasificación de mantenimientos programados de líneas de circuitos

CODIGO	DESCRIPCION
MER1	Mantenimiento Emergencia control de vegetación y/o descopes en Redes
MER2	Mantenimiento Emergencia en reposición de infraestructura en Redes
MER3	Apertura Emergencia para trabajos de expansión
MER4	Otros Mantenimientos de Emergencia en Redes
MPR1	Mantenimiento control de vegetación y/o descopes en Redes
MPR2	Mantenimiento en reposición de infraestructura en Redes
MPR3	Apertura programada para trabajos de expansión
MPR4	Otros mantenimientos en Redes

6.3 CONSULTA Y ADQUISICIÓN DE DATOS

6.3.1 Oracle Developer 2000 y Oracle Discoverer. Oracle Developer 2000 es una herramienta integrada para el desarrollo de aplicaciones visuales que precisen acceder a bases de datos desde plataformas Windows, su funcionamiento está optimizado para bases de datos relacionales Oracle; Developer 2000 está compuesto por cuatro aplicaciones básicas, a saber:

- FORMS: Genera pantallas y trata pantallas.
- REPORTS: Creación de informes sobre una tabla.
- GRAPHICS: Genera gráficos estadísticos partiendo de los valores contenidos en una tabla.
- BOOK: Utilidad para generar documentación sobre las aplicaciones.

Figura 26. Pantalla de aplicación Oracle Forms



Oracle Discoverer es una herramienta prácticamente intuitiva que permite explorar la base de datos del sistema, realizar análisis relacionales y en diversos niveles de profundidad de la información, construir informes, mantenerlos, modificarlos, actualizarlos en instantes y visualizarlos en diferentes formas, inclusive gráficas.

Figura 27. Pantalla de ingreso a la aplicación Discoverer



7. IMPLEMENTACION DE INDICES CMD.

7.1 CALCULO DE INDICADORES CMD EN EXCEL.

Para el cálculo de indicadores CMD se definió una ventana de tiempo T con fecha y hora de inicio el día (01-Enero-2010 00:00:00h) y finalizada el día (31-Diciembre-2015 24:00:00h); esta ventana de tiempo T contiene el historial de tiempos de ingresos y salidas de las bahías de circuitos y líneas de los circuitos por causas programadas y no programadas.

El criterio de selección de bahías de circuitos para cálculos de parámetros de distribuciones de probabilidades y luego cálculo de indicadores CMD se basa en que la ventana de tiempo T para determinada bahía, contenga tiempos de salida a causa de fallas propias de algún elemento de la bahía como falla en seccionadores, medidores de corriente y tensión, conectores, bucles, pararrayos y especialmente el interruptor; la razón de éste criterio se debe a que hay circuitos que registran gran cantidad de fallas asociadas a la línea pero ninguna asociada a la bahía, lo que a podría asumirse como una bahía cercana al ciento por ciento de confiabilidad.

Siguiendo el criterio anterior las bahías seleccionadas de la subestación El Bote son las que muestra la tabla 6.

Tabla 6. Bahías de circuitos seleccionadas para implementar CMD.

SUBESTACION BOTE					
	NOMBRE	TIPO	NIVEL	INTERRUPTOR	CODIGO
1	BOTE 3	BAHIA ENCAPSULADA	2	ABB VD4	BO3P
2	LAGO	BAHIA ENCAPSULADA	2	ABB VD4	BOLP
3	NEIVA 1	BAHIA LINEA PATIO	3		BN1P

SUBESTACION BOTE					
	NOMBRE	TIPO	NIVEL	INTERRUPTOR	CODIGO
4	FORTALECILLAS 1	BAHIA LINEA PATIO	3		BF1P
5	NORTE	BAHIA LINEA PATIO	3		BONO
6	PLANTA DIESEL	BAHIA LINEA PATIO	3		BOPD
7	CENTRO	BAHIA LINEA PATIO	3		BOCT
8	BETANIA 2	BAHIA LINEA PATIO	4	DELLE ALSTHOM	BO1P
9	SUR	BAHIA LINEA PATIO	4	MERLIN GERIN	BOTP
10	TRAFO 1	BAHÍA TRAFO	4	ABB	BOT41M4
11	TRAFO 2	BAHÍA TRAFO	4	ABB	BOT42M4

7.1.1 Descripción de la aplicación en Excel y sus módulos. Para calcular indicadores CMD se debe abrir el archivo Excel CMDMC.xls habilitado para macros en donde aparecen 6 hojas como muestra la figura 27; en la hoja de históricos se ingresan los tiempos consultados a la base de datos referente a las salidas programadas y salidas de fallas, previamente con los botones “LIMPIAR DATOS DE ENTRADA” y “LIMPIAR CALCULOS” se borran todos los registros de otros cálculos. Seguidamente se obtienen los tiempos TBM, Mp, TTF y TTR, se ordenan en forma ascendente y se eliminan repetidos, ejecutando las macros con los botones asignados.

Figura 28. Ventana de la aplicación Excel para ingreso de tiempos

PREPARACION DE LOS DATOS									
LIMPIAR ENTRADAS				LIMPIAR CALCULOS					
PROGRAMADOS		FALLAS		TBM	Mp	TTF	TTR	AZR	
Ingreso	Salida	Ingreso	Salida						
01-ene-10	14-feb-10	01-ene-10	14-feb-10						
14-feb-10	25-jul-10	14-feb-10	12-abr-10						
25-jul-10	16-sep-10	12-abr-10	03-mar-11						
16-sep-10	21-nov-10	03-mar-11	31-dic-15						
21-nov-10	21-nov-10								
21-nov-10	19-dic-10								
19-dic-10	19-dic-10								
19-dic-10	07-dic-11								
07-dic-11	08-dic-11								
08-dic-11	28-mar-12								
28-mar-12	28-mar-12								
28-mar-12	29-abr-12								
29-abr-12	21-may-12								
21-may-12	09-oct-12								
09-oct-12	09-oct-12								
09-oct-12	10-oct-12								
10-oct-12	05-may-13								
05-may-13	05-may-13								
05-may-13	11-may-13								
11-may-13	11-may-13								

Figura 29. Tiempos obtenidos listos para aplicar regresión lineal en cada distribución

PREPARACION DE LOS DATOS									
LIMPIAR ENTRADAS				LIMPIAR CALCULOS					
PROGRAMADOS		FALLAS		TBM	TTM	TTF	TTR		
Ingreso	Salida	Ingreso	Salida	TBM	Mp	TTF	TTR	AZR	
01-ene-10	14-feb-10	01-ene-10	14-feb-10	0,2833333	00:24	1065	0,166667		
14-feb-10	25-jul-10	14-feb-10	12-abr-10	0,5666667	00:48	1373,666667	0,633333		
25-jul-10	16-sep-10	12-abr-10	03-mar-11	1,1333333	01:12	7804,816667	1,783333		
16-sep-10	21-nov-10	03-mar-11	31-dic-15	2,0666667	01:36	42315,58333			
21-nov-10	21-nov-10			3	03:36				
21-nov-10	19-dic-10			3,7333333	0,2				
19-dic-10	19-dic-10			3,9	0,666667				
19-dic-10	07-dic-11			3,9666667	17:12				
07-dic-11	08-dic-11			6,85	18:24				
08-dic-11	28-mar-12			11,65	21:12				
28-mar-12	28-mar-12			21,866667	1,12				
28-mar-12	29-abr-12			24,316667	1,65				
29-abr-12	21-may-12			66,75	2,05				
21-may-12	09-oct-12			67,633333	12:24				
09-oct-12	09-oct-12			76,666667	00:00				
09-oct-12	10-oct-12			96					
10-oct-12	05-may-13			120,73333					
05-may-13	05-may-13			139,78333					
05-may-13	11-may-13			526,41667					
11-may-13	11-may-13			596,55					

Figura 30. Ventana de la aplicación Excel para calculo parámetros Weibull

AJUSTE DE DATOS PARA DISTRIBUCION WEIBULL															
IMPORTAR TIEMPOS				OBTENER RANGO DE MEDIANAS				OBTENER ORDENADA WEIBULL				OBTENER ABCISA WEIBULL			
TBM	TTM	TTF	TTR	RM_TBM	RM_TTM	RM_TTF	RM_TTR	Y_TBM	Y_TTM	Y_TTF	Y_TTR	X_TBM	X_TTM	X_TTF	X_TTR
0,28333333	00:24	1065	0,166667	0,018559	0,045158396	0,1591	0,206299474	-3,97743083	-3,07456312	-1,75280728	-1,46513	-1,26113	-4,09434	6,9707301	-1,79176
0,56666667	00:48	1373,66667	0,633333	0,044947	0,109396103	0,38573	0,5	-3,07935655	-2,15541147	-0,71884096	-0,36651	-0,56798	-3,4012	7,2252388	-0,45676
1,13333333	01:12	7804,81667	1,783333	0,071617	0,174320676	0,61427	0,793700526	-2,59949155	-1,65261263	-0,04853506	0,456428	0,125163	-2,99573	8,9624963	0,578484
2,06666667	01:36	42315,5833		0,098349	0,239393393	0,8409		-2,26791863	-1,29594557	0,60878673		0,725937	-2,70805	10,652911	
3	03:36			0,125103	0,30451981			-2,01253993	-1,01293173			1,098612	-1,89712		
3,73333333	0,2			0,151868	0,369670451			-1,80351784	-0,77324613			1,317301	-1,60944		
3,9	0,666667			0,178638	0,434832786			-1,62560969	-0,56100789			1,360977	-0,40547		
3,96666667	17:12			0,205413	0,5			-1,46997022	-0,36651292			1,377926	-0,33314		
6,85	18:24			0,232189	0,565167214			-1,33100297	-0,1829693			1,924249	-0,2657		
11,65	21:12			0,258968	0,630329549			-1,20493645	-0,00486849			2,455306	-0,12405		
21,8666667	1,12			0,285747	0,69548019			-1,08910288	0,173128713			3,084963	0,110348		
24,3166667	1,65			0,312527	0,760606607			-0,98154049	0,35742762			3,191162	0,500775		
66,75	2,05			0,339308	0,825679324			-0,88075938	0,557819151			4,200954	0,71784		
67,6333333	12:24			0,36609	0,890603897			-0,78559619	0,79424965			4,214101	0,922935		
76,6666667	00:00			0,392871	0,954841604			-0,69511976	1,130620857			4,339467	1,098612		
96				0,419653				-0,60856762				4,564348			
120,733333				0,446435				-0,5253016				4,793584			
139,783333				0,473218				-0,44477584				4,940094			
526,416667				0,5				-0,36651292				6,266093			

Figura 31. Ventana de la aplicación Excel para calculo parámetros Normal

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
1	AJUSTE DE DATOS PARA DISTRIBUCION NORMAL													
2														
3	IMPORTAR TIEMPO				IMPORTAR RANGO MEDIANAS				CALCULAR ORDENADA NORMAL					
4	TBM	TTM	TTF	TTR	RM_TBM	RM_TTM	RM_TTF	RM_TTR	Y_TBM	Y_TTM	Y_TTF	Y_TTR		
5	0,28333	0,01667	1065	0,1667	0,018559	0,045158	0,1591	0,2063	-2,0845	-1,693728995	-1	-0,82		
6	0,56667	0,03333	1373,67	0,6333	0,044947	0,109396	0,38573	0,5	-1,696	-1,229746079	-0,29	0		
7	1,13333	0,05	7804,82	1,7833	0,071617	0,174321	0,61427	0,7937	-1,4639	-0,937227878	0,29	0,819		
8	2,06667	0,06667	42315,6		0,098349	0,239393	0,8409		-1,291	-0,708255211	0,998			
9	3	0,15			0,125103	0,30452			-1,1499	-0,511444818				
10	3,73333	0,2			0,151868	0,36967			-1,0285	-0,33272629				
11	3,9	0,66667			0,178638	0,434833			-0,9206	-0,164083295				
12	3,96667	0,71667			0,205413	0,5			-0,8224	0				
13	6,85	0,76667			0,232189	0,565167			-0,7317	0,164083295				
14	11,65	0,88333			0,258968	0,63033			-0,6465	0,33272629				
15	21,8667	1,11667			0,285747	0,69548			-0,5659	0,511444818				
16	24,3167	1,65			0,312527	0,760607			-0,4887	0,708255211				
17	66,75	2,05			0,339308	0,825679			-0,4144	0,937227878				
18	67,6333	2,51667			0,36609	0,890604			-0,3422	1,229746079				
19	76,6667	3			0,392871	0,954842			-0,2718	1,693728995				
20	96				0,419653				-0,2028					
21	120,733				0,446435				-0,1347					
22	139,783				0,473218				-0,0672					
23	526,417				0,5				0					

Figura 32. Ventana de la aplicación Excel para calculo parámetros Logo Normal

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	R
1	AJUSTE DE DATOS PARA DISTRIBUCION LOGO NORMAL										
2											
3	IMPORTAR ORDENADA DE NORMAL Y ABCISA DE WEIBULL										
4	Y_TBM	Y_TTM	Y_TTF	Y_TTR	X_TBM	X_TTM	X_TTF	X_TTR			
5	-2,0844567	-1,69372899	-0,99814888	-0,81932862	-1,26113	-4,09434	6,97073	-1,7918			
6	-3,07935655	-2,15541147	-0,71884096	-0,36651292	-0,56798	-3,4012	7,22524	-0,4568			
7	-2,59949155	-1,65261263	-0,04853506	0,456428407	0,125163	-2,99573	8,9625	0,57848			
8	-2,26791863	-1,29594557	0,60878673		0,725937	-2,70805	10,6529				
9	-2,01253993	-1,01293173			1,098612	-1,89712					
10	-1,80351784	-0,77324613			1,317301	-1,60944					
11	-1,62560969	-0,56100789			1,360977	-0,40547					
12	-1,46997022	-0,36651292			1,377926	-0,33314					
13	-1,33100297	-0,1829693			1,924249	-0,2657					
14	-1,20493645	-0,00486849			2,455306	-0,12405					
15	-1,08910288	0,173128713			3,084963	0,110348					
16	-0,98154049	0,35742762			3,191162	0,500775					
17	-0,88075938	0,557819151			4,200954	0,71784					
18	-0,78559619	0,79424965			4,214101	0,922935					
19	-0,69511976	1,130620857			4,339467	1,098612					
20	-0,60856762				4,564348						
21	-0,5253016				4,793584						
22	-0,44477584				4,940094						
23	-0,36651292				6,266093						

Figura 33. Ventana de la aplicación Excel para calcular indicadores CMD

CALCULO DE PARAMETROS POR REGRESION LINEAL DE LAS TRES DISTRIBUCIONES.																			
CALCULAR WEIBULL					CALCULAR NORMAL					CALCULAR LOGONORMAL									
WEIBULL					NORMAL					LOGO NORMAL									
	CORR	COEF2	INTERCEPTO	PENDIENTE	ESCALA					MEDIA	DESVIACION				MEDIA	DESVIACION			
				β	α					μ	σ				μ	σ			
TBM	0,93	0,87	-9,83	1,81	229,1	TBM	0,95	0,9023	-1,53	0,01	195,00	127,49	TBM	0,99	0,99	-7,39	1,37	5,38	0,73
TTM	0,96	0,93	-2,20	0,79	16,0	TTM	0,94	0,8912	-0,84	0,06	14,80	17,57	TTM	0,98	0,96	-1,61	0,60	2,69	1,67
ITF	0,93	0,87	-9,83	1,81	229,1	ITF	0,95	0,9023	-1,53	0,01	195,00	127,49	ITF	0,99	0,99	-7,39	1,37	5,38	0,73
ITR	0,96	0,93	-2,20	0,79	16,0	ITR	0,94	0,8912	-0,84	0,07	12,88	15,29	ITR	0,98	0,96	-1,61	0,60	2,69	1,67
PARAMETROS CM					PARAMETROS CM					PARAMETROS CM									
	MTBM _p	M _p	MTBM _c	MTTR		MTBM _p	M _p	MTBM _c	MTTR		MTBM _p	M _p	MTBM _c	MTTR					
	203,6978		18,22	203,697763	18,22	195,00	14,80	195,00	12,88	283,1005958	59,240397	283,100596	59,240397						
	MTBM		\bar{M}			MTBM		\bar{M}			MTBM		\bar{M}						
	101,85		18,22			97,5		13,841066			141,550298		59,240397						
	Disponib					Disponib					Disponib								
	84,8227%					87,57%					70,50%								

7.1.2 Reporte de resultados de la Aplicación para grupo de bahías seleccionadas

Figura 34. Resultados obtenidos para la bahía circuito 13.8 kV Bote 3.

WEIBULL					NORMAL					LOGO NORMAL									
	CORR	COEF2	INTERCEPTO	PENDIENTE	ESCALA					MEDIA	DESVIACION				MEDIA	DESVIACION			
				β	α					μ	σ				μ	σ			
TBM	0,98	0,95	-2,51	0,39	583,9	TBM	0,8	0,6322	-0,45	0,00	1420,20	3148,83	TBM	0,98	0,96	-2,28	0,36	6,37	2,79
TTM	0,98	0,96	-0,11	0,67	0,9	TTM	0,93	0,8718	-0,84	0,91	0,93	1,10	TTM	0,97	0,93	0,09	0,56	-0,17	1,79
ITF	0,93	0,86	-5,08	0,54	11273,3	ITF	0,86	0,7364	-0,49	0,00	13139,77	27041,57	ITF	0,99	0,99	-3,82	0,42	9,15	2,39
ITR	1,00	1,00	-0,01	0,81	1,0	ITR	0,97	0,9438	-0,82	1,10	0,75	0,91	ITR	0,97	0,94	0,05	0,53	-0,10	1,89
PARAMETROS CM					PARAMETROS CM					PARAMETROS CM									
	MTBM _p	M _p	MTBM _c	MTTR		MTBM _p	M _p	MTBM _c	MTTR		MTBM _p	M _p	MTBM _c	MTTR					
	2013,38		1,13	19486,2915	1,13	1420,20	0,93	13139,77	0,75	28693,04213	4,1679191	164790,293	5,4244452						
	MTBM		\bar{M}			MTBM		\bar{M}			MTBM		\bar{M}						
	1824,83		1,13			1281,672		0,9083814			24437,9435		4,3542584						
	Disponib					Disponib					Disponib								
	99,9380%					99,93%					99,98%								

Figura 35. Curva confiabilidad para el circuito 13.8 kV Bote 3.

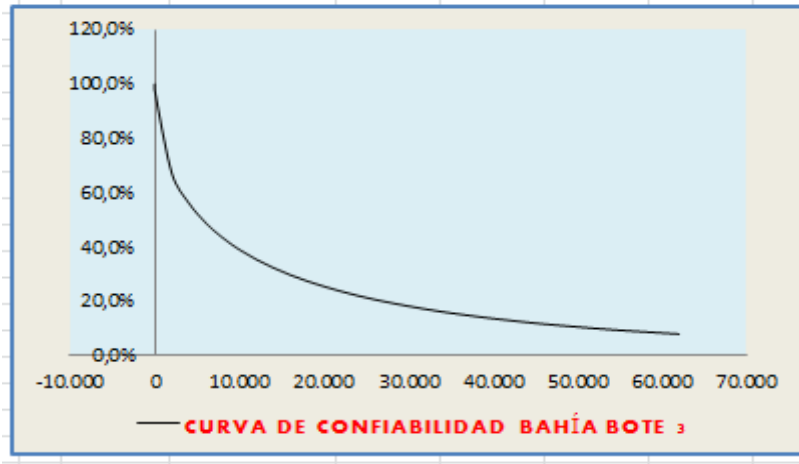


Figura 36. Curva mantenibilidad para el circuito 13.8 kV Bote 3.

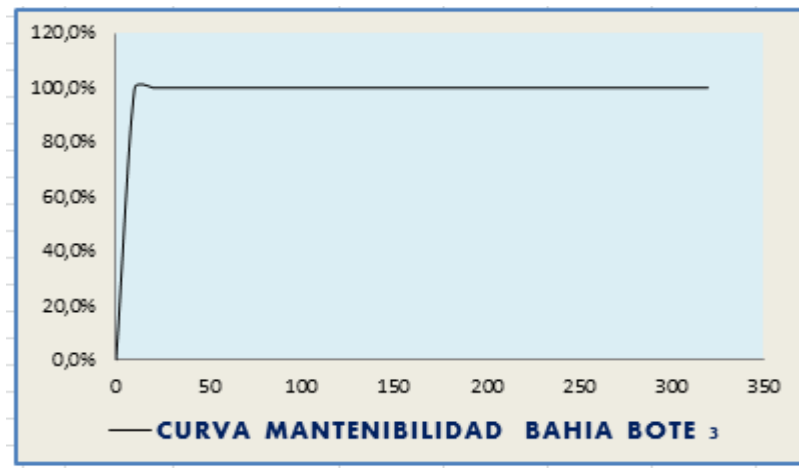


Figura 37. Resultados obtenidos para la bahía circuito 13.8 kV Lago.

WEIBULL						NORMAL						LOGO NORMAL								
	CORR	COEF2	INTERCEPTO	PENDIENTE	ESCALA		CORR	COEF2	INTERCEPTO	PENDIENTE	MEDIA	DESVIACION		CORR	COEF2	INTERCEPTO	PENDIENTE	MEDIA	DESVIACION	
				β	α						μ	σ						μ	σ	
TBM	0,97	0,94	-1,86	0,27	880,2	TBM	0,85	0,7166	-0,55	0,00	2627,34	4795,81	TBM	0,97	0,93	-1,61	0,24	6,76	4,21	
ITM	0,97	0,95	0,08	0,73	0,9	ITM	0,94	0,8793	-0,85	0,88	0,96	1,14	ITM	0,98	0,95	0,08	0,61	-0,13	1,63	
ITF	0,99	0,97	-5,83	0,63	10854,7	ITF	0,91	0,8265	-0,70	0,00	10512,10	14965,46	ITF	0,92	0,84	-4,00	0,43	9,25	2,31	
ITR	0,96	0,92	0,71	0,53	0,3	ITR	0,91	0,8367	-0,59	2,29	0,26	0,44	ITR	0,99	0,98	0,58	0,39	-1,49	2,56	
PARAMETROS CM						PARAMETROS CM						PARAMETROS CM								
	$MTBM_p$	M_p		$MTBM_c$	$MTTR$		$MTBM_p$	M_p		$MTBM_c$	$MTTR$		$MTBM_p$	M_p		$MTBM_c$	$MTTR$		$MTBM_c$	$MTTR$
	12640,37	1,10		15455,3042	0,47		2627,34	0,96		10512,10	0,26		6118902,972	3,3093105		151078,228	5,9572634		147437,925	5,8934597
				$MTBM$	\bar{M}					$MTBM$	\bar{M}					$MTBM$	\bar{M}			
				6953,41	0,82					2101,982	0,8233543									
				Disponib						Disponib										Disponib
				99,9882%						99,96%										100,00%

Figura 38. Curva confiabilidad para el circuito 13.8 kV Lago.



Figura 39. Curva mantenibilidad para el circuito 13.8 kV Lago.

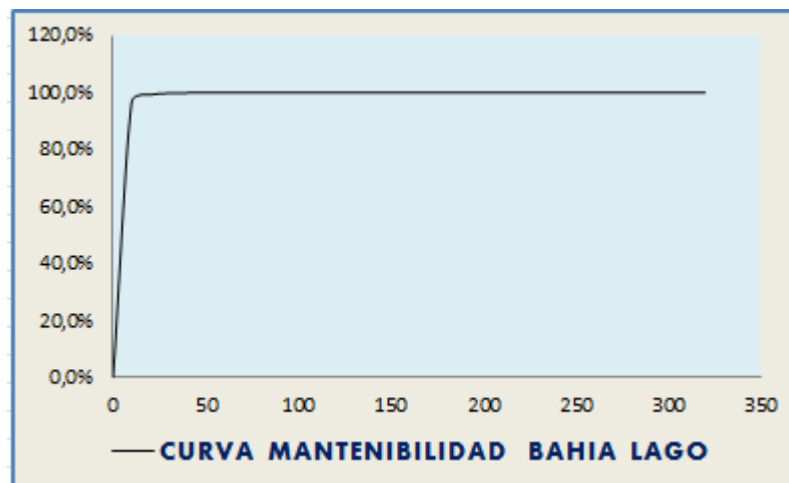


Figura 40. Resultados obtenidos para la bahía circuito 34.5 kV Neiva 1.

WEIBULL						NORMAL						LOGO NORMAL								
	CORR	COEF2	INTERCEPTO	PENDIENTE	ESCALA		CORR	COEF2	INTERCEPTO	PENDIENTE	MEDIA	DESVIACION		CORR	COEF2	INTERCEPTO	PENDIENTE	MEDIA	DESVIACION	
				β	α						μ	σ						μ	σ	
TBM	0,99	0,97	-4,78	0,64	1808,5	TBM	0,79	0,6267	-0,48	0,00	2498,17	5215,30	TBM	0,96	0,92	-4,06	0,54	7,52	1,85	
ITM	0,95	0,91	-1,17	0,85	4,0	ITM	0,6	0,3643	-0,26	0,05	5,23	19,94	ITM	0,94	0,88	-1,00	0,72	1,38	1,39	
ITF	1,00	0,99	-13,04	1,35	15574,1	ITF	0,99	0,9852	-1,35	0,00	13137,49	9746,62	ITF	0,95	0,90	-8,83	0,92	9,61	1,09	
TTR	0,89	0,78	-0,36	0,36	2,7	TTR	0,87	0,7579	-0,44	0,12	3,49	8,02	TTR	0,97	0,95	-0,17	0,27	0,64	3,73	
PARAMETROS CM						PARAMETROS CM						PARAMETROS CM								
$MTBM_p$	M_p	$MTBM_c$	$MTTR$			$MTBM_p$	M_p	$MTBM_c$	$MTTR$				$MTBM_p$	M_p	$MTBM_c$	$MTTR$				
2524,715		4,32	14279,0388		11,93	2498,17		5,23	13137,49		3,49		10252,79894		10,397992	27087,1113		1991,1405		
		$MTBM$	\bar{M}					$MTBM$	\bar{M}						$MTBM$	\bar{M}				
		2145,38	5,47					2099,027	4,9554019						7437,58365	554,2706				
		Disponib						Disponib							Disponib					
		99,7459%						99,76%							93,06%					

Figura 41. Curva confiabilidad para el circuito 34.5 kV Neiva 1

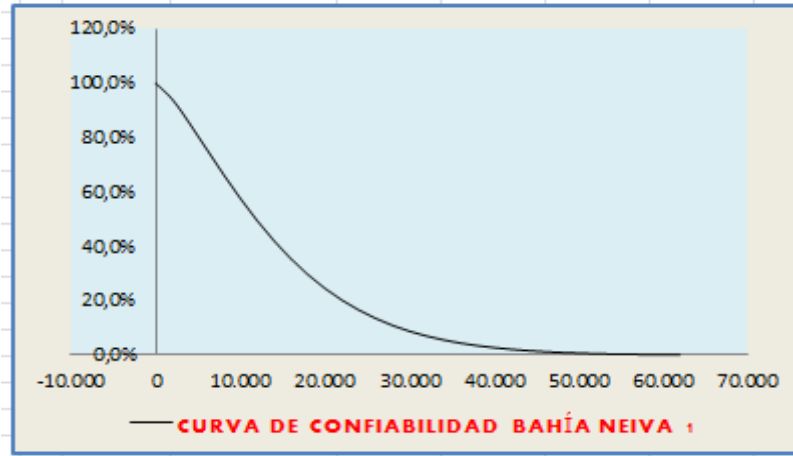


Figura 42. Curva mantenibilidad para el circuito 34.5 kV Neiva 1

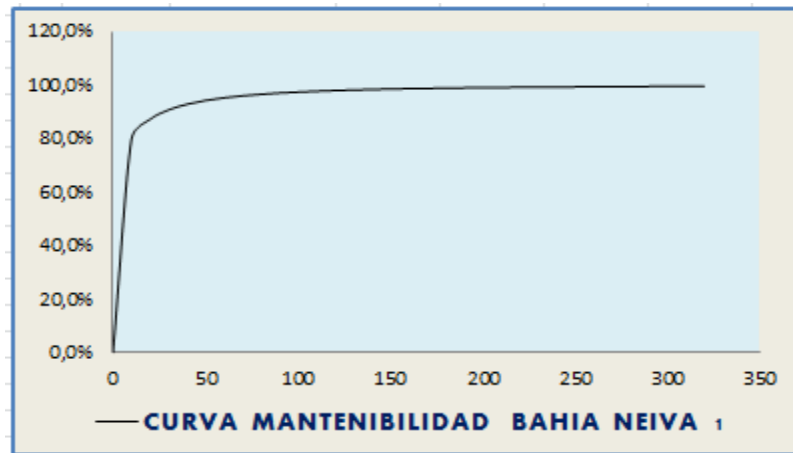


Figura 43. Resultados obtenidos para la bahía circuito 34.5 kV Fortalecillas 1.

WEIBULL						NORMAL						LOGO NORMAL								
	CORR	COEF2	INTERCEPTO	PENDIENTE	ESCALA		CORR	COEF2	INTERCEPTO	PENDIENTE	MEDIA	DESVIACION		CORR	COEF2	INTERCEPTO	PENDIENTE	MEDIA	DESVIACION	
				β	α						μ	σ						μ	σ	
TBM	0,97	0,94	-4,74	0,65	1486,6	TBM	0,74	0,5544	-0,39	0,00	2188,43	5541,66	TBM	0,91	0,83	-3,96	0,54	7,35	1,86	
ITM	0,98	0,97	-0,63	0,87	2,1	ITM	0,96	0,931	-1,12	0,59	1,89	1,69	ITM	0,95	0,90	-0,54	0,73	0,74	1,37	
ITF	0,99	0,97	-7,08	0,78	8581,1	ITF	0,89	0,7881	-0,65	0,00	8758,90	13428,81	ITF	0,99	0,97	-5,38	0,60	9,00	1,67	
TTR	0,79	0,63	-0,17	0,57	1,3	TTR	0,75	0,5672	-0,36	0,24	1,53	4,21	TTR	0,89	0,79	-0,05	0,47	0,11	2,12	
PARAMETROS CM						PARAMETROS CM						PARAMETROS CM								
	$MTBM_p$	M_p		$MTBM_c$	$MTTR$		$MTBM_p$	M_p		$MTBM_c$	$MTTR$		$MTBM_p$	M_p		$MTBM_c$	$MTTR$		$MTBM_c$	$MTTR$
	2033,618		2,21	9888,04456	2,18		2188,43		1,89	8758,90	1,53		8740,414545		5,3649486	32709,0088	10,629654			
				$MTBM$	\bar{M}					$MTBM$	\bar{M}					$MTBM$	\bar{M}			
				1686,72	2,21					1750,954	1,8196794					6897,32868	6,4751138			
				Disponib						Disponib						Disponib				
				99,8694%						99,90%						99,91%				

Figura 44. Curva confiabilidad para el circuito 34.5 kV Fortalecillas 1



Figura 45. Curva mantenibilidad para el circuito 34.5 kV Fortalecillas 1

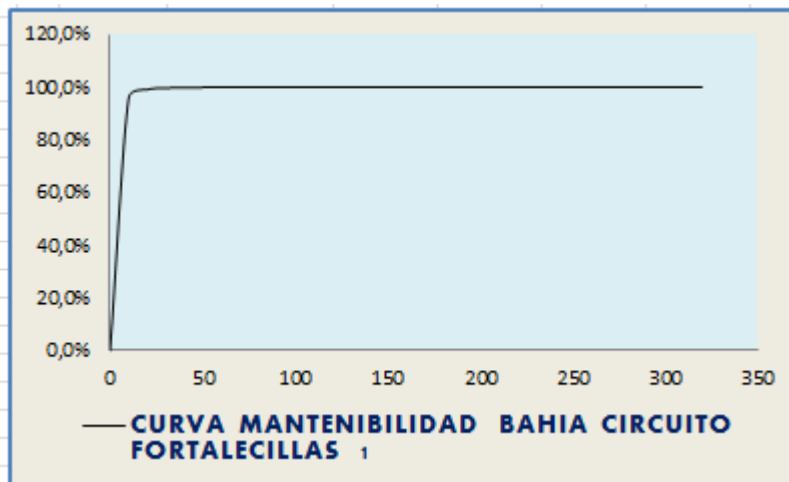


Figura 46. Resultados obtenidos para la bahía circuito 34.5 Planta Diesel.

WEIBULL						NORMAL						LOGO NORMAL							
				PENDIENTE	ESCALA					MEDIA	DESVIACION					MEDIA	DESVIACION		
	CORR	COEF2	INTERCEPTO	β	α		CORR	COEF2	INTERCEPTO	PENDIENTE	μ	σ		CORR	COEF2	INTERCEPTO	PENDIENTE	μ	σ
TBM	0,98	0,96	-4,69	0,64	1552,3	TBM	0,84	0,7028	-0,58	0,00	2019,33	3467,27	TBM	0,97	0,95	-4,13	0,56	7,35	1,78
TTM	0,99	0,97	-0,55	0,70	2,2	TTM	0,85	0,7151	-0,66	0,29	2,31	3,49	TTM	0,95	0,90	-0,48	0,60	0,80	1,68
ITF	0,94	0,89	-2,07	0,27	1973,3	ITF	0,83	0,6843	-0,52	0,00	2917,40	5607,11	ITF	0,90	0,81	-1,72	0,23	7,65	4,44
ITR	0,95	0,90	-0,16	0,58	1,3	ITR	0,63	0,3993	-0,24	0,08	2,97	12,58	ITR	0,94	0,88	-0,13	0,49	0,26	2,04
PARAMETROS CM						PARAMETROS CM						PARAMETROS CM							
	MTBM _F	M _F	MTBM _C	MTTR			MTBM _F	M _F	MTBM _C	MTTR				MTBM _F	M _F	MTBM _C	MTTR		
	2164,031		2,76	28787,5849	2,06		2019,33		2,31	2917,40	2,97			7567,346657		9,1071903	40437019,8	10,367342	
			MTBM	\bar{M}					MTBM	\bar{M}						MTBM	\bar{M}		
			2012,73	2,71					1193,339	2,581275						7565,93078	9,1074261		
			Disponib						Disponib							Disponib			
			99,8656%						99,78%							99,88%			

Figura 47. Curva confiabilidad para el circuito 34.5 kV Planta Diesel

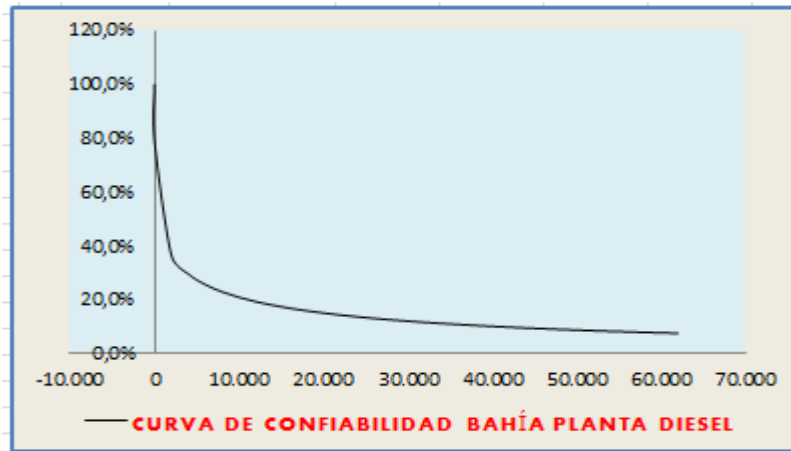


Figura 48. Curva mantenibilidad para el circuito 34.5 kV Planta Diesel

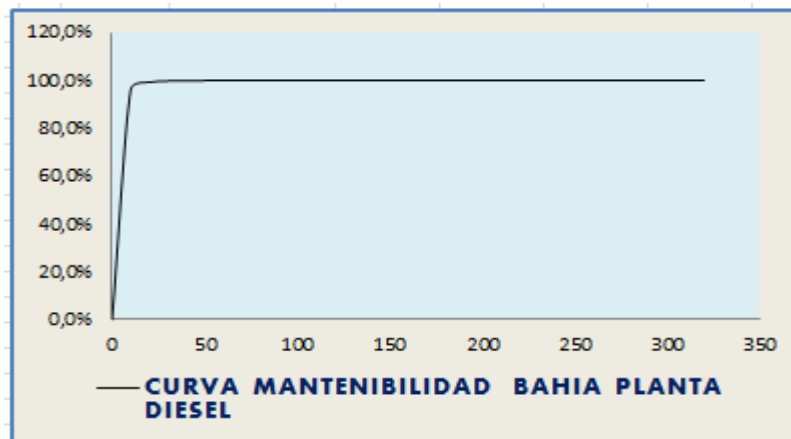


Figura 49. Resultados obtenidos para la bahía circuito 34.5 kV Centro.

WEIBULL						NORMAL						LOGO NORMAL							
CORR	COEF2	INTERCEPTO	PENDIENTE		ESCALA	CORR	COEF2	INTERCEPTO	PENDIENTE	MEDIA	DESVIACION	CORR	COEF2	INTERCEPTO	PENDIENTE	MEDIA	DESVIACION		
			β	α	μ					σ	μ					σ			
TBM	0,97	0,94	-4,53	0,63	1256,9	TBM	0,87	0,7596	-0,65	0,00	1693,40	2607,85	TBM	0,97	0,93	-4,05	0,57	7,14	1,76
TTM	0,97	0,95	-1,02	1,06	2,6	TTM	0,97	0,9461	-1,33	0,59	2,24	1,69	TTM	0,89	0,78	-0,87	0,86	1,01	1,16
TTF	0,91	0,84	-2,32	0,27	5271,0	TTF	0,79	0,6213	-0,46	0,00	6509,57	14003,10	TTF	0,87	0,75	-1,74	0,20	8,54	4,90
TTR	0,94	0,89	-0,62	0,29	8,4	TTR	0,69	0,4756	-0,26	0,00	66,05	254,95	TTR	0,96	0,92	-0,45	0,23	1,97	4,34
PARAMETROS CM						PARAMETROS CM						PARAMETROS CM							
$MTBM_p$	M_p	$MTBM_c$	$MTTR$			$MTBM_p$	M_p	$MTBM_c$	$MTTR$			$MTBM_p$	M_p	$MTBM_c$	$MTTR$				
1763,59	2,55	80045,7825	90,14			1693,40	2,24	6509,57	66,05			5952,101556	5,362659	846756567	88412,19				
$MTBM$			\bar{M}			$MTBM$			\bar{M}			$MTBM$			\bar{M}				
1725,57			4,44			1343,821			15,416315			5952,05972			5,9840923				
Disponib						Disponib						Disponib							
99,7436%						98,87%						99,90%							

Figura 53. Curva confiabilidad para el circuito 115 kV Betania 2

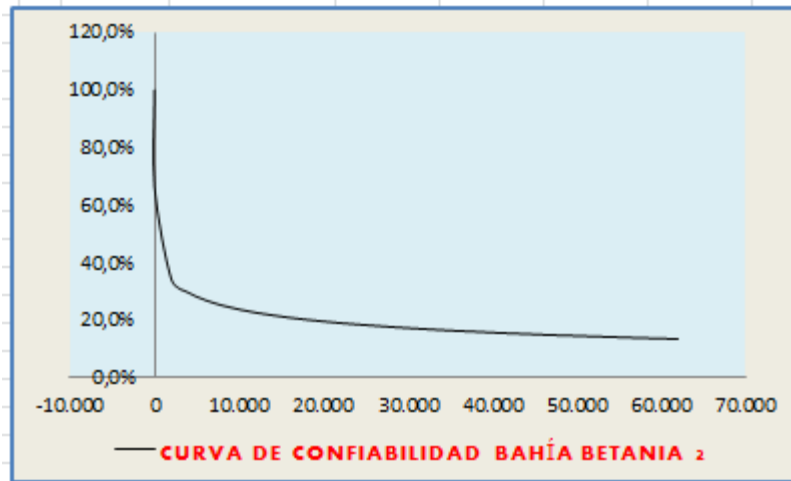


Figura 54. Curva mantenibilidad para el circuito 115 kV Betania 2

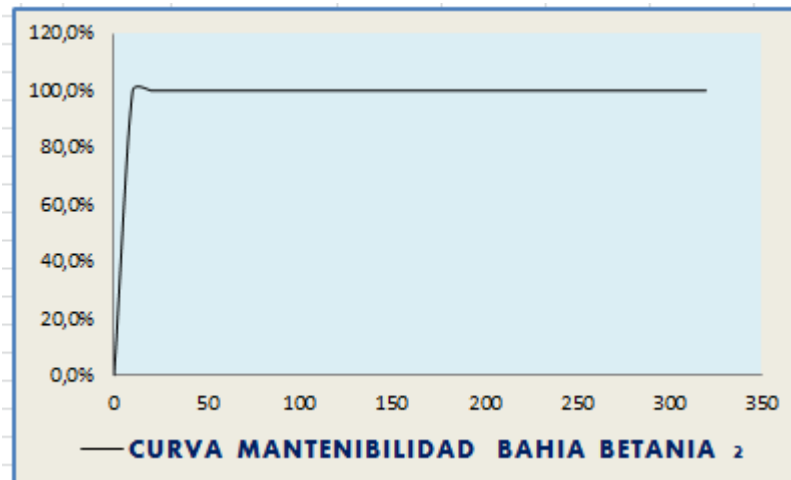


Figura 55. Resultados obtenidos para la bahía circuito 115 kV Sur.

WEIBULL						NORMAL						LOGO NORMAL									
	CORR	COEF2	INTERCEPTO	PENDIENTE	ESCALA		CORR	COEF2	INTERCEPTO	PENDIENTE	MEDIA	DESVIACION		CORR	COEF2	INTERCEPTO	PENDIENTE	MEDIA	DESVIACION		
				β	α						μ	σ						μ	σ		
TBM	0,95	0,90	-4,97	0,66	1866,1	TBM	0,92	0,838	-0,80	0,00	2095,65	2632,24	TBM	0,97	0,93	-4,45	0,59	7,51	1,69		
TTM	0,88	0,78	-1,69	0,98	5,6	TTM	0,57	0,3298	-0,23	0,03	7,33	31,25	TTM	0,91	0,83	-1,51	0,89	1,71	1,13		
TTF	0,99	0,97	-4,70	0,61	2231,5	TTF	0,86	0,7447	-0,61	0,00	2917,12	4781,24	TTF	0,96	0,91	-3,93	0,51	7,72	1,96		
TTR	0,98	0,95	-1,79	1,43	3,5	TTR	0,92	0,8459	-1,14	0,41	2,77	2,43	TTR	0,93	0,87	-1,47	1,17	1,26	0,88		
PARAMETROS CM						PARAMETROS CM						PARAMETROS CM									
$MTBM_p$	M_p	$MTBM_c$	$MTTR$			$MTBM_p$	M_p	$MTBM_c$	$MTTR$			$MTBM_p$	M_p	$MTBM_c$	$MTTR$			$MTBM_p$	M_p	$MTBM_c$	$MTTR$
2507,599	5,67	3287,30758	3,18			2095,65	7,33	2917,12	2,77			7629,345121	10,424525	15547,6511	5,1167463						
				$MTBM$	\bar{M}					$MTBM$	\bar{M}					$MTBM$	\bar{M}				
				1422,50	4,59					1219,539	5,4248677					5117,93655	8,6773241				
				Disponib	99,6780%					Disponib	99,56%										

Figura 56. Curva confiabilidad para el circuito 115 kV Sur

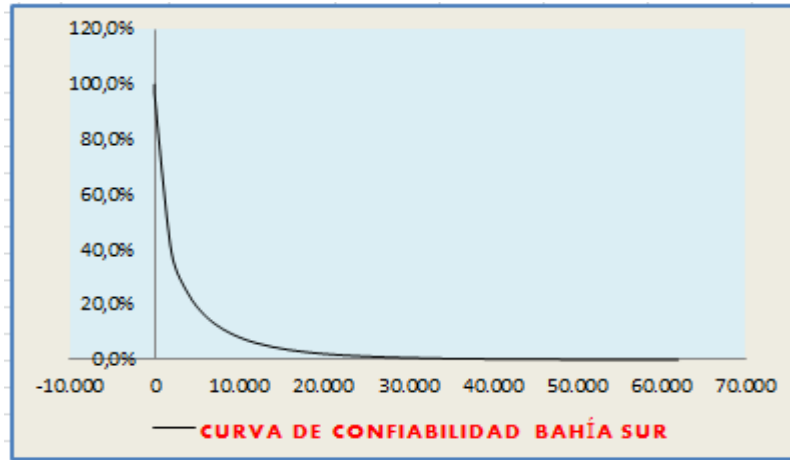


Figura 57. Curva mantenibilidad para el circuito 115 kV Sur

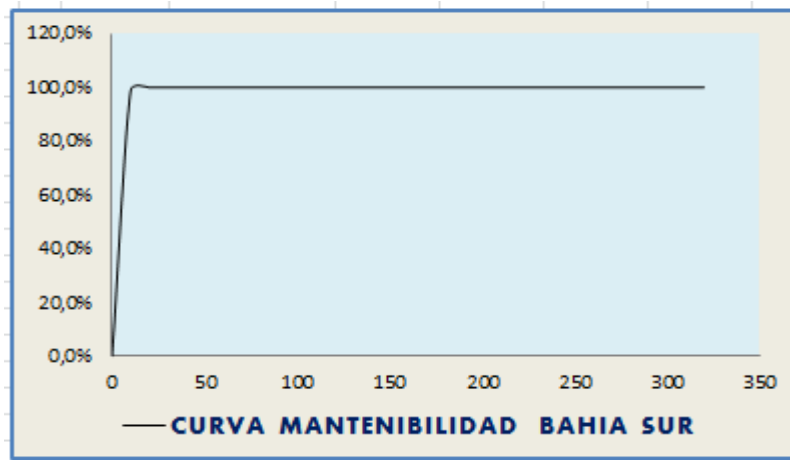


Figura 58. Resultados obtenidos para la bahía transformador 115 kV Trafo 1

WEIBULL						NORMAL						LOGO NORMAL							
	CORR	COEF2	INTERCEPTO	PENDIENTE	ESCALA		CORR	COEF2	INTERCEPTO	PENDIENTE	MEDIA	DESVIACION		CORR	COEF2	INTERCEPTO	PENDIENTE	MEDIA	DESVIACION
				β	α						μ	σ						μ	σ
TBM	0,92	0,85	-3,34	0,43	2198,9	TBM	0,97	0,9405	-1,17	0,00	1805,81	1541,41	TBM	0,85	0,72	-2,78	0,36	7,81	2,81
TTM	0,93	0,86	-1,50	0,95	4,9	TTM	0,54	0,2933	-0,20	0,03	6,90	34,47	TTM	0,92	0,84	-1,32	0,83	1,59	1,20
TTF	0,95	0,90	-2,55	0,31	3671,0	TTF	0,88	0,7679	-0,53	0,00	8760,05	16510,03	TTF	0,98	0,96	-1,96	0,25	8,01	4,08
TTR	0,98	0,97	1,25	1,09	0,3	TTR	0,95	0,9105	-1,03	4,33	0,24	0,23	TTR	0,92	0,85	0,89	0,75	-1,18	1,33

PARAMETROS CM				PARAMETROS CM				PARAMETROS CM			
$MTBM_F$	M_F	$MTBM_c$	$MTTR$	$MTBM_F$	M_F	$MTBM_c$	$MTTR$	$MTBM_F$	M_F	$MTBM_c$	$MTTR$
5926,58	4,99	29275,7945	0,31	1805,81	6,90	8760,05	0,24	127290,8145	10,014162	12412694,6	0,7425658
		$MTBM$	\bar{M}			$MTBM$	\bar{M}			$MTBM$	\bar{M}
		4928,80	4,20			1497,178	5,7614761			125998,712	9,920048
		Disponib	99,9148%			Disponib	99,62%			Disponib	99,99%

Figura 59. Curva confiabilidad bahía transformador 115 kV Trafo 1

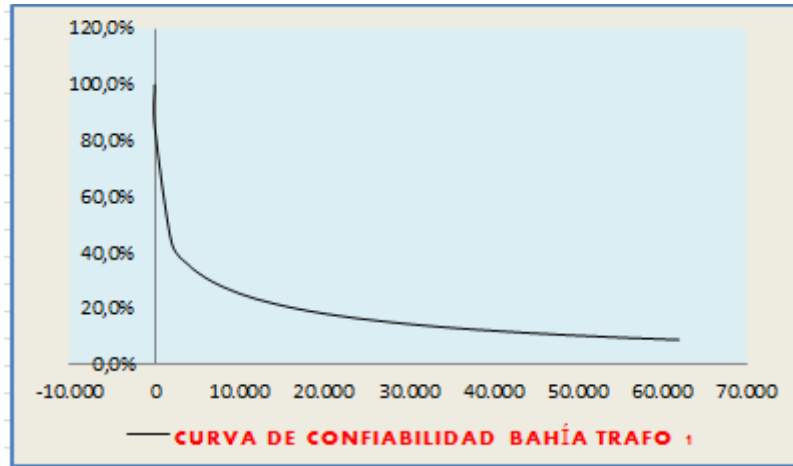


Figura 60. Curva mantenibilidad bahía transformador 115 kV Trafo 1

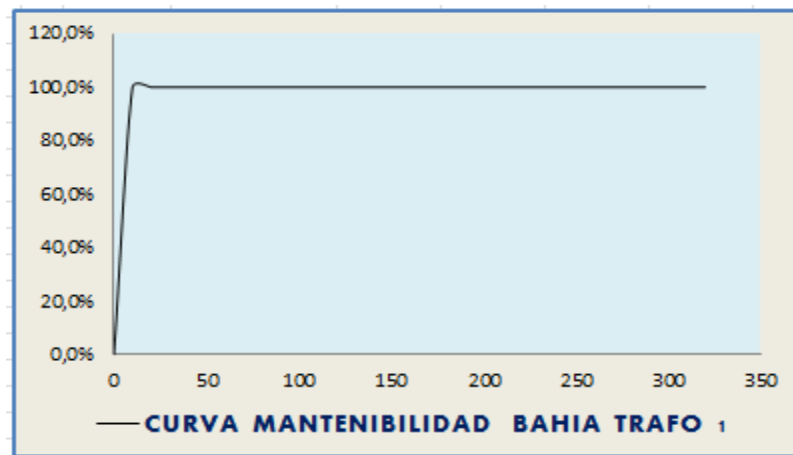


Figura 61. Resultados obtenidos para la bahía transformador 115 kV Trafo 2

WEIBULL						NORMAL						LOGO NORMAL							
CORR	COEF2	INTERCEPTO	PENDIENTE		ESCALA	CORR	COEF2	INTERCEPTO	PENDIENTE	MEDIA		CORR	COEF2	INTERCEPTO	PENDIENTE	MEDIA			
			β	α						μ	σ					μ	σ		
TBM	0,95	0,91	-5,38	0,70	2229,3	TBM	0,96	0,9192	-1,02	0,00	2177,90	2128,72	TBM	0,95	0,90	-4,73	0,61	7,71	1,63
ITM	0,90	0,81	-1,37	0,69	7,2	ITM	0,64	0,4051	-0,25	0,02	13,66	53,89	ITM	0,87	0,75	-1,16	0,58	2,00	1,72
ITF	0,92	0,85	-1,46	0,21	1206,0	ITF	0,9	0,8118	-0,70	0,00	3284,84	4674,26	ITF	0,93	0,87	-1,25	0,18	7,01	5,62
TTR	0,88	0,77	1,14	0,98	0,3	TTR	0,67	0,453	-0,36	1,07	0,33	0,94	TTR	0,90	0,81	0,99	0,83	-1,20	1,21
PARAMETROS CM						PARAMETROS CM						PARAMETROS CM							
$MTBM_p$	M_p	$MTBM_c$	M_c	$MTTR$		$MTBM_p$	M_p	$MTBM_c$	M_c	$MTTR$		$MTBM_p$	M_p	$MTBM_c$	M_c	$MTTR$			
2831,903		9,18	114170,997	0,31		2177,90	13,66	3284,84	0,33			8385,242694	32,061322	7761328150	0,6278021				
$MTBM$						$MTBM$						$MTBM$							
\bar{M}						\bar{M}						\bar{M}							
2763,36						1309,607						8,3492863							
Disponib						Disponib						Disponib							
99,6767%						99,37%						99,62%							

Figura 62. Curva confiabilidad bahía transformador 115 kV Trafo 2

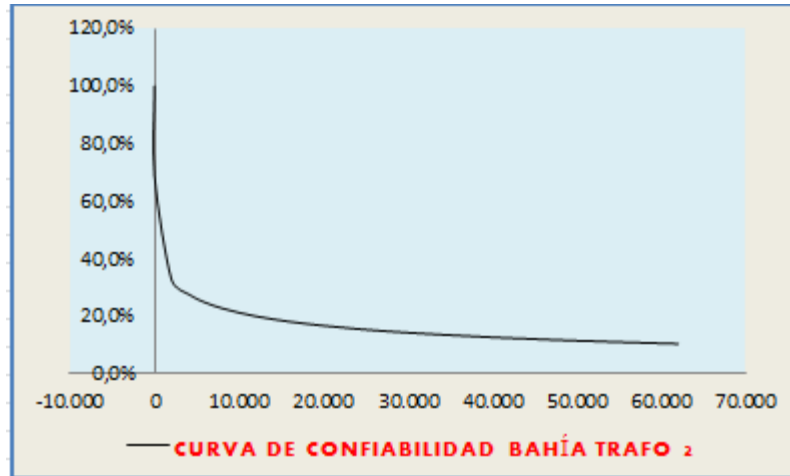
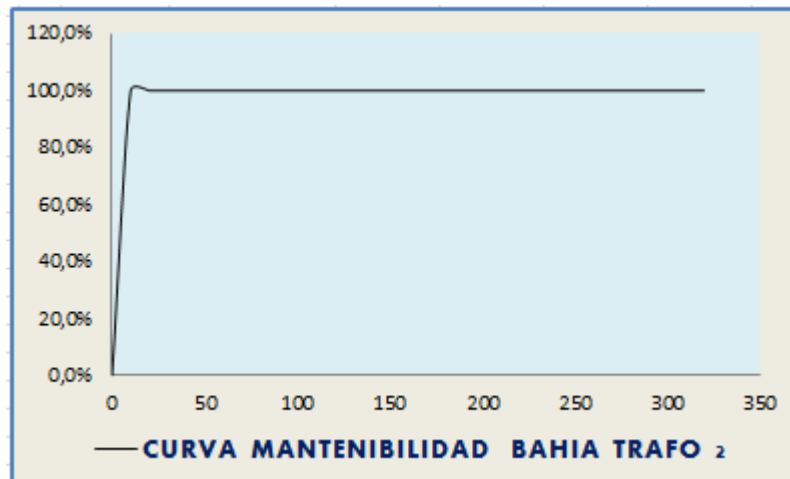


Figura 63. Curva mantenibilidad bahía transformador 115 kV Trafo 2



7.1.3 Pronostico de eventos esperados con simulación de Monte Carlo.

Teniendo los parámetros de una distribución y recurriendo a la ecuación inversa de la confiabilidad se calcula el tiempo para un determinado porcentaje de dicha confiabilidad. Haciendo uso de la función ALEATORIO () y recurriendo al diagrama de flujo para simulación de Monte Carlo, ver figura 23 del capítulo 5, se elaboró una macro para pronosticar número de evento a partir de los parámetros de forma y escala de la distribución de Weibull. La figura 64, 65 y 66, se muestra el resultado de eventos esperados para tiempos de falla de la bahía del circuito

13.8 kV Lago, bahía de circuito 34.5 kV Centro y bahía de circuito 115 kV Sur a partir de los parámetros de forma y escala obtenidos anteriormente y para un tiempo misión T de 8760 horas o un año, simulado con 1000 iteraciones.

Figura 64. Pronostico Monte Carlo para número de fallas bahía 13.8 kV Lago.

		F6			f_x
	A	B	C	D	E
1		MONTE CARLO			
2		β	0,63	Pronostico eventos	
3		α	10854		
4		ALEATORIO	0,287		
5		$\Lambda(T)$		21	
6					
7					
8					

Figura 65. Pronostico Monte Carlo para número de fallas bahía 34.5 kV Centro

		G6			f_x
	A	B	C	D	E
1		MONTE CARLO			
2		β	0,27	Pronostico eventos	
3		α	5271		
4		ALEATORIO	0,925		
5		$\Lambda(T)$		74	
6					
7					
8					
9					

Figura 66. Pronostico Monte Carlo para número de fallas bahía 115 kV Sur

	A	B	C	D	E
1		MONTE CARLO			
2		β	0,61	Pronostico eventos	
3		α	2231		
4		ALEATORIO	0,039		
5		$\Lambda(T)$		57	
6					
7					
8					
9					

8. CONCLUSIONES.

- Con el presente trabajo se logró crear una herramienta de software para el procesamiento y análisis de los datos de funcionamiento a partir del histórico de sus tiempos de salidas programadas y no programadas, para cálculo de parámetros de tres distribuciones de probabilidad y así calcular los indicadores CMD.
- El indicador de disponibilidad muestra que casi todas las bahías de los circuitos tienen un 99 %, algo muy necesario en los sistemas eléctricos de potencia.
- El indicador MTBM que me define la confiabilidad en las bahías seleccionadas es muy superior al MTTR en todas las bahías seleccionadas, algo muy positivo.
- La distribución que mejor describe las salidas no programadas o fallas de los equipos de la empresa es Weibull puesto que su factor de forma en todos los cálculos es menor a uno (1).
- Por su factor de forma menor a 1 se infiere que los equipos se encuentran en una etapa de riesgo decreciente en donde las labores de mantenimiento tienden a ser modificativas.
- Las acciones tácticas de mantenimiento más pertinentes son la de TPM que enfatizan en el cuidado de los equipos más que el RCM pero si se debe estudiar algunas fallas para crear información de modos de fallas que preparen el camino para el momento del RCM.

- La recomendación es a que la empresa mediante un enfoque de taxonomía de equipos realice un inventario de los equipos más detallado en donde cada componente, equipo o sistema tenga su hoja de vida con sus datos de fallas que permitan hacer estudios CMD más rigurosos; esto se debe a que el registro de salidas y entradas de equipos está a cargo del personal de operación y el personal de mantenimiento solo se limita a sus tareas de campo.

BIBLIOGRAFÍA.

A. M. MARIANI. Confiabilidad Electrónica Y Eléctrica. 2007 [en línea] [citado 15 de junio de 2016] Disponible en: <http://www.electron.frba.utn.edu.ar/upload/Materias/95-0496/archivos/confiabilidad.pdf>

APOLO. CREG. Resoluciones. [en línea] [citado 11 de junio de 2016] Disponible en <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Documentos-Resoluciones?openview>

BECERRA Fabiana. Gestión del Mantenimiento. [en línea] [citado 12 de junio de 2016] Disponible en: <http://www.mantenimientomundial.com/sites/mm/notas/GestionBecerra.pdf>

CODENSA S.A. Niveles De Tensión De Conexión De Cargas De Clientes. 2011. [en línea] [citado 20 de junio de 2016] Disponible en: http://likinormas.micodensa.com/Norma/otros/niveles_tension_conexion_cargas_clientes

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Cargo por confiabilidad [en línea] [citado 12 de junio de 2016] Disponible en: <http://www.creg.gov.co/cxc/index.htm>

CONFEDERACIÓN COLOMBIANA DE CONSUMIDORES. Art. 78 y 365 de la Constitución Política de Colombia. [en línea] [citado 11 de junio de 2016] Disponible en: <http://www.ccconsumidores.org.co/index.php/legislacion/19-legislacion/41-art-78-y-365-constitucion-politica>

ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A.. Nuestra empresa, Reseña histórica [en línea] [citado 10 de junio de 2016] Disponible en: <http://www.electrohuila.com.co/NuestraEmpresa/Reseñahistórica.aspx>

ELECTRIFICADORA DEL HUILA S:A. Informe de Gestión 2014. [en línea] [citado 10 de junio de 2016] Disponible en: <http://www.electrohuila.com.co/portals/0/INFORME%20DE%20GESTION%202014.pdf>

FAULÍN Javier; ÁNGEL A. Juan Simulación De Monte Carlo Con Excel [en línea] [citado 19 de mayo de 206] disponible en: http://www.uoc.edu/in3/emath/docs/Simulacion_MC.pdf

GOMEZ DE LA VEGA, Hernando y YAÑES, Medardo. Ingeniería de Confiabilidad y Análisis Probabilístico del Riesgo, Capitulo IV. Pág. 187.

GONZÁLEZ B., Carlos Ramón. Especialización en Gerencia de Mantenimiento 2007. Principios de Mantenimiento, pág. 28.

ICONTEC. Norma Técnica Colombiana 2050. Código Eléctrico Colombiano .1998. confiabilidad [en línea] [citado 12 de junio de 2016] Disponible en: http://ingenieria.bligoo.com.co/media/users/19/962117/files/219177/NTC_2050.pdf

IEEE Std 493-2007, "IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems", IEEE Press, NY, USA, 2007.

L.L. GRIGSBY (Editor), "Electric Power Engineering Handbook: Power Systems", CRC Press, 2a. Ed., USA, 2007.

MANUFACTURING TERMS. Tiempo medio entre fallos (MTBF). [en línea] {citado 15 de junio de 2016} Disponible en: [http://www.manufacturingterms.com/Spanish/Mean-Time-Between-Failures-\(MTBF\).html](http://www.manufacturingterms.com/Spanish/Mean-Time-Between-Failures-(MTBF).html)

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. <http://www.minminas.gov.co/retie>

MORA G., Luis. Alberto. Mantenimiento estratégico para empresas industriales o de servicios – Enfoque Sistemático Kantiano. Pág 266.

MORA GUTIERREZ, Luis Alberto. Mantenimiento Industrial Efectivo. Enfoque sistémico Kantiano. Editorial Coldi. Antioquia Envigado, 2014. Pág. 56.

MOUBRAY, John. Mantenimiento centrado en confiabilidad, pag 9 Mexico: Aladon, 2004.

MOUBRAY, John. Mantenimiento centrado en confiabilidad. Mexico: Aladon, 2004.

R. BILLINTON, R. ALLAN, L. SALVADERI (Editores), “Applied Reliability Assessment in Electric Power Systems”, IEEE Press, 1991.

R. BILLINTON, R. ALLAN, L. Salvaderi (Editores), “Applied Reliability Assessment in ElectricPower Systems”, IEEE Press, 1991.

RELIABILITYWEB Cálculo de los Parámetros de la Distribución de Weibull. [en línea] [citado 13 de junio de 2016] disponible en: <http://reliabilityweb.com/sp/articles/entry/calculo-de-los-parametros-de-la-distribucion-de-weibull>

RÍOS M Mario Alberto., Análisis de confiabilidad de Sistemas de Transmisión. Octubre 2012. [en línea] [citado 16 de junio de 2016] Disponible en: <http://www.docfoc.com/uniandes-stra-confiabilidad-mar>

RÍOS M., Mario Alberto. Análisis de confiabilidad de Sistemas de Transmisión. [en línea] {citado 15 de junio de 2016} Disponible en: <http://www.docfoc.com/uniandes-stra-confiabilidad-mar>

W. LI, "RISK . Assessment of Power Systems", IEEE Press – Wiley Interscience, USA, 2005.