

**Análisis de confiabilidad, mantenibilidad y disponibilidad CMD para el Sistema eléctrico
de potencia SEP de la Empresa Eléctrica Regional Centrosur Ecuador**

Darwin Fernando Illescas Verdugo

Universidad del Valle

Nota del autor

Darwin Fernando Illescas Verdugo, Universidad del Valle

Año de publicación 2026

Este documento cuenta con la dirección de Trabajo de profundización de Alberto Mora Ph.D y Adolfo Gómez Ms.C.

Trabajo de Profundización para optar por el título de Magister en Gestión de Activos y Mantenimiento.

Agradecimientos a los directores de Trabajo de profundización y a Centrosur Cuenca Ecuador.

E-mail: darwin.illescas@correounivalle.edu.co

Resumen

La Empresa Eléctrica Regional Centrosur C.A. es una organización pública que se dedica a la distribución de energía eléctrica y alumbrado público en Ecuador. La actual gestión de mantenimiento de Centrosur está basado un enfoque preventivo, sin embargo, no cuenta con un sistema tecnológico integral que proporcione datos de calidad para un análisis técnico económico; no utiliza aún un análisis de confiabilidad, mantenibilidad y disponibilidad de los activos de su Sistema eléctrico de potencia.

El uso del Análisis de confiabilidad, disponibilidad y mantenibilidad CMD en los activos del Sistema eléctrico de potencia de la Empresa Eléctrica Regional Centrosur en Ecuador, tiene como objetivo proponer el uso de una estrategia de confiabilidad basados en estándar internacional como: ISO 14224, IEEE 3006-5, para establecer un marco cuantitativo para medir y mejorar la confiabilidad y la disponibilidad del sistema (Brown, 2017).

Los resultados que se esperan establecer buscan proponer el uso de una estrategia de Confiabilidad en un Sistema eléctrico de potencia SEP, que entrega herramientas para la toma de decisiones informadas de mantenimiento, orientados a mejorar la disponibilidad de los equipos y a reducir costos (Dhillon, 2016).

Se propone la implementación futura de un Mantenimiento con enfoque integral logístico con estrategias de lenguaje común entre departamentos de Centrosur para evaluaciones anuales técnicas económicas mediante el Análisis CMD y económicas mediante el Coste de ciclo de vida LCC (Mora A. -G., Mantenimiento PEC, 2017).

Palabras clave: Distribución, energía, mantenimiento, confiabilidad, mantenibilidad, disponibilidad, taxonomía, coste.

Abstract

The Electric Regional Centrosur C.A. company is a public organization dedicated to the distribution of electricity and public lighting in Ecuador. Centrosur current maintenance management is based on a preventive approach; however, it lacks a comprehensive technological system that provides quality data for techno-economic analysis and does not yet utilize reliability, maintainability, and availability analysis of its power system assets.

The use of CMD (Reliability, Availability, and Maintainability) analysis in the power system assets of the Centrosur Regional Electric Company in Ecuador aims to propose the use of a reliability strategy based on international standards such as ISO 14224 and IEEE 3006-5, to establish a quantitative framework for measuring and improving system reliability and availability (Brown, 2017).

The expected results aim to propose the use of a Reliability strategy in an electrical power system (SEP), which provides tools for informed maintenance decision-making, aimed at improving equipment availability and reducing costs (Dhillon, 2016).

The future implementation of a comprehensive logistics-based Maintenance approach is proposed, with common language strategies between departments of Centrosur for annual technical and economic evaluations using CMD Analysis and economic evaluations using LCC Life Cycle Cost (Mora A. -G., Mantenimiento PEC, 2017).

Keywords: Distribution, energy, maintenance, reliability, maintainability, availability, taxonomy, cost.

Contenido

Resumen	2
Abstract	3
Contenido.....	4
Tablas	6
Ilustraciones.....	7
Ecuaciones	8
Introducción y Contexto Operacional	9
Planteamiento de la oportunidad.....	10
Límites de la oportunidad	11
Justificación	13
Viabilidad de la idea del trabajo de profundización	14
Objetivos.....	16
General	16
Específicos	16
Marco teórico.....	18
Antecedentes de la investigación o del proyecto.....	19
Estado del arte.....	20
Marco metodológico.....	22
Tipo de estudio y de análisis a desarrollar	22
Fases o etapas del proyecto	22
Desarrollo	25
Objetivo específico uno - Beneficios.....	25
Introducción	25
Desarrollo	25
Beneficios del mantenimiento en la gestión de activos físicos UNE-EN 16646	25
Beneficios de la gestión de mantenimiento UNE-EN 17007	27
Beneficios de Indicadores clave de rendimiento del mantenimiento UNE-EN 15341	29
Beneficios de la gestión de la confiabilidad UNE-EN 60300-1.....	30
Beneficios del del uso de indicadores de CMD de Prácticas recomendadas para el uso de métodos probabilísticos en el análisis de fiabilidad de sistemas eléctricos industriales y comerciales IEEE 3006-5.	32
Beneficios de la Planeación, ejecución y control del mantenimiento.....	32
Objetivo específico dos – Métodos	37
Introducción	37
Desarrollo	37
Fundamentos	37
Confiabilidad	37
Mantenibilidad.....	38
Disponibilidad	38
Tasa de fallo (λ)	38
El funcionamiento cíclico o estados del equipo.....	39
Definiciones de la línea del tiempo.....	40
Tiempo medio entre fallos MTBF.....	41
Tiempo medio de reparación MTTR	41
Disponibilidad genérica A_G	42
Disponibilidad inherente o intrínseca A_I	42
Disponibilidad alcanzada A_A	42
Disponibilidad operacional A_O	44

Métodos de predicción CMD.....	44
Modelo universal para pronosticar CMD	47
Objetivo específico tres - Medición	51
Introducción	51
Desarrollo	51
Obtención y preparación de los datos	51
Cálculo de indicadores CMD puntuales de la Subestación SE02	55
Cálculo de indicadores CMD modelo distribuciones de la Subestación SE02	56
Modelo de distribución para la confiabilidad no planeada	56
Modelo de distribución para la mantenibilidad no planeada	59
Modelo de distribución para la disponibilidad alcanzada.....	62
Objetivo específico cuatro – Analizar	65
Introducción	65
Desarrollo	65
Análisis de resultados de indicadores CMD método puntual	65
Análisis de resultados de indicadores CMD método distribuciones	66
Acciones y tácticas en función de los parámetros	71
Objetivo específico cinco - Síntesis	74
Introducción	74
Desarrollo	74
Estrategia de Análisis CMD en todos los componentes del SEP.....	77
Estrategia de Recolección e intercambio de datos de confiabilidad y mantenimiento bajo en un formato común.....	77
Estrategia de Coste de ciclo de vida LCC	82
Objetivo específico seis - Conclusiones.....	86
Introducción	86
Desarrollo	86
Conclusiones objetivo uno Recordar.....	86
Conclusiones objetivo dos Métodos	86
Conclusiones objetivo tres Medición	87
Conclusiones Objetivo cuatro Analizar.....	87
Conclusiones Objetivo cinco Síntesis	88
Descripción de cómo se alcanza el logro de objetivos	89
UNO, BENEFICIOS.....	89
DOS, MÉTODOS	89
TRES, MEDICIÓN	90
CUATRO, ANALIZAR	90
CINCO, SÍNTESIS.....	91
Referencias bibliográficas	92

Tablas

Tabla 1 Beneficios del mantenimiento en la gestión de activos físicos	UNE-EN 16646	26
Tabla 2 Beneficios de la gestión de mantenimiento	UNE-EN 17007	27
Tabla 3 Beneficios de Indicadores clave de rendimiento del mantenimiento	UNE-EN 15341	29
Tabla 4 Beneficios de la gestión de la confiabilidad	UNE-EN 60300-1	31
Tabla 5 Prácticas recomendadas para el uso de métodos probabilísticos en el análisis de fiabilidad de sistemas eléctricos industriales y comerciales		32
Tabla 6 Beneficios del uso de Planeación, ejecución y control del mantenimiento	Mora	33
Tabla 7 Betas específicos y globales de la Subestación SE02 que cumple el valor ideal $\sqrt{}$		69
Tabla 8 Acciones recomendadas de acuerdo con las fases y valores de parámetro beta de la curva de Davies		72
Tabla 9 Perspectivas de Planificación	CENTROSUR	74
Tabla 10 Estrategias propuestas a Centrosur para implementación futura		76
Tabla 11 Taxonomía de Subestación SE02 hasta nivel N5 propuesta para la plataforma ADMS, Partes diarios y AS400		80
Tabla 12 responsables de la gestión de mantenimiento de los sistemas de activos concentrados y lineales de la Subestación SE02		82

Ilustraciones

Ilustración 1 Marco teórico.....	19
Ilustración 2 Enfoque Sistémico Integral Kantiano de Mantenimiento Estratégico	34
Ilustración 3 Curva de la bañera o de Davies	39
Ilustración 4 Funcionamiento cíclico del equipo UT DT	40
Ilustración 5 Tiempos para predicción de indicadores CMD.....	40
Ilustración 6 Tipos de distribución y sus características	46
Ilustración 7 Modelo universal para pronosticar CMD parte 1	49
Ilustración 8 Modelo universal para pronosticar CMD parte 2	50
Ilustración 9 Data Centrosur ADMS.....	49
Ilustración 10 Extracción y transformación de data CMD alcanzada, MTBFMc Subestación SE02.....	51
Ilustración 11 Extracción y transformación de data CMD alcanzada, MTTR Subestación SE02.....	52
Ilustración 12 Extracción y transformación de data CMD alcanzada, MTBFMp Subestación SE02.....	53
Ilustración 13 Extracción y transformación de data CMD alcanzada, Mp Subestación SE02	54
Ilustración 14 Data de 64 parámetros mensuales MTBMC, MTTR, MTBMP y MP	55
Ilustración 15 Parámetros η y β de distribución de confiabilidad Subestación SE02	57
Ilustración 16 Distribución de confiabilidad de la Subestación SE02	58
Ilustración 17 Parámetros η y β de distribución de mantenibilidad Subestación SE02	59
Ilustración 18 Distribución de mantenibilidad de la Subestación SE02	61
Ilustración 19 Distribución de disponibilidad alcanzada de la Subestación SE02	62
Ilustración 20 Distribución de disponibilidad alcanzada de la Subestación SE02	63
Ilustración 21 Betas específicos y globales Subestación SE02.....	64
Ilustración 22 Tiempos medios útiles entre mantenimientos planeados y correctivos de la Subestación SE02	67
Ilustración 23 Tiempos medios de mantenimientos planeados MP y correctivos MTTR de la Subestación SE02	68
Ilustración 24 Disponibilidad alcanzada Subestación SE02	69
Ilustración 25 Betas específicos y globales de la Subestación SE02.....	70
Ilustración 26 Acciones y tácticas de mantenimiento en función del parámetro beta de Weibull.....	73
Ilustración 27 Clasificación de la taxonomía con nueve niveles ISO 14224.....	78
Ilustración 28 Sistemas de activos concentrados y lineales Subestación SE02	81
Ilustración 29 Componentes del coste de ciclo de vida de un activo.....	83
Ilustración 30 Oportunidad de influir en el coste de ciclo de vida	84
Ilustración 31 Conflicto clásico de la vida económica.....	85

Ecuaciones

Ecuación 1 Tasa de fallo	38
Ecuación 2 Tiempo medio entre fallos	41
Ecuación 3 Tiempo medio de reparación MTTR	41
Ecuación 4 Disponibilidad genérica.....	42
Ecuación 5 Disponibilidad inherente	42
Ecuación 6 Disponibilidad alcanzada	43
Ecuación 7 Tiempo medio útil entre mantenimientos alcanzada	43
Ecuación 8 Tiempo medio de mantenimiento activo	43
Ecuación 9 Disponibilidad operativa.....	44
Ecuación 10 Tiempos logísticos totales	44
Ecuación 11 Función de confiabilidad de Weibull	47
Ecuación 12 Disponibilidad alcanzada Subestación SE02 2025	55
Ecuación 13 Tiempo medio entre fallas MTBF.....	56
Ecuación 14 Formula de Confiabilidad de la Subestación SE02	57
Ecuación 15 Formula de mantenibilidad de la Subestación SE02	60

Introducción y Contexto Operacional

La Gestión de Activos es aplicable a todo tipo de activos y a todo tipo y tamaño de organizaciones, tiene una interacción directa con la Gestión de Mantenimiento, sus estrategias, objetivos, planes e indicadores (UNE-ISO 55001, 2024).

La contribución y responsabilidad de mantenimiento desde el punto de vista de los procesos de gestión de los activos físicos se definen en función de las etapas del ciclo de vida, donde los procesos de gestión de los activos físicos y gestión de mantenimiento, considera como técnica de optimización de toma de decisiones el Análisis probabilístico de la confiabilidad, mantenibilidad y capacidad de prueba (Crespo Marquez, 2020).

El análisis de la confiabilidad debe usarse como parte integral del ciclo de vida proporcionar respuestas técnicas significativas como base para la mejora continua, la planificación estratégica y la toma de decisiones de negocio (Smith, 2010)(UNE-EN 60300-2, 2006).

La Empresa Eléctrica Regional Centrosur C.A. es una organización pública que se dedica a la distribución de energía eléctrica y alumbrado público en Ecuador, que tienen como misión el brindar los servicios de energía eléctrica y alumbrado público general a la sociedad, con innovación tecnológica, altos estándares de calidad; social y ambientalmente responsable, gracias a su equipo de trabajo honesto y con compromiso.

La actual gestión de mantenimiento de Centrosur está basado un enfoque preventivo, sin embargo, no cuenta con un sistema tecnológico integral que proporcione datos de calidad para un Análisis CMD, no utiliza aún un análisis de confiabilidad, mantenibilidad y disponibilidad de los activos de su Sistema eléctrico de potencia.

El trabajo de profundización tiene como objetivo proponer a Centrosur el uso de un Análisis de confiabilidad, disponibilidad y mantenibilidad CMD para el Sistema eléctrico de potencia SEP, en base a estándares internacionales como una Estrategia de Confiabilidad y el uso de KPI de mantenimiento para la toma de decisiones (Fátima - Zohra Berrabah, 2022).

Planteamiento de la oportunidad

La Empresa Eléctrica Regional Centrosur C.A. es una organización pública de distribución de energía eléctrica y alumbrado público en Ecuador, con el área de concesión en las provincias de Azuay, Cañar y Morona Santiago.

Centrosur para cumplir con su misión en su área de concesión cuenta con el siguiente Portafolio de activos:

- 21 subestaciones de Distribución,
- 32 Líneas de Subtransmisión
- 86 alimentadores de distribución
- 179810 luminarias

Centrosur tiene el Objetivo estratégico Sociedad 2 de Incrementar la cobertura, calidad, confiabilidad y eficiencia del servicio eléctrico, que contribuya al desarrollo social y productivo. Utiliza los indicadores de confiabilidad del servicio de tiempo y frecuencia estandarizados en IEEE 1366 para las empresas de distribución de energía (Brown, 2017).

Una adecuada programación de mantenimiento y reemplazo de equipos requiere del cálculo y predicción de las tasas de fallas, tiempos medios de fallos, tiempos medios entre fallos, confiabilidad, mantenibilidad y disponibilidad en base a métodos probabilísticos (Coronel, 2022).

La oportunidad de usar un Análisis de confiabilidad, disponibilidad y mantenibilidad con la evaluación de los indicadores CMD como estrategia de Confiabilidad en un Sistema eléctrico de potencia SEP, entrega herramientas para la toma de decisiones informadas sobre recursos, inversiones y mejoras tecnológicas, lo que permite establecer objetivos claros de mantenimiento, orientados a mejorar la disponibilidad de los equipos y a reducir costos de operación (Dhillon, 2016).

El uso del Análisis de confiabilidad, disponibilidad y mantenibilidad CMD en el SEP con técnicas cuantitativas de optimización es un avance en la gestión de Mantenimiento de Centrosur (Crespo Marquez, 2020).

Límites de la oportunidad

La Empresa Eléctrica Regional Centrosur C.A. es una organización pública de distribución de energía eléctrica y alumbrado público en Ecuador que responde a las regulaciones emitidas a nivel nacional por la Agencia de regulación y control de energía y recursos naturales no renovables ARCERNNR. Los índices de calidad el Ministerio de Energía requiere de Centrosur son el FMik y TTik, no considera aún indicadores de confiabilidad, disponibilidad y mantenibilidad CMD (Coronel, 2022).

Centrosur al momento cuenta con una plataforma ADMS para la supervisión y operación remota nivel N3 de cada una de las veinte y un Subestaciones de Distribución, sin embargo, no está en capacidad para registrar y calcular automáticamente información requerida para un Análisis de Confiabilidad de cada Subestación (Brown, 2017).

Se propone usar la información obtenida del ADMS para realizar un primer Análisis de Confiabilidad de una de las veinte y un Subestaciones de distribución de Centrosur, para uso futuro del Análisis de Confiabilidad, mantenibilidad y disponibilidad para la toma de decisiones informada, priorizar activos críticos y justificar inversiones (Dhillon, 2016).

Justificación

La Empresa Eléctrica Regional Centrosur C.A. es una organización pública que tienen como misión el brindar los servicios básicos de energía eléctrica y alumbrado público general a la sociedad, con innovación tecnológica, altos estándares de calidad; social y ambientalmente responsable, gracias a su equipo de trabajo honesto y con compromiso. El mantenimiento de sus activos es un proceso principal dentro de la gestión de Centrosur para cumplir con los objetivos organizacionales.

El 50% del costo de un sistema de distribución corresponde a capacidad y el otro 50% a confiabilidad. Para una gestión eficiente, las empresas de distribución de energía eléctrica deben transitar de una planificación basado solo en capacidad a una planificación integrada de capacidad y confiabilidad, utiliza datos históricos de confiabilidad y modelos predictivos. No es posible diseñar, modificar o ampliar una red eléctrica sin un estudio previo de confiabilidad, que indique donde están los problemas de una baja confiabilidad (Brown, 2017).

Los estándares internacionales para la Gestión de Mantenimiento como UNE-EN 15341 Indicadores clave de rendimiento del mantenimiento, en la subfunción de gestión del mantenimiento respecto a la estrategia, muestra el KPI M1 Madurez de la función de mantenimiento, donde un nivel medio Clase mundial incluye el uso de estándar ISO y CEN (UNE-EN) y un nivel alto Tecnológico e informatizado incluye el análisis RAMS Confiabilidad, disponibilidad, mantenibilidad, seguridad (Roda, 2024)(UNE-EN 15341, 2023).

El alcance de la norma UNE-EN 60300-1 Gestión de Confiabilidad es lograr la confiabilidad mediante la adaptación adecuada de los sistemas de gestión organizacional como los descritos en las normas ISO 9001 Gestión de Calidad e ISO 55001 Gestión de activos. Incluye como actividades de confiabilidad técnica el análisis y la evaluación de la confiabilidad numeral 8 de la UNE-EN 60300-1 (Hincapié Pérez, 2017).

El estándar IEEE 3006-5 del año 2014 antes llamado Gold book IEEE 493 del año 2007 describe los métodos para realizar análisis de confiabilidad de sistemas de energía

industriales y comerciales, con lineamientos para el cálculo y evaluación de las métricas de Tiempo medio entre fallos MTBF, tiempo medio hasta la falla MTTF, tiempo medio de reparación MTTR en Sistemas eléctricos (Smith, 2010)(Prakash Kafle, 2022).

La norma ISO 14224 recolección e intercambio de datos de confiabilidad y mantenimiento de equipos, en su anexo C muestra una guía a la interpretación y cálculo de los parámetros derivados de confiabilidad y mantenimiento, facilita la comparación de resultados entre diferentes activos y empresas del sector (Valencia Jaimes, 2015) (BS EN ISO 14224, 2016).

El análisis de los indicadores de confiabilidad, mantenibilidad y disponibilidad bajo parámetros y metodologías internacionales constituye una herramienta fundamental para identificar las debilidades, priorizar las acciones y recursos de la gestión de mantenimiento en busca de optimizar el desempeño de los activos (Mora A. -G., Mantenimiento PEC, 2017).

El uso de un Análisis CMD del Sistema eléctrico de potencia SEP de Centrosur mediante metodologías internacionales, fortalecerá la Gestión de Mantenimiento actual y una implementación futura de la Gestión de Activos para el cumplimiento de la misión (Dhillon, 2016).

Viabilidad de la idea del trabajo de profundización

La Empresa Eléctrica Regional Centrosur cuenta con una plataforma ADMS para la adquisición y registro de datos de tiempos de operación de las posiciones de las Subestaciones de distribución, de donde se obtienen los datos para el desarrollo del Análisis CMD.

El análisis completo de los datos obtenidos en los procesos de mantenimiento y operación proporciona herramientas estadísticas para la selección o mejora de estrategias de mantenimiento (Mora A. -G., Mantenimiento PEC, 2017).

La Empresa Eléctrica Regional Centrosur autoriza el uso de los datos entregados por el ADMS para el desarrollo del Análisis CMD de una de sus subestaciones.

El Departamento de Subtransmisión, encargado del Mantenimiento de las Subestaciones y Líneas de Subtransmisión del SEP de Centrosur muestra su interés de participar en el Análisis CMD para una implementación futura a todas las subestaciones.

El uso de un Análisis CMD aporta un marco metodológico aplicable a en toda la organización como herramienta para tomar decisiones informadas sobre recursos, inversiones, reemplazos y mejoras tecnológicas, contribuye en un avance en la madurez de gestión de Mantenimiento alineado a la misión de la organización (Dhillon, 2016).

Los límites del trabajo de profundización son los siguientes:

No incluye las fases de implementación en Centrosur

No incluye la instalación de softwares de cálculo.

Se limita al análisis de una Subestación de Centrosur.

Objetivos

General

Proponer a la Empresa Eléctrica Regional Centrosur de Ecuador la utilización del Análisis de Confiabilidad, mantenibilidad y disponibilidad para la gestión de Mantenimiento y Activos del Sistema eléctrico de potencia en Ecuador, para generar una ventaja competitiva de mejoramiento de la eficiencia.

Específicos

Objetivo específico uno - Beneficios

Recordar los beneficios del Mantenimiento en la Gestión de activos (Crespo Marquez, 2020) (UNE-EN 16646, 2015), Gestión de Mantenimiento (Roda, 2024)(UNE-EN 17007, 2018), Indicadores clave de rendimiento del mantenimiento (Fátima - Zohra Berrabah, 2022)(UNE-EN 15341, 2023), Gestión de la Confiabilidad (Dhillon, 2016)(UNE-EN 60300-3-1, 2005), Prácticas recomendadas para el uso de métodos probabilísticos en el análisis de fiabilidad de sistemas eléctricos industriales y comerciales (Smith, 2010)(IEEE 3006-5, 2014), Mantenimiento planeación, ejecución y control (Mora A. -G., Mantenimiento PEC, 2017)– Nivel 1 - Conocer Escala Bloom y Gagné.

Objetivo específico dos – Métodos

Identificar los métodos de predicción de Confiabilidad, mantenibilidad y disponibilidad para uso en el Sistema eléctrico de potencia de Centrosur, de acuerdo el estándar IEEE 3006-5, Mantenimiento planeación, ejecución y control (Mora A. -G., Mantenimiento PEC, 2017). – Nivel 2 - Comprender Escala Bloom y Gagné.

Objetivo específico tres - Medición

Aplicar el método para el cálculo de indicadores de Confiabilidad, mantenibilidad y disponibilidad al Sistema eléctrico de potencia de Centrosur Ecuador, de acuerdo el estándar IEEE 3006-5 y Mantenimiento planeación, ejecución y control Dr. Mora, para una subestación del SEP (Smith, 2010). – Nivel 3 - Aplicar Escala Bloom y Gagné.

Objetivo específico cuatro – Analizar

Analizar los resultados y beneficios de indicadores de Confiabilidad, mantenibilidad y disponibilidad del Sistema eléctrico de potencia de Centrosur, de acuerdo con la norma ISO 14224, IEEE 3006-5, Mantenimiento planeación, ejecución y control (Mora A. -G., Mantenimiento PEC, 2017), – Nivel 4 - Analizar Escala Bloom y Gagné.

Objetivo específico cinco - Síntesis

Proponer el uso de las estrategias de Confiabilidad Análisis CMD, con la recolección e intercambio de datos de confiabilidad y mantenimiento en un formato común ISO 14224 y coste de ciclo de vida LCC ISO 15663, para su futura implementación en todo el Sistema Eléctrico de Potencia de Centrosur (Jardine, 2013).– Nivel 5 - Sintetizar Escala Bloom y Gagné.

Objetivo específico seis - Conclusiones

Concluir como los principales resultados técnicos y académicos del trabajo contribuyen a la mejora de la gestión de los activos de la Empresa Eléctrica regional Centrosur.

Marco teórico

La Universidad del Valle Univalle Colombia incluyó en la Maestría de Gestión de activos y Mantenimiento las materias de:

El Mantenimiento dentro de la gestión de activos inicia con la revisión del estándar ISO 14224 Recolección e intercambio de datos de confiabilidad y mantenimiento de equipos.

La Gestión de la Información y Medición del desempeño e indicadores de SGA continua con la revisión del estándar ISO 14224 Recolección e intercambio de datos de confiabilidad y mantenimiento de equipos con su anexo C Guía a la interpretación y cálculo de los parámetros derivados de confiabilidad y mantenimiento (Valencia Jaimes, 2015) (BS EN ISO 14224, 2016). Además de la Gestión de indicadores de acuerdo EN 15341 Indicadores clave de rendimiento del mantenimiento con que deben ser fáciles de comprender, medir y representar para su uso (Fátima - Zohra Berrabah, 2022).

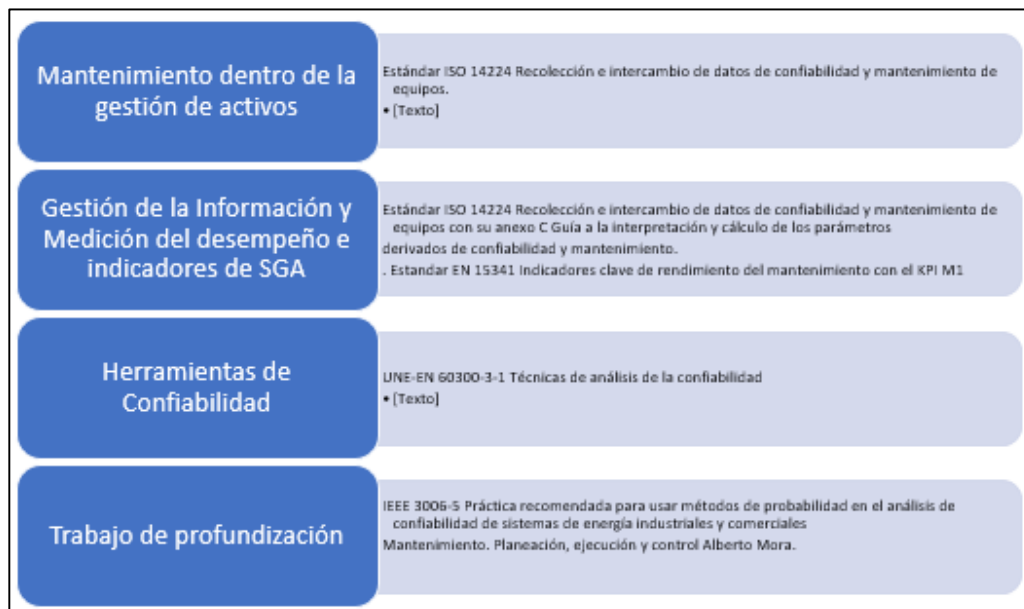
Las Herramientas de Confiabilidad revisan varias técnicas de confiabilidad, indicadas en la norma UNE-EN 60300-3-1 Técnicas de análisis de la confiabilidad (UNE-EN 60300-3-1, 2005).

El Trabajo de Profundización proporcionar elementos de profundización teórica y metodológica, como herramientas y estrategias, para búsqueda, organización y comprensión de la información. Con uso de las herramientas de búsqueda, se realiza la investigación sobre el estándar IEEE 3006-5 Práctica recomendada para usar métodos de probabilidad en el análisis de confiabilidad de sistemas de energía industriales y comerciales, donde se indican los métodos de análisis de confiabilidad y disponibilidad de sistemas eléctricos industriales y comerciales (Smith, 2010), además de los métodos descritos a detalle en el libro Mantenimiento. Planeación, ejecución y control (Mora A. -G., Mantenimiento PEC, 2017).

Además, investiga sobre las definiciones de confiabilidad, mantenibilidad y disponibilidad. Los atributos de la confiabilidad pueden expresarse de manera cualitativa y cuantitativa (UNE-EN 60300-1, 2024).

Ilustración 1

Marco teórico



Nota. Aporte de materias de Maestría de Gestión de activos y mantenimiento Univalle (Propio).

Antecedentes de la investigación o del proyecto

En el año 2022 la Empresa Eléctrica Regional Centrosur plantea en su Plan estratégico 2022-2025 varios objetivos, dos de ellos se mencionan a continuación:

Objetivo Estratégico Sociedad – 002 Incrementar la cobertura, calidad, confiabilidad y eficiencia del servicio eléctrico y alumbrado público, que contribuya al desarrollo social y productivo, con indicadores de frecuencia media de falla FMIK y tiempo medio de falla TTIK de acuerdo con estándar IEEE 1366.

Objetivo Estratégico Procesos Internos Desplegar un modelo de transformación empresarial, acorde a una gestión por procesos y mejores prácticas, con indicador PDA de actualización de documentos del Sistema de Gestión de la Calidad en base al ISO 9001.

En el año 2024 personal de Centrosur inicia con el conocimiento de la estándares internacionales Gestión de activos de acuerdo con el estándar ISO 55001, Herramientas de

Confiabilidad de acuerdo con UNE-EN 60300, Recolección e intercambio de datos de confiabilidad y mantenimiento de equipos de acuerdo con ISO 14224, para establecer objetivos claros de mantenimiento, orientados a mejorar la disponibilidad de los equipos y a reducir costos de operación (Dhillon, 2016).

En 2025 inicia el Trabajo de profundización de Análisis de confiabilidad, mantenibilidad y disponibilidad de una subestación del Sistema eléctrico de potencia de Centrosur, sustentado en estándares internacionales, como una oportunidad de fortalecer su gestión de mantenimiento alineada a una futura implementación de gestión de activos.

En 2025 se plantea el uso de la norma ISO 14224 para la recolección y el intercambio de datos de confiabilidad y mantenimiento en la Dirección de Distribución de Centrosur.

El uso de estándares internacionales de Gestión de Mantenimiento, Gestión de Confiabilidad, Gestión de Activos en la Empresa Eléctrica Regional Centrosur en los próximos años permitirá mejoras sostenibles en costos y desempeño, alineadas a sus objetivos estratégicos (Dhillon, 2016).

Estado del arte

El uso actual de los Análisis de confiabilidad, mantenibilidad y confiabilidad CMD en sistemas eléctricos de potencia se apoya en varios métodos estandarizados:

Primero

Para la obtener datos y calidad de información es necesario establecer la taxonomía de la cartera de activos de cada organización para la recolección de datos de confiabilidad y mantenimiento, incluye los eventos de falla, reparación.

El estándar ISO 14224 Recolección e intercambio de datos de confiabilidad y mantenimiento de equipos, establece un formato estándar para la recolección y el intercambio de datos de confiabilidad y mantenimiento a lo largo del ciclo de vida, con taxonomías de equipos, modos de falla y actividades de mantenimiento. Esta estandarización posibilita datos

comparables, análisis robustos para modelos de confiabilidad y decisiones de gestión de activos. El uso de este estándar proporciona a las organizaciones mejoras sostenibles en costos y desempeño (Valencia Jaimes, 2015).

Segundo

Una guía metodológica básica de técnicas probabilísticas de la evaluación cuantitativa de la confiabilidad, disponibilidad para un Análisis de confiabilidad en sistemas eléctricos.

El estándar IEEE 3006-5 Práctica recomendada para usar métodos de probabilidad en el análisis de confiabilidad de sistemas de energía industriales y comerciales, proporciona el andamiaje probabilístico para evaluar confiabilidad y disponibilidad en sistemas de potencia industriales y comerciales mediante modelos de estados, cálculo de métricas como MTBF, MTTR, disponibilidad en régimen estacionario, y análisis de configuraciones con redundancia o conmutación. Este enfoque permite cuantificar el efecto de fallas y reparaciones sobre la continuidad del servicio y priorizar inversiones con base en evidencia cuantitativa (Smith, 2010).

Tercero

Un marco matemático robusto y estandarizado para el análisis de confiabilidad, mantenibilidad y disponibilidad, que permite evaluar, comparar y optimizar el desempeño de mantenimiento en proyectos internacionales.

La norma UNE-EN 61703 Expresiones matemáticas para términos de fiabilidad, disponibilidad, mantenibilidad y soporte de mantenimiento, establece las matemáticas de las medidas de confiabilidad, mantenibilidad, disponibilidad intrínseca, en uso y operacional; que integra metodologías probabilísticas (Monte Carlo, Markov). Además de definiciones y relaciones para activos reparables y no reparables, lo que asegura la trazabilidad numérica y comparabilidad entre activos y organizaciones (Birolini, 2014).

Un marco metodológico práctico con acciones concretas para el Análisis confiabilidad, mantenibilidad, disponibilidad genérica, inherente y alcanzada dentro de las organizaciones proporciona métodos maduros y coherentes que permite a las organizaciones usar el Análisis

CMD para priorizar activos críticos, justificar inversiones y alinear la gestión de mantenimiento con estándares internacionales y expectativas internas y regulatorias (Mora A. -G., Mantenimiento PEC, 2017).

Marco metodológico

El trabajo de profundización aplica una metodología documental con revisión de estándares y prácticas internacionales para la Confiabilidad con metodología operativa de la adquisición de registros de operación del Sistema eléctrico de potencia de Centrosur.

El procesamiento de datos se realizará con tablas de Excel para el cálculo de la confiabilidad, mantenibilidad y disponibilidad de una subestación de Centrosur.

Tipo de estudio y de análisis a desarrollar

El tipo de estudio es de **tipo aplicado y explicativo** ya que propone cuantificar los indicadores CMD de acuerdo con estándar IEEE 3006-5 y modelos internacionales para evidenciar los beneficios del uso de técnicas de Análisis de Confiabilidad en Centrosur (Smith, 2010).

Centrosur en la actualidad realiza una analítica focalizada de sus indicadores de confiabilidad de acuerdo con estándar IEEE 1366 índices de confiabilidad de la distribución de energía eléctrica, sin embargo, no realiza análisis de confiabilidad, mantenibilidad y disponibilidad.

El Análisis de CMD del SEP de Centrosur se realiza con métodos y distribuciones probabilísticas en busca de incrementar la disponibilidad del sistema y reducir costo de ciclo de vida (Dhillon, 2016).

Fases o etapas del proyecto

El trabajo de profundización se realizará de acuerdo con las siguientes etapas alineadas a los objetivos específicos:

Primera etapa

La revisión de los estándares Mantenimiento en la Gestión de activos (Crespo Marquez, 2020)(UNE-EN 16646, 2015), Gestión de Mantenimiento (UNE-EN 17007, 2018), Indicadores clave de rendimiento del mantenimiento (UNE-EN 15341, 2023), Gestión de la Confiabilidad (UNE-EN 60300-3-1, 2005), Prácticas recomendadas para el uso de métodos probabilísticos en el análisis de fiabilidad de sistemas eléctricos industriales y comerciales (IEEE 3006-5, 2014), Mantenimiento planeación, ejecución y control (Mora A. -G., Mantenimiento PEC, 2017); en busca de listar los beneficios y aporte para la obtención de resultados y expectativas internas y regulatorias de Centrosur alineadas a la Gestión de activos.

Los resultados esperados son una lista de beneficios del uso de los estándares internacionales de Gestión de Mantenimiento, Gestión de confiabilidad alineados a la Gestión de activos.

Segunda etapa

La identificación de los fundamentos y modelos matemáticos para el cálculo de los indicadores CMD, de acuerdo el estándar IEEE 3006-5, Mantenimiento planeación, ejecución y control (Mora A. -G., Mantenimiento PEC, 2017).

El resultado esperado es un modelo integral para la medición de los indicadores de CMD para uso en el Sistema eléctrico de potencia SEP de Centrosur.

Tercera etapa

El proceso ETL (extracción, transformación y carga) de la información registrada por el ADMS de Centrosur y del cálculo de los indicadores CMD de una subestación de Centrosur (Mora A. -G., Mantenimiento Vanguardia & Analytics, 2022).

Los resultados esperados son los indicadores CMD de una subestación de Centrosur.

Cuarta etapa

El análisis de los resultados del modelo distribuciones, para establecer la ubicación del parámetro beta del SEP en la curva de la Davies, estableciendo las acciones, y tácticas recomendadas para la fase de ubicación de la curva de la bañera.

Se realiza una propuesta de implementación de Análisis CMD para todas la Subestaciones del SEP de Centrosur con la recolección e intercambio de datos técnicos y económicos de mantenimiento y confiabilidad en un lenguaje común entre departamentos.

Los resultados esperados son el parámetro beta total del SEP de la Subestación SE02, para establecer la ubicación en la curva de Davies e identificar las estrategias recomendadas.

Desarrollo

Objetivo específico uno - Beneficios

Recordar los beneficios del Mantenimiento en la Gestión de activos (Crespo Marquez, 2020)(UNE-EN 16646, 2015), Gestión de Mantenimiento (Roda, 2024)(UNE-EN 17007, 2018), Indicadores clave de rendimiento del mantenimiento (Fátima - Zohra Berrabah, 2022)(UNE-EN 15341, 2023), Gestión de la Confiabilidad (Dhillon, 2016)(UNE-EN 60300-3-1, 2005), Prácticas recomendadas para el uso de métodos probabilísticos en el análisis de fiabilidad de sistemas eléctricos industriales y comerciales (Smith, 2010)(IEEE 3006-5, 2014), Mantenimiento planeación, ejecución y control (Mora A. -G., Mantenimiento PEC, 2017)– Nivel 1 - Conocer Escala Bloom y Gagné.

Introducción

El objetivo específico uno Beneficios busca revisar y listar los beneficios que ofrece la implementación futura de modelos internacionales específicos alineados con la Mantenimiento en la gestión de activos físicos, Gestión de Mantenimiento, Gestión de la Confiabilidad, para lograr los resultados y mejora de la gestión en Centrosur.

La Empresa Eléctrica Regional Centrosur en su Plan estratégico 2022-2025 establece que como herramienta base la gestión por procesos y la gestión de calidad de acuerdo con ISO 9001. El proceso core de Centrosur es la Distribución de energía, con los subprocesos de construir, operar y mantener el Sistema eléctrico de potencia.

Desarrollo

Beneficios del mantenimiento en la gestión de activos físicos UNE-EN 16646

Los beneficios y aportes del mantenimiento en la gestión de activos físicos para el logro de los resultados de una organización de acuerdo con la norma UNE-EN 16646 se indican en la siguiente tabla:

Tabla 1*Beneficios del mantenimiento en la gestión de activos físicos* *UNE-EN 16646*

UNE-EN 16646	Beneficios y aportes para el logro de resultados en la organización
1	Utilización más eficiente y eficaz del capital desde el punto de vista económico: “rotación del capital”
2	Empresas más rentables: “rentabilidad de los activos”
3	Utilización más sostenible del capital
4	Decisiones de ciclo de vida a largo plazo más precisas
5	Orientación de las estrategias y operaciones de mantenimiento
6	Planificación del mantenimiento e integración de la inversión
7	Influencia de la función de mantenimiento sobre el desarrollo de la creación de activos (diseño e ingeniería)
8	Aproximación integrada para la función de producción (activos, operación y mantenimiento)
9	Posición mejorada para la función de mantenimiento entre las otras funciones de la empresa;
10	Evaluación mejorada del desempeño y control;
11	Reputación incrementada.

Nota. Los beneficios y aportes del mantenimiento en la gestión de activos físicos UNE-EN 16646 para el logro de los resultados de una organización (Propio).

La norma UNE-EN 16646 introduce la relación entre el plan estratégico de la organización con el sistema de gestión del mantenimiento y describe las interrelaciones entre los procesos de mantenimiento y todos los otros procesos de gestión de activos físicos.

Aborda el papel e importancia del mantenimiento dentro del sistema de gestión de activos físicos, alineada a la gestión óptima del ciclo de vida de los activos para alcanzar de forma sostenible los objetivos de negocio establecidos (Crespo Marquez, 2020).

La norma UNE-EN 16646 en 6.2 Procesos de gestión del ciclo de vida, activos y mantenimiento, establece claramente los roles y competencias del Mantenimiento en cada etapa del ciclo de vida de los activos, aportando al 5.3 Roles, responsabilidades y autoridades de la Gestión de activos ISO 55001.

La norma UNE-EN 16646 en 6.3 Relación entre el mantenimiento y otros procesos a nivel de activos y de sistemas de activos, lista las entradas y salidas con los procesos de la organización (Crespo Marquez, 2020).

La norma UNE-EN 16646 en 7 Monitorización del desempeño aporta al cumplimiento de 9.1 Seguimiento, medición, análisis y evaluación de la Gestión de activos ISO 55001.

Beneficios de la gestión de mantenimiento UNE-EN 17007

La gestión de mantenimiento son todas las actividades de la gestión que determinan los requisitos, los objetivos, las estrategias y las responsabilidades del mantenimiento y la implantación de dichas actividades por medios tales como la planificación del mantenimiento, el control de este y la mejora de las actividades de mantenimiento y las cuestiones económicas (Viveros, 2012).

Los beneficios y aportes de la gestión de mantenimiento para el logro de los resultados de una organización de acuerdo con la norma UNE-EN 17007 Proceso de mantenimiento e indicadores asociados se indican en la siguiente tabla:

Tabla 2

Beneficios de la gestión de mantenimiento UNE-EN 17007

UNE-EN 17007	Beneficios y aportes para el logro de resultados en la organización
1	Indicar claramente las actividades que se llevarán a cabo con un nivel de detalle relevante
2	Indica las entradas/salidas de cada subproceso y define todos los enlaces que los unen y permite la realización del proceso global
3	Posibilidad de definir indicadores para medir la realización de cada proceso y monitorizar su eficacia
4	Proporciona medios para comparar la organización con un modelo genérico (benchmarking interno)
5	Identifica claramente las acciones que deben tomarse para cumplir los objetivos generales establecidos por la dirección
6	Permite delegar responsabilidades que garanticen la realización de las acciones con los niveles de desempeño requeridos
7	Permite determinar entradas necesarias y resultados requeridos de cada proceso

8	Permite la monitorización y evaluación cuantitativa del desempeño en los niveles del proceso
9	Mejorar la recopilación y la distribución de los datos
10	Incrementa la confianza del cliente en la capacidad del proveedor de servicios de mantenimiento
11	Define responsabilidades sin superposiciones o ambigüedades
12	Mejora la comprensión de objetivos, sinergia y trabajo en equipo
13	Facilita la detección de no conformidades y desviaciones respecto a los objetivos
14	Sirve como herramienta de capacitación y capitalización del conocimiento.
15	Favorece la mejora continua gracias a la formalización de procesos y uso de indicadores

Nota. Los beneficios y aportes de la gestión de mantenimiento UNE-EN 17007 para el logro de los resultados de una organización (Propio).

La norma UNE-EN 17007 Procesos de mantenimiento constituye un marco referencial técnico operativo de la aplicación práctica de los requisitos de la Gestión de activos ISO 55001, define jerárquicamente los procesos genéricos de Gestión, realización y soporte del mantenimiento, lo que facilita su alineación con los objetivos organizacionales (Roda, 2024).

La norma UNE-EN 17707 en su numeral 5 Principios de la descomposición de los procesos de mantenimiento, identifica las partes interesadas, recursos y factores externos que afectan al desempeño de los activos, aportando al cumplimiento de los numerales 4.1 Comprensión de la organización y de su contexto y 4.2 Comprensión de las necesidades y expectativas de las partes interesadas de la Gestión de activos ISO 50001.

La norma UNE-EN 17707 en su numeral 6.2 Gestionar el mantenimiento, define las responsabilidades y roles, establece el liderazgo técnico y su alienación con la Política de Gestión de activos, aportando al cumplimiento de los numerales 5.3 Roles, responsabilidades y autoridades de la Gestión de activos ISO 50001 (Viveros, 2012)

La norma UNE-EN 17707 en su numeral 6.3 Procesos 6.3 PRV Prevenir sucesos no deseados, 6.4 COR Devolver los elementos al estado requerido, 6.5 ACT Intervenir sobre el elemento, define la ejecución técnica del mantenimiento durante el ciclo de vida del activo,

aportando al cumplimiento de numeral 8.1 Planificación y control operacional, incluida la gestión del ciclo de vida de la Gestión de activos ISO 55001.

La norma UNE-EN 17707 en su numeral 6.6 Proceso IMP Mejorar los elementos, define el proceso de monitoreo y mejora continua de requisitos de confiabilidad y mantenibilidad, aportando al cumplimiento de los numerales 9.1 Seguimiento, medición, análisis y evaluación y 10.1 Mejora continua de la Gestión de activos ISO 55001.

Beneficios de Indicadores clave de rendimiento del mantenimiento UNE-EN 15341

Los beneficios y aportes de los Indicadores clave de rendimiento del mantenimiento para el logro de los resultados de una organización de acuerdo con la norma UNE-EN 15341 se indican en la siguiente tabla:

Tabla 3

Beneficios de Indicadores clave de rendimiento del mantenimiento UNE-EN 15341

UNE-EN 15341	Beneficios y aportes para el logro de resultados en la organización
1	Permiten definir objetivos claros de mantenimiento alineados con la estrategia organizacional
2	Posibilitan medir el desempeño real y esperado de los activos físicos y del mantenimiento.
3	Permiten la comparación interna y externa (benchmarking) para identificar brechas de desempeño.
4	Identifican fortalezas y debilidades en la gestión del mantenimiento
5	Controlar el progreso y los cambios en el tiempo
6	Permite definir la planificación y estrategias para las mejoras
7	Permite realizar mediciones periódicas de los cambios a lo largo del tiempo
8	Contribuyen a la comunicación y compartición de resultados entre áreas y niveles de la organización
9	Integran la gestión de mantenimiento en la gestión de activos físicos, asegurando sostenibilidad y valor a largo plazo

Nota. Los beneficios y aportes de los indicadores clave de rendimiento de mantenimiento UNE-EN 15341 para el logro de los resultados de una organización (Propio).

La definición y medición de indicadores permite realizar el seguimiento y monitorización periódico de los procesos para verificar su eficacia y capacidad de alcanzar los objetivos asignados. La norma UNE-EN 15341 Indicadores clave de rendimiento KPI del mantenimiento constituyen el vínculo normativo que proporciona 183 indicadores y sus metodologías para medir el desempeño del mantenimiento a nivel operacional, táctico y estratégico, además de demostrar la eficacia del sistema de gestión de activos (Fátima - Zohra Berrabah, 2022).

La norma UNE-EN 15341 incluye dentro de los KPI de mantenimiento en la gestión de los activos físico, PHA8 Disponibilidad operacional debida al mantenimiento.

Beneficios de la gestión de la confiabilidad UNE-EN 60300-1

La norma UNE-EN 60300-1 Gestión de la confiabilidad nos entrega las siguientes definiciones:

Confiabilidad como la capacidad de actuar según se requiera, sin fallar, durante un intervalo determinado y en condiciones dadas.

Gestión de la confiabilidad son las actividades coordinadas para dirigir y controlar una organización respecto a la confiabilidad.

Mantenibilidades la capacidad de ser retenido o restaurado a un estado para funcionar según lo requerido, bajo condiciones dadas.

Disponibilidad como la capacidad de estar en condiciones de desempeñarse como se requiere en determinadas condiciones (Smith, 2010).

Los beneficios y aportes de la gestión de la confiabilidad para el logro de los resultados de una organización de acuerdo con la norma UNE-EN 60300-1 Gestión de la confiabilidad se indican en la siguiente tabla:

Tabla 4*Beneficios de la gestión de la confiabilidad UNE-EN 60300-1*

UNE-EN 60300-1	Beneficios y aportes para el logro de resultados en la organización
1	Proporcionar una confianza justificada en que los sistemas, productos y servicios aportarán valor al funcionar como y cuando se requiere.
2	Optimizar los costos del ciclo de vida y demostrar niveles asequibles de confiabilidad y rendimiento.
3	Lograr el cumplimiento de los requisitos reglamentarios o las normas obligatorias
4	Gestionar los riesgos de fallos o de degradación del rendimiento para lograr un equilibrio entre costes, riesgos y rendimiento
5	Proporcionar transparencia en la toma de decisiones;
6	Apoyar el desarrollo de sistemas de gestión de activos ISO 55001 y sistemas de gestión de la calidad ISO 9001 proporcionando pruebas objetivas del logro de los resultados previstos.
7	Mejorar el diseño;
8	Optimizar las necesidades de mantenimiento y soporte;
9	Reducir la necesidad de actividades de mantenimiento no planificadas que podrían exponer al personal a posibles peligros
10	Facilitar la toma de decisiones informadas en un entorno operativo cambiante
11	Aportar información para el diseño, la implementación y la mejora continua del mantenimiento y el soporte;
12	Proporcionar información para evitar la repetición de errores pasados, aprender lecciones y aprovechar los éxitos;
13	Mejorar la resiliencia de la organización ante eventos y circunstancias adversas.
14	Proporcionar una confianza justificada en que los sistemas, productos y servicios aportarán valor al funcionar como y cuando se requiere.

Nota. Los beneficios y aportes de la gestión de la confiabilidad UNE-EN 60300-1 para el logro de los resultados de una organización (Propio).

La gestión de la confiabilidad es esencial para gestionar el valor que las organizaciones obtienen a lo largo del ciclo de vida de sus activos. La norma UNE-EN 60300-1 proporciona la base metodológica para desarrollar la ingeniería de confiabilidad dentro de un sistema de gestión de activos. Establece que las medidas de confiabilidad, mantenibilidad y disponibilidad son magnitudes estocásticas o estadísticas, es decir, es necesario disponer de datos suficientes para proporcionar validez estadística (Smith, 2010).

Beneficios del del uso de indicadores de CMD de Prácticas recomendadas para el uso de métodos probabilísticos en el análisis de fiabilidad de sistemas eléctricos industriales y comerciales IEEE 3006-5.

Los beneficios y aportes del uso de indicadores de CMD para el logro de los resultados de una organización de acuerdo con el estándar IEEE 3006-5 se indican en la siguiente tabla:

Tabla 5

Prácticas recomendadas para el uso de métodos probabilísticos en el análisis de fiabilidad de sistemas eléctricos industriales y comerciales

Indicadores CMD IEEE 3006-5	Beneficios y aportes para el logro de resultados en la organización
1	Permite la capacidad de realizar estudios cuantitativos de compensación entre coste y fiabilidad
2	Provee definiciones y métricas internacionales (λ , MTBF, MTTR, A_i , A_o , MDT...), creando un lenguaje común para medir y gestionar la confiabilidad.
3	Entrega fórmulas explícitas para cuantificar confiabilidad y disponibilidad
4	Presenta distribuciones exponencial y Weibull habilitando análisis predictivo
5	Detalla métodos cualitativos y numéricos de diagramas de bloques de confiabilidad RBD.

Nota. Los beneficios y aportes del Beneficios del uso de indicadores de CMD IEEE 3006-5 para el logro de los resultados de una organización (Propio).

El estándar IEEE 3006-5 entrega las definiciones, métricas internacionales y métodos probabilísticos para el análisis de confiabilidad de Sistemas eléctricos de potencia (Smith, 2010).

Beneficios de la Planeación, ejecución y control del mantenimiento .

Los beneficios y aportes la Planeación, ejecución y control del mantenimiento para el logro de los resultados de una organización se indican en la siguiente tabla:

Tabla 6*Beneficios del uso de Planeación, ejecución y control del mantenimiento Mora*

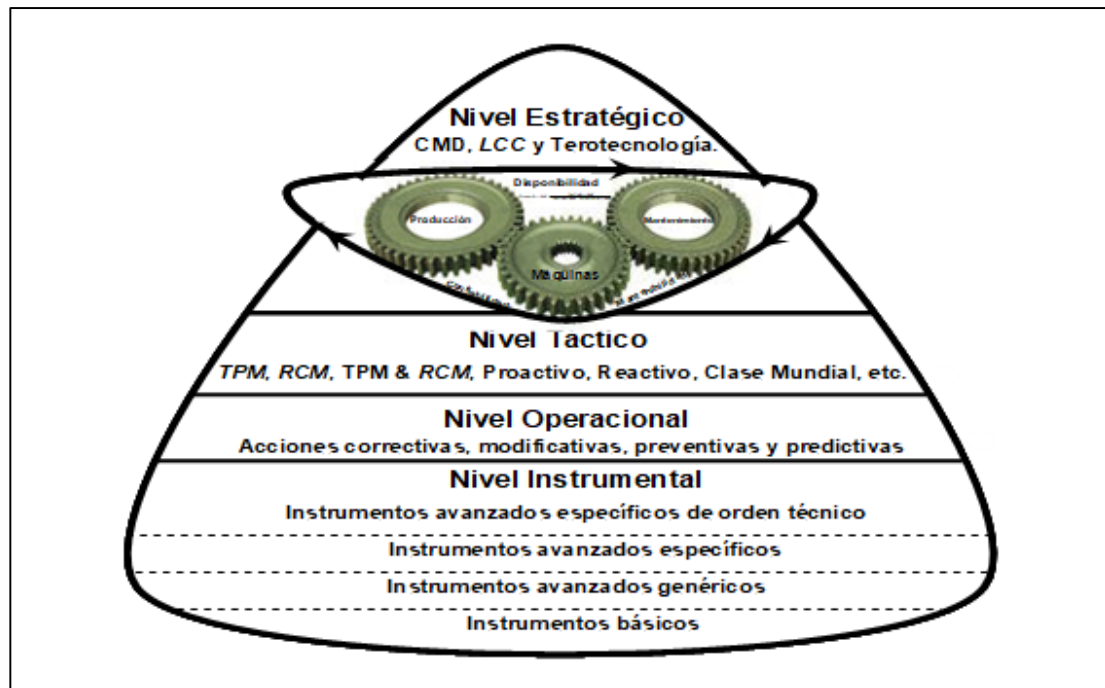
Indicadores CMD Mora	Beneficios y aportes para el logro de resultados en la organización
1	Control del mantenimiento mediante la medición de indicadores universales CMD.
2	Permite dirigir, ejecutar y controlar totalmente la gestión y la operación del mantenimiento
3	Permiten llegar a niveles de óptima confiabilidad que producen mínimos costos del ciclo de vida
4	Facilita la identificación de las mejoras que pueden introducirse en los diseños
5	Permite conocer el comportamiento de equipos en operación, diseñar las políticas de mantenimiento, Calcular instantes óptimos de sustitución económica de equipos
6	Establecer frecuencias de ejecución del mantenimiento preventivo
7	Permite predecir el comportamiento futuro de corto plazo de los equipos
8	Brinda una herramienta para controlar la gestión integral del mantenimiento,

Nota. Los beneficios y aportes del Beneficios del uso de indicadores de CMD para el logro de los resultados de una organización (Propio).

El libro Mantenimiento planeación, ejecución y control detalla como los siguientes niveles de mantenimiento se desarrollan para alcanzar un enfoque hacia la gestión de activos:

Ilustración 2

Enfoque Sistémico Integral Kantiano de Mantenimiento Estratégico



Nota. Evolución de los niveles de mantenimiento (Mora A. -G., Mantenimiento PEC, 2017).

Nivel I Instrumental

Enfoque hacia las acciones de mantenimiento para atender acciones de mantenimiento de índole correctivo se utiliza ordenes de trabajo, herramientas, repuestos.

Nivel II Operacional

Enfoque hacia las acciones de mantenimiento con el desarrollo de acciones planeadas de prevención y predicción de falla. Se utilizan técnicas como planes preventivos, rutinas de inspección, ensayos no destructivos, registro de datos técnicos, monitoreo de equipos.

Nivel III Táctico

Enfoque hacia la organización táctica de mantenimiento con la madurez de las acciones y con el desarrollo secuencial, lógico bajo un sistema organizado de mantenimiento. Para

maximizar la explotación y la combinación de factores productivos, se adopta una táctica de mantenimiento como: TPM Mantenimiento productivo total, RCM Mantenimiento centrado en confiabilidad, WCM Mantenimiento de clase mundial y otros.

Nivel IV Estratégico

Enfoque integral logístico de creación de una estrategia de mantenimiento para medir resultados y comparación con otras organizaciones similares, se utiliza sistemas de costeo LCC Coste de ciclo de vida, con registros históricos de fallas, medición de parámetros internacionales, interpretación de la curva de Davies, la Terotecnología Mantenimiento integral logístico. Se involucran los directivos y todas las áreas de la empresa (administración, finanzas, logística, ingeniería, diseño, recursos humanos) con el objetivo de obtener la mayor eficiencia productiva y la máxima reducción de costos (Mora A. -G., Mantenimiento PEC, 2017).

Enfoque hacia las habilidades y competencias de mantenimiento con el desarrollo de las habilidades y competencias del personal en técnicas como FMECA Análisis de los modos, los efectos, las causas y las criticidades de las fallas, RCFA Análisis causa raíz, RPN Número de riesgos prioritarios, balanced scorecard, Mantenimiento integral basado en procesos.

Enfoque hacia una gestión de activos donde el equipo, maquinaria, aparato productivo, ítem, objeto o entidad agregar valor para la organización generando ingresos.

Todas las acciones de mantenimiento, operación, logística, ingeniería y otros deben generar aumento en la capacidad de producción y servicio, disminuyendo los tiempos de reparación y mantenimiento planeado, mejorando los indicadores CMD de confiabilidad, mantenibilidad y disponibilidad.

El libro Mantenimiento planeación, ejecución y control detalla el Modelo integral para la medición de los indicadores CMD, además de su uso para la ubicación de los activos en la curva de Davies y las estrategias recomendadas en cada una de sus fases.

Objetivo específico dos – Métodos

Identificar los métodos de predicción de Confiabilidad, mantenibilidad y disponibilidad para uso en el Sistema eléctrico de potencia de Centrosur, de acuerdo el estándar IEEE 3006-5, Mantenimiento planeación, ejecución y control (Mora A. -G., Mantenimiento PEC, 2017). – Nivel 2 - Comprender Escala Bloom y Gagné.

Introducción

El objetivo específico dos Métodos busca identificar los fundamentos conceptuales necesarios para el pronóstico CMD y los métodos de predicción de los indicadores de CMD, que se propone implementar en el futuro para el Sistema eléctrico de potencia SEP de Centrosur.

Desarrollo**Fundamentos**

La confiabilidad, la mantenibilidad y la disponibilidad son prácticamente las únicas medidas técnicas y científicas fundamentadas en cálculos matemáticos puntuales, estadísticos y probabilísticos que tiene el mantenimiento para su análisis y su evaluación. Por medio del análisis CMD es como se pueden planear, organizar, dirigir, ejecutar y controlar totalmente la gestión y la operación del mantenimiento.

La confiabilidad se mide a partir del número y la duración de las fallas (tiempos útiles, reparaciones, tareas proactivas, etc.). La mantenibilidad se cuantifica a partir de la cantidad y de la duración de las reparaciones (o mantenimientos planeados) (tareas proactivas), mientras que la disponibilidad se mide o se obtiene por cálculo y deducción matemática a partir de la confiabilidad y de la mantenibilidad (Mora A. -G., Mantenimiento PEC, 2017).

El Dr. David J Smith propone las siguientes definiciones:

Confiabilidad es la probabilidad de que un elemento realice una función requerida, en condiciones determinadas y durante un periodo de tiempo establecido.

Mantenibilidad es la probabilidad de que un elemento averiado recupere su eficacia operativa en un plazo determinado cuando la reparación se realiza de acuerdo con los procedimientos prescritos.

Disponibilidad es la proporción de tiempo que un elemento es capaz de funcionar según las especificaciones dentro de un intervalo de tiempo amplio. La disponibilidad no se mide, se calcula por ser una variable dependiente (Smith, 2010).

La norma UNE-ENE 60300-1 Gestión de la confiabilidad propone las siguientes definiciones:

Confiabilidad es capacidad de funcionar según lo requerido, sin fallos, durante un intervalo determinado en condiciones determinadas.

Mantenibilidad es la capacidad de ser retenido o restaurado a un estado para funcionar según lo requerido, bajo condiciones determinadas.

Disponibilidad es capacidad de estar en condiciones de funcionar según lo requerido en determinadas condiciones (Smith, 2010)(UNE-EN 60300-1, 2024).

Tasa de fallo (λ) es el número medio (media aritmética) de fallos de un componente y/o sistema por unidad de tiempo de exposición, se expresa en fallos por hora (f/h) o fallos por año (IEEE 3006-5, 2014).

Ecuación 1

Tasa de fallo

$$\lambda = \frac{f}{t}$$

Donde:

λ = tasa de fallo

f = número de fallos ocurridos o fallos totales

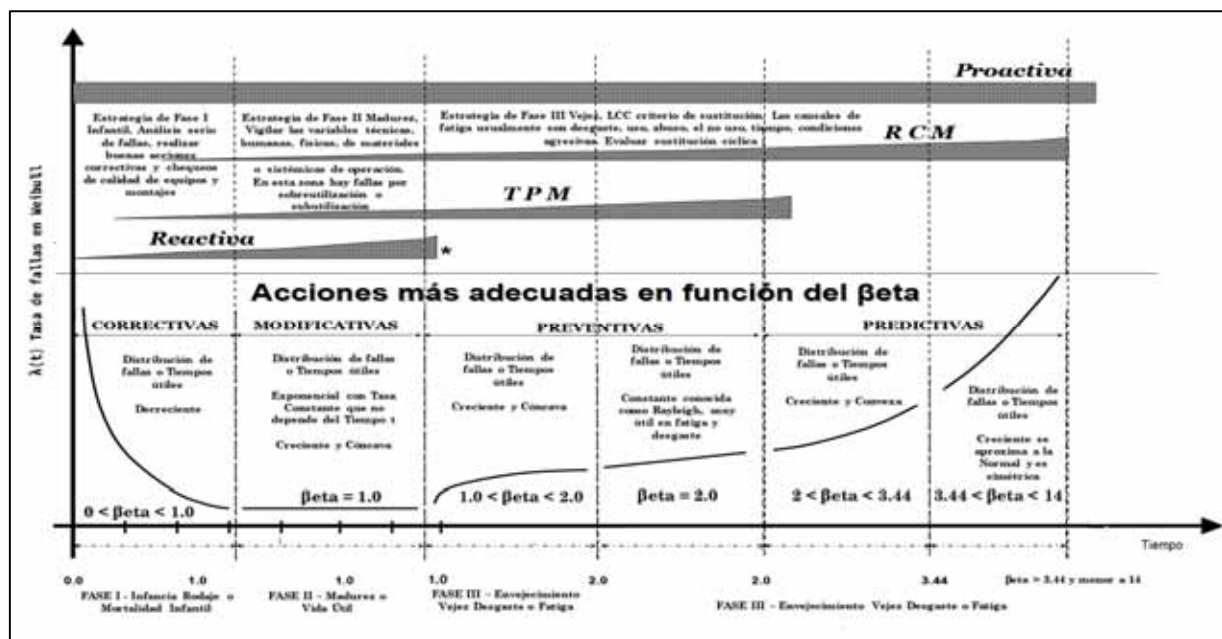
t = horas de operación o periodo total

La evolución en el tiempo frente a la tasa de falla y el parámetro de forma β de la distribución de Weibull se muestra en la ilustración 2 curva de la bañera o de Davies. La etapa I

de infancia rodaje o mortalidad infantil corresponde a un parámetro $0 < \beta < 1$, la etapa II de madurez o vida útil corresponde a un parámetro $\beta = 1$ y la etapa III de envejecimiento vejez desgaste o fatiga corresponde a un parámetro $1 < \beta < 14$ (Mora A. , 2024).

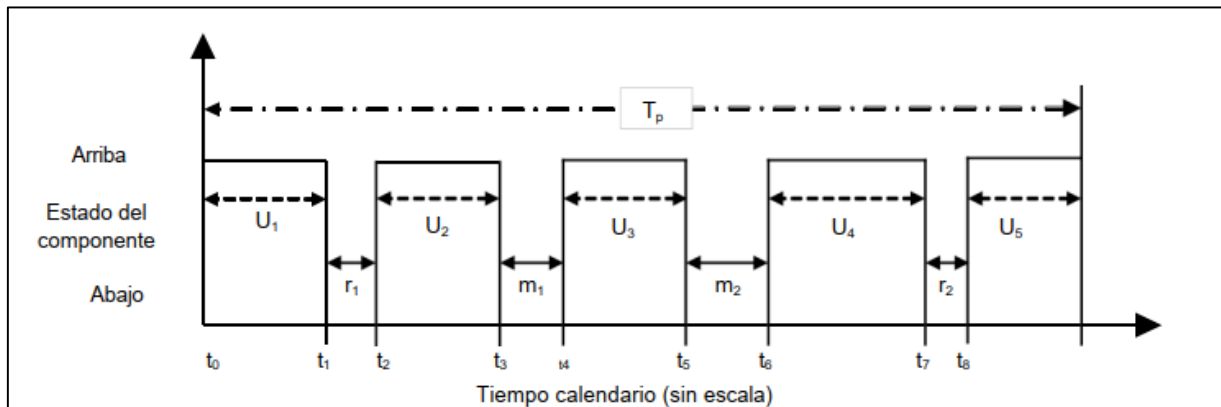
Ilustración 3

Curva de la bañera o de Davies



Nota. Curva de la bañera muestra sus 3 etapas con la evolución de la tasa de falla y parámetro forma β de la distribución de Weibull (Mora A. , 2024).

El funcionamiento cíclico o estados del equipo durante su vida útil se alterna entre estado de operación o estado de falla, tiempo arriba o tiempo abajo, up time o down time, como se muestra en la ilustración 3.

Ilustración 4*Funcionamiento cíclico del equipo UT DT*

Nota. Funcionamiento cíclico del equipo entre Up time y Down time (IEEE 3006-5, 2014).

T_p es el periodo total de tiempo

U_i es el Up time, tiempo en operación, UT.

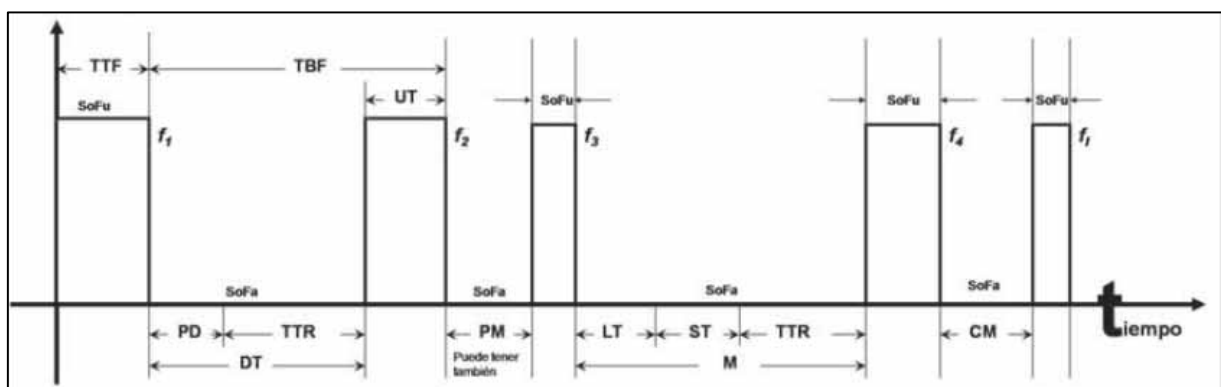
Dt es el Down time, tiempo de falla, r_i, m_i .

r_i es el tiempo de restauración de una interrupción no programada, mantenimiento no programado

m_i es el tiempo de un evento de mantenimiento programado.

t_i es el momento que se produce la transición del estado (Valencia Jaimes, 2015) (BS EN ISO 14224, 2016).

Definiciones de la línea del tiempo, a nivel internacional se consideran tiempos y sus siglas para la medición y predicción de los indicadores CMD, de acuerdo con la ilustración 4:

Ilustración 5*Tiempos para predicción de indicadores CMD*

Nota. Estado de funcionamiento de equipos entre tiempo arriba y abajo (Mora A. -G., Mantenimiento PEC, 2017).

UT Up time es el tiempo útil que el equipo funciona correctamente.

DT Down time es el tiempo no operativo

fi es la falla i-ésima

TTF Time to failure es el tiempo hasta falla (equipos que fallan una vez, no reparables).

TBF Time between failures es el tiempo entre fallas.

TTR Time to repair es el tiempo que demora la reparación

CM Corrective maintenance es el tiempo que demora la reparación correctiva

PM Planned maintenance es el tiempo que demora el mantenimiento planeado

LT Logistical times son los tiempos logísticos o administrativos incluyendo demoras de mantenimiento.

ST Supplies times son los tiempos que toma el suministro de repuestos y recursos humanos.

PD Production delays son los tiempos de retrasos en la producción.

Tiempo medio entre fallos MTBF es la media aritmética de los tiempos (observados o calculados) entre fallos aleatorios de un componente o sistema (Galindo Gámez, 2015).

Ecuación 2

Tiempo medio entre fallos

$$MTBF = \frac{\sum TBF}{m}$$

Donde:

TBF= tiempo entre fallas

m = número de eventos de tiempos útiles

Tp = periodo total en horas

Tf = número de fallos ocurridos

Tiempo medio de reparación MTTR es la media aritmética de los para realizar reparaciones o mantenimiento correctivos (Hanumant P. Jagtap, 2021).

Ecuación 3

Tiempo medio de reparación MTTR

$$MTTR = \frac{\sum TTR}{n}$$

Donde:

TTR = tiempos para reparar

n= número fallas ocurridas

De acuerdo con la información y datos que posea cada empresa, además de las expectativas del cada análisis CMD se debe decidir cual disponibilidad se calculará de manera puntual sin distribuciones. A continuación, se mencionan las disponibilidades y sus ventajas.

Disponibilidad genérica A_G es la disponibilidad adecuada para pruebas piloto en empresas que no predican CMD, utiliza los parámetros de tiempos útiles UT y los de no funcionalidad DT (sin especificar causa, razón o tipo) (Galindo Gámez, 2015).

Ecuación 4

Disponibilidad genérica

$$A_G = \frac{MUT}{MUT + MDT} = \frac{\frac{\sum_{i=1}^m UT_i}{m}}{\frac{\sum_{i=1}^m UT_i}{m} + \frac{\sum_{j=1}^n DT_j}{n}}$$

Donde:

MUT = media de tiempos útiles o Up time en horas

MDT = media de tiempos de falla o Down time en horas

m = número de eventos UT

n= número de eventos DT

Disponibilidad inherente o intrínseca A_I al sistema, es probabilidad de que el sistema opere satisfactoriamente cuando se requiere en cualquier tiempo, sin considerar demora logística o administrativa, en un entorno ideal de soporte logístico, de personal, repuestos, herramientas, equipos de prueba. No contempla los mantenimientos planeados y se usa como parámetro de diseño (Smith, 2010).

Ecuación 5

Disponibilidad inherente

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

Donde:

MTBF = Tiempo medio entre fallos en horas

MTTR = Tiempo medio de reparación en horas

Disponibilidad alcanzada A_A es la probabilidad de que el sistema opere en cualquier tiempo bajo condiciones de operación normales y en un entorno ideal de soporte logístico, sin considerar retraso ni logístico ni administrativo, pero involucra en sus cálculos los tiempos de las

actividades planeadas de mantenimiento, aparte de las acciones correctivas que ya trae desde la inherente o intrínseca (Mora A. -G., Mantenimiento PEC, 2017).

Ecuación 6

Disponibilidad alcanzada

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

Donde:

MTBM = Tiempo medio útil entre mantenimientos alcanzada

MTTR = Tiempo medio para reparación

MTBM_C = Tiempo medio útil entre mantenimientos no planeados

MTBM_P = Tiempo medio útil entre mantenimientos planeados

$\bar{M}$ = Tiempo medio de acción de mantenimiento alcanzada

Ecuación 7

Tiempo medio útil entre mantenimientos alcanzada

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

Donde:

MTBM = Tiempo medio útil entre mantenimientos alcanzada

MTBM_C = Tiempo medio útil entre mantenimientos no planeados

MTBM_P = Tiempo medio útil entre mantenimientos planeados

Ecuación 8

Tiempo medio de mantenimiento activo

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

Donde:

$\bar{M}$ = Tiempo medio de mantenimiento activo

M_P = Tiempo medio de mantenimientos planeados

Disponibilidad operacional A_o es la probabilidad de que el sistema opere satisfactoriamente, bajo condiciones de operación normales, en un entorno real de soportes logísticos y abarca, por tanto, dentro de los tiempos de mantenimiento, los tiempos que se causan por los retrasos logísticos y administrativos; e incluye el mantenimiento programado y el no planeado. Le interesan todas las demoras, es útil cuando existen equipos en espera para mantenimiento (Mora A. -G., Mantenimiento PEC, 2017).

Ecuación 9

Disponibilidad operativa

$$A_o = \frac{MTBM}{MTBM + \bar{M}'}$$

Donde:

MTBM = Tiempo útil medio entre mantenimientos

$\bar{M}'$ = Tiempo medio de mantenimiento activo considerando los LDT en cada TTR.

LDT = Tiempos logísticos totales.

Ecuación 10

Tiempos logísticos totales

$$LDT = ADT + LDT'$$

Donde:

ADT = Tiempos de demora administrativos

LDT' = Tiempos logísticos de demora

Métodos de predicción CMD

Existen varios métodos de predicción de indicadores CMD que deben ser utilizadas de acuerdo con el nivel de madurez técnico y científico de las organizaciones que las utilizan. Se menciona los métodos que sobresalen:

Método puntual o promedio, se basa en el promedio de cada uno de los parámetros de falla, reparaciones, tiempos útiles. Sus resultados no son muy aceptables y son usado por empresas que inician con la predicción.

Método de series temporales, se basa en la utilización de pronósticos con tres etapas del método científico: análisis previo, lanzamiento de hipótesis y verificación. Se pueden usar directamente sobre la predicción de las fallas, reparaciones, tiempos útiles, etc., o cada una de las variables de modelación CMD. Se utilizan para encontrar las diferentes funciones que simulen mejor el comportamiento pasado, presente y futuro de los datos históricos.

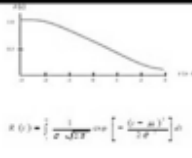
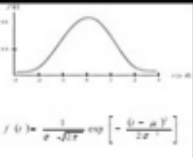
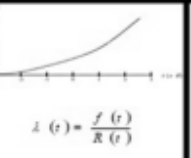
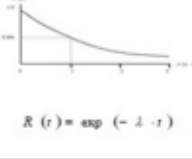
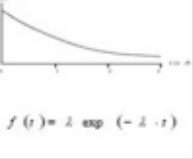
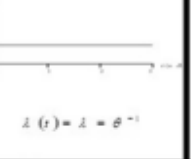
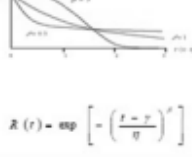
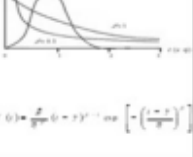
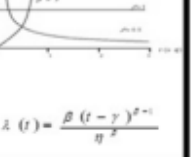
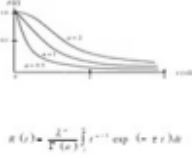
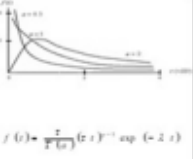
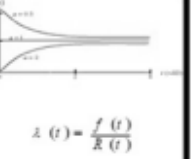
Métodos de distribuciones, el uso de distribuciones para modelar cada uno de los parámetros de falla, reparaciones, tiempos útiles, y cada una de las variables de modelación, tiene muy buena aceptación mundial (Mora A. -G., Mantenimiento PEC, 2017).

La selección de la distribución para parametrizar y construir los modelos de predicción de los indicadores CMD, aportará para pronosticar el comportamiento futuro del mantenimiento y de la operación de los activos analizados, para establecer las mejores estrategias, tácticas y operaciones de mantenimiento.

La siguiente ilustración muestra varias distribuciones y sus características:

Ilustración 6

Tipos de distribución y sus características

Tipo de Distribución	Parámetros	Función de Confiabilidad $R(t) = 1 - F(t)$	Función de Densidad de Probabilidad de Falla $f(t)$	Función de Tasa de Falla $\lambda(t) = \frac{f(t)}{R(t)}$	Aplicaciones Principales
Normal	Media, μ Desviación estándar, σ	 $R(t) = \frac{1}{\sigma \sqrt{2\pi}} \exp \left[-\frac{(t - \mu)^2}{2\sigma^2} \right]$	 $f(t) = \frac{1}{\sigma \sqrt{2\pi}} \exp \left[-\frac{(t - \mu)^2}{2\sigma^2} \right]$	 $\lambda(t) = \frac{f(t)}{R(t)}$	Distribución de vida de componentes de alto esfuerzo
Exponencial	MTBF, θ $\theta = \lambda^{-1}$	 $R(t) = \exp(-\lambda \cdot t)$	 $f(t) = \lambda \exp(-\lambda \cdot t)$	 $\lambda(t) = \lambda = \theta^{-1}$	Distribución de vida de equipos complejos no reparables. Distribución de vida de algunos componentes en el período de rodaje.
Weibull	Posición, γ Escala, η Forma, β Curvas mostradas para $\gamma=0$	 $R(t) = \exp \left[-\left(\frac{t - \gamma}{\eta} \right)^\beta \right]$	 $f(t) = \frac{\beta}{\eta} \left(\frac{t - \gamma}{\eta} \right)^{\beta-1} \exp \left[-\left(\frac{t - \gamma}{\eta} \right)^\beta \right]$	 $\lambda(t) = \frac{\beta (t - \gamma)^{\beta-1}}{\eta^\beta}$	Resistencia a la corrosión. Distribuciones de vida de muchos componentes básicos, como capacitores, relays, rodamientos de bola y ciertos motores.
Gamma	$SD = \frac{\sigma^2/\beta}{\lambda}$ Cuando σ es un entero $\Gamma(\sigma) = (\sigma - 1)!$	 $R(t) = \frac{\lambda^\sigma}{\Gamma(\sigma)} \int_0^t t^{\sigma-1} \exp(-\lambda t) dt$	 $f(t) = \frac{\lambda^\sigma}{\Gamma(\sigma)} (t)^{\sigma-1} \exp(-\lambda t)$	 $\lambda(t) = \frac{f(t)}{R(t)}$	Distribución de tiempo entre recalibración o mantenimiento de equipos. Tiempo de falla de equipos con componentes en stand-by.

Nota. Distribuciones utilizadas para el análisis CMD. (Mora A. -G., Mantenimiento Vanguardia & Analytics, 2022)

La distribución de Weibull de la mayor aceptación para determinar CMD, su función de tasa de fallas se ajusta a cualquier fase de la curva de la bañera, es la única probabilidad que puede utilizarse para representar Confiabilidad y Mantenibilidad de cualquier tipo de equipo (Galindo Gámez, 2015).

Las ventajas que ofrece la distribución Weibull consisten en que es muy manejable y se acomoda a las tres zonas de la curva de la bañera o de Davies (infancia o rodaje, madurez o vida útil y envejecimiento) (Smith, 2010). Los tres parámetros de ajuste son:

Gamma (γ) parámetro de posición, el más difícil de estimar y por este motivo se asume con demasiada frecuencia que vale cero. Indica el lapso en el cual la probabilidad de falla es nula.

Eta (η) parámetro de escala o característica de vida útil, su valor es determinante para fijar la vida útil del producto o del sistema. Cuanto más alto, las máquinas pueden ser más robustas o de trabajos de mayor duración.

Beta (β) parámetro de forma, refleja la dispersión de los datos y determina la forma que toma la distribución en tres fases. Fase I de mortalidad infantil $\beta < 1$, fase II de vida útil $\beta = 1$ y fase III de envejecimiento $\beta > 1$ (Smith, 2010).

La función de confiabilidad de Weibull está dada por:

Ecuación 11

Función de confiabilidad de Weibull

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta}$$

Donde:

t = Variable de tiempo

γ = Parámetro de posición gamma

η = Parámetro de posición eta

β = Parámetro de posición beta

Modelo universal para pronosticar CMD

El modelo internacional consta de 6 etapas:

Primera etapa datos para la predicción, se realizan los pasos claves para la obtención, tabulación, manipulación y tratamiento de datos para que sean compatibles para los cálculos en el método puntual y de distribuciones.

Segunda etapa selección de disponibilidad, se decide que disponibilidad se va a utilizar de acuerdo con los datos que posea la empresa y las expectativas de que elementos desea controlar.

Tercera etapa de parametrización y alineación de Weibull, grafica o numérica que permite hallar todos los parámetros requeridos para estimar sus componentes.

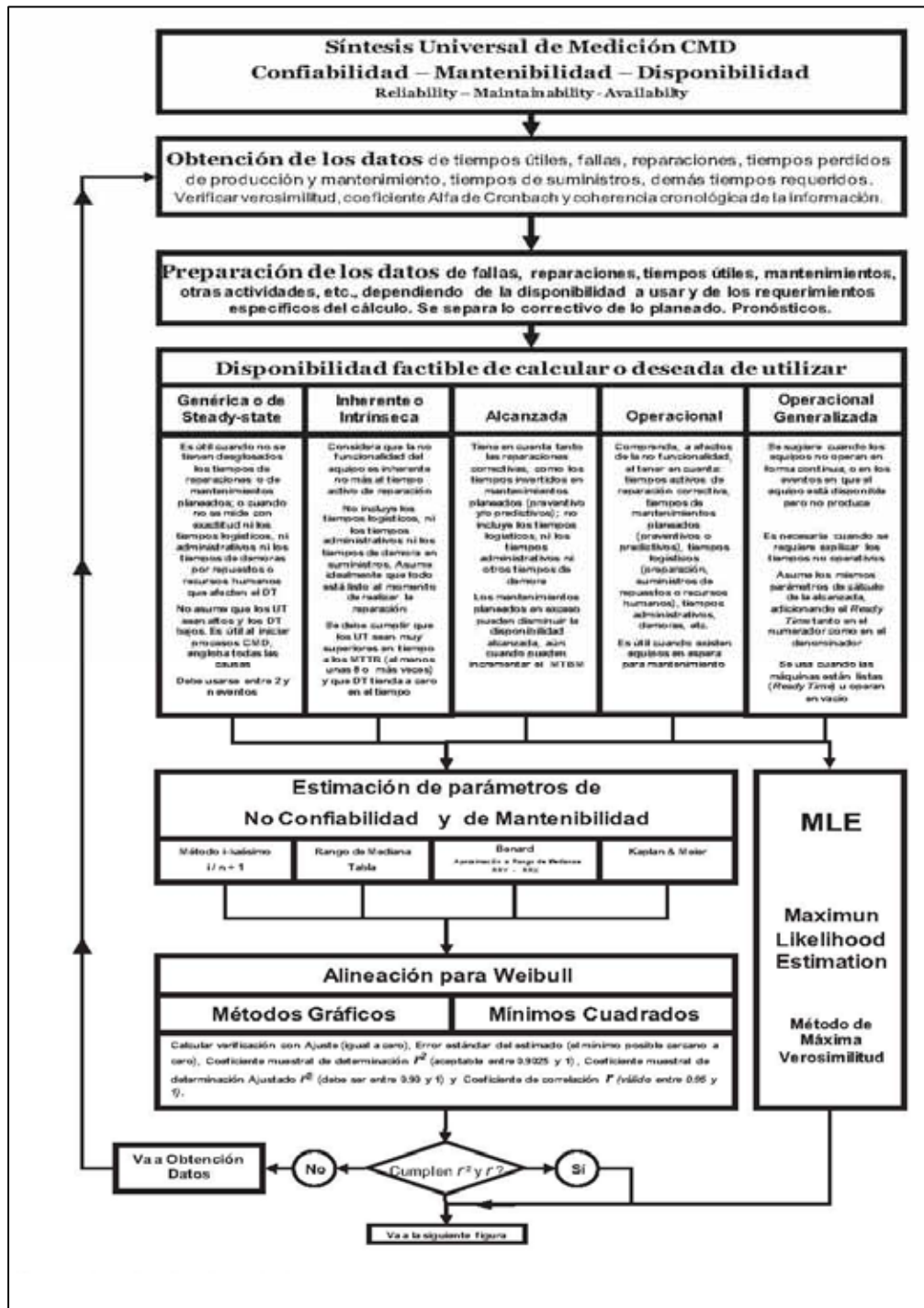
Cuarta etapa validación de ajuste y bondad de Weibull, cálculos y 3 pruebas de bondad de ajuste.

Quinta etapa para parametrizar y alinear, para estimar las bondades de ajuste.

Sexta etapa de cálculos, predicciones y estrategias, se realizan todos los cálculos CMD, con la función que se seleccione y cumpla bien todos los ajustes (Mora A. -G., Mantenimiento PEC, 2017).

Ilustración 7

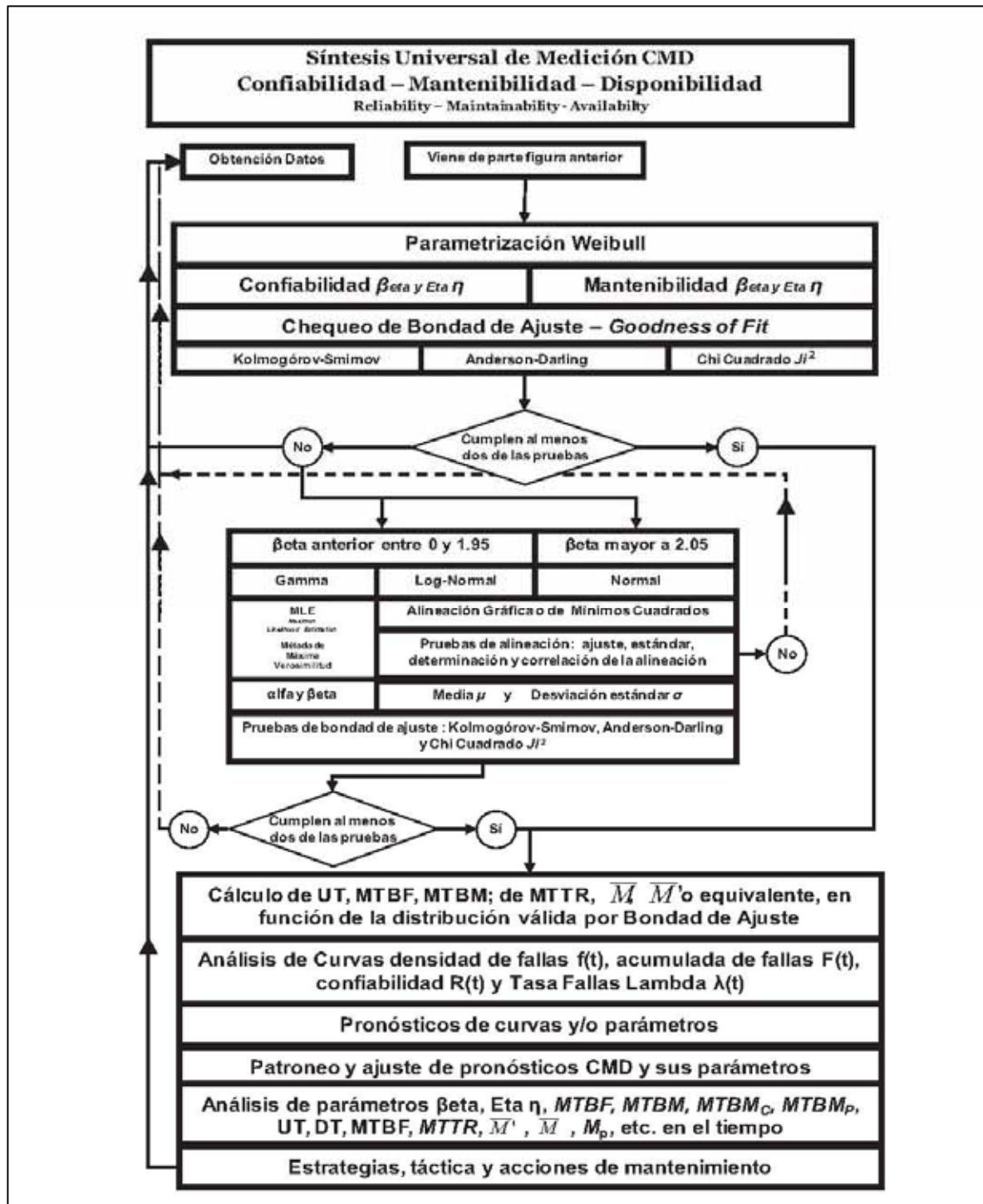
Modelo universal para pronosticar CMD parte 1



Nota. Modelo universal para pronosticar CMD con sus etapas 1, 2 y 3 (Mora A. -G., Mantenimiento PEC, 2017).

Ilustración 8

Modelo universal para pronosticar CMD parte 2



Nota. Modelo universal para pronosticar CMD con sus etapas 4, 5 y 6 (Mora A. -G., Mantenimiento PEC, 2017).

Objetivo específico tres - Medición

Aplicar el método para el cálculo de indicadores de Confiabilidad, mantenibilidad y disponibilidad al Sistema eléctrico de potencia de Centrosur Ecuador, de acuerdo el estándar IEEE 3006-5 y Mantenimiento planeación, ejecución y control Dr. Mora, para una subestación del SEP (Smith, 2010). – Nivel 3 - Aplicar Escala Bloom y Gagné.

Introducción

El objetivo tres Medición es aplicar el modelo de predicción CMD para el Sistema eléctrico de potencia de área de cobertura de una subestación del de Centrosur, donde se utilizará los datos obtenidos del ADMS en un periodo de 4 años 2020 a 2025, se elige el SEP de área de cobertura de la Subestación SE02. Se espera obtener los indicadores de indicadores puntuales de MTBF, MTTR, MTTF, Disponibilidad alcanzada, además de la distribución de confiabilidad y la distribución de mantenibilidad del área de cobertura de la Subestación seleccionada.

Desarrollo**Obtención y preparación de los datos**

La obtención y preparación de los datos tiene como objetivo extraer la data adecuada de múltiples fuentes veraces, que garantice la calidad, cantidad y validez de información suficientemente mínima para tomar decisiones futuras correctas. Es necesaria la preparación exhaustiva de la data, para ello debe limpiar y eliminar los datos que no se requieran, no tener en cuenta las múltiples variables que se encuentran en la data burda Kantiana, para ello debe emplear métodos apropiados Extraer, transformar y cargar (ETL) para dicha limpieza y transformación (Mora A. -G., Mantenimiento Vanguardia & Analytics, 2022).

Centrosur cuenta con la plataforma ADMS que realiza la supervisión y control de las Subestaciones y cada uno de sus alimentadores de media tensión, además de las Líneas de Subtransmisión.

La obtención de la data burda se realiza de la plataforma ADMS, que registra eventos del pasado como; tiempos útiles, tiempos de falla, tiempos de reparación, coordenadas, potencia de energía no suministrada y otros de cada una de las 21 Subestación de Centrosur. Para los informes organizacionales, estos datos permiten calcular los indicadores TTIK (Tiempo Total de Interrupción por kVA) y FMIK (Frecuencia Media de Interrupción por kVA) de acuerdo con el estándar IEEE 1366 Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices, sin embargo, no entregan los parámetros de confiabilidad CMD, parámetros de posición beta β de la curva de Davies, necesarios para determinar las acciones y estrategias de mantenimiento necesarias para mejorar la disponibilidad del SEP (Galindo Gámez, 2015).

Ilustración 9

Data Centrosur ADMS

	A	B	C	D	E	I	J	K	M	O	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y	Z
1	ESTADO	Zona	Mis	Alim	Kvanz	Fecha Desconexión	Fecha Conexión	Wda KVA	Origen	Tiempo en Horas	Descripción de la Causa	Origen	Causa	Dirección	Coordenada X	Coordenada Y	E.PUL	E.PULX	FMIK	FMIKZ
460038	Sin_Recolección	Z9	jun-25	2223	6086	23/6/2025 1:21	23/6/2025 4:51	1251	Ramal	3,50044	Lluvia	IntNoPrg	Climaticas	Climaticas\	832975	9662766	1250,5	4377,3	0,00131	0,01353
460039	Sin_Recolección	Z9	jun-25	2223	6086	23/6/2025 4:53	23/6/2025 4:58	707,5	Ramal	0,0862	Lluvia	IntNoPrg	Climaticas	Climaticas\	863658	9681123	707,5	60,3859	0,00074	0,00765
460040	Sin_Recolección	Z9	jun-25	2223	6086	23/6/2025 5:11	23/6/2025 6:18	862,5	Ramal	1,10755	Lluvia	IntNoPrg	Climaticas	Climaticas\	855726	9670401	862,5	955,26	0,0009	0,00933
460041	Sin_Recolección	Z9	jun-25	2223	6086	23/6/2025 6:18	23/6/2025 7:53	862,5	Ramal	1,57723	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	IntNoPrg	Red Medio	Red Medio	864287	9676485	862,5	1360,36	0,0009	0,00933
460042	Sin_Recolección	Z1	jun-25	5011	4150,5	16/6/2025 6:07	16/6/2025 14:00	30	Ramal	7,88333	Protección, medición, supervisión y control	IntNoPrg	Red Medio	Red Medio	680386	9736315	30	236,5	3,1E-05	0,00011
460043	Sin_Recolección	Z1	jun-25	5011	4150,5	17/6/2025 13:41	17/6/2025 15:45	40	Ramal	2,06667	Protección, medición, supervisión y control	IntNoPrg	Red Medio	Red Medio	681444	9736781	40	82,6667	4,2E-05	0,00015
460044	Sin_Recolección	Z1	jun-25	5011	4150,5	25/6/2025 10:41	25/6/2025 16:42	30	Ramal	6,01667	Protección, medición, supervisión y control	IntNoPrg	Red Medio	Red Medio	675441	9736798	30	180,5	3,1E-05	0,00011
460045	Sin_Recolección	Z1	jun-25	5011	4150,5	28/6/2025 8:03	28/6/2025 10:20	30	Ramal	2,18333	Protección, medición, supervisión y control	IntNoPrg	Red Medio	Red Medio	677701	9738734	30	65,5	3,1E-05	0,00011
460046	Sin_Recolección	Z1	jun-25	5012	15497,5	10/6/2025 10:18	10/6/2025 10:24	14640	Ramal	0,102	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	IntNoPrg	Red Medio	Red Medio	683176	9733125	14640	1493,27	0,0153	0,05309
460047	Sin_Recolección	Z1	jun-25	5012	15497,5	23/6/2025 14:06	23/6/2025 15:47	1733	Ramal	1,68603	Aves	IntNoPrg	Ambientale	Ambientale	685147	9731118	1732,5	2921,05	0,00181	0,00628
460048	Sin_Recolección	Z1	jun-25	5012	15497,5	23/6/2025 15:03	23/6/2025 16:22	802,5	Ramal	1,21343	Programadas por mejoras o remodelaciones de las	IntPrg	Ampliacion	Ampliacion	686310	9729830	802,5	973,778	0,00084	0,00291
460049	Sin_Recolección	Z1	jun-25	5012	15497,5	3/6/2025 11:06	3/6/2025 11:50	715	Ramal	0,73333	Aves	IntNoPrg	Ambientale	Ambientale	683707	9732492	715	524,333	0,00075	0,00253
460050	Sin_Recolección	Z1	jun-25	5012	15497,5	28/6/2025 16:11	28/6/2025 21:17	100	Ramal	5,1	Protección, medición, supervisión y control	IntNoPrg	Red Medio	Red Medio	683397	9733053	100	510	0,0001	0,00036
460051	Sin_Recolección	Z1	jun-25	5013	18057,5	17/6/2025 10:18	17/6/2025 10:53	0	Ramal	0	FUERZA MAYOR O CASO FORTUITO\FUERZA	Externo	Terceros	Terceros\F	685087	9731123	0	0	0	0
460052	Sin_Recolección	Z1	jun-25	5013	18057,5	17/6/2025 10:18	17/6/2025 11:30	0	Ramal	0	FUERZA MAYOR O CASO FORTUITO\FUERZA	Externo	Terceros	Terceros\F	685087	9731123	0	0	0	0
460053	Sin_Recolección	Z1	jun-25	5013	18057,5	30/6/2025 10:00	30/6/2025 11:47	87,5	Ramal	1,73458	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	IntNoPrg	Red Medio	Red Medio	684333	9731285	87,5	157,026	3,1E-05	0,00032
460054	Sin_Recolección	Z1	jun-25	5014	7175	2/6/2025 11:38	2/6/2025 13:48	125	Ramal	2,16359	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	IntNoPrg	Red Medio	Red Medio	680481	9729026	125	271,198	0,00013	0,00045
460055	Sin_Recolección	Z1	jun-25	5014	7175	4/6/2025 7:26	4/6/2025 12:08	220	Ramal	4,71248	Protección, medición, supervisión y control	IntNoPrg	Red Medio	Red Medio	678325	9728464	220	1036,75	0,00023	0,0008
460056	Sin_Recolección	Z1	jun-25	5014	7175	13/6/2025 3:36	13/6/2025 13:03	2203	Ramal	3,55544	Programadas para mantenimiento correctivo	IntPrg	Mantenimie	Mantenimie	677863	9728194	2202,5	7830,85	0,00023	0,00793
460057	Sin_Recolección	Z1	jun-25	5014	7175	13/6/2025 12:42	13/6/2025 13:03	3120	Ramal	0,45335	Programadas para mantenimiento correctivo	IntPrg	Mantenimie	Mantenimie	677863	9728194	3120	1433,16	0,00326	0,01131
460058	Sin_Recolección	Z1	jun-25	5014	7175	13/6/2025 10:27	13/6/2025 11:21	3135	Ramal	0,83542	Interferencia accidental (contactos, daños) por perso	IntNoPrg	Red Medio	Red Medio	680982	9723075	3135	2807,13	0,00328	0,01137
460059	Sin_Recolección	Z1	jun-25	5014	7175	25/6/2025 10:33	25/6/2025 14:34	35	Ramal	3,91667	Protección, medición, supervisión y control	IntNoPrg	Red Medio	Red Medio	680030	9730333	35	137,083	3,7E-05	0,00013
460060	Sin_Recolección	Z1	jun-25	5014	7175	30/6/2025 3:37	30/6/2025 12:59	0	Ramal	0	FUERZA MAYOR O CASO FORTUITO\FUERZA	Externo	Terceros	Terceros\F	670438	9724746	0	0	0	0
460061	Sin_Recolección	Z1	jun-25	5015	8078	20/6/2025 3:50	20/6/2025 14:17	80	Ramal	0	FUERZA MAYOR O CASO FORTUITO\FUERZA	Externo	Terceros	Terceros\F	686068	9723335	0	0	0	0
460062	Sin_Recolección	Z1	jun-25	5015	8078	20/6/2025 14:54	20/6/2025 16:30	75	Ramal	1,6	Protección, medición, supervisión y control	IntNoPrg	Red Medio	Red Medio	685575	9723108	75	120	7,8E-05	0,00027
460063	Sin_Recolección	Z1	jun-25	5016	12262,5	3/6/2025 8:20	3/6/2025 10:16	80	Ramal	1,33333	Protección, medición, supervisión y control	IntNoPrg	Red Medio	Red Medio	688827	9723131	80	154,667	8,4E-05	0,00029
460064	Sin_Recolección	Z1	jun-25	5016	12262,5	15/6/2025 7:46	15/6/2025 9:35	165	Ramal	1,81667	Protección, medición, supervisión y control	IntNoPrg	Red Medio	Red Medio	688527	9723250	165	293,75	0,00017	0,0006

Nota. Data burda obtenida de la plataforma ADMS de Centrosur (Propio).

La extracción y transformación de la data se inicia agrupando y considerando exclusivamente los eventos de la Subestación SE02 con sus posiciones de alimentadores 201, 202, 203, 204, 205; y sus eventos secuenciales por año y meses desde el 2020 a 2025.

El categorizar los eventos por mantenimientos correctivos y preventivos para definir los cuatro parámetros CMD de disponibilidad alcanzada: TBMC, TTR, TBMP y MP, permite encontrar los tiempos reales reportados por cada uno de los meses del periodo enero 2020 a mayo 2025.

La data de la Subestación SE02 tiene algunos meses sin eventos, para completar la data en los meses faltantes se registran los mismos valores del mes anterior.

El estandarizar la data, se consigue registrando los cuatro parámetros $MTBM_C$, $MTTR$, $MTBM_P$ y M_P de disponibilidad alcanzada en el formato excel CMD preelaborado de la Metodología Analítica del Dr. Alberto Mora (Mora A. -G., Mantenimiento PEC, 2017).

Ilustración 10

Extracción y transformación de data CMD alcanzada, MTBFMc Subestación SE02

Dato de			TIEMPOS ÚTILES				
MTBFMc			Se debe completar al menos 48 meses				
Valor horas promedio			Se debe completar al menos 48 meses				
Año 3 Mes 10	46	695,17	Año 2 Mes 11	17 - jueves - noviembre - 2022 a las 18:12 Horas (militar)	29 - jueves - diciembre - 2022 a las 10:57 Horas (militar)	1000,75	UT 46
Año 3 Mes 11	47	695,17	Año 2 Mes 12	29 - jueves - diciembre - 2022 a las 12:03 Horas (militar)	03 - viernes - marzo - 2023 a las 13:19 Horas (militar)	1537,26	UT 47
Año 3 Mes 12	48	256,93	Año 3 Mes 1			0,00	UT 48
Año 4 Mes 1	49	2622,86	Año 3 Mes 2			0,00	UT 49
Año 4 Mes 2	50	2622,86	Año 3 Mes 3	03 - viernes - marzo - 2023 a las 13:24 Horas (militar)	03 - viernes - marzo - 2023 a las 22:09 Horas (militar)	8,75	UT 50
Año 4 Mes 3	51	2622,86	Año 3 Mes 4	03 - viernes - marzo - 2023 a las 23:07 Horas (militar)	07 - lunes - agosto - 2023 a las 13:35 Horas (militar)	3758,47	UT 51
Año 4 Mes 4	52	2622,86	Año 3 Mes 5			0,00	UT 52
Año 4 Mes 5	53	1250,69	Año 3 Mes 6			0,00	UT 53
Año 4 Mes 6	54	529,34	Año 3 Mes 7			0,00	UT 54
Año 4 Mes 7	55	529,34	Año 3 Mes 8	11 - viernes - agosto - 2023 a las 07:08 Horas (militar)	11 - viernes - agosto - 2023 a las 07:29 Horas (militar)	0,35	UT 55
Año 4 Mes 8	56	529,34	Año 3 Mes 9	11 - viernes - agosto - 2023 a las 07:39 Horas (militar)	08 - viernes - septiembre - 2023 a las 10:26 Horas (militar)	674,78	UT 56
Año 4 Mes 9	57	529,34	Año 3 Mes 10	08 - viernes - septiembre - 2023 a las 11:25 Horas (militar)	09 - lunes - octubre - 2023 a las 10:34 Horas (militar)	743,15	UT 57
Año 4 Mes 10	58	986,55	Año 3 Mes 11	09 - lunes - octubre - 2023 a las 12:16 Horas (militar)	18 - miércoles - octubre - 2023 a las 10:38 Horas (militar)	214,37	UT 58
Año 4 Mes 11	59	986,55	Año 3 Mes 12	18 - miércoles - octubre - 2023 a las 11:25 Horas (militar)	06 - miércoles - diciembre - 2023 a las 11:23 Horas (militar)	1175,97	UT 59
Año 4 Mes 12	60	986,55				0,00	UT 60
Año 5 Mes 1	61	986,55				52,13	UT 61
Año 5 Mes 2	62	582,55				324,37	UT 62
Año 5 Mes 3	63	1707,94				223,53	UT 63
Año 5 Mes 4	64	1707,94				427,71	UT 64

Nota. Data MTBFMc extraída y transformada en formato excel CMD Metodología analítica Dr. Alberto Mora (Propio).

Ilustración 11

Extracción y transformación de data CMD alcanzada, MTTR Subestación SE02

Datos para Mantenimiento No Planeado									
TIEMPOS DE NO FUNCIONALIDAD									
Dato de	MTTR	Valor horas promedio mes NETO	TIPO ADT o LDT o TTR	Fecha y Hora de Inicio	Fecha y Hora de Finalización del Correctivo o Modificación	TIEMPOS DE NO FUNCIONALIDAD CONDUCTENTES A CORRECTIVO Y/O	Se deben completar al menos 40 horas		
Año 3 Mes 9	45	0,98	TTR	04 - viernes - noviembre - 2022 a las 05:27 Horas (militar)	04 - viernes - noviembre - 2022 a las 09:43 Horas (militar)	4,27	TTR21	Año 2 Mes 11	
Año 3 Mes 10	46	1,24	TTR	17 - jueves - noviembre - 2022 a las 16:10 Horas (militar)	17 - jueves - noviembre - 2022 a las 18:12 Horas (militar)	2,03	TTR24	Año 2 Mes 12	
Año 3 Mes 11	47	1,24	TTR	29 - jueves - diciembre - 2022 a las 10:57 Horas (militar)	29 - jueves - diciembre - 2022 a las 12:03 Horas (militar)	1,11	TTR25	Año 3 Mes 1	
Año 3 Mes 12	48	5,17				0,00		Año 3 Mes 1	
Año 4 Mes 1	49	5,22				0,00		Año 3 Mes 2	
Año 4 Mes 2	50	5,22	TTR	03 - viernes - marzo - 2023 a las 13:19 Horas (militar)	03 - viernes - marzo - 2023 a las 13:24 Horas (militar)	0,05	TTR26	Año 3 Mes 3	
Año 4 Mes 3	51	5,22	TTR	03 - viernes - marzo - 2023 a las 22:09 Horas (militar)	03 - viernes - marzo - 2023 a las 23:07 Horas (militar)	0,97	TTR27	Año 3 Mes 4	
Año 4 Mes 4	52	5,22				0,00		Año 3 Mes 5	
Año 4 Mes 5	53	2,88				0,00		Año 3 Mes 6	
Año 4 Mes 6	54	0,93				0,00		Año 3 Mes 7	
Año 4 Mes 7	55	0,93				0,00		Año 3 Mes 8	
Año 4 Mes 8	56	0,93	TTR	07 - lunes - agosto - 2023 a las 13:35 Horas (militar)	11 - viernes - agosto - 2023 a las 07:08 Horas (militar)	39,56	TTR28	Año 3 Mes 9	
Año 4 Mes 9	57	0,93	TTR	11 - viernes - agosto - 2023 a las 07:29 Horas (militar)	11 - viernes - agosto - 2023 a las 07:39 Horas (militar)	0,16	TTR29	Año 3 Mes 10	
Año 4 Mes 10	58	1,74	TTR	08 - viernes - septiembre - 2023 a las 10:26 Horas (militar)	08 - viernes - septiembre - 2023 a las 11:25 Horas (militar)	0,99	TTR30	Año 3 Mes 11	
Año 4 Mes 11	59	1,74	TTR	03 - lunes - octubre - 2023 a las 10:34 Horas (militar)	03 - lunes - octubre - 2023 a las 12:16 Horas (militar)	1,79	TTR31	Año 3 Mes 12	
Año 4 Mes 12	60	1,74	TTR	18 - miércoles - octubre - 2023 a las 10:38 Horas (militar)	18 - miércoles - octubre - 2023 a las 11:25 Horas (militar)	0,79	TTR32	Año 4 Mes 1	
Año 5 Mes 1	61	1,74				0,00			
Año 5 Mes 2	62	0,43	TTR	06 - miércoles - diciembre - 2023 a las 11:23 Horas (militar)	06 - miércoles - diciembre - 2023 a las 13:36 Horas (militar)	2,22	TTR33		
Año 5 Mes 3	63	0,10	TTR	08 - viernes - diciembre - 2023 a las 17:44 Horas (militar)	08 - viernes - diciembre - 2023 a las 21:04 Horas (militar)	3,24	TTR34		
Año 5 Mes 4	64	0,10	TTR	22 - viernes - diciembre - 2023 a las 09:26 Horas (militar)	22 - viernes - diciembre - 2023 a las 10:44 Horas (militar)	1,30	TTR35		
Año 5 Mes 5	65	0,15	TTR	31 - domingo - diciembre - 2023 a las 18:16 Horas (militar)	01 - lunes - enero - 2024 a las 08:05 Horas (militar)	13,62	TTR36		
	MTTR	2.03	Año 4 Mes 1	TTR		5,22	TTR37		

Nota. Data MTTR extraída y transformada en formato excel CMD para Metodología analítica Dr. Alberto Mora (Propio).

Ilustración 12

Extracción y transformación de data CMD alcanzada, MTBFMp Subestación SE02

Datos para Mantenimiento Planeado									
TIEMPOS ÚTILES									
Dato de	MTBMP	Valor horas promedio mes		Fecha y Hora de Inicio	Fecha y Hora de Finalización del Tiempo útil	TIEMPOS ÚTILES NETO (Horas Decimales)		Se deben completar al menos 48 meses	
Año 4 Mes 4	52	8448,79	Año 3 Mes 12			0,00	UT ₅₂	Año 3 Mes 12	
Año 4 Mes 5	53	8448,79	Año 4 Mes 1			0,00	UT ₅₃	Año 4 Mes 1	
Año 4 Mes 6	54	8448,79	Año 4 Mes 2			0,00	UT ₅₄	Año 4 Mes 2	
Año 4 Mes 7	55	60,51	Año 4 Mes 3			0,00	UT ₅₅	Año 4 Mes 3	
Año 4 Mes 8	56	1456,41	Año 4 Mes 4			0,00	UT ₅₆	Año 4 Mes 4	
Año 4 Mes 9	57	1456,41	Año 4 Mes 5			0,00	UT ₅₇	Año 4 Mes 5	
Año 4 Mes 10	58	1456,41	Año 4 Mes 6			0,00	UT ₅₈	Año 4 Mes 6	
Año 4 Mes 11	59	1456,41	Año 4 Mes 7	31 - miércoles - julio - 2024 a las 20:31 Horas (militar)	03 - sábado - agosto - 2024 a las 09:01 Horas (militar)	60,51	UT ₅₉	Año 4 Mes 7	
Año 4 Mes 12	60	1006,40	Año 4 Mes 8	03 - sábado - agosto - 2024 a las 18:30 Horas (militar)	16 - viernes - agosto - 2024 a las 09:25 Horas (militar)	302,92	UT ₆₀	Año 4 Mes 8	
Año 5 Mes 1	61	1885,15		16 - viernes - agosto - 2024 a las 15:16 Horas (militar)	03 - martes - diciembre - 2024 a las 09:10 Horas (militar)	2609,90	UT ₆₁		
Año 5 Mes 2	62	1885,15	Año 4 Mes 9			0,00	UT ₆₂	Año 4 Mes 9	
Año 5 Mes 3	63	1885,15	Año 4 Mes 10			0,00	UT ₆₃	Año 4 Mes 10	
Año 5 Mes 4	64	418,03	Año 4 Mes 11			0,00	UT ₆₄	Año 4 Mes 11	
Año 5 Mes 5	65	2,09	Año 4 Mes 12	03 - martes - diciembre - 2024 a las 11:58 Horas (militar)	14 - martes - enero - 2025 a las 10:22 Horas (militar)	1006,40	UT ₆₅	Año 4 Mes 12	

< > ...

Datos para MTTR

Mapa Planeado

Datos para MTBMP

Datos pa...

...

+

...

◀

Nota. Data MTBFMp extraída y transformada en formato excel CMD para Metodología analítica Dr. Alberto Mora (Propio).

Ilustración 13

Extracción y transformación de data CMD alcanzada, Mp Subestación SE02

Datos para Mantenimientos Planeado Predictivo o Preventivo									
TIEMPOS DE NO FUNCIONALIDAD									
Dato de	Mp	Valor horas promedio mes NETC	TIPO ADT o LDT o Predictivo o Preventivo	Fecha y Hora de Inicio	Fecha y Hora de Finalización del Correo en Modificación	TIEMPOS DE NO FUNCIONALIDAD CONDUCTENTES A CORRECTIVO		Se deben completar al menos 48 meses	
Año 3 Mes 10	46	3,17	Año 3 Mes 6			0,86	MP 1	Año 3 Mes 6	
Año 3 Mes 11	47	3,17	Año 3 Mes 7	Preventivo	28 - miércoles - junio - 2023 a las 12:41 Horas (militar)	28 - miércoles - junio - 2023 a las 13:32 Horas (militar)	0,00		Año 3 Mes 7
Año 3 Mes 12	48	3,17	Año 3 Mes 8	Preventivo			3,17	MP 1	Año 3 Mes 8
Año 4 Mes 1	49	3,17	Año 3 Mes 9	Preventivo	14 - lunes - agosto - 2023 a las 09:09 Horas (militar)	14 - lunes - agosto - 2023 a las 12:20 Horas (militar)	0,00		Año 3 Mes 9
Año 4 Mes 2	50	3,17	Año 3 Mes 10	Preventivo			0,00		Año 3 Mes 10
Año 4 Mes 3	51	3,17	Año 3 Mes 11	Preventivo			0,00		Año 3 Mes 11
Año 4 Mes 4	52	3,17	Año 3 Mes 12	Preventivo			0,00		Año 3 Mes 12
Año 4 Mes 5	53	3,17	Año 4 Mes 1	Preventivo			0,00		Año 4 Mes 1
Año 4 Mes 6	54	3,17	Año 4 Mes 2	Preventivo			0,00		Año 4 Mes 2
Año 4 Mes 7	55	7,39	Año 4 Mes 3	Preventivo			0,00		Año 4 Mes 3
Año 4 Mes 8	56	7,67	Año 4 Mes 4	Preventivo			0,00		Año 4 Mes 4
Año 4 Mes 9	57	7,67	Año 4 Mes 5	Preventivo			0,00		Año 4 Mes 5
Año 4 Mes 10	58	7,67	Año 4 Mes 6	Preventivo			0,00		Año 4 Mes 6
Año 4 Mes 11	59	7,67	Año 4 Mes 7	Preventivo	31 - miércoles - julio - 2024 a las 13:07 Horas (militar)	31 - miércoles - julio - 2024 a las 20:31 Horas (militar)	7,39	MP 1	Año 4 Mes 7
Año 4 Mes 12	60	2,79	Año 4 Mes 8	Preventivo	03 - sábado - agosto - 2024 a las 09:01 Horas (militar)	03 - sábado - agosto - 2024 a las 18:30 Horas (militar)	3,43	MP 1	Año 4 Mes 8
Año 5 Mes 1	61	6,19		Preventivo	16 - viernes - agosto - 2024 a las 09:25 Horas (militar)	16 - viernes - agosto - 2024 a las 15:16 Horas (militar)	5,85		
Año 5 Mes 2	62	6,19	Año 4 Mes 9	Preventivo			0,00		Año 4 Mes 9
Año 5 Mes 3	63	6,19	Año 4 Mes 10	Preventivo			0,00		Año 4 Mes 10
Año 5 Mes 4	64	1,97	Año 4 Mes 11	Preventivo			0,00		Año 4 Mes 11
Año 5 Mes 5	65	0,10	Año 4 Mes 12	Preventivo	03 - martes - diciembre - 2024 a las 03:10 Horas (militar)	03 - martes - diciembre - 2024 a las 11:58 Horas (militar)	2,79	MP 1	Año 4 Mes 12
< > ... Mapa Planeado Datos para MTBMP Datos para MP Disponibilidad ... + : ◀ ▶									

Nota. Data Mp extraída y transformada en formato excel CMD para Metodología analítica Dr. Alberto Mora (Propio).

Cálculo de indicadores CMD puntuales de la Subestación SE02

La Data extraída y transformada en formato excel CMD de los 64 parámetros mensuales MTBMC, MTTR, MTBMP y MP se utiliza para el cálculo puntual de la disponibilidad alcanzada A_A .

Ilustración 14

Data de 64 parámetros mensuales MTBMC, MTTR, MTBMP y MP

Dato Número	Tiempos de Confiabilidad Tomados MTBMC	Tiempos de Mantenibilidad Tomados MTTR	Tiempos de Confiabilidad Tomados MTBMP	Tiempos de Mantenibilidad Tomados MP
38	1537,26	1,11	16747,17	3,24
39	1883,61	0,52	16747,17	3,24
40	1883,61	0,52	736,81	1,21
41	1883,61	0,52	357,60	2,36
42	1883,61	0,52	660,29	1,03
43	1883,61	0,52	660,29	1,03
44	337,56	44,86	8448,79	3,17
45	743,15	0,38	8448,79	3,17
46	635,17	1,24	8448,79	3,17
47	635,17	1,24	8448,79	3,17
48	256,93	5,17	8448,79	3,17
49	2622,86	5,22	8448,79	3,17
50	2622,86	5,22	8448,79	3,17
51	2622,86	5,22	8448,79	3,17
52	2622,86	5,22	8448,79	3,17
53	1250,63	2,88	8448,79	3,17
54	529,34	0,33	8448,79	3,17
55	529,34	0,33	60,51	7,39
56	529,34	0,33	1456,41	7,67
57	529,34	0,33	1456,41	7,67
58	386,55	1,74	1456,41	7,67
59	386,55	1,74	1456,41	7,67
60	386,55	1,74	1006,40	2,79
61	386,55	1,74	1885,15	6,19
62	582,55	0,43	1885,15	6,19
63	1707,34	0,10	1885,15	6,19
64	1707,34	0,10	418,03	1,97
	1981,55	2,06	8504,81	5,57

Nota. Data mensual de MTBMC, MTTR, MTBMP y MP Metodología analítica Dr. Alberto Mora (Propio).

Con el uso de la ecuación 6 de la página 38 se obtiene la disponibilidad alcanzada:

Ecuación 12

Disponibilidad alcanzada Subestación SE02 2025

$$A_A = \frac{MTBM}{MTBM + \bar{M}} = \frac{\frac{1}{\frac{1}{MTBMC} + \frac{1}{MTBMP}}}{\frac{1}{\frac{1}{MTBMC} + \frac{1}{MTBMP}} + \frac{\frac{MTTR}{MTBMC} + \frac{MP}{MTBMP}}{\frac{1}{MTBMC} + \frac{1}{MTBMP}}} = 0,99831$$

Donde:

M_P = Tiempo medio de mantenimiento planeado = 5,57 h

MTTR = Tiempo medio de reparación = 2,06 h

MTBMC = Tiempo medio útil entre mantenimientos no planeados = 1981,55 h

MTBMP = Tiempo medio útil entre mantenimientos planeados = 8504,81 h

Cálculo de indicadores CMD modelo distribuciones de la Subestación SE02

Es necesaria la selección de las mejores distribuciones, con el fin de parametrizar y construir los modelos de predicción de los valores y funciones CMD, para pronosticar el comportamiento futuro del mantenimiento y de la operación de las máquinas, las líneas de producción o las fábricas donde aplique la medición, de tal forma que se puedan establecer las mejores estrategias, tácticas y operaciones de mantenimiento (Mora A. -G., Mantenimiento PEC, 2017).

El uso de la distribución de Weibull tiene la ventaja que se acomoda a las tres zonas de la curva de la bañera de Davies, de acuerdo con lo mostrado en la ilustración 2 Curva de la bañera o de Davies (Smith, 2010).

La Data extraída, transformada y estandarizada en formato excel CMD de los 64 parámetros mensuales $MTBM_C$, $MTTR$, $MTBM_P$ y M_P se utiliza se usan en la determinación de la distribución de probabilidad que mejor se ajusta. La data de la Subestación SE02 tiene algunos meses sin eventos, se utiliza el criterio de conservación de tendencia para completar la data en los meses faltantes, se registran los mismos valores del mes anterior para mantener la continuidad de la serie.

Modelo de distribución para la confiabilidad no planeada

El modelo de distribución para la confiabilidad utiliza los valores mensuales de tiempos medios entre fallas MTBF de acuerdo con la formula:

Ecuación 13

Tiempo medio entre fallas MTBF

$$MTBF = MTTF + MTTR$$

Donde:

MTTF = Tiempo medio hasta el fallo

MTTR = Tiempo medio de reparación

La data de MTBF en orden ascendente de menor a mayor es usada para calcular sus parámetros de escala de Eta (η) y parámetro de forma Beta (β) de su distribución de Weibull.

Ilustración 15

Parámetros η y β de distribución de confiabilidad Subestación SE02

i	MTBF ORDENADO	RM-((i-0,3)/(n+0,4))	X-LN(MTBF)	Y-LN(-LN(1-RM))	Beta-pendien te de x, y	Eta-Intersecc ión x, y
1	258,17	0,0110	5,5536	-4,5006	1,3808	2124,5468
34	1538,27	0,5315	7,3385	-0,2767		
35	1538,27	0,5473	7,3385	-0,2325		
36	1540,41	0,5631	7,3398	-0,1887		
37	1708,03	0,5789	7,4431	-0,1453		
38	1708,26	0,5946	7,4433	-0,1021		
39	1884,13	0,6104	7,5412	-0,0590		
40	1884,13	0,6262	7,5412	-0,0161		
41	1884,13	0,6420	7,5412	0,0267		
42	1884,13	0,6577	7,5412	0,0697		
43	1884,71	0,6735	7,5415	0,1127		
44	2126,01	0,6893	7,6620	0,1560		
45	2127,16	0,7050	7,6625	0,1996		
46	2127,16	0,7208	7,6625	0,2437		
47	2628,02	0,7366	7,8740	0,2882		
48	2628,07	0,7524	7,8740	0,3325		
49	2628,07	0,7681	7,8740	0,3795		
50	2628,07	0,7839	7,8740	0,4266		
51	3650,21	0,7997	8,2025	0,4749		
52	3650,21	0,8155	8,2025	0,5247		
53	3650,21	0,8312	8,2025	0,5762		
54	3650,21	0,8470	8,2025	0,6299		
55	3650,67	0,8628	8,2027	0,6862		
56	5902,59	0,8785	8,6831	0,7459		
57	5902,59	0,8943	8,6831	0,8098		
58	5902,59	0,9101	8,6831	0,8792		
59	5902,59	0,9259	8,6831	0,9562		
60	5902,59	0,9416	8,6831	1,0442		
61	5902,59	0,9574	8,6831	1,1494		
62	5902,59	0,9732	8,6831	1,2862		
63	5905,32	0,9890	8,6836	1,5054		

Nota. Parámetro Beta y Eta de distribución de confiabilidad Subestación SE02 de acuerdo con la distribución de Weibull D. Smith (Propio).

La confiabilidad o la probabilidad que la Subestación SE02 realice las funciones requeridas en condiciones determinadas durante un período de tiempo t determinado esta dado por:

Ecuación 14

Formula de Confiabilidad de la Subestación SE02

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t}{\eta}\right)^{\beta}} = e^{-\left(\frac{t}{2124,5468}\right)^{1,3808}}$$

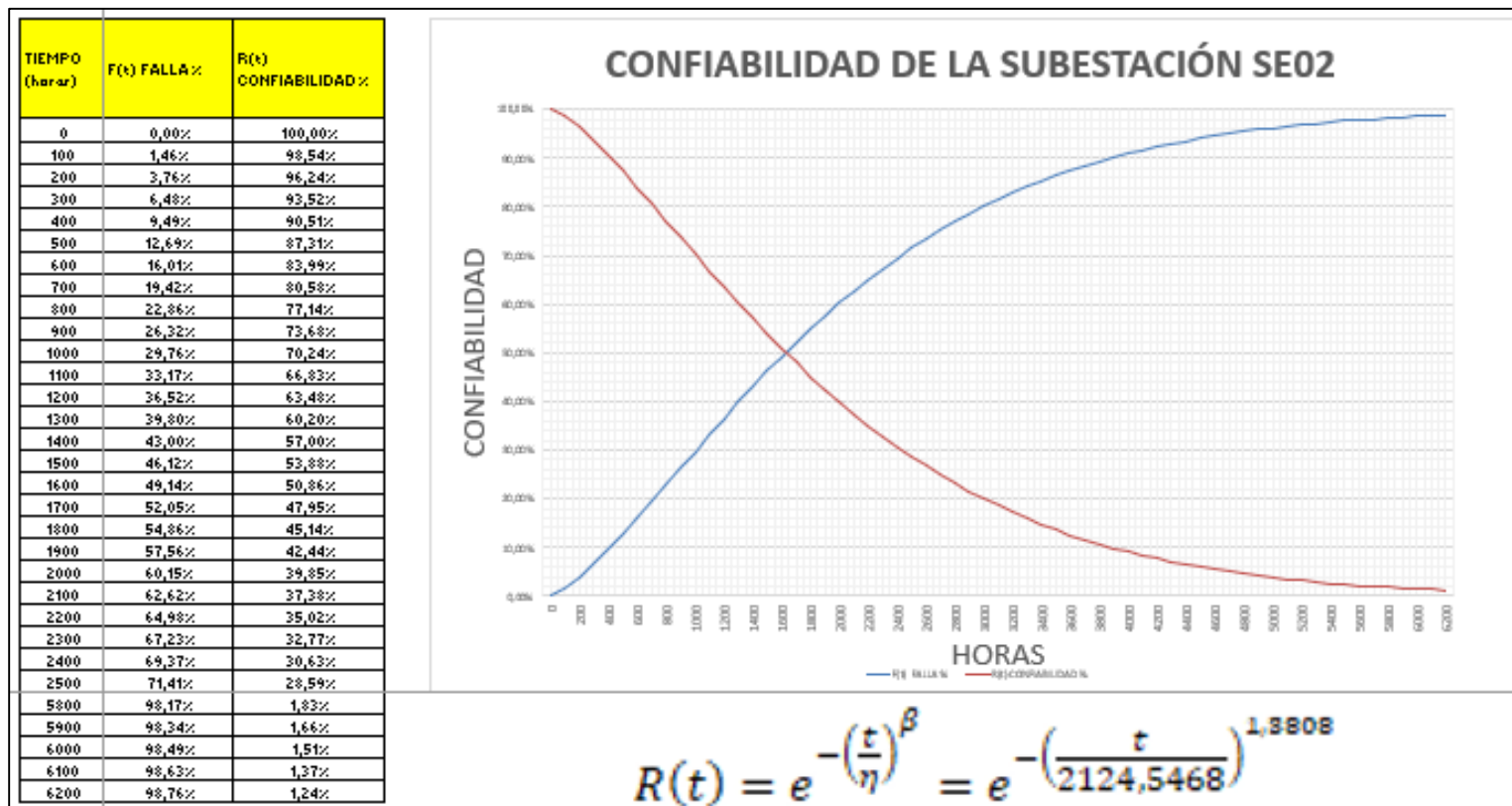
Donde:

β = parámetro de forma Beta = 1,3808

η = parámetros de escala de Eta = 2124,5468

Ilustración 16

Distribución de confiabilidad de la Subestación SE02



Nota. Distribución de confiabilidad de la Subestación SE02 de acuerdo con la distribución de Weibull D. Smith (Propio).

Modelo de distribución para la mantenibilidad no planeada

El modelo de distribución para la mantenibilidad utiliza los valores mensuales de tiempos medios de reparación MTTR en orden ascendente de menor a mayor es usada para calcular sus parámetros de escala de Eta (η) y parámetro de forma Beta (β) de su distribución de Weibull.

Ilustración 17

Parámetros η y β de distribución de mantenibilidad Subestación SE02

i	MTTR ORDENADO	RM-((i- 0,3)/(n+0,4))	%-Ln(MTTR)	Y-LN(-LN(1- RM))	Beta-pendiente α, γ	Eta-Intersección α, γ
1	0,07	0,0109	-2,7249	-4,5163	0,8357	1,3974
2	0,07	0,0264	-2,7249	-3,6211		
3	0,07	0,0419	-2,5903	-3,1505		
4	0,07	0,0575	-2,5903	-2,8273		
5	0,07	0,0730	-2,5903	-2,5799		
6	0,07	0,0885	-2,5903	-2,3787		
7	0,07	0,1040	-2,5903	-2,2086		
8	0,10	0,1196	-2,3468	-2,0609		
9	0,10	0,1351	-2,3468	-1,9301		
10	0,14	0,1506	-1,9851	-1,8125		
11	0,14	0,1661	-1,9851	-1,7054		
12	0,16	0,1817	-1,8581	-1,6070		
13	0,16	0,1972	-1,8581	-1,5157		
14	0,16	0,2127	-1,8581	-1,4305		
15	0,16	0,2283	-1,8581	-1,3505		
16	0,43	0,2438	-0,8526	-1,2750		
17	0,52	0,2593	-0,6465	-1,2034		
18	0,52	0,2748	-0,6465	-1,1352		
53	2,38	0,8183	1,0573	0,5339	0,8357	1,3974
54	3,15	0,8339	1,1466	0,5849		
55	3,27	0,8494	1,1838	0,6382		
56	4,22	0,8649	1,4404	0,6940		
57	4,22	0,8804	1,4404	0,7533		
58	4,22	0,8960	1,4404	0,8167		
59	5,17	0,9115	1,6426	0,8857		
60	5,22	0,9270	1,6521	0,9622		
61	5,22	0,9425	1,6521	1,0497		
62	5,22	0,9581	1,6521	1,1543		
63	5,22	0,9736	1,6521	1,2905		
64	44,86	0,9891	3,3035	1,5089		

Nota. Parámetro Beta y Eta de distribución de mantenibilidad de Subestación SE02 de acuerdo con la distribución de Weibull D. Smith (Propio).

La mantenibilidad o la probabilidad de que la Subestación SE02 averiada recupere su eficacia operativa en un plazo determinado cuando la reparación se realiza de acuerdo con los procedimientos prescritos está dada por:

*Ecuación 15**Formula de mantenibilidad de la Subestación SE02*

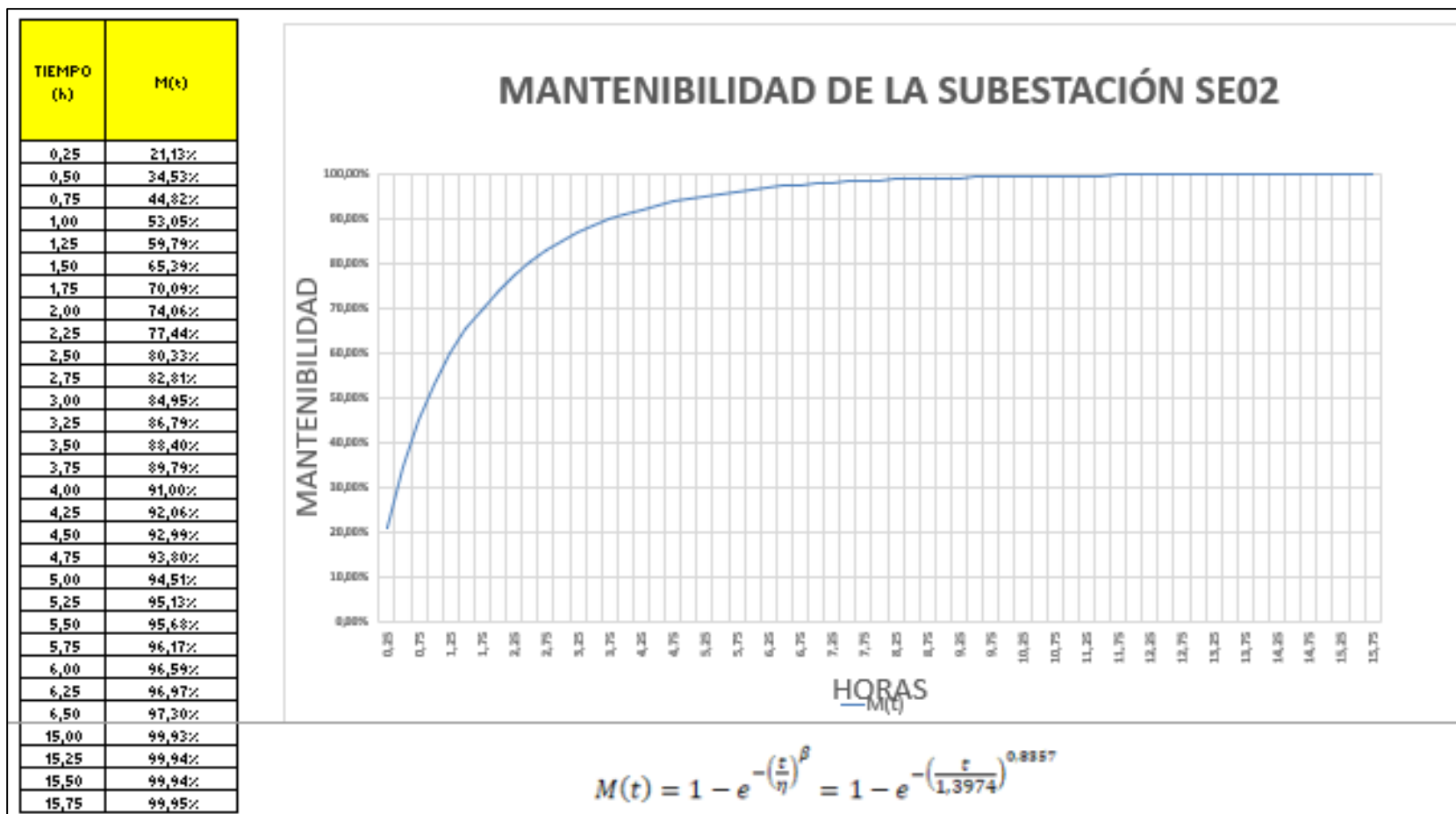
$$M(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t}{\eta}\right)^{\beta}} = 1 - e^{-\left(\frac{t}{1,3974}\right)^{0,8357}}$$

Donde:

 β = parámetro de forma Beta = 0,8357 η = parámetros de escala de Eta = 1,3974

Ilustración 18

Distribución de mantenibilidad de la Subestación SE02



Nota. Distribución de mantenibilidad de la Subestación SE02 de acuerdo con la distribución de Weibull D. Smith (Propio).

Modelo de distribución para la disponibilidad alcanzada

La data estandarizada de los 64 parámetros mensuales se utiliza en la herramienta excel CMD++ del Dr. Alberto Mora para calcular las distribuciones de: confiabilidades planeadas con $MTBM_P$, confiabilidades no planeadas con $MTBM_C$, mantenibilidades planeadas con M_P , mantenibilidades no planeadas con $MTTR$.

Los valores de la confiabilidad integral de cada mes se obtiene aplicando la ecuación 7 de $MTBM$ Tiempo medio útil entre mantenimientos alcanzada. Los valores de mantenibilidad integral de cada mes se obtienen aplicando la ecuación 8 $\dot{M}$ = Tiempo medio de mantenimiento activo.

Los valores de parámetros β y η para la disponibilidad alcanzada se calculan promediando los cuatro parámetros β y η de $MTBM_C$, $MTTR$, $MTBM_P$ y M_P .

Ilustración 19

Distribución de disponibilidad alcanzada de la Subestación SE02

Dato Número	Tiempo	β eta TOTAL	η - Eta TOTAL	Tiempos Totales
0	522,43			
1	445,18			
2	545,33	5,77	560,75	519,1076853
3	545,33	6,04	563,42	528,4474147
4	558,62	5,24	575,52	529,8258369
5	558,62	5,43	579,43	534,5324296
6	743,63	5,26	613,43	570,4769749
7	743,63	5,34	645,84	595,2651088
8	743,63	5,45	666,03	614,5832539
9	1468,82	2,72	813,23	723,363516
10	2753,40	2,28	1002,63	888,1547539
55	438,53	1,18	3257,74	3076,544717
56	438,53	1,18	3185,24	3006,235678
57	613,03	1,13	3113,80	2940,012788
58	613,03	1,20	3058,10	2877,722131
59	433,37	1,20	2931,78	2812,92863
60	713,31	1,21	2940,37	2759,730803
61	618,58	1,22	2830,40	2709,017405
62	833,84	1,22	2848,53	2666,647286
63	532,01	1,22	2785,63	2610,849361

Nota. Distribución de disponibilidad alcanzada de la Subestación SE02 obtenido software CMD++ Dr. Alberto Mora.

Ilustración 20

Distribución de disponibilidad alcanzada de la Subestación SE02

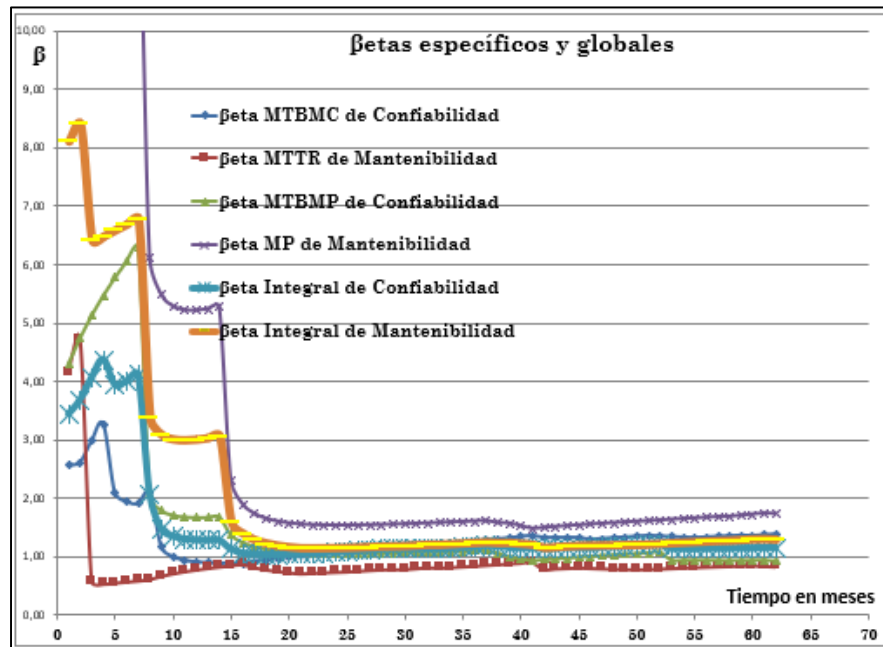


Nota. Disponibilidad alcanzada de la Subestación SE02 obtenido del software CMD++ Dr. Alberto Mora.

El programa CMD++ permite calcular y graficar cada uno de los betas específicos y globales de la Subestación SE02 obteniendo los siguientes resultados:

Ilustración 21

Betas específicos y globales Subestación SE02



Nota. Betas específicos y globales de la Subestación SE02 obtenido software CMD++ Dr. Alberto Mora.

Objetivo específico cuatro – Analizar

Analizar los resultados y beneficios de indicadores de Confiabilidad, mantenibilidad y disponibilidad del Sistema eléctrico de potencia de Centrosur, de acuerdo con la norma ISO 14224, IEEE 3006-5, Mantenimiento planeación, ejecución y control (Mora A. -G., Mantenimiento PEC, 2017), – Nivel 4 - Analizar Escala Bloom y Gagné.

Introducción

El objetivo específico cuatro Analizar busca examinar los resultados de los indicadores CMD de la Subestación SE02 obtenidos mediante el cálculo de acuerdo con método universal, e identificar las acciones y tácticas adecuadas de acuerdo con la curva de Davies.

Desarrollo

Análisis de resultados de indicadores CMD método puntual

Los resultados obtenidos de los cálculos puntuales de los indicadores CMD del SEP de área de cobertura de la Subestación SE02 son:

MTBM _C = Tiempo medio útil entre mantenimientos no planeados=	1981,55 h
MTBM _P = Tiempo medio útil entre mantenimientos planeados	= 8504,81 h
MTTR = Tiempo medio de reparación	= 2,06 h
M _P = Tiempo medio de mantenimiento planeado	= 5,57 h
Disponibilidad alcanzada A _A	= 0,99831%

La confiabilidad puntual o el tiempo medio útil entre mantenimientos no planeados MTBM_C es de 1981.55 horas o 82.56 días de operación continua. La confiabilidad o el tiempo medio útil entre mantenimientos planeados MTBM_P es de 8504.81 horas o 354.37 días.

La mantenibilidad o el tiempo medio de reparaciones MTTR es de 2.06 horas y la mantenibilidad o el tiempo medio de mantenimiento planeado M_P es de 5.57 horas.

La disponibilidad alcanzada A_A es de 0.99831%, mostrando una alta disponibilidad.

La utilización de los indicadores CMD permiten:

- La comparación con equipos o sistemas similares en el ámbito mundial, y su evolución en el tiempo. Los indicadores CMD obtenidos permiten la comparación con los futuros

indicadores CMD de la otras Subestaciones de Centrosur y otras Subestaciones de las Empresas Eléctricas.

- El cálculo de los tiempos óptimos de mantenimiento preventivo, predictivo, pruebas funcionales, pruebas de calibración, reduciendo significativamente los tiempos medios de reparación MTTR.
- Definir acciones y tácticas adecuadas de mantenimiento y producción.

Los valores CMD son operativos y de mantenimiento, como de gestión integral de una fábrica. En sí mismos no tienen en cuenta los aspectos económicos, por eso es indispensable relacionar los valores calculados CMD con la inversión en dinero realizada para alcanzarlos. Para ello se utiliza universalmente el concepto de Life Cycle Cost (LCC) y de costos de mantenimiento (Jardine, 2013) (Mora A. -G., Mantenimiento PEC, 2017).

Análisis de resultados de indicadores CMD método distribuciones

Se obtienen resultados similares utilizando la distribución de Weibull o el método puntual, la gran diferencia y ventaja de utilizar métodos de distribución, se encuentra en los parámetros de forma y de vida (Beta β y Eta η), que no ofrece el cálculo puntual (Galindo Gámez, 2015).

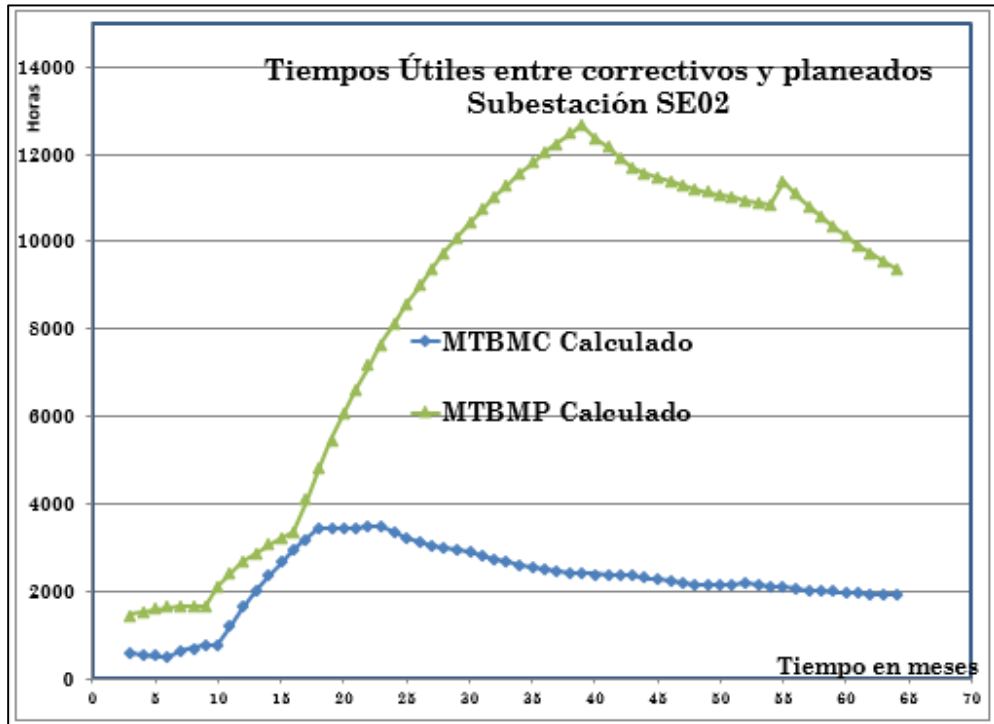
Los resultados de los indicadores CMD método distribuciones muestran los siguientes resultados:

Los tiempos medios útiles entre mantenimientos planeados MTBM_P presentan un pico de 12671 horas (1.44 años en el mes 38) con tendencia a la baja hasta un valor de 9372 horas (1.07 años en el mes 64), mostrando una tendencia de necesidad de un mayor número de intervenciones planeadas.

Los tiempos medios útil entre mantenimientos correctivos MTBM_{Mc} presentan un comportamiento más estable con un pico de 3496 horas (0.4 años en el mes 22) con tendencia a la baja hasta un valor de 1917 horas (0.22 años en el mes 64), mostrando la necesidad de un mayor número de intervenciones preventivas, mostrando también una tendencia de necesidad de un mayor número de intervenciones correctivas.

Ilustración 22

Tiempos medios útiles entre mantenimientos planeados y correctivos de la Subestación SE02



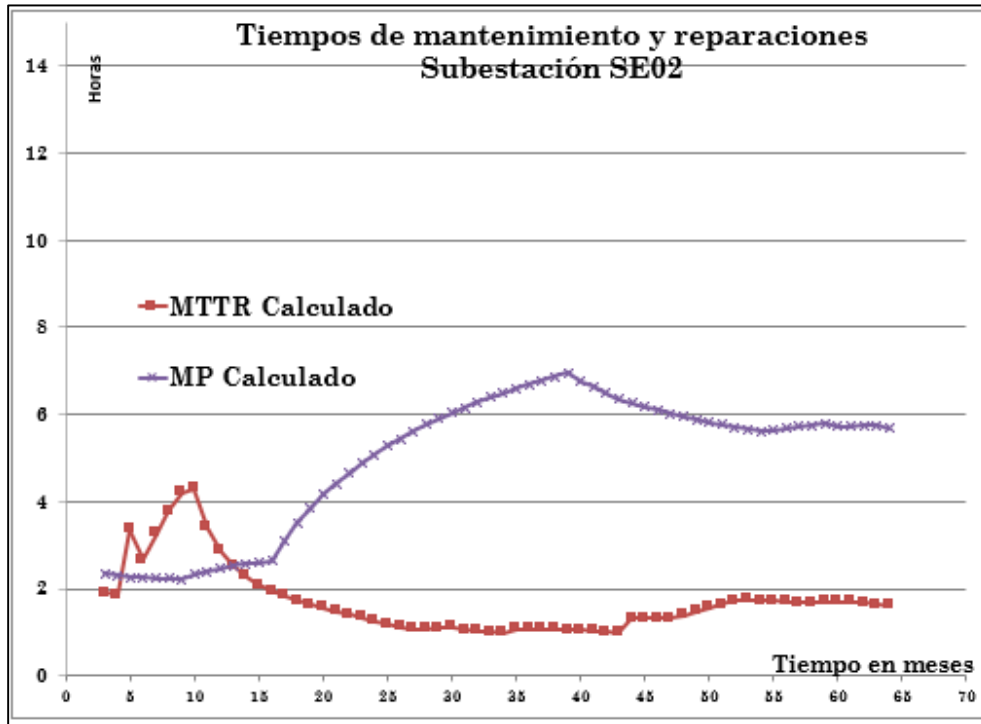
Nota. Tiempos medios útiles entre mantenimientos planeados $MTBMP$ y correctivos $MTBMC$ de la Subestación SE02 obtenido del software CMD++ Dr. Alberto Mora.

Los tiempos medios de mantenimientos planeados M_P presentan un pico de 6.94 horas en el mes 38 con tendencia a estabilizarse en un valor de 5.67 horas.

Los tiempos medios reparaciones MTTR de presentan un pico de 4.29 horas en el mes 10 con tendencia a estabilizarse en un valor de 1.61 horas, mostrando estabilización de intervenciones correctivas.

Ilustración 23

Tiempos medios de mantenimientos planeados MP y correctivos MTTR de la Subestación SE02

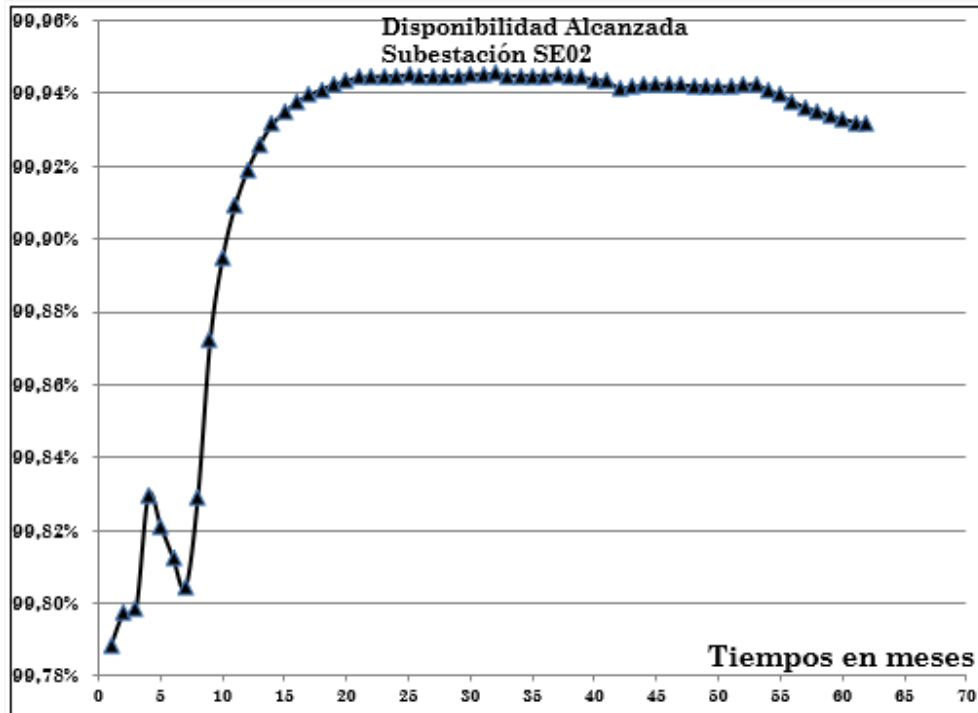


Nota. Tiempos medios de mantenimientos planeados M_P y correctivos $MTTR$ de la Subestación SE02 obtenido del software CMD++ Dr. Alberto Mora.

La disponibilidad alcanzada A_A presentan un pico de 99.95% durante los meses 23 al 38, con una tendencia a la baja hasta llegar a un valor de 99.93% en el mes 64, mostrando la necesidad de aplicación de estrategias de mantenimiento para mejorarla.

Ilustración 24

Disponibilidad alcanzada Subestación SE02



Nota. Disponibilidad alcanzada de la Subestación SE02 obtenido del software CMD++ Dr. Alberto Mora.

El método de distribuciones tiene la ventaja de usar los parámetros Beta β y Eta η , que se calculan con la ayuda del programa CMD++. Los parámetros betas calculados que están dentro del valor ideal son:

Tabla 7

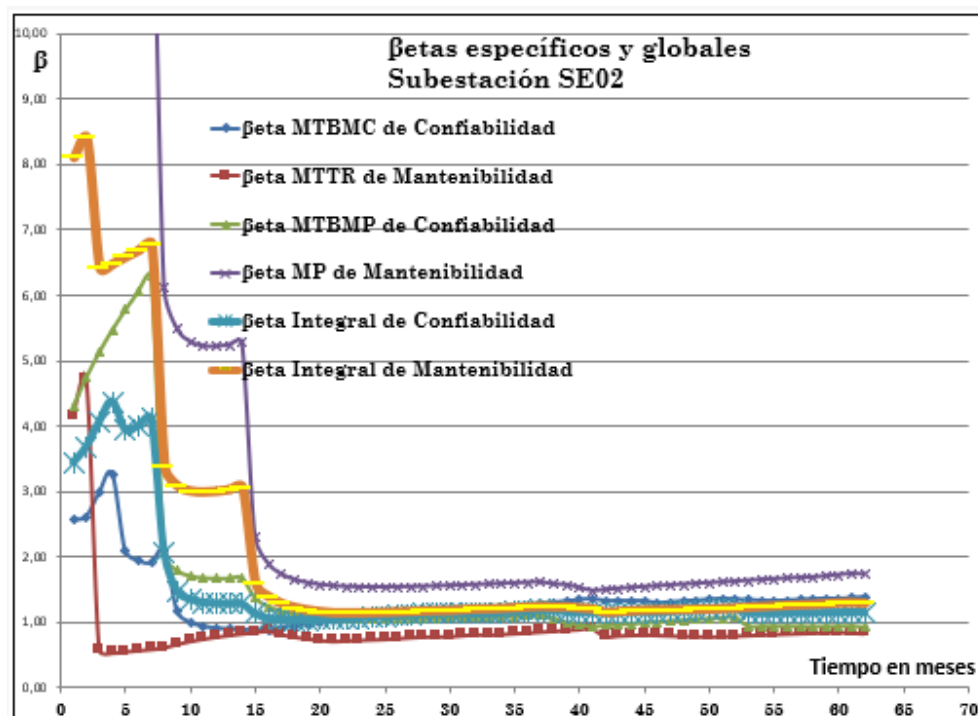
Betas específicos y globales de la Subestación SE02 que cumple el valor ideal $\checkmark$

Beta	β calculado Subestación SE02 que cumplen el valor ideal	Valor ideal
β_{MTBM_C}	1.38 X	< 1
β_{MTTR}	0.84 $\checkmark$	< 1
β_{MTBM_P}	0.92 X	>1 >3.44
β_{M_P}	1.73 $\checkmark$	>1
β_{MTBM}	1.15 X	=2.45
β_M	1.28 X	=2.45
β_{TOTAL}	1.22 X	=2.45

Nota. Valores calculados de betas de Subestación SE02 y valores ideales de betas de curva de Davies (Propio).

Ilustración 25

Betas específicos y globales de la Subestación SE02



Nota. Betas específicos y globales de la Subestación SE02 obtenido del software CMD++ Dr. Alberto Mora.

El parámetro beta total de la Subestación SE02 es $\beta=1.22$ no siendo un valor ideal ($\beta=2.45$), ubicando la subestación en la fase III de envejecimiento, vejez, desgaste o fatiga de la curva de Davies siendo necesaria la aplicación de acciones y tácticas de mantenimiento recomendadas para esta fase.

Una vez conocida la ubicación en la curva de la bañera, se puede decidir el manejo de los instrumentos o elementos de la empresa, el tipo de capacitación del recurso humano, el software más adecuado, los niveles de inventarios más acertados, el tipo de acciones planeadas o no de mantenimiento que se lleven a cabo, la táctica más adecuada y el nivel de costos LCC más apropiado para los indicadores CMD calculados de la empresa y de sus líneas de producción relevantes (Mora A. -G., Mantenimiento PEC, 2017).

Acciones y tácticas en función de los parámetros

En gestión de activos y mantenimiento denota organizar las tareas de mantenimiento factibles, de llevar a cabo en una secuencia lógica, ordenada y coherente, que permita alcanzar los logros deseados, las tácticas son partes estructurales de la estrategia, que es un conjunto lógico de tácticas coherentes y factibles de realizar.

La táctica se mueve de dos ámbitos: el contexto o situación organizacional de la empresa y del departamento, y el texto, que es el ámbito técnico, más relevante y científico, este se refiere a que acorde al valor β del equipo y dependiendo de su valor y rango se selecciona la táctica adecuada en la curva de Davies o de la bañera.

La táctica reactiva se recomienda en β etas $0<\beta<1.05$, la táctica Mantenimiento productivo total TPM se recomienda con β eta $0.2<\beta<2.2$, la táctica Mantenimiento centrado en confiabilidad RCM se recomienda de β etas $0.5<\beta<4$, la táctica proactiva se recomienda con todos los valores de β eta (Mora A. -G., Mantenimiento Vanguardia & Analytics, 2022).

Las acciones y tácticas recomendadas de acuerdo con los valores de betas se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 8

Acciones recomendadas de acuerdo con las fases y valores de parámetro beta de la curva de Davies

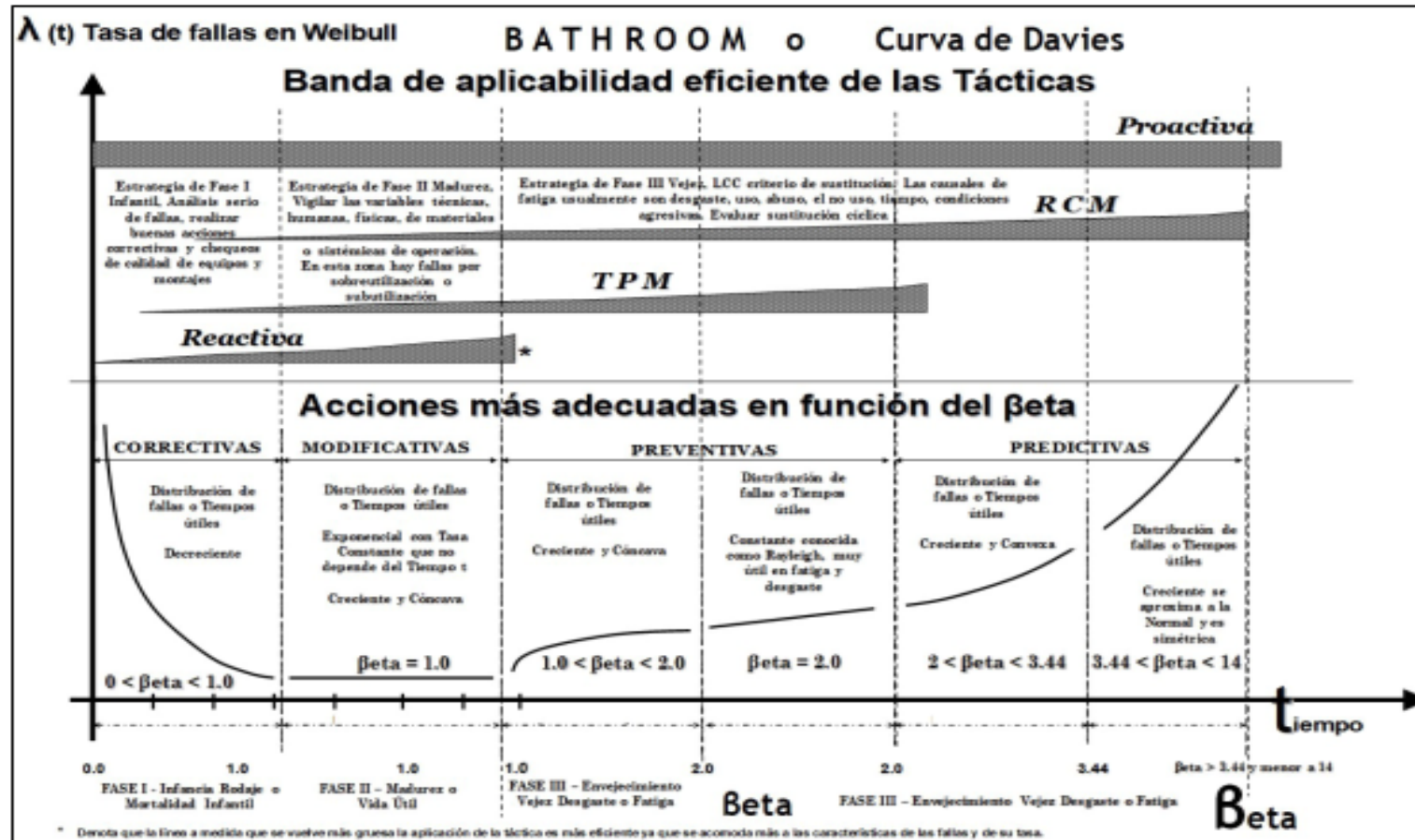
Etapas de curva Davies	Valor β	Acción recomendada	Táctica recomendada
Fase I Mortalidad infantil	$0 < \beta < 1$	Correctivas	Reactiva, TPM, RCM, Proactiva
Fase II Madurez o vida útil	$\beta = 1$	Modificativas	Reactiva TPM, RCM, Proactiva
Fase III Envejecimiento, vejez, desgaste o fatiga	$1 < \beta < 2$	Preventivas	TPM, RCM, Proactiva
Fase III Envejecimiento, vejez, desgaste o fatiga	$\beta = 2$	Preventivas	TPM, RCM, Proactiva
Fase III Envejecimiento, vejez, desgaste o fatiga	$2 < \beta < 3.44$	Predictivas	RCM, Proactiva
Fase III Envejecimiento, vejez, desgaste o fatiga	$3.44 < \beta < 14$	Predictivas	RCM, Proactiva

Nota. Las acciones y tácticas recomendadas de acuerdo con los valores de betas de la curva de Davies (Propio).

Las tácticas no son ni buenas ni malas, ni unas mejores que otras, son opciones de gestionar las acciones de mantenimiento. Serán exitosas o no en la medida en que logren alcanzar las metas de la compañía, de acuerdo con su visión y misión, con rangos atractivos de CMD, bajos costos LCC y un grado de desarrollo tecnológico (Mora A. -G., Mantenimiento PEC, 2017).

Ilustración 26

Acciones y tácticas de mantenimiento en función del parámetro beta de Weibull



Nota. Las acciones y tácticas recomendadas de acuerdo con los valores de betas de la curva de Davies (Mora A. -G., Mantenimiento Vanguardia & Analytics, 2022).

Objetivo específico cinco - Síntesis

Proponer el uso de las estrategias de Confiabilidad Análisis CMD, con la recolección e intercambio de datos de confiabilidad y mantenimiento en un formato común ISO 14224 y coste de ciclo de vida LCC ISO 15663, para su futura implementación en todo el Sistema Eléctrico de Potencia de Centrosur (Jardine, 2013).– Nivel 5 - Sintetizar Escala Bloom y Gagné.

Introducción

El objetivo cinco Síntesis es proponer a Centrosur incluir en su futura planificación un enfoque integral logístico, con las estrategias de recolección e intercambio de datos de confiabilidad y mantenimiento en un formato común ISO 14224 que faciliten el Análisis CMD y el Coste de ciclo de vida , como parte de los procesos que deben cumplirse para una gestión de activos.

Desarrollo

La planificación estratégica de Centrosur 2022-2025 establece sus objetivos que responden a las perspectivas organizacionales de sociedad, procesos internos, financiero y talento humano.

Tabla 9

Perspectivas de Planificación CENTROSUR

Perspectiva	Descripción
Sociedad	El servicio eléctrico no solo se lo presta a sus clientes, sino a la ciudadanía en general y siendo más amplio en su visión, el servicio se lo brinda al ciudadano, a niños, niñas y adolescentes, instituciones, empresas, turistas.
Procesos internos	Se mantiene la misma denominación de la perspectiva y hace referencia a la gestión interna de la Empresa, su organización, la manera como brinda el servicio
Sostenibilidad financiera	Al ser una Empresa pública y brindar un servicio público, no tiene una finalidad de rentabilidad, pero si se debe enfocar su gestión hacia la sostenibilidad.
Talento humano	La metodología de la Secretaría Técnica de Planificación lo asocia con el Talento Humano. En este caso, se concibe el concepto no solo del talento humano como tal, sino el conocimiento, la experiencia y también los aspectos tecnológicos.

Nota. La planificación estratégica de Centrosur al ser una empresa pública cubre cuatro perspectivas (Propio).

Se propone a Centrosur incluir en la futura planificación las siguientes estrategias:

Tabla 10

Estrategias propuestas a Centrosur para implementación futura

Perspectiva	Objetivo estratégico Centrosur	Estrategia propuesta
Sociedad	Incrementar la confiabilidad y eficiencia del servicio eléctrico.	Evaluar e incrementar la confiabilidad y disponibilidad del servicio eléctrico en toda su área cobertura, implementar el Análisis CMD en todos los componentes del SEP.
Procesos internos	Fortalecer el sistema de gestión por procesos.	Implementar una gestión de mantenimiento integral logístico, con la Recolección e intercambio de datos de confiabilidad y mantenimiento en un formato común ISO 14224.
Sostenibilidad financiera	Fortalecer el ciclo de planificación en la evaluación técnica y económica.	Fortalecer las decisiones de reemplazo de activos, con la implementación de Coste de ciclo de vida LCC ISO 15663

Nota. Estrategias recomendadas para implementación futura en Centrosur (Propio).

Estrategia de Análisis CMD en todos los componentes del SEP

La estrategia del uso del Análisis CMD en todos los componentes del SEP de Centrosur permiten a futuro tener un punto base de diagnóstico actual de todo el sistema eléctrico de potencia, entregando los indicadores de $MTBM_C$, $MTBM_P$, MTT_R , M_P , A_A , además de los parámetros beta β que entrega la ubicación de cada Subestación en la curva de Davies para la aplicación de las acciones y tácticas recomendadas de acuerdo con la fase.

La comparación de los indicadores CMD entre subestaciones del SEP es una herramienta poderosa que permite evaluar objetivamente el desempeño técnico y operacional, además de facilitar la priorización de inversiones y planes de mantenimiento a los activos que más afectan al desempeño global de Centrosur (Crespo Marquez, 2020).

La evaluación y seguimiento constante de los indicadores CMD permiten definir las acciones y tácticas adecuadas de mantenimiento para mejorarlas, lo que aportarán valor a la gestión de mantenimiento alineada a los objetivos organizacionales.

El método integral de medición de los indicadores CMD se indican en los objetivos tres y cuatro de este trabajo.

Estrategia de Recolección e intercambio de datos de confiabilidad y mantenimiento bajo en un formato común

La recolección de datos de operación, mantenimiento y financieros de Centrosur se realiza en sistemas informáticos diferentes, los datos de operación utilizan la plataforma ADMS, los datos de mantenimiento utilizan el sistema de desarrollo propio Partes diarios, los datos financieros utiliza un sistema de desarrollo propio AS400. Esto dificulta el intercambio de datos de confiabilidad y mantenimiento dentro de la organización.

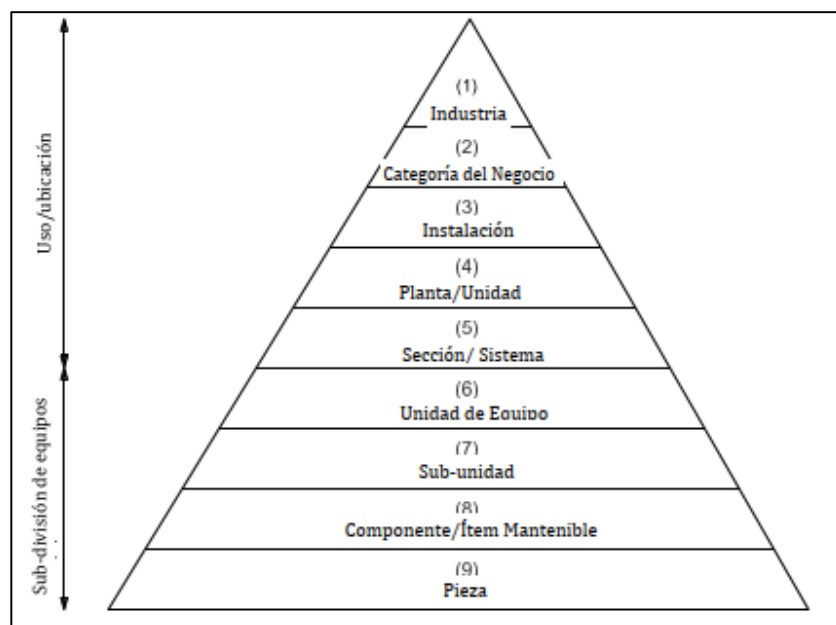
Con el objetivo de hacer posible el intercambio de datos de RM en un formato en común dentro de una compañía, se propone la aplicación de la norma ISO 14224 Recolección e intercambio de datos de confiabilidad y mantenimiento (Valencia Jaimes, 2015).

La norma ISO 14224 establece términos y definiciones para un lenguaje de confiabilidad común entre organizaciones a nivel mundial, recolectando datos de equipos (taxonomía), datos de fallas (modos, mecanismos, causas) y datos de mantenimiento (acciones, recursos utilizados, tiempos fuera de servicio); con el objetivo es asegurar que los datos sean comparables, de alta calidad y útiles para los análisis CMD y de Coste de ciclo de vida LCC (Valencia Jaimes, 2015) (BS EN ISO 14224, 2016) (Crespo Marquez, 2020).

La taxonomía es una clasificación sistemática de ítems en grupos genéricos basados en factores posiblemente comunes a varios ítems (ubicación, uso, subdivisión de equipos) que representa una jerarquía de nueve niveles.

Ilustración 27

Clasificación de la taxonomía con nueve niveles ISO 14224



Nota. Pirámide de nueve niveles taxonómicos de ubicación y subdivisión de equipos (Valencia Jaimes, 2015)(BS EN ISO 14224, 2016).

El Análisis CMD realizado al SEP de Centrosur en los objetivos tres y cuatro se realiza a la subestación SE02 que se encuentra a nivel de planta N4, sin embargo, existen varios

responsables de los activos en nivel de secciones, sistema o posiciones, por lo que es necesario establecer una taxonomía hasta nivel 5 que lista los sistemas concentrados y lineales.

Tabla 11

Taxonomía de Subestación SE02 hasta nivel N5 propuesta para la plataforma ADMS, Partes diarios y AS400

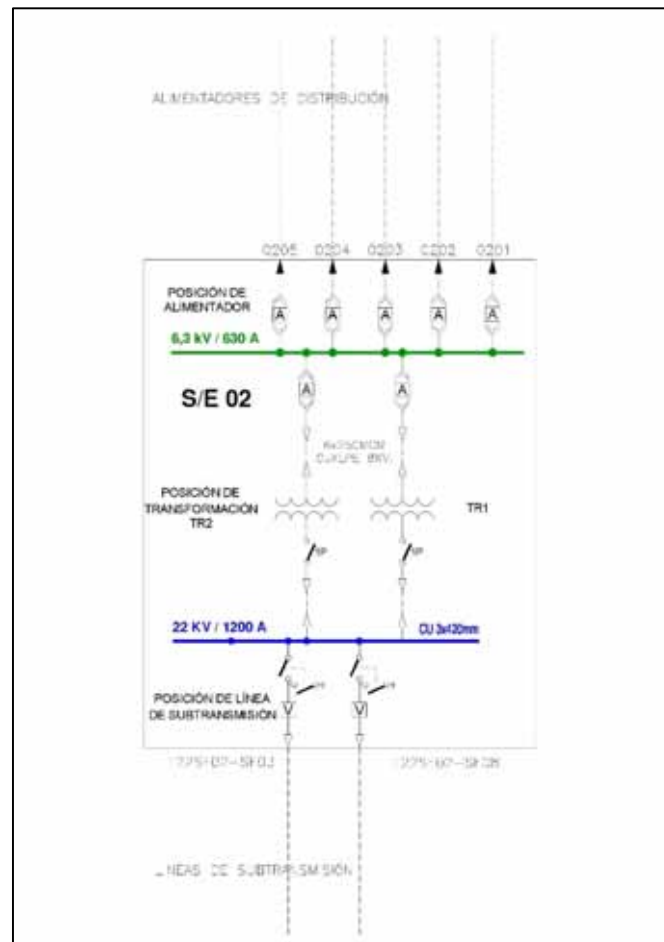
N1 código	Nivel N1 Industria	N2 código	Nivel N2 categoría del negocio	N3 código	Nivel N3 Instalación	N4 código	Nivel N4 Planta Unidad	N5 código	Nivel N5 Sección/sistema
E	Energía	D	Distribución	05	Centrosur	SE02	Subestación SE02	PL22SE02SE03	Posición de Línea de Subtransmisión L22SE02-SE03
E	Energía	D	Distribución	05	Centrosur	SE02	Subestación SE02	PL22SE02SE08	Posición de Línea de Subtransmisión L22SE02-SE08
E	Energía	D	Distribución	05	Centrosur	SE02	Subestación SE02	PTR1	Posición de transformación TR1
E	Energía	D	Distribución	05	Centrosur	SE02	Subestación SE02	PTR2	Posición de transformación TR2
E	Energía	D	Distribución	05	Centrosur	SE02	Subestación SE02	P201	Posición de alimentador 201
E	Energía	D	Distribución	05	Centrosur	SE02	Subestación SE02	P202	Posición de alimentador 202
E	Energía	D	Distribución	05	Centrosur	SE02	Subestación SE02	P203	Posición de alimentador 203
E	Energía	D	Distribución	05	Centrosur	SE02	Subestación SE02	P204	Posición de alimentador 204
E	Energía	D	Distribución	05	Centrosur	SE02	Subestación SE02	P205	Posición de alimentador 205
E	Energía	D	Distribución	05	Centrosur	SE02	Subestación SE02	L22SE02SE03	Línea de Subtransmisión L22SE02-SE03
E	Energía	D	Distribución	05	Centrosur	SE02	Subestación SE02	L22SE02SE08	Línea de Subtransmisión L22SE02-SE08
E	Energía	D	Distribución	05	Centrosur	SE02	Subestación SE02	A201	Alimentador 201
E	Energía	D	Distribución	05	Centrosur	SE02	Subestación SE02	A202	Alimentador 202
E	Energía	D	Distribución	05	Centrosur	SE02	Subestación SE02	A203	Alimentador 203
E	Energía	D	Distribución	05	Centrosur	SE02	Subestación SE02	A204	Alimentador 204
E	Energía	D	Distribución	05	Centrosur	SE02	Subestación SE02	A205	Alimentador 205

Nota. Taxonomía de Subestación SE02 donde en N5 muestra las secciones de activos concentrados y lineales de Centrosur (Propio).

La clasificación de la taxonomía propuesta hasta nivel N5 sección/sistema clasifica los activos concentrados que son las Posiciones de Líneas de Subtransmisión, las Posiciones de Transformación y las Posiciones de alimentadores que se encuentran dentro de la Subestación SE02; además de los sistemas de activos lineales que salen de la Subestación SE02 como las Líneas de Subtransmisión y Líneas de Alimentadores de distribución.

Ilustración 28

Sistemas de activos concentrados y lineales Subestación SE02



Nota. Sistemas de activos concentrados dentro de la Subestación SE02 y sistemas de activos lineales que inician en la SE02 de acuerdo con SEP de Centrosur (Propio).

La gestión de mantenimiento de estos tres grupos de activos se realiza por diferentes áreas:

Tabla 12

responsables de la gestión de mantenimiento de los sistemas de activos concentrados y lineales de la Subestación SE02.

Sistema de activos		Tipo	Gestión de mantenimiento a cargo
Subestaciones de Distribución	Posiciones de Líneas de Subtransmisión, Posiciones de transformación y Posiciones de alimentadores.	Concentrado	Departamento de Subtransmisión, Subestaciones
Líneas de Subtransmisión	Líneas de Subtransmisión	Lineal	Departamento de Subtransmisión, Líneas de Subtransmisión
Alimentadores de distribución	Alimentadores de distribución	Lineal	Departamento de Distribución Zona 2

Nota. Departamentos a cargo de la gestión de mantenimiento de los sistemas concentrados y lineales de acuerdo estructura organizacional Centrosur (Propio).

Establecer términos, definiciones con un lenguaje de confiabilidad común entre los distintos Departamentos de Centrosur encargados de la gestión del mantenimiento, gestión de la operación y gestión financiera; recolectando datos de equipos, datos de fallas y datos de mantenimiento (incluido los recursos utilizados) permite a futuro que los datos sean comparables, de alta calidad y útiles para los análisis CMD de todo el SEP de Centrosur, además se debe considerar el uso de estas estructuras de codificación taxonómica por parte del Departamento financiero para el cálculo de coste del ciclo de vida, facilitando la implementación de Coste de ciclo de vida LCC (Crespo Marquez, 2020)(Valencia Jaimes, 2015).

Estrategia de Coste de ciclo de vida LCC

El coste de ciclo de vida es un proceso económico sistemático que evalúa los costos asociados durante todas las etapas de su ciclo de vida, con el propósito de facilitar a las

organizaciones en la toma de decisiones económicas y técnicas basadas en la evaluación total del costo de propiedad de un activo, desde su concepción hasta su retiro, en interacción con la confiabilidad, mantenibilidad, disponibilidad CMD.

La sostenibilidad financiera de las organizaciones se obtiene al minimizar el costo total de sus activos sin comprometer los requisitos técnicos de desempeño, integrando variables de confiabilidad, mantenibilidad y disponibilidad CMD con el coste de ciclo de vida (Jardine, 2013) (UNE-EN 60300-3-3, 2017).

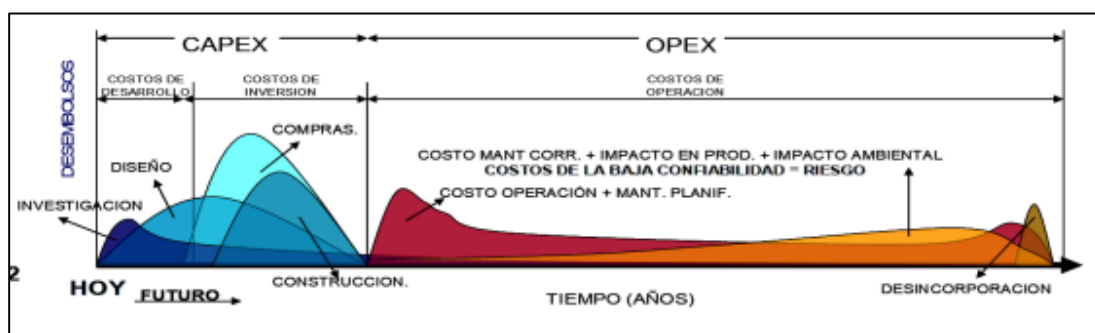
El ciclo de vida de un activo físico es período de creación de valor de un activo físico para una organización incluyendo los requerimientos de identificación, creación o adquisición, utilización, mantenimiento, modernización y retirada.

El coste de ciclo de vida de un activo es la suma de los costos de capital Capex más los costos de operación Opex.

Los costos de capital Capex incluye los costos de las etapas de concepto y definición, diseño y desarrollo, fabricación e instalación. Los costos de operación Opex incluyen las etapas de operación, mantenimiento, modernización y retirada (Jardine, 2013)(UNE-ENE ISO 15663, 2021).

Ilustración 29

Componentes del coste de ciclo de vida de un activo

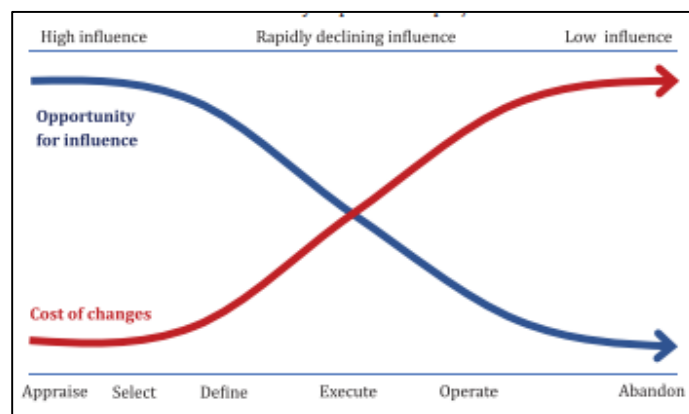


Nota. Costos de capital Capex y de operación Opex (The Woodhouse Partnership Ltd).

La mayor oportunidad de influir en el coste del ciclo de vida de un activo y su rentabilidad final son las fases de selección ya que la capacidad de realizar cambios posteriores disminuye y el costo del cambio aumenta significativamente, de ahí la importancia de la decisión correcta en estas fases.

Ilustración 30

Oportunidad de influir en el coste de ciclo de vida



Nota. La oportunidad de influir en el LCC está en tomar la decisión correcta en la fase de selección definición (UNE-ENE ISO 15663, 2021)

El proceso de establecer la vida económica o el tiempo óptimo para el reemplazo de los activos tiene el objetivo de determinar cuantitativamente las decisiones óptimas de reemplazo o reparación, con la evaluación financiera periódica anual, considerando el valor presente neto VPN, la tasa interna de retorno TIR y el costo anual equivalente CAE.

El proceso de establecer la vida económica o el tiempo óptimo para el reemplazo de los activos tiene las siguientes etapas:

Primera, determinación de la curva de costos del capital Capex anualizado, que tiene un comportamiento decreciente por la depreciación del activo.

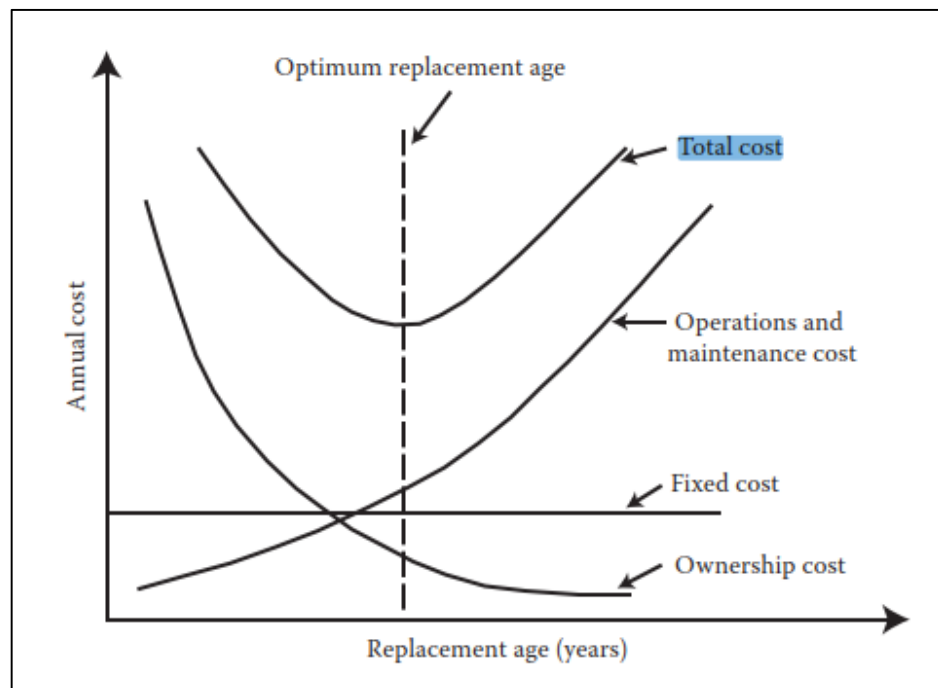
Segunda, determinación de la curva de los costos de operación Opex a lo largo de los años, que tiene un comportamiento ascendente por la operación y actividades de mantenimiento requeridas para garantizar la confiabilidad y disponibilidad del activo (Jardine, 2013).

Tercera, determinación del costo total entregados por los sistemas financieros de las organizaciones.

Cuarto, la selección de la edad óptima de reemplazo es cuando el costo anual equivalente CAE alcanza su mínimo valor (Jardine, 2013).

Ilustración 31

Conflicto clásico de la vida económica



Nota. La edad óptima de reemplazo de los activos se da cuando el costo anual equivalente CAE de los costos totales, alcanza el valor mínimo (Jardine, 2013)

Objetivo específico seis - Conclusiones

Concluir como los principales resultados técnicos y académicos del trabajo contribuyen a la mejora de la gestión de los activos de la Empresa Eléctrica regional Centrosur.

Introducción

El objetivo seis Conclusiones permite demostrar el logro de los objetivos y sintetizar los hallazgos de los resultados obtenidos.

Desarrollo**Conclusiones objetivo uno Recordar**

Se recuerda los beneficios y aportes a la Gestión de activos ISO 55001 que ofrecen cada una de las normas internacionales de Mantenimiento en la Gestión de activos, Gestión de Mantenimiento, Indicadores clave de rendimiento del mantenimiento, Gestión de la Confiabilidad, métodos probabilísticos en el análisis de fiabilidad de sistemas eléctricos industriales y comerciales y el libro Mantenimiento planeación, ejecución y control. Lo que muestra la importancia de un análisis CMD para llegar a un nivel estratégico de mantenimiento con enfoque a la Gestión de activos.

Existe una extensa normativa internacional para la gestión de activos y un mantenimiento con enfoque integral logístico donde se involucran todas las áreas de la empresa con el objetivo de obtener la mayor eficiencia productiva y la máxima reducción de costos.

Conclusiones objetivo dos Métodos

Se logra identificar los fundamentos conceptuales necesarios para el pronóstico CMD, además de los métodos probabilísticos para el análisis de confiabilidad de Sistemas eléctricos de potencia y el modelo internacional para pronosticar los indicadores CMD, estos son la base para el cálculo de los indicadores CMD del próximo objetivo y la propuesta de implementación futura en el Sistema eléctrico de potencia SEP de Centrosur.

Conclusiones objetivo tres Medición

Se obtienen la data burda desde la plataforma ADMS de Centrosur de 64 meses del periodo de enero de 2020 a mayo de 2025. La estandarización de la data se consigue registrando los cuatro parámetros $MTBM_C$, $MTTR$, $MTBM_P$ y M_P de disponibilidad alcanzada en el formato excel CMD preelaborado de la Metodología Analítica del Dr. Alberto Mora.

Se logra calcular los indicadores CMD puntuales de la Subestación SE02. Se logra obtener las distribuciones de confiabilidad y mantenibilidad de la Subestación SE02.

Se aplica el modelo universal para el cálculo de indicadores de Confiabilidad, mantenibilidad y disponibilidad de la Subestación SE02, de acuerdo el estándar IEEE 3006-5 y Mantenimiento planeación, ejecución y control Dr. Mora.

Para los cálculos se requiere de la ayuda de software de confiabilidad.

Conclusiones Objetivo cuatro Analizar

Los indicadores CDM permiten tener un punto base de diagnóstico actual de SEP del área de cobertura de la Subestación SE02.

Los resultados obtenidos por el método de distribuciones utilizan los parámetros beta β que entrega la ubicación de la Subestación SE02 en la curva de Davies. La ubicación de beta $\beta=1.22$ ubica a la Subestación SE02 en la fase III de vejez. La táctica adecuada de acuerdo con la curva de Davies fase III es el Mantenimiento centrado en la confiabilidad con estrategia de Coste de ciclo de vida LCC para evaluar la sustitución.

La evaluación y seguimiento constante de los indicadores CMD con las actividades de medición, interpretación y análisis permiten definir las acciones y tácticas adecuadas de mantenimiento que aportarán valor a la gestión de mantenimiento alineada a los objetivos organizacionales.

Se logra analizar los resultados de los indicadores CMD de la Subestación SE02 obtenidos mediante el método puntual y método de distribuciones.

Conclusiones Objetivo cinco Síntesis

Se propone a Centrosur incluir en su próxima planeación un enfoque de mantenimiento integral logístico, para que la organización tenga una visión global de la administración de los activos físicos, permitiendo combinar los análisis técnicos (Análisis CMD) y análisis económicos (Coste de ciclo de vida LCC) en evaluaciones técnicas-económicas y obtener ciclos de vida de activos menos costosos.

Se propone a Centrosur la recolección e intercambio de datos técnicos y económicos de mantenimiento y confiabilidad en un lenguaje común entre departamentos de una misma organización, se propone una taxonomía hasta nivel N5 ISO 14224 de la Subestación SE02 para el registro de información de los activos por parte de los Departamentos responsables de gestión de mantenimiento, gestión de operación y gestión financiera que usan sistemas informáticos diferentes Partes diarios, ADMS y AS400.

Los datos de mantenimiento y confiabilidad recolectados en lenguaje común permiten a futuro la implementación de evaluaciones técnicas económicas para obtener ciclos de vida menos costosos.

Se propone a Centrosur el análisis CMD de todo el sistema eléctrico SEP mediante el método detallado en los objetivos tres y cuatro.

Se propone a Centrosur Análisis financiero mediante el Coste de ciclo de vida ISO 15663 y Jardine para establecer la vida económica o la edad óptima de reemplazo de sus activos.

Por lo antes indicado se logra el objetivo cinco.

Descripción de cómo se alcanza el logro de objetivos

UNO, BENEFICIOS

La gestión de activos son las actividades coordinadas de una organización para obtener valor a partir de sus activos. La gestión óptima del ciclo de vida de los activos permite alcanzar de forma sostenible los objetivos de negocio establecidos.

Se revisa y se listan los beneficios y aportes a la Gestión de activos ISO 55001 que ofrecen cada una de las normas internacionales: UNE-EN 16646 Mantenimiento en la Gestión de activos, UNE-EN 17707 Gestión de Mantenimiento, UNE-EN 15341 Indicadores clave de rendimiento del mantenimiento, UNE-EN 60300-1 Gestión de la Confiabilidad, IEEE 3006-5 Métodos probabilísticos en el análisis de fiabilidad de sistemas eléctricos industriales y comerciales, además del libro Mantenimiento planeación, ejecución y control.

La norma ISO 55001 establece que requisitos se debe cumplir para un sistema de gestión de activos, mientras las otras normas técnicas UNE-EN muestran como cumplirlos, hasta los métodos probabilísticos y modelo integral para medición de los indicadores CMD. Se muestra claramente como las normas mencionadas se complementan.

Se logra recordar los beneficios y relaciones entre la normativa internacional para establecer un Mantenimiento con enfoque logístico integrado donde se involucran todas las áreas de la empresa con el objetivo de obtener la mayor eficiencia productiva y la máxima reducción de costos, cumpliendo con el objetivo uno Beneficios.

DOS, MÉTODOS

La investigación busca identificar los fundamentos conceptuales necesarios para el pronóstico CMD y los métodos para el análisis de confiabilidad de los Sistemas eléctricos de potencia, encontrando el estándar IEEE 3006-5 Prácticas recomendadas para el uso de métodos probabilísticos en el análisis de fiabilidad de sistemas eléctricos industriales y comerciales, además de modelo integral para medición de los indicadores CMD del libro Planeación, ejecución y control del Dr. Alberto Mora.

Se logra identificar los fundamentos y métodos para la predicción y análisis CMD para su aplicación en el Sistema eléctrico de potencia SEP de Centrosur.

TRES, MEDICIÓN

Se aplica el modelo integral de predicción CMD en el Sistema eléctrico de potencia de área de cobertura de una subestación del de Centrosur, se utilizó los datos obtenidos del ADMS de la organización en un periodo de 4 años 2020 a 2025. La extracción y transformación de la data se inicia agrupando y considerando exclusivamente los eventos de la Subestación SE02 con sus posiciones de alimentadores 201, 202, 203, 204, 205. El estandarizar la data, se consigue registrando los cuatro parámetros $MTBM_C$, $MTTR$, $MTBM_P$ y M_P de disponibilidad alcanzada en el formato excel CMD preelaborado con 64 valores mensuales.

Se calcula los indicadores CMD mediante el modelo puntual y modelo distribuciones, con la ayuda del software CMD++, logrando el cumplimiento del objetivo tres.

CUATRO, ANALIZAR

Se realiza el análisis de los indicadores CMD calculados por el modelo puntual y modelo de distribuciones, lo que permiten tener un punto base de diagnóstico actual de SEP del área de cobertura de la Subestación SE02.

Los resultados obtenidos por el método de distribuciones utilizan los parámetros beta β que entrega la ubicación de la Subestación SE02 en la curva de Davies, esta ubicación de beta $\beta=1.22$ coloca a la Subestación SE02 en la fase III de vejez. La táctica adecuada de acuerdo con la curva de Davies fase III es el Mantenimiento centrado en la confiabilidad con estrategia de coste de ciclo de vida LCC para evaluar la sustitución.

Se logra analizar los resultados de los indicadores CMD de la Subestación SE02 obtenidos mediante el método puntual y método de distribuciones.

CINCO, SÍNTESIS

La propuesta de un enfoque de Mantenimiento logístico integral con las estrategias de recolección e intercambio de datos técnicos y económicos de mantenimiento y confiabilidad en un lenguaje común entre departamentos que faciliten las evaluaciones anuales con el Análisis técnico CMD y económico LCC, permiten a futuro mayor competitividad y sostenibilidad de la organización.

Se logra proponer a Centrosur estrategias con un enfoque de mantenimiento integral logístico.

Referencias bibliográficas

ARCERNNR, A. (13 de 02 de 2023). *ARCONEL REGULACION 002*. (ARCONEL, Editor)

<https://doi.org/https://arconel.gob.ec/>

Birolini, A. (2014). *Reliability Engineering Theory and Practice* (7 ed.). New York, EEUU:

Springer. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-39535-2>

Brown, R. E. (2017). *Electric Power Distribution Reliability* (Segunda ed.). (C. Press, Ed.) Boca

Raton, Florida, EEUU: CRC Press.

<https://doi.org/https://doi.org/10.1201/9780849375682>

BS EN ISO 14224, 2. o. (2016). *Petroleum, petrochemical and natural gas industries Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment*. Brussels: BSI.

<https://doi.org/https://www.cencenelec.eu/>

Coronel, A. A. (2022). *ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICO REAL*. Universidad Federal de Integración Latinoamericana UNILA , ENERGIA Y SUSTENTABILIDAD . Foz de Iguazu: Universidad Federal de Integración Latinoamericana UNILA.

<https://doi.org/https://dspace.unila.edu.br/server/api/core/bitstreams/5624a06b-1548-4fb0-800c-e29ecbf1103a/content>

Crespo Marquez, A. (2020). *Introducción al Modelo Integral de Gestión del Mantenimiento y de la Confiabilidad alineado con el enfoque de la norma: UNE 16646 (Mantenimiento en la Gestión de Activos Físicos)*. INGEMAN. Sevilla: INGEMAN. [https://doi.org/DOI:](https://doi.org/DOI:10.13140/RG.2.2.13046.63049)

[10.13140/RG.2.2.13046.63049](https://doi.org/DOI:10.13140/RG.2.2.13046.63049)

Dhillon, B. (2016). *ENGINEERING SYSTEMS RELIABILITY SAFETY and MAINTENANCE*. (C. Press, Ed.) Boca Raton, Florida, EEUU: Taylor & Francis.

<https://doi.org/http://www.taylorandfrancis.com>

Fátima - Zohra Berrabah, C. -B.-Z.G. (8 de 12 de 2022).

KPI de mantenimiento esenciales y nuevos explicados .

Revista Internacional de Ingeniería Educativa y de Gestión, 12(6), 11.

<https://doi.org/DOI: 10.5815/ijem.2022.06.02>

Galindo Gámez, Ó. E. (2015). *Análisis estratégico de mantenimiento con CMD en flota de camiones 793D Caterpillar en la mina Pribbenow de Drummond*. Universidad EAFIT, Ciencias aplicadas e ingeniería. Universidad EAFIT.

<https://doi.org/https://hdl.handle.net/10784/7839>

Hanumant P. Jagtap, A. K. (2021). RAM analysis and availability optimization of thermal power plant water circulation system using PSO. *Energy reports*, 7(1), 21.

<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.egyr.2020.12.025>

Hincapié Pérez, L. F. (2017). *Metodología de gestión de mantenimiento desde una perspectiva de Confiabilidad-DisponibilidadMantenibilidad (CDM) para aplicación en equipos de Tecnología de la Información (TI)*. Universidad Nacional de Colombia UNAL, Departamento Mecánica. Medellín: Universidad Nacional de Colombia UNAL.

<https://doi.org/https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/62279>

IEEE 3006-5, 2. d. (2014). *Recommended Practice for the Use of Probability Methods for Conducting a Reliability Analysis of Industrial and Commercial Power Systems*. New York: IEEE-SA Standards Board. <https://doi.org/https://www.ieee.org/>

Jardine, A. (2013). *Maintenance Replacement and Reliability Theory and Applications* (Segunda ed.). NW, EEUU: Taylor & Francis Group, LLC.

<https://doi.org/http://www.taylorandfrancis.com>

Mora, A. (2024). *Analytics aplicada a mantenimiento y gestión de activos* (Vol. 1). Bogota, Colombia: Alpha Editorial S.A. <https://doi.org/www.alphaeditorialcloud.com>

Mora, A. -G. (2017). *Mantenimiento Planeación Ejecución y Control* (AlfaOmega Internacional ed.). (P. e. 2009, Ed.) Mexico, Distrito Capital México, México: Editorial AlfaOmega

- Internacional Grupo Editor - ISBN 978-958-682-769-0.
<https://doi.org/http://www.alfaomega.com.mx>
- Mora, A. -G. (2022). *Mantenimiento Vanguardia & Analytics* (1 ed.). (CIMPRO, Ed.) Bogotá, Colombia: CIMPRO SAS. <https://doi.org/https://cimpro.com.co/>
- Pham, H. (2003). *Handbook of reliability engineering*. New Jersey, EEUU: Springer.
<https://doi.org/https://industri.fatek.unpatti.ac.id/wp-content/uploads/2019/03/Reliability-Engineering-Handbook.pdf>
- Prakash Kafle, M. B. (2022). Reliability Analysis Techniques in Distribution System: A Comprehensive Review. *International Journal of Engineering and Manufacturing*, 2(11-12), 15. <https://doi.org/DOI: 10.5815/ijem.2022.02.02>
- Roda, I. (2024). Experience on centralizing the Asset Management and Maintenance Engineering function in an Italian multi-utility company. *IFAC-PapersOnLine*, 58(8), 210-215. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2024.08.122>
- Smith, D. J. (2010). *Reliability, Maintainability and Risk* (8 ed.). (E. Butterworth-Heinemann, Ed.) United Kingdom: Elsevier Butterworth-Heinemann. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-096902>
- UNE-EN 15341, E. (2023). *Mantenimiento Indicadores clave de rendimiento del mantenimiento*. Madrid: UNE-EN. <https://doi.org/https://www.une.org/>
- UNE-EN 16646, 2. j. (2015). *Norma UNE-EN 16646 Mantenimiento en la gestión de los activos físicos*. Madrid: UNE. <https://doi.org/https://www.une.org/>
- UNE-EN 17007, 2. (2018). *Proceso de mantenimiento e indicadores asociados*. Madrid: UNE. <https://doi.org/https://www.une.org/>
- UNE-EN 60300-1, 2. S. (2024). *Gestión de la confiabilidad*. Madrid: UNE.
<https://doi.org/https://www.une.org/>
- UNE-EN 60300-2, 2. m. (2006). *Gestión de la confiabilidad, Parte 2: Guía para la gestión de la confiabilidad*. Madrid: UNE. <https://doi.org/https://www.une.org/>

UNE-EN 60300-3-1, d. 2. (2005). *Técnicas de análisis de la confiabilidad*. Madrid: UNE.

<https://doi.org/https://www.une.org/>

UNE-EN 60300-3-3, 2. M. (2017). *Costo de ciclo de vida LCC*. Madrid: UNE.

<https://doi.org/https://www.une.org/>

UNE-ENE ISO 15663, 2. M. (2021). *Coste del ciclo vida*. Madrid: UNE.

<https://doi.org/https://www.une.org/>

UNE-ISO 55001, 2. d. (2024). *Gestión de activos, Sistema de gestión de activos, Requisitos*.

Madrid: UNE. <https://doi.org/https://www.une.org/>

Valencia Jaimes, J. A. (2015). *ANÁLISIS DE LA GESTIÓN DE MANTENIMIENTO BASADO EN LA NORMA ISO 14224 : 2006 Y LOS PILARES DE CONFIABILIDAD DE LA SMRP PARA LA INDUSTRIA MANUFACTURERA*. UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. BUCARAMANGA: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER.

<https://doi.org/https://noesis.uis.edu.co/>

Viveros, P. -S. (13 de 11 de 2012). Propuesta de un modelo de gestión de mantenimiento y sus principales herramientas de apoyo. *Ingeniare Revista chilena de ingeniería*, 21(1), 14.

<https://doi.org/http://dx.doi.org/10.4067/S0718-33052013000100011>