

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL
LITORAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN
ELECTRICIDAD Y COMPUTACIÓN



TESIS DE GRADO:

**OPTIMIZACIÓN DE LOS BENEFICIOS
ECONÓMICOS DE LA ADECUACIÓN DE LA
GENERACIÓN APLICANDO MANTENIMIENTO
PREVENTIVO PERIÓDICO**

Presentado por:

Zahid Israel Carrera Coloma.

Yépez Alvarado Christian Axel.

Para obtener el título de **Ingeniero en Electricidad.**

Tutor: **Ph.D. Manuel Sebastián Álvarez Alvarado**

Febrero 2024

DEDICATORIA

Esta tesis está dedicada a:

A mis amados padres Alfonso Carrera y Marilyn Coloma, quienes, a lo largo de mi vida, su apoyo inquebrantable ha sido mi fortaleza, brindándome amor, seguridad y confianza en cada paso que he dado, logrando uno de mis objetivos más importantes, colmándoles de orgullo y felicidad. Este logro no solo es mío, sino también de ustedes, quienes con su dedicación y sacrificio han sembrado la semilla del éxito en mi camino.

Ustedes han sido mi motor para nunca rendirme y cumplir mis sueños.

A mis amados hermanos Deivi Carrera y Diangelina Carrera, quienes, me han incentivado para cumplir cada meta que me he propuesto, siendo testigos de mi dedicación, han confiado en mis capacidades y virtudes para recorrer este camino. Su respaldo constante, sus sabios consejos y la fortaleza que me brinda en cada paso de mi vida son invaluable apoyo que atesoro profundamente.

Zahid Israel Coloma Carrera

DEDICATORIA

Esta tesis está dedicada a:

A mis padres Duval Yépez y Marjorie Alvarado quienes durante toda la etapa universitaria mostraron su infinito amor y total apoyo en todo el camino recorrido para alcanzar uno de mis más grandes logros y poder darles la felicidad por el deber cumplido que es la mayor satisfacción de un padre, les agradezco eternamente por inculcarme cada uno de los valores por los cuales hoy en día me han llevado a ser un hombre de bien.

A mi hermano Jonathan Yépez quien con su experiencia supo aconsejarme y guiarme de gran manera para convertirme en un gran profesional, además de su cariño y apoyo incondicional en todo momento; A toda mi familia y amigos que estuvieron presentes durante esta importante etapa de mi vida donde sus palabras de aliento y felicitaciones nunca hicieron falta para cumplir un objetivo más en mi vida.

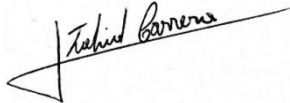
Christian Axel Yépez Alvarado

AGRADECIMIENTOS

Queremos mostrar una especial gratitud a nuestro tutor el Ph.D. Manuel Álvarez, quien con toda su experiencia y vasto conocimiento ha sido un guía y pilar fundamental en el desarrollo del presente proyecto, así también extendemos nuestros agradecimientos a cada uno de los docentes que han sido parte importante de este proceso académico, además de todos los valores profesionales inculcados; nuestras familias por ser el motor principal de ayuda para poder continuar en este largo proceso de formación; nuestros amigos y colegas de la carrera que han aportado con sus conocimientos; finalmente y no menos importante a nuestro docente de materia integradora Ph.D. Ángel Recalde por sus recomendaciones para el desarrollo de la tesis.

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; Zahid Israel Carrera Coloma y Christian Axel Yépez Alvarado damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”



Zahid Israel Carrera Coloma



Christian Axel Yépez Alvarado

EVALUADORES

Ph.D. Ángel Recalde Lino

PROFESOR DE LA MATERIA

Ph.D. Manuel Álvarez Alvarado

PROFESOR TUTOR

Contenido

RESUMEN	I
ABSTRACT	II
ABREVIATURAS.....	III
SIMBOLOGÍA	IV
INDICE DE FIGURAS	V
INDICE DE TABLAS	VI
CAPÍTULO 1	1
1 INTRODUCCIÓN.....	2
1.1 Descripción del problema	2
1.2 Objetivos.....	3
1.2.1 Objetivo general	3
1.2.2 Objetivo específico.....	3
1.3 Justificación del problema	4
1.4 Alcance	5
1.5 Marco Teórico	6
1.5.1 Centrales eléctricas generadoras y tipos de mantenimientos	6
1.5.2 Modelo de Confiabilidad.....	15
1.5.3 Análisis estocásticos.....	21
1.5.4 Confiabilidad aplicada a los SEP	27
CAPÍTULO 2	31
2 METODOLOGIA.....	32
2.1 Adecuaciones y Etapas	32
2.2 Caso de estudio	39
CAPÍTULO 3	44
3 Resultados.....	45
3.1 Tasa de falla y reparación de cada unidad generadora.....	46
3.2 Representación y análisis de resultados	47
3.2.1 Disponibilidad e indisponibilidad	47
3.2.2 Indicadores de confiabilidad a nivel HL1	50
3.2.3 Mantenimientos aplicados.....	55
3.2.4 Análisis técnico económico.....	57
CAPÍTULO 4	60
4 Conclusiones y recomendaciones	61
4.1 Conclusiones	61
4.2 Recomendaciones	62

5	REFERENCIAS	63
---	-------------------	----

RESUMEN

El análisis de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) infiere en la confiabilidad de suplir la demanda de energía, considerando la calidad y seguridad al menor costo posible. A nivel de centrales eléctricas los generadores al ser máquinas rotativas presentan desgaste en sus partes mecánicas, ya sea por la misma dinámica de la máquina o mala operación de parte de los operadores de la central, lo que conlleva a que el generador falle y salga de servicio, repercutiendo en un mantenimiento no programado, en un riesgo de no suplir la demanda horaria y un uso de presupuesto no planificado. Por lo tanto, este estudio propone la adecuación de un modelo que asocia la tasa de falla de los generadores de las centrales eléctricas centrado en la etapa de vida útil de la máquina, además, de considerar factores de desgaste o degradación por horas de operación estimadas por el fabricante. En base a ello, se realiza un estudio probabilístico, que utiliza modelos estocásticos que determinan el número de fallas de los generadores, su disponibilidad y los índices de confiabilidad a nivel jerárquico de generación HL1.

Consecuentemente mediante el software de simulación de Matlab se demuestra la disponibilidad e indisponibilidad de los equipos durante un tiempo de estudio de 7 años, los índices de confiabilidad de la adecuación de la generación Expectativa de Pérdida de Carga (LOLE), probabilidad de Pérdida de Carga (LOLP), Energía Media No Suplida (EENS) y Pérdida de Carga Esperada (XL0L) y finalmente, un análisis técnico económico de los ingresos basados en la disminución de paros no programados y la reducción de costos por mantenimientos.

Palabras claves: Centrales eléctricas, índices de confiabilidad, disponibilidad, indisponibilidad, mantenimiento preventivo periódico, mantenimiento correctivo (MC).

ABSTRACT

The analysis of Power Systems (SEP) influences the reliability of meeting energy demand, considering quality and safety at the lowest possible cost. At the level of power plants, generators, being rotating machines, experience wear and tear in their mechanical parts, either due to the dynamics of the machine itself or improper operation by the power plant operators. This can lead to generator failure and downtime, resulting in unplanned maintenance, a risk of not meeting hourly demand, and an unplanned use of budget. Therefore, this study proposes the adaptation of a model that associates the failure rate of power plant generators, focusing on the machine's useful life stage. Additionally, it considers degradation factors based on estimated operating hours provided by the manufacturer. Based on this, a probabilistic study is conducted using stochastic models to determine the number of generator failures, their availability, and reliability indices at the hierarchical generation level HL1.

Subsequently, using Matlab simulation software, the availability and unavailability of equipment are demonstrated over a 7-year study period. Reliability indices such as LOLE (Loss of Load Expectation), LOLP (Loss of Load Probability), EENS (Expected Energy Not Supplied), and XLOL are calculated, followed by a technical-economic analysis of income based on the reduction of unplanned shutdowns and maintenance cost reduction.

Keywords: Power plants, reliability indices, availability, unavailability, preventive maintenance, corrective maintenance.

ABREVIATURAS

SEP	Sistemas Eléctricos de Potencia
MC	Mantenimiento Correctivo
MPP	Mantenimiento Preventivo Periódico
RTS	Reliability Test System
MTTF	Tiempo Medio entre Fallos
MTTR	Tiempo Medio de Reparación
A	Disponibilidad
FOR	Tasa de Fallas Forzadas
LOLE	Expectativa de Pérdida de Carga
LOLP	Probabilidad de Pérdida de Carga
EENS	Energía Media No suplida
XLOL	Perdida de Carga Esperada
HFS	Horas Fuera de Servicio

SIMBOLOGÍA

λ	Tasa de falla [1/año]
μ	Tasa de reparación [1/año]
R	Confiabilidad [%]
M	Mantenibilidad [%]
P_1	Probabilidad de estar en el estado bueno [%]
P_2	Probabilidad de estar en estado fallado [%]
A	Disponibilidad [%]
U	Indisponibilidad [%]
p_i	Probabilidad de estar en el estado i
NE	Número total de experimentos
LLD	Tiempo de pérdida de carga
T	Tiempo de estudio
λ_l	Tasa de falla debido al reemplazo por garantía del proveedor
a	Desplazamiento de la tasa de falla
α	Parámetro de escala que modela el desgaste
ω	Tiempo de vida útil dado por el fabricante
μ_l	Tasa de reparación debido al reemplazo por garantía del proveedor
b	Desplazamiento de la tasa de reparación
β	Parámetro de escala que modela el desgaste
γ	Parámetro de potencia
BNT	Beneficio Neto Total [\\$]
C_T	Costos totales [\\$]
k	Precio de la energía en [\$/KWh]

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Implementación del mantenimiento preventivo [4]	12
Figura 1.2 Pruebas aplicadas en el mantenimiento predictivo [4].....	14
Figura 1.3 Curva de la bañera con sus respectivos períodos [8]	17
Figura 1.4 Cadena de Márkov de dos estados, para un componente reparable [7]	21
Figura 1.5 Método para adecuar la función de fiabilidad [7]	23
Figura 1.6 Modelo para la evaluación a nivel HLI [22]	28
Figura 2.1 Montecarlo Secuencial (n-1) a nivel HLI.....	35
Figura 2.2 Algoritmo general del estudio de confiabilidad a nivel HLI con MPP	38
Figura 2.3 RTS - IEEE 24 barras	39
Figura 2.4 Perfil de carga en un periodo de 10 años	41
Figura 3.1 Diagrama de estados: (a) tasas de transiciones variables; (b) tasas de transiciones constante	45
Figura 3.2 Tasa de falla y reparación de unidades de generación aceite/vapor. (a) U12 con potencia generada 100 MW; (b) U100 con potencia generada 100 MW; (c) U197 con potencia generada 197 MW	46
Figura 3.3 Tasa de falla y reparación de unidades de generación carbón/vapor. (a) U76 con potencia generada 76 MW; (b) U155 con potencia generada 155 MW; (c) U350 con potencia generada 350 MW	46
Figura 3.4 Tasa de falla y reparación de unidades de generación hidroeléctrica, nuclear, aceite/CT. (a) U50 con potencia generada 50 MW; (b) Unidad 400 con potencia generada 400 MW; (c) Unidad 20 con potencia generada 20 MW.....	47
Figura 3.5 Disponibilidad e indisponibilidad de cada unidad generadora considerando cada estrategia.....	49
Figura 3.6 Curva de Generación Vs Demanda	51
Figura 3.7 Grafico comparativo: (a) fallas totales de todas las unidades del sistema; (b) horas fuera de servicio de todas las unidades del sistema	55
Figura 3.8 Indicadores de confiabilidad para las estrategias E1 y E2	56
Figura 3.9 Índices de confiabilidad en 10 años de estudio	57
Figura 3.10 Comparación del beneficio neto de las estrategias E1 y E2 para cada año. 58	
Figura 3.11 Beneficio neto total de cada estrategia	58

INDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Ventajas y desventajas del MC [4].....	11
Tabla 1.2 Ventajas y desventajas del mantenimiento preventivo [4].....	13
Tabla 1.3 Tasas de transición del modelo de 2 estados [7].....	22
Tabla 1.4 Condiciones y características de la cadena de Márkov [7].....	24
Tabla 1.5 Comportamiento de las tasas de falla y reparación dependiendo el estado del componente [7].....	24
Tabla 1.6 Relación de disponibilidad e indisponibilidad en la cadena de Márkov [7]...	24
Tabla 1.7 Estudios de confiabilidad en SEP [22]	27
Tabla 2.1 Parámetros para la evaluación de la confiabilidad [].....	40
Tabla 2.2 Registro de la demanda del RST - IEEE 24 barras.....	40
Tabla 2.3 Tasas de transiciones.....	41
Tabla 2.4 Disponibilidad.....	42
Tabla 3.1 EENS por año de estudio para cada estrategia	52
Tabla 3.2 EENS en 10 años para cada estrategia.....	52
Tabla 3.3 LOLE por año de estudio para cada estrategia	53
Tabla 3.4 LOLE en 10 años para cada estrategia	53
Tabla 3.5 LOLP por año de estudio para cada estrategia	53
Tabla 3.6 LOLP en 10 años para cada estrategia.....	54
Tabla 3.7 por año de estudio para cada estrategia	54
Tabla 3.8 en 10 años para cada estrategia.....	54

CAPÍTULO 1

1 INTRODUCCIÓN

1.1 Descripción del problema

El problema infiere en el estudio de la confiabilidad que brinda la máquina dentro de un proceso, donde los paros no programados afectan a la producción, la calidad y seguridad del sistema. El plan de mantenimiento realizado por las empresas se basa en procesos mecánicos que son establecido por estándares, que no se ajustan a la realidad de la máquina, cuando esta presenta desgaste debido al transcurso del tiempo o a las condiciones expuestas en la operación.

El estudio de ingeniería dentro de un plan de mantenimiento anual no es realizado, lo que se ve reflejado en un MC, presentando una indisponibilidad mayor a lo que se planifica, así mismo, la concurrencia de estos eventos provoca un overhaul a corto plazo, por lo que el llevar a cabo planes estandarizados sin un estudio de ingeniería que modele el comportamiento del equipo en el tiempo ha provocado un aumento de números en los mantenimientos anuales, demandando más presupuesto para el departamento técnico, que repercute en una menor eficiencia del equipo, y se refleja en un decrecimiento en las utilidades de la empresa.

En base en abordar esta problemática, se propone un estudio de confiabilidad, para determinar un plan de MPP, con el fin de aumentar la disponibilidad de las maquinas generadoras en el sistema. En adición, efectuar el estudio a nivel HL1, obteniendo los índices de confiabilidad, los cuales son medibles, lo que permite tomar decisiones referenciales, para optimizar y mejorar el rendimiento de los generadores eléctricos.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

- ✓ Estudiar la confiabilidad del SEP a nivel HL1, además, del impacto económico al implementar MPP en los generadores del “Test System IEEE RTS”.

1.2.2 Objetivo específico

- ✓ Modelar la tasa de falla y reparación durante la etapa de la vida útil de la máquina, para el desarrollo de proyecciones estadísticas a años posteriores.
- ✓ Analizar los índices de confiabilidad de los generadores del Sistema eléctrico de potencia, para mejorar la gestión de los activos.
- ✓ Comparar económicamente los eventos tanto considerando solo MC como aplicando MPP, para la viabilidad económica.

1.3 Justificación del problema

El constante uso de máquinas generadoras de electricidad, así como equipos eléctricos usados en el ámbito industrial están constantemente en operación y son propensos a todo tipo de fallas, lo que deriva en paros no programados y consecuente a ello interrupciones en la producción y en la continuidad operativa del sistema. Por otra parte, el transcurso de los años provoca que la maquina presente desgaste por lo que las fallas se vuelven críticas, por ende, el tiempo de reparación de la maquina es mayor, traduciéndose en una indisponibilidad que afecta el rendimiento y producción de la planta.

Con el propósito de optimizar la gestión de mantenimiento, es esencial incorporar estudios de ingeniería en los planes anuales, los cuales deben fundamentarse en modelos que reflejen con precisión el estado actual de las máquinas. Este enfoque posibilita la generación de proyecciones fiables para los años subsiguientes, permitiendo la presentación de planes óptimos para los periodos de mantenimiento preventivo. La implementación de este enfoque busca reducir significativamente los overhauls a corto plazo y, al mismo tiempo, ajustar el presupuesto para mejorar la parte financiera del departamento técnico.

En el marco del plan de mantenimiento periódico, se establecen estrategias que abarcan tanto los mantenimientos en los generadores como estudios a nivel HL1. Estos últimos se centran en la determinación de índices de confiabilidad, considerando tanto la demanda como la generación. Esta aproximación contribuye a salvaguardar la seguridad del sistema durante los años proyectados. Además, se lleva a cabo una evaluación exhaustiva para determinar la factibilidad y viabilidad de aplicar un estudio de ingeniería de confiabilidad en un SEP. Este enfoque integral busca no solo optimizar la eficiencia operativa, sino también garantizar la confiabilidad a largo plazo del sistema eléctrico.

1.4 Alcance

Con el objetivo de abordar comprensivamente el tema, se plantea llevar a cabo un exhaustivo análisis de confiabilidad, destacando especialmente el modelado que integre la tasa de falla y reparación de los generadores a lo largo del tiempo. Este análisis se llevará a cabo en el contexto del desarrollo de un Programa de un MPP. Paralelamente, se busca poner de manifiesto, mediante un estudio a nivel HL1, los índices de confiabilidad. Además, se llevará a cabo un análisis económico detallado de los beneficios netos asociados con la potencia de generación y demanda. Estos análisis económicos serán fundamentales para facilitar la toma de decisiones informadas, contribuyendo a la selección de un plan de mantenimiento que no solo asegure viabilidad económica, sino que también optimice el rendimiento y promueva el aumento de la producción. Estas condiciones se considerarán como criterios satisfactorios para la implementación de un plan de mantenimiento óptimo.

1.5 Marco Teórico

1.5.1 Centrales eléctricas generadoras y tipos de mantenimientos

Una central eléctrica se define como una instalación industrial cuyo propósito es transformar la energía proveniente de diversas fuentes, como el viento, el sol, el agua, los combustibles fósiles o la fisión nuclear, en energía eléctrica. El método de transformación varía según el tipo de central eléctrica y la fuente específica de energía empleada [1].

Las centrales eléctricas desempeñan una función esencial en la vida moderna al posibilitar el funcionamiento eficiente de nuestras ciudades, industrias, hospitales y hogares. A medida que se intensifica la atención en la sostenibilidad y el cambio climático, la importancia de las centrales eléctricas y la imperativa transición hacia fuentes de energía más limpias y renovables se vuelve cada vez más vital [1].

Tipos de centrales eléctricas

Cuando nos referimos a los tipos de centrales eléctricas, estamos hablando de las diversas maneras en que generamos electricidad utilizando distintas fuentes de energía. Cada tipo de central posee características únicas, así como beneficios y desafíos específicos. Mientras que algunos dependen de combustibles fósiles como el carbón o el gas natural, otros aprovechan fuentes de energía renovable como la solar, eólica o hidroeléctrica [1].

Hidráulicas o hidroeléctricas. Las centrales hidroeléctricas producen energía eléctrica aprovechando el movimiento del agua. Existen dos categorías principales: aquellas de flujo constante, donde el agua fluye de manera continua, y las de

almacenamiento, en las que el agua se retiene en un embalse y se libera según la demanda para la generación de electricidad [2].

La generación hidráulica se caracteriza por aprovechar el agua proveniente de un río o que se encuentra almacenada en un embalse para aprovechar dicha energía potencial. La forma en que se produce la generación se traduce de la siguiente forma: La energía potencial del agua que se debe a las diferencias de altura es transformada en energía cinética a medida que es transportada hacia una turbina hidráulica la cual realiza un movimiento rotación o giratorio que permite el accionamiento de un alternador convirtiendo la energía mecánica procedente en energía eléctrica [2].

La forma en que se mantiene conserva la acumulación de agua para la generación eléctrica puede ser de dos tipos:

- ✓ Central de agua fluyente o en derivación: el agua utilizada para la generación de electricidad varía durante el año en función del régimen hidrológico del paso del agua.
- ✓ Central de regulación o embalse: El caudal es almacenado mediante un embalse la cual puede ser regulada por medio de un depósito ya sea de manera diaria, semanal o mensual [3].

Nucleares. Las centrales nucleares son instalaciones de generación eléctrica que emplean la energía liberada durante el proceso de fisión nuclear con el fin de producir electricidad. A pesar de las discusiones y controversias en torno a aspectos de seguridad y medio ambiente, la capacidad de estas centrales para generar grandes cantidades de electricidad sin emisiones significativas de dióxido de carbono las hace ser consideradas como una opción en la matriz energética de varios países [1].

El principio de la fisión nuclear hace referencia al funcionamiento de una central nuclear, a continuación, se detallan los pasos del proceso:

1. Fisión nuclear: En el núcleo del reactor nuclear, ocurre una reacción de fisión donde los átomos de uranio o plutonio se dividen, liberando una cantidad considerable de energía en forma de calor.
2. Generación de vapor: El calor generado durante la fisión se utiliza para calentar agua, transformándola en vapor a elevada presión.
3. Funcionamiento de la turbina: El vapor a alta presión resultante impulsa el movimiento de una turbina, iniciando su rotación.
4. Producción de electricidad: La turbina está acoplada a un generador eléctrico. Con el giro de la turbina, también gira el generador, generando así electricidad [1].

Es relevante considerar que, a pesar de la capacidad de las centrales nucleares para generar grandes cantidades de electricidad sin emisiones de gases de efecto invernadero, también presentan desafíos significativos, como la gestión de los desechos nucleares y la posibilidad de accidentes nucleares [1].

[1]

Térmicas. Es el método más convencional para generar potencia eléctrica. En este tipo de plantas se produce potencia mecánica (rotacional) a partir de energía térmica generada, generalmente, por un proceso de combustión haciendo uso de elementos como carbón petróleo o el gas natural. La energía térmica obtenida es utilizada para calentarla y convertirla en vapor la cual posteriormente ser utilizada en una turbina acoplada a un generador eléctrico [2].

Su prevalencia se da a la gran cantidad y el fácil acceso a combustibles fósiles ya existentes además de la robustez y madurez de las tecnologías, el funcionamiento de las

centrales de energía térmica se da por la conversión de energía calorífica en energía mecánica para obtener finalmente energía eléctrica. se lleva a cabo por varias etapas:

1. Combustión: En primer lugar, se lleva a cabo la quema de combustibles fósiles como carbón, petróleo o gas natural en una caldera para generar calor.
2. Generación de vapor: El calor resultante se aprovecha para calentar agua en un sistema de tuberías, creando vapor a alta presión.
3. Funcionamiento de la turbina: El vapor a alta presión se dirige hacia las palas de una turbina, provocando su rotación.
4. Producción de electricidad: La rotación de la turbina está enlazada a un generador eléctrico. Con el movimiento de la turbina, el generador también se pone en marcha, generando electricidad [2].

Tipos de mantenimientos

A lo largo de los años el mantenimiento ha evolucionado con el objetivo de brindar una mayor disponibilidad del equipo, maquinas, sistemas e instalaciones. A continuación, se presentan los tipos de mantenimiento:

- ✓ Mantenimiento Correctivo
- ✓ Mantenimiento Preventivo
- ✓ Mantenimiento Predictivo
- ✓ Manejo de Activos

Mantenimiento Correctivo. También conocido como mantenimiento reactivo, y es ampliamente empleado a nivel industrial, a nivel de Latinoamérica y varios países en vías de desarrollo. Este tipo de mantenimiento se implementa cuando la máquina deja de funcionar debido a una falla o avería, y su objetivo principal es reestablecer su operatividad disminuyendo el impacto en la productividad. Generalmente, implica la reparación o sustitución del componente defectuoso del equipo o de la máquina, llevándose a cabo en el menor tiempo posible [4].

Algunas empresas optan por estrategias de mantenimiento centradas en el correctivo debido a la falta de conocimientos, herramientas, personal capacitado, presupuestos asignados y tecnologías modernas necesarios para aplicar otros tipos de mantenimiento. La gestión del MC se pone en marcha cuando no se puede diagnosticar oportunamente una posible falla en una máquina. Es crucial identificar la causa subyacente de la falla para tomar las medidas adecuadas [4].

Existen dos tipos de mantenimientos correctivos:

- ✓ Mantenimiento correctivo no programado: se activa en respuesta a una falla inesperada en el equipo o máquina, lo que resulta en una parada correspondiente. En este caso, es necesario retirar la parte dañada y reemplazar el componente, ya sea con uno nuevo o usado.
- ✓ Mantenimiento correctivo programado: También conocido como mantenimiento planificado se lleva a cabo cuando se identifica que algún componente de una máquina está a punto de fallar. Por lo tanto, se programa el mantenimiento para abordar y corregir esta posible falla antes de que ocurra [4].

Tabla 1.1 Ventajas y desventajas del MC [4]

Ventajas	Desventajas
Por medio de la reparación de mecanismos o corrección de fallas se prolonga su vida útil	Fallas o averías pueden aparecer en momentos inesperados
No genera gastos fijos	Pueden ocurrir daños más complejos e irreparables si no se detecta las fallas o averías a tiempo
A menor plazo ofrece un mejor resultado económico	Se reduce la producción haciéndola impredecible y poco fiable
La limpieza, lubricación o revisión implican tareas rentables	Repeticiones de fallas al no tener un diagnóstico confiable de las causas de las fallas.
	Se tiene peligro no solo en la producción sino también en la seguridad del personal y activos de la empresa
	Se requiere un alto inventario, stock de repuestos además de técnicos especializados y cualificados.

Mantenimiento Preventivo. El mantenimiento preventivo se basa en una serie de tareas o actividades planificadas que se ejecutan en intervalos definidos con el propósito de asegurar que los activos de las empresas cumplan con las funciones requeridas en su entorno operativo, optimizando así la eficiencia de los procesos. Este enfoque tiene como objetivo prevenir y anticiparse a posibles fallas en elementos, componentes, máquinas o equipos. Implica diversas acciones como cambios o sustituciones, ajustes, restauraciones, inspecciones, evaluaciones, etc., llevadas a cabo en períodos de tiempo programados, ya sea por calendario o por el uso de los activos (tiempos dirigidos) [4].

En la figura 1.4 Se visualiza consideraciones a tomar en cuenta para un correcto mantenimiento preventivo [4].

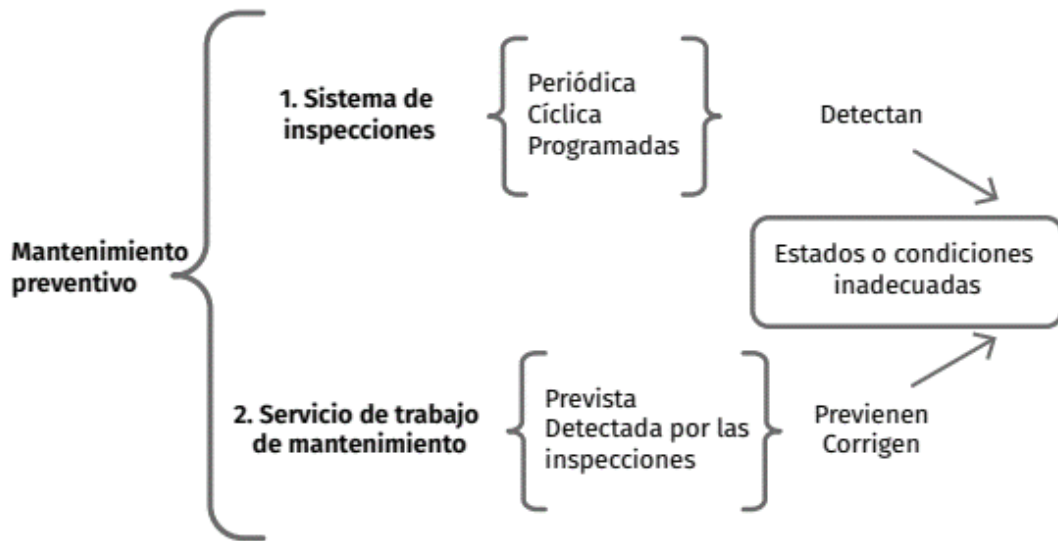


Figura 1.1 Implementación del mantenimiento preventivo [4]

Palabras clave dentro de un plan de mantenimiento preventivo:

- ✓ La planificación: implica detallar las actividades a realizar, determinar el personal, los equipos y las herramientas que se utilizarán, así como estimar el tiempo requerido para la ejecución.
- ✓ La programación: Se establecer el día, la hora y el lugar donde se llevarán a cabo las actividades planificadas con antelación.
- ✓ La ejecución: Comprende la realización concreta de los trabajos que fueron previamente definidos en la planificación.
- ✓ El control: Validación y verificación de la ejecución de los trabajos.

A continuación, se presentan ventajas y desventajas de emplear un mantenimiento preventivo.

Tabla 1.2 Ventajas y desventajas del mantenimiento preventivo [4]

Ventajas	Desventajas
Se disminuye tiempos muertos, anomalías o fallas, aumentando la disponibilidad de las maquinas.	Al inicio la implementación genera aumentos en los costos
Aumento de vida útil en equipos, componentes o instalaciones	Tiempo adicional de trabajo en personal de mantenimiento y mayor experiencia en manuales, fichas técnicas, reparaciones etc.
Reducción o disminución en inventarios de repuestos	Mayor tiempo en transferencia de información
Ahorro económico a mediano y largo plazo	Mayor cantidad de equipo humano para ordenes en almacenes, actualización de información, inventario.
Implementación paulatina de inspecciones de rutina	Se elevan costos por entrenamientos y capacitaciones para nuevo personal.
Mayor seguridad industrial para personal	
Cumplimiento y entrega a tiempo de carga o producción.	

Mantenimiento Predictivo. Este tipo de mantenimiento es aquel que establece la relación entre los parámetros físicos y el desgaste o estado de una máquina. En el mantenimiento predictivo, se da importancia a la medición, el seguimiento y la monitorización de parámetros y condiciones de operación en equipos, máquinas o instalaciones. En este enfoque, se identifican y gestionan valores de pre-alarma y de acción para todas las variables consideradas relevantes para medir y controlar [4].

El mantenimiento predictivo puede ser concebido como una técnica que anticipa el momento futuro en el que un componente de una máquina experimentará una falla, anomalía, rotura o avería. Esto permite que dicho componente sea reemplazado de acuerdo con un plan, justo antes de que falle. De esta manera, se reduce el tiempo de inactividad del equipo y se extiende la vida útil del componente [4].

La información más crucial proporcionada por este tipo de monitoreo de equipos es la tendencia de los valores, ya que permite acceder a los cálculos necesarios para prever

con cierto margen de error cuándo ocurrirá una falla en un equipo. Estas técnicas se conocen como predictivas. Al implementar este tipo de mantenimiento, que puede ser basado en horas de funcionamiento o en el tiempo transcurrido desde la última revisión, el mantenimiento predictivo presenta la ventaja innegable de que, en la mayoría de los casos, no es necesario realizar desmontajes significativos y, en muchos casos, ni siquiera detener la máquina [4].

Por lo general, estas técnicas son no invasivas. En caso de que la inspección revele alguna irregularidad, se programa una intervención. El objetivo es anticiparse a la falla catastrófica de un componente, pieza, máquina o equipo, evitando así que ocurra. De esta manera, las técnicas de mantenimiento predictivo ofrecen una ventaja adicional: la adquisición de repuestos se realiza según la necesidad, eliminando la necesidad de mantener inventarios (capital inmovilizado sin generar ingresos) [4].

Comúnmente en instalaciones industriales se tienen las siguientes aplicaciones predictivas.

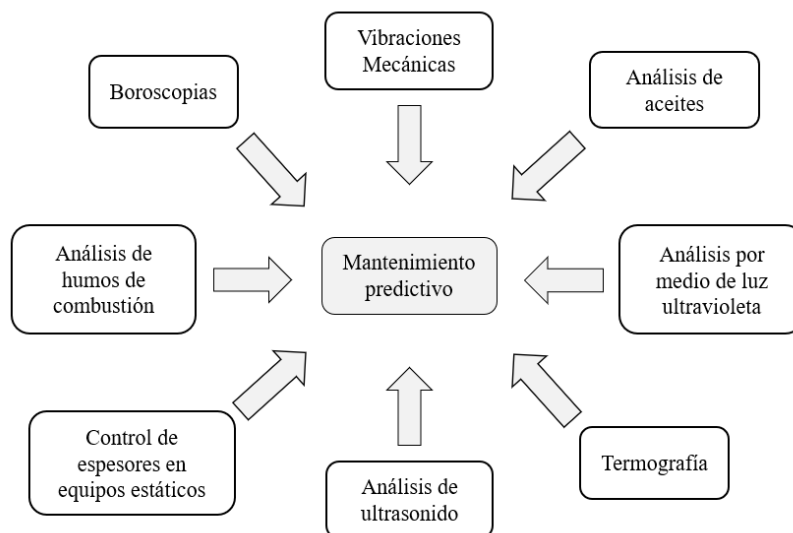


Figura 1.2 Pruebas aplicadas en el mantenimiento predictivo [4]

1.5.2 Modelo de Confiabilidad

La confiabilidad en los SEP se basa en estudiar las propiedades mecánicas y eléctricas del equipo en el tiempo, brindando información desde cuando el equipo es nuevo hasta cuando el equipo cumple su tiempo de vida. Dentro de este periodo la maquina presenta varias etapas que han sido modeladas en curvas que permiten observar tanto el estado en que se encuentra como su comportamiento operativo [5].

Tasas de transición

Un componente o equipo presenta varias etapas durante su vida útil, por lo que el comportamiento de como el componente se desenvuelve en el tiempo es modelado por una función llamada tasa de transición. En confiabilidad se tiene definido dos tasas de transiciones; la primera, la tasa de falla; la segunda, la tasa de reparación.

Tasa de falla. El comportamiento de esta tasa de transición es la de una bañera, por lo que se la conoce como “La curva de la bañera”, el cual representa la frecuencia de falla en el tiempo.

Tasa de reparación. Toma un comportamiento o efecto contrario a la tasa de falla, lo que indica que, al transcurso de periodo de vida, los daños de la maquina son mayores, por ende, el tiempo de reparación es mayor, en consecuencia, la tasa de reparación será menor [5]:

Curva de la bañera

El análisis de la curva de tasa de falla en forma de bañera se utiliza extensamente en diferentes estudios para describir el comportamiento de fallas en varios componentes de ingeniería. Existen tres etapas en la curva de la bañera descritos a continuación:

1. Período de mortalidad infantil con una tasa de falla que disminuye respecto al tiempo.
2. Período de vida útil con una tasa de falla estrictamente baja y relativamente constante.
3. Período de desgaste que muestra una tasa de falla creciente respecto al tiempo [6].

La Figura 1.5 ilustra de manera esquemática la curva de la bañera. La fase de mortalidad infantil se atribuye principalmente a defectos incorporados o diseñados en un producto. El fabricante del producto establece los métodos para eliminar estos defectos mediante especificaciones apropiadas, robustez y tolerancia de diseño adecuada [7].

El periodo de vida útil es significativamente el más extenso de las tres etapas, aunque no se refleje un dimensionamiento claro en la figura. Durante este tiempo, el producto está en funcionamiento y se somete a pruebas y mantenimiento de forma regular, si es necesario [7]-[6].

La etapa de desgaste comienza cuando la degradación del producto debido al envejecimiento y al desgaste aumenta. Este periodo de desgaste puede extenderse mediante mantenimiento adicional hasta que esta extensión no resulte en costos excesivos [7]-[8].

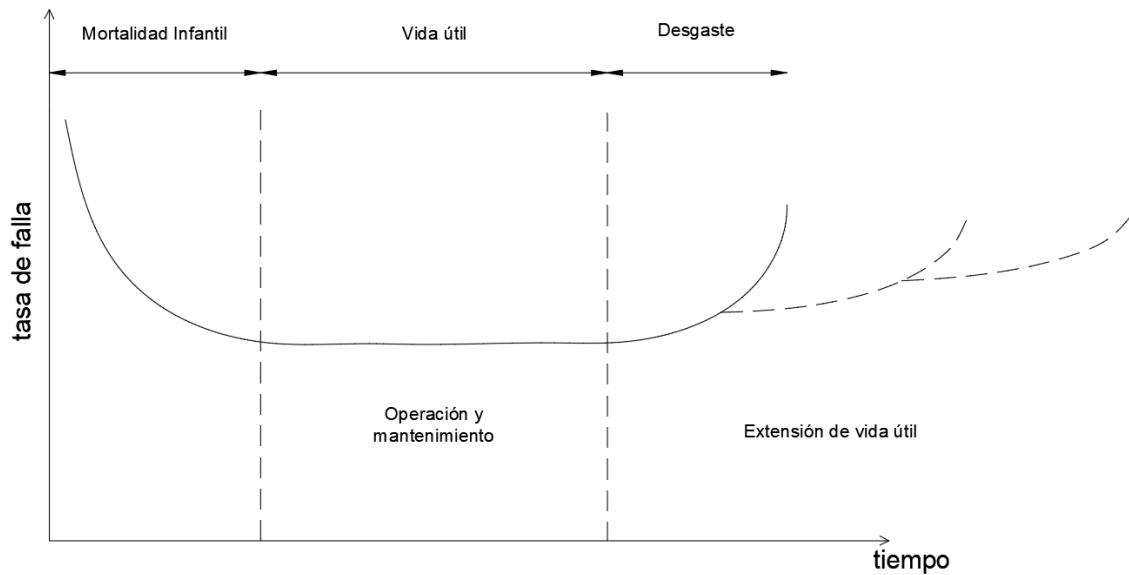


Figura 1.3 Curva de la bañera con sus respectivos períodos [8]

Criterio de Confiabilidad, Disponibilidad y Mantenibilidad

Los términos confiabilidad, disponibilidad y mantenibilidad son elementos cotidianos en el ámbito del mantenimiento. Al examinar la definición contemporánea de mantenimiento, se confirma que su objetivo es "asegurar" que la función de los equipos e instalaciones esté disponible de manera que permita llevar a cabo un proceso de producción o servicio con niveles adecuados de calidad, confiabilidad, seguridad, preservación del medio ambiente y costos [9].

Confiabilidad. La confiabilidad puede ser descrita como la "seguridad" en la capacidad de un componente, equipo o sistema para llevar a cabo su función fundamental durante un periodo de tiempo predeterminado, bajo condiciones operativas estándar. Otra definición relevante de confiabilidad es la probabilidad de que un equipo pueda cumplir con su función requerida durante un intervalo de tiempo establecido y bajo condiciones de uso especificadas [9]-[10].

Se puede expresar la confiabilidad del producto o equipo en particular mediante la siguiente expresión:

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

Donde:

$R(t)$. Confiabilidad de un equipo dentro de un tiempo t

λ : Tasa de falla por periodo de operación

t : tiempo

La confiabilidad se refiere a la probabilidad de que no se produzca una falla de un tipo específico durante una tarea definida, manteniendo un nivel de confianza establecido [9].

Disponibilidad. La disponibilidad, que constituye el principal objetivo del mantenimiento, se puede describir como la certeza de que un componente o sistema, después de recibir mantenimiento, desempeñará su función de manera satisfactoria durante un período específico. En la parte práctica, la disponibilidad se expresa como el porcentaje de tiempo en el cual el sistema está preparado para operar o producir, especialmente en sistemas de funcionamiento continuo [9]-[11].

Mantenibilidad. La mantenibilidad puede ser entendida como la anticipación de que un equipo o sistema pueda ser restablecido a condiciones operativas dentro de un intervalo de tiempo establecido, siempre que la acción de mantenimiento se lleve a cabo siguiendo los procedimientos indicados [9].

La mantenibilidad puede ser estimada mediante la siguiente expresión:

$$M(t) = 1 - e^{-\mu t} \quad (2)$$

Donde:

M(t): Mantenibilidad, representa la probabilidad de que el equipo empiece la reparación en un tiempo $t=0$ y concluya en un tiempo t .

μ : Tasa o número de reparaciones realizadas en relación con la totalidad de horas en el que el equipo se repara.

t : tiempo previsto para la reparación

Finalmente, es importante que los 3 criterios mantengan una relación entre sí de tal manera que se prioriza elevar la disponibilidad en una planta, sistema o equipo por lo que se debe considerar lo siguiente:

- ✓ Aumentar la confiabilidad, expresada por el MTTF (Tiempo Medio entre Fallos)
- ✓ Reducir el tiempo de reparación, expresado por el MTTR (Tiempo Medio de Reparación)
- ✓ Reducir el MTTR y aumentar el MTTF [9].

Se conoce que la tasa de falla λ y la tasa de reparación μ se las define de la siguiente manera:

$$\lambda = \frac{\text{Número de fallas}}{\text{tiempo total de operacion del sistema}} \quad (3)$$

$$\mu = \frac{\text{Número de reparaciones}}{\text{tiempo total de reparacion de la unidad}} \quad (4)$$

Por tanto, el MTTR y el MTTF se los puede expresar como el inverso de la tasa de falla y reparación de falla respectivamente [9].

$$MTTF = \frac{1}{\lambda} \quad (5)$$

$$MTTR = \frac{1}{\mu} \quad (6)$$

Disponibilidad (A) y Tasa de Fallas Forzadas (FOR). Diversos estudios han demostrado que ninguna maquina registra condiciones de operabilidad exitosas durante todo el tiempo lo cual no lo hace totalmente confiable y segura. Las maquinas cada cierto tiempo pueden estar fuera de servicio ya sea por mantenimientos requeridos o debido a fallas que afecten su operación, la consecuencia de estar fuera de servicio incluye paradas planificadas o forzadas [12].

Las paradas planificadas o también conocidas como parada programas son aquellas en las que las unidades se apagan o se retiran de servicio ya sea para ser reemplazado o algún mantenimiento que se requiera. Por otra parte, las paradas forzadas son aquellas en las que las unidades están fuera de servicio por presencal de alguna falla conocida como parada no programada o no planificada. El último factor mencionado tiene mayor importancia y es más severo dentro de la planificación y operación en el sistema de potencia, los cuales son definidos de la siguiente manera [12].

$$FOR = \frac{\sum t_{fueraServicio}}{\sum t_{planificadoServicio}} \quad (7)$$

La disponibilidad es definida como:

$$A = \frac{\sum t_{dentroservicio}}{\sum t_{planificadoservicio}} \quad (8)$$

$$A + FOR = 1 \quad (9)$$

1.5.3 Análisis estocásticos

Cadena de Márkov

Las cadenas de Márkov forman parte de un proceso estocástico continuo, los estados futuros dependen únicamente del estado presente y son independientes de estados anteriores. Es esencialmente un proceso aleatorio que experimenta variaciones en el tiempo, donde la predicción de los estados futuros se basa exclusivamente en el estado actual [8].

El análisis de la disponibilidad, confiabilidad y mantenibilidad de sistemas se puede realizar mediante procesos de Márkov [11]-[13]. Un sistema está compuesto por varios componentes n , y cada uno de ellos puede estar operativo o no en cualquier momento [8].

Modelo de dos estados como una cadena de Márkov. El proceso aleatorio que describe la secuencia de fallas y reparaciones de un componente reparable puede ser modelado como una cadena de Márkov con dos estados discretos en tiempo continuo, tal como se ilustra en la Figura 1.6 [7].

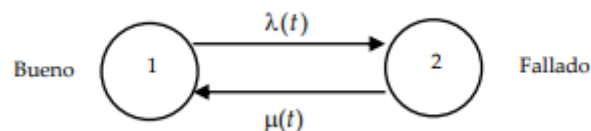


Figura 1.4 Cadena de Márkov de dos estados, para un componente reparable [7]

El sistema puede estar en uno de los dos estados:

1. Estado operativo: El sistema sigue funcionando a pesar de posibles fallas en algunos componentes, la ausencia de fallas en cada uno de sus componentes indica un sistema completamente operativo.
2. Estado de falla: Se da cuando existe una falla en uno o más de sus componentes por ende el sistema no está operativo [8].

Dentro de los estados existen dos tasas de transición [7]:

Tabla 1.3 Tasas de transición del modelo de 2 estados [7]

De 1 a 2	Tasa de falla	$\lambda(t) = \frac{1}{MTTF}$
De 2 a 1	Tasa de reparación	$\mu(t) = \frac{1}{MTTR}$

La resolución del modelo de la cadena de Márkov de dos estados es esencial examinar la dirección e independencia de las observaciones de los tiempos de falla y los tiempos de reparación. Esto debe llevarse a cabo siguiendo el proceso delineado en la Figura 1.7. [7].

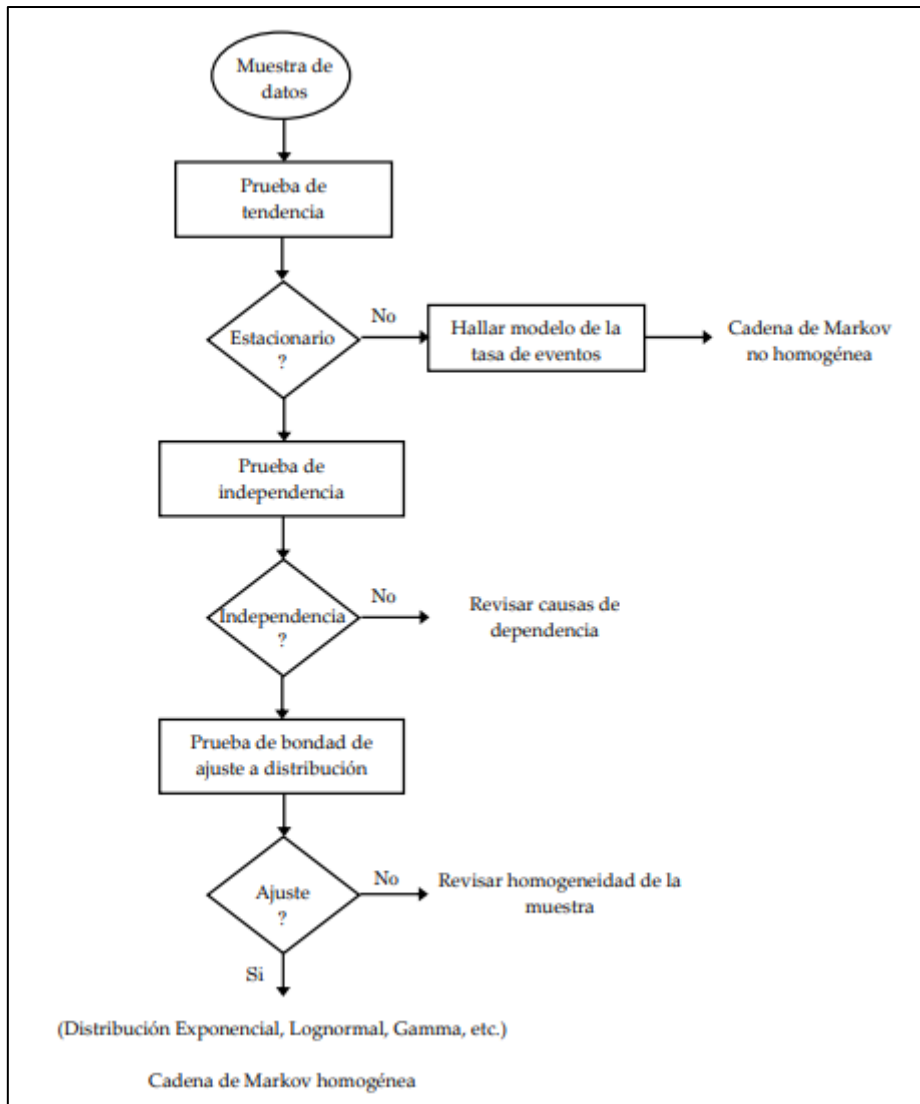


Figura 1.5 Método para adecuar la función de fiabilidad [7]

Para la solución del modelo existen 3 casos detallados a continuación en la tabla

1.4. [7]:

Tabla 1.4 Condiciones y características de la cadena de Márkov [7]

	Condiciones	Modelo	Características	Método de solución
1	Los tiempos para falla y de reparación son estacionarios, independientes y exponencialmente distribuidos	Cadena de Márkov homogénea exponencial	$\lambda(t)$ constante $\mu(t)$ constante	Analítica Métodos numéricos Montecarlo
2	Los tiempos para falla y de reparación son estacionarios, independientes, pero no están exponencialmente distribuidos.	Cadena de Márkov homogénea general	$\lambda(t)$ constante $\mu(t)$ constante	Montecarlo Adición de variables
2	Los tiempos para falla o los de reparación son no estacionarios	Cadena de Márkov no homogénea	$\lambda(t)$ y $\mu(t)$ son variable o uno variable y el otro constante	Métodos numéricos

Mediante la tabla 1.5 podemos notar la interpretación de la tasa de fallas y tasa de reparación del modelo [7].

Tabla 1.5 Comportamiento de las tasas de falla y reparación dependiendo el estado del componente [7]

Forma	Tasa de fallas	Tasa de reparación
Constante	No hay ni mejora de la confiabilidad del componente	No hay mejora ni deterioro en el desempeño del personal que realiza las reparaciones
Creciente	Deterioro en la confiabilidad del componente	Deterioro en el desempeño del personal que realiza las reparaciones
Decreciente	Mejora en la confiabilidad del componente	Mejora en el desempeño del personal que realiza las reparaciones

Finalmente, la tabla 1.6 se define el proceso aleatorio de fallas y reparaciones cuando hay una convergencia en estado estable considerando dos posibles situaciones de disponibilidad e indisponibilidad [14]-[7].

Tabla 1.6 Relación de disponibilidad e indisponibilidad en la cadena de Márkov [7]

$P_1(\infty) = A$	La disponibilidad del componente.	Es la probabilidad de encontrar el componente en el estado “bueno” en el largo tiempo.
$P_2(\infty) = U$	La indisponibilidad del componente.	Es la probabilidad de encontrar el componente en el estado “fallado” en el largo tiempo.

Método de Montecarlo

La simulación de Montecarlo implica la generación de números aleatorios de cualquier distribución de probabilidad o proceso estocástico. Este proceso se realiza con el fin de evaluar, de manera numérica, indirecta o artificial, un modelo matemático. Esta técnica permite estimar el comportamiento de un sistema o proceso que incorpora variables estocásticas [15].

La evaluación de la confiabilidad combinada en sistemas de generación y transmisión mediante la simulación Montecarlo destaca como una herramienta esencial en la evaluación de la confiabilidad del sistema eléctrico. Esta herramienta permite modelar con precisión los componentes del sistema de energía y las condiciones de operación, generando distribuciones de probabilidad para las variables de estudio y abordando los aspectos temporales de la operación del sistema. A pesar de sus beneficios, la necesidad de analizar numerosos estados operativos hace que la simulación Monte Carlo requiera un considerable esfuerzo computacional, especialmente cuando se aplica a sistemas de energía del mundo real [16]-[17].

Los niveles de confiabilidad pueden determinarse mediante el uso de datos históricos de interrupciones o anticiparse mediante enfoques estocásticos [18]. Las condiciones de operación del sistema durante un determinado tiempo pueden analizarse mediante dos enfoques diferentes, es decir por medio de métodos analíticos y mediante la simulación de Monte Carlo [19].

- ✓ En métodos analíticos su principal ventaja reside en la capacidad para generar eficientemente valores esperados de los índices de confiabilidad haciendo uso de un tiempo de cálculo más reducido generalmente adecuado para estudios en sistemas de distribución radial.

- ✓ La simulación de Montecarlo es mucho más aplicada a sistemas más complejos a nivel de distribución, proporcionan una distribución de índices de confiabilidad que pueden ser usados para denotar el valor medio o desviación estándar [19]-[20].

En adición, la técnica de simulación Montecarlo es posible dividirlas en dos categorías secuenciales y no secuenciales.

- ✓ Montecarlo Secuencial: En el enfoque secuencial, la simulación progresa de manera cronológica, reflejando los cambios de estado de uno o varios componentes, incluyendo la carga. Se registran los estados del sistema y las duraciones de tiempo correspondientes, y a partir de estos registros, se pueden calcular los índices de confiabilidad después de realizar la simulación durante un periodo suficientemente extenso. Las técnicas secuenciales reproducen el proceso de evolución del sistema y conservan las características de los eventos en términos cronológicos, causales y dependientes [20].
- ✓ Montecarlo no secuencial: En la técnica no secuencial, los estados son seleccionados desde el espacio de estados de acuerdo con sus probabilidades respectivas. Hay componentes que no muestran dependencia, para ello este proceso se logra simplemente seleccionando estados diferentes de componentes individuales para construir estados del sistema, este procedimiento se repite continuamente hasta lograr obtener un número adecuado de muestras que representen al sistema. No existe relación cronología entre el estado de estudio con otro tipo de estados. La implementación de métodos no secuenciales es generalmente más sencilla y requieren considerablemente menor esfuerzo computacional en términos de recursos y memoria en comparación con los métodos secuenciales, razón por la cual se prefieren en implementaciones de software siempre que sea factible [21].

1.5.4 Confiabilidad aplicada a los SEP

Los estudios de la confiabilidad se clasifican en:

Tabla 1.7 Estudios de confiabilidad en SEP [22]

Adecuación	Seguridad
Suficientes equipos que puedan suplir la demanda	Estudia la capacidad del sistema antes perturbaciones
Asociada a las condiciones en estado estable	Asociada a las condiciones en estado dinámico
Estudio a largo plazo	Estudio a corto plazo

Análisis de contingencias

Criterio n-1. A nivel mundial para análisis es el criterio más utilizado en la gran mayoría de casos el criterio es aplicable en componentes de la red sin tomar en consideración las salidas de puntos de generación. Consiste en llevar a cabo la simulación de la pérdida de un componente de la red, como una línea de transmisión, un transformador o una compensación reactiva, así como de un generador. La determinación de si el sistema se encuentra en estado de falla depende de su capacidad para satisfacer los criterios preestablecidos de calidad y seguridad en caso de la pérdida del componente [13].

Criterio n-2. Consiste en la simulación de la pérdida de dos componentes en el sistema, ya sea que ambos pertenezcan a la red o que uno sea de red y el otro de generación. El sistema debe satisfacer los criterios de calidad y seguridad en caso de pérdida de ambos componentes; de lo contrario, se considera en estado de falla.

Este criterio no es tan aplicado con el criterio n-1, su principal uso es garantizar que el sistema opere por la pérdida de dos componentes en sitios cercanos o los más críticos para el sistema [13].

Adecuación de los sistemas de generación HLI

Se evalúa la capacidad global de generación del sistema para cumplir con los requisitos de la demanda total del sistema. La evaluación no toma en consideración la capacidad de los sistemas de transmisión y distribución para transportar la energía hasta los puntos de consumo. En términos de adecuación, se calcula la capacidad de generación necesaria para satisfacer la demanda y contar con capacidad de reserva para llevar a cabo labores de mantenimiento. Para el análisis se lo realiza teniendo en consideración que todas las cargas como generadores están conectados a una misma barra en común tal como muestra la figura 1.6. [22].

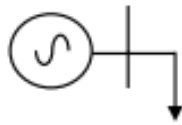


Figura 1.6 Modelo para la evaluación a nivel HLI [22]

Dentro de los índices de confiabilidad tenemos los siguientes:

Expectativa de pérdida de carga (LOLE). La pérdida de carga ocurre exclusivamente cuando la demanda del sistema supera la capacidad remanente en el sistema, es decir, cuando se pierde más capacidad de generación de la que está disponible como reserva [12].

$$LOLE = \sum_{i \in S} p_i T = \frac{1}{NE} \sum_{e=1}^{NE} LLD_e \quad (10)$$

p_i : probabilidad del estado i .

NE: Número total de experimentos.

LLD: Tiempo de pérdida de carga.

e: Contador de experimentos.

S: conjunto de estados asociados con la pérdida de carga.

Probabilidad de Pérdida de carga (LOLP). Para determinar el LOLE, es esencial contar con estimaciones de la demanda prevista para cada uno de los periodos contemplados en el estudio temporal. Esto implica, por ejemplo, anticipar la demanda máxima para cada día del año [23].

$$LOLP = \frac{LOLE}{T} \quad (11)$$

T: tiempo de estudio.

Energía media no suplida (EENS). Se refiere a la región que se encuentra debajo de la curva de la potencia proyectada, la cual representa la energía total durante ese lapso. Este dato puede ser utilizado para calcular el valor esperado de la energía no suministrada o interrumpida durante el período de estudio, resultado de la insuficiencia en la capacidad instalada de generación [12]. Por otra parte, el índice EENS es utilizado para llevar el cálculo de las ventas de energía a los diferentes consumidores lo cual representa las ganancias verídicas de la compañía eléctrica a cargo [24].

$$EENS = \sum_{i \in S} TC_i p_i = \frac{1}{NE} \sum_{e=1}^{NE} ENS_e \quad (13)$$

p_i : probabilidad del estado i.

NE: Número total de experimentos.

ENS: Energía no suplida.

e: Contador de experimentos.

S: conjunto de estados asociados con la pérdida de carga.

T: tiempo de estudio.

Pérdida de carga Esperada (XLOL). Hace referencia a toda la potencia que no pueden ser cubiertas por la existencia de fallas ocasionales.

$$XLOL = \frac{EENS}{LOLE} \quad (13)$$

CAPÍTULO 2

2 METODOLOGIA

Este capítulo presenta el desarrollo del estudio de confiabilidad, por lo que está dividido en dos secciones: la sección 2.1 presenta las etapas implementadas para la Optimización de los Beneficios Económicos de la Adecuación de la Generación Aplicando MPP; la sección 2.2 expone la aplicación de las etapas en un caso de estudio.

2.1 Adecuaciones y Etapas

Para el desarrollo de este estudio enfocado a la confiabilidad de un SEP a nivel HL1, donde la información obtenida son disponibilidad e indisponibilidad, índices de confiabilidad y un plan de mantenimiento que aporte a la fiabilidad del sistema se requirió conocer como entrada los siguientes datos:

Sistema Eléctrico de Potencia

Dentro del análisis de confiabilidad se procede a identificar las etapas del sistema en las cuales se lleva a cabo el estudio.

Al ser el proyecto enfocado en la adecuación de la generación, las etapas involucradas son tanto de generación como carga, por ende, se requiere los parámetros operativos declarados por las centrales eléctricas, así como, la información operativa o perfil de la demanda de al menos los 3 últimos años.

Datos para la evaluación de la fiabilidad

Los datos o parámetros requeridos son esencialmente de los generadores de las centrales eléctricas como son la potencia, el tiempo de vida útil, la tasa de falla y la tasa de reparación Tabla 1.3.

Partiendo de los dos últimos parámetros, el estudio se realiza para dos eventos: el primero, durante la vida útil de la máquina, donde la tasa de falla dentro de la curva de la

bañera tiene un comportamiento constante; el segundo, considera la vida útil más el desgaste, que tiene una trayectoria de arco, este transcurre al final de la etapa y es modelado en el tiempo.

1er Evento – Tasa de falla y reparación constante. Considerando la etapa de vida útil dentro de la curva de la bañera Figura 1.3, que corresponden a una tasa de falla y reparación constante. Los parámetros son obtenidos por las expresiones (5) y (6) que dependen del tiempo promedio entre falla y reparación, datos registrados por los operadores de la central.

2do Evento – Tasa de falla y reparación variable. Para implementar el desgaste dentro de estos parámetros se toma de referencia las siguientes funciones que modelan la curva de la bañera [5]:

Tasa de falla:

$$\lambda(t) = \begin{cases} \lambda_I & ; 0 < t \leq T_U \\ a + \alpha e^{\alpha(t-\omega)} & ; T_U < t \leq T_W \\ \infty & ; t > T_W \end{cases} \quad (14)$$

Donde es la tasa de falla debido al reemplazo por garantía del proveedor; a es el desplazamiento de la tasa de falla; α el parámetro de escala que modela el desgaste; ω tiempo de vida útil dado por el fabricante.

Tasa de reparación:

$$\mu(t) = \begin{cases} \mu_I & ; 0 < t \leq T_U \\ b + \beta e^{\gamma t} & ; T_U < t \leq T_W \\ \infty & ; t > T_W \end{cases} \quad (15)$$

Donde es la tasa de reparación debido al remplazo por garantía del proveedor; b es el desplazamiento de la tasa de reparación; β el parámetro de escala que modela el desgaste; γ parámetro de potencia.

Cadena de Márkov de dos estados / Disponibilidad e Indisponibilidad

El estudio de las maquinas se ha modelado en dos estados como se denota en la Figura 1.4: el primero, por el operativo o bueno; el segundo, por el fallido o malo

Declarado el modelo y los estados se procede a resolver la cadena de Márkov, obteniendo las ecuaciones [25].

$$P_1(t) = \frac{\mu}{\mu + \lambda} + \frac{\lambda}{\mu + \lambda} e^{-(\lambda + \mu)t} \quad (16)$$

$$P_2(t) = \frac{\lambda}{\mu + \lambda} + \frac{\mu}{\mu + \lambda} e^{-(\lambda + \mu)t} \quad (17)$$

Como se señala en la Tabla 1.6 la probabilidad de que este en el primer estado en un tiempo infinito toma la definición de la disponibilidad del componente, de manera similar ocurre en la probabilidad de estar en el segundo estado, el cual representa la indisponibilidad del equipo.

HL1: Adecuación de la generación

El estudio a nivel HL1 toma información de la capacidad de los generadores y el perfil de carga. El análisis radica en el tiempo de estudio, donde se verifica si la generación tiene la capacidad para suplir la demanda horaria ante contingencia n-1, por lo que, para conocer el componente que falla primero se considera al generador que cumpla con el menor tiempo de falla en esa hora del día. En base a ello, se obtiene los índices de confiabilidad denotados en las expresiones (10), (11), (12) y (13).

Para llevar a cabo el análisis se aplicó el método de Montecarlo Secuencial (n-1), el cual se muestra de a continuación:

```
For (e=1:NE) -> hasta un numero de experimento NE
Inicializar contadores t=0, etc.
While (t<test) -> inicia el tiempo de estudio
Tasa de falla y reparación constante o evaluadas en el tiempo
Tiempo de falla (tfc) y reparación (trc) aleatorizado de cada componente utilizando la función de distribución
MTTF = [tfc1 tfc2 tfc3 .... tfcn]
MTTR = [trc1 trc2 trc3 .... trcn]
Contingencia n-1
tfc = min(MTTF)
t = t+tfc
If (Pdemanda>Pgenerada) -> se tiene EENS, LOLE, LOLP y XLOL
If (t>test) -> cumple el tiempo de estudio y termina la simulación
Reparar componente que fallo
trc = MTTRc
t = t+trc
If (t>test) -> cumple el tiempo de estudio y termina la simulación
Se aplica los tipos mantenimientos en caso de que aplique
tasa de falla y reparación mejoran entre 0.1% a 1.2%
End
End
```

Figura 2.1 Montecarlo Secuencial (n-1) HLI

Mantenimiento

A nivel de generación para este estudio las maquinas son expuestas a mantenimientos preventivos periódicos, buscando tener mayor eficiencia, mejorar los ingresos, abaratar costos y alargar la vida útil de la máquina.

Se prueba dos estrategias para establecer el número de mantenimientos que se debe efectuar en las maquinas, considerando que cada 6, 12 y 18 meses se realizan los trabajos de inspección, los cuales inciden en las tasas de transiciones. A continuación, se presenta las dos estrategias:

- ✓ Estrategia 1: Por disponibilidad anual.
- ✓ Estrategia 2: Por capacidad de la máquina.

La presencia de los mantenimientos ya sea considerando la estrategia 1 o 2 en las maquinas permite disminuir el desgaste continuo, por lo que, los daños son menos grave, es decir los mantenimientos permiten disminuir la tasa de fallas entre un 0.1% a 1.2%, mientras que la tasa de reparación tiende a mejorar, lo que implica que los tiempos de reparación son menores.

Estrategia 1. Esta se establece en dos partes:

1. La primera parte se basa en obtener una disponibilidad de partida o inicial, la cual es obtenida mediante la cadena de Márkov de dos estados, donde el modelo resuelto depende de la tasa de falla y reparación
2. En la segunda parte, se discrimina o se establece las siguientes condiciones:
 - ✓ Si la disponibilidad es menor al 96%, entra al mantenimiento de 6 meses.
 - ✓ Si la disponibilidad se encuentra entre el 96% y el 98%, entra al mantenimiento de 12 meses.
 - ✓ Si la disponibilidad es mayor al 98%, entra al mantenimiento de 18 meses.

Finalmente, al tener un periodo de estudio mayor a 2 años la disponibilidad es evaluada anualmente y en base a ella se programan los mantenimientos de las máquinas de generación de las centrales eléctricas, para el año siguiente.

Estrategia 2. Esta estrategia consiste en definir los mantenimientos que se ejecutan en las maquinas teniendo en cuenta su capacidad. A continuación, se muestran las condiciones.

- ✓ Máquinas menores a 20 MW se ejecutan mantenimiento cada 6 meses.
- ✓ Maquinas entre 20 MW y 100 MW se ejecutan mantenimientos cada 12 meses.
- ✓ Máquinas mayores a 100 MW se ejecutan mantenimientos cada 18 meses.

Dentro de esta estrategia los números de mantenimientos a las maquinas son explícitos, debido a que siempre se ejecutara en orden jerárquico durante el tiempo de estudio.

Proceso de simulación

Considerando las etapas y adecuaciones que abarca el desarrollo del proyecto se implementó un análisis estocástico por técnica de muestreo utilizando el método de Montecarlo Secuencial Figura 2.1. El proceso completo se esquematiza como se muestra en la Figura 2.2.

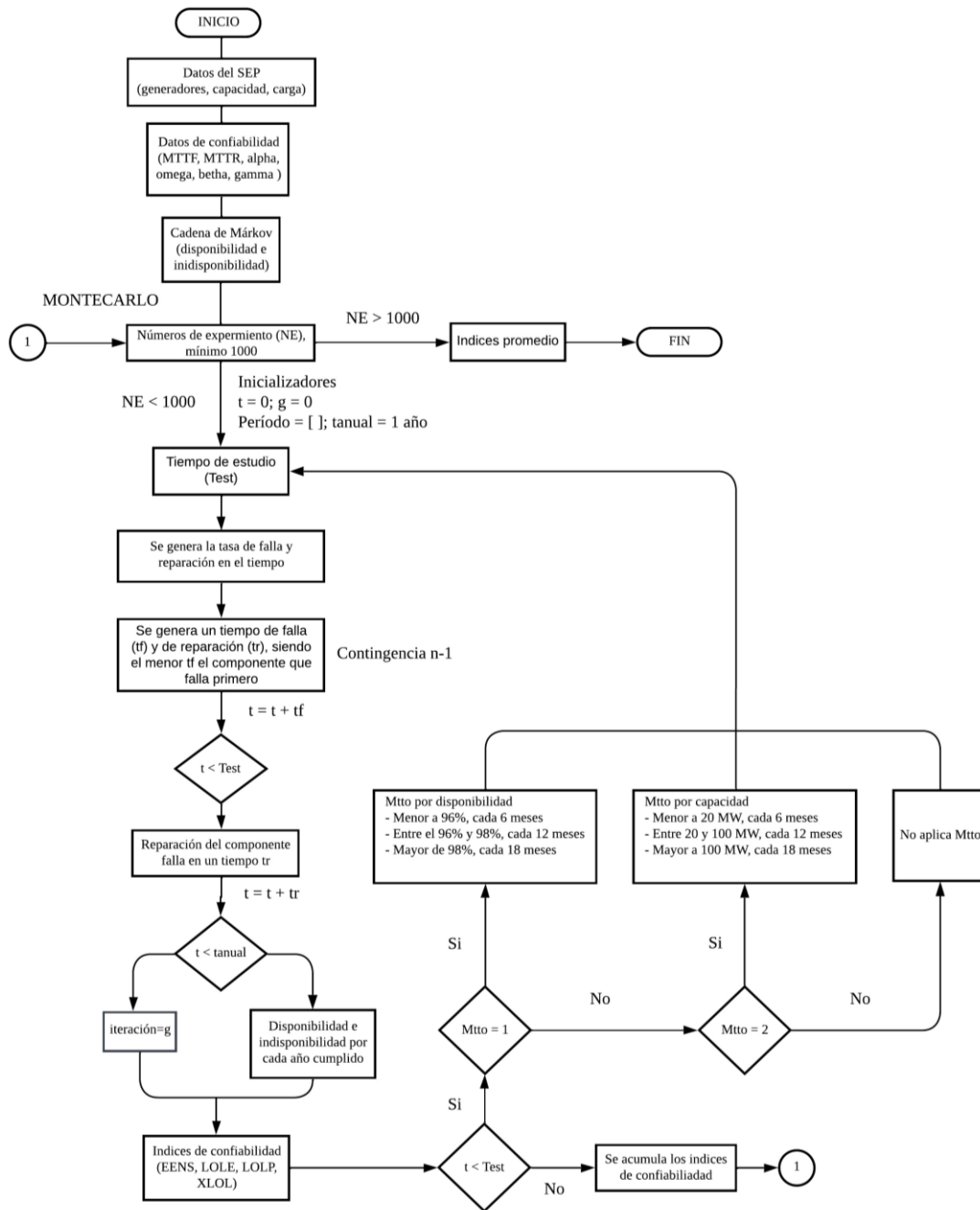


Figura 2.2 Algoritmo general del estudio de confiabilidad HLI con MPP

Beneficio neto (BNT)

El objetivo de realizar un plan de MPP es aumentar la disponibilidad operativa, así como la vida útil de la máquina al menor costo posible. Dentro del estudio se probó

dos estrategias y se evaluó BNT de cada una de ellas. A continuación, se presenta la expresión (18):

$$BNT = k(EES - EENS) - C_T \quad [\$] \quad (18)$$

Donde k es el precio de la energía en [\$/KWh]; EES es la energía eléctrica suministrada; EENS es la energía eléctrica no suministrada; C_T representa tanto el costo total de mantenimiento como los costos operacionales.

2.2 Caso de estudio

Descripción del problema

El caso de estudio se enfoca en el Sistema de Prueba de Confiabilidad de la IEEE de 24 barras Figura 2.3, el cual consta con 32 generadores, sus parámetros para la evaluación de confiabilidad se muestran en la Tabla 2.1.

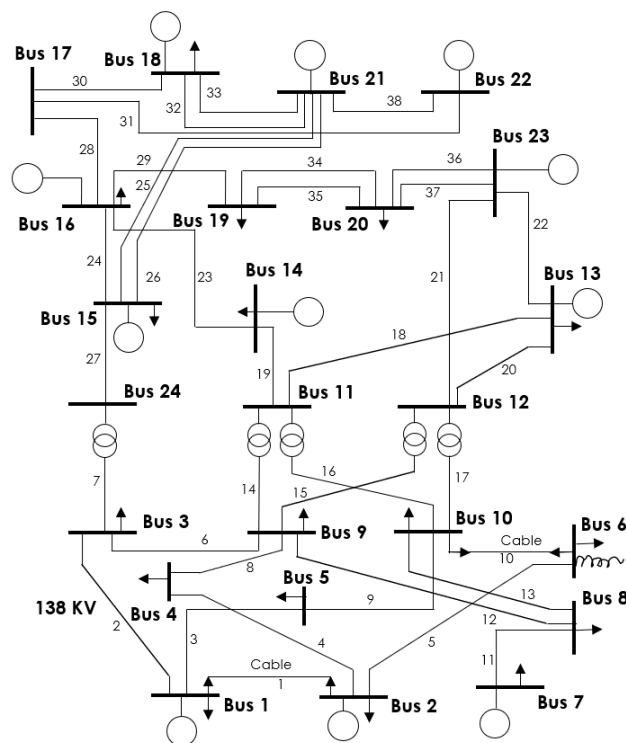


Figura 2.3 RTS - IEEE 24 barras

Tabla 2.1 Parámetros para la evaluación de la confiabilidad

Unidad	Tipo Unidad	Cantidad	P [MW]	MTTF [año]	MTTR [año]	alpha	omega [año]	beta	y
U12	Oil/Steam	5	12	0,3365	0,0069	0,2500	20	0,9000	0,2543
U20	Oil/CT	4	20	0,0515	0,0057	0,3000	20	0,9000	0,2634
U50	Hydro	6	50	0,2266	0,0023	0,1900	25	0,3800	0,2819
U76	Coal/Steam	4	76	0,2244	0,0046	0,4000	20	1,6000	0,2458
U100	Oil/Steam	3	100	0,1374	0,0057	0,3000	20	0,8400	0,2669
U155	Coal/Steam	4	155	0,1099	0,0046	0,3000	20	0,9000	0,2746
U197	Oil/Steam	3	197	0,1087	0,0057	0,3000	20	0,5900	0,2845
U350	Coal/Steam	1	350	0,1316	0,0114	0,2800	20	0,4600	0,2623
U400	Nuclear	2	400	0,1259	0,0172	0,2800	25	0,3200	0,2082

Por otro lado, la demanda es obtenida en base a los datos registrados del sistema, donde, la demanda pico se considera, para poder plantear el perfil de carga dentro de un periodo de 10 años. A continuación, se presenta el registro de la demanda y el perfil de carga.

Tabla 2.2 Registro de la demanda del RTS - IEEE 24 barras

Bus	Bus load	Load		Peak Load higher 10%	
	% Load	MW	MVAR	MW	MVAR
1	3,8000	108,3000	22,0400	119,1300	24,2440
2	3,4000	96,9000	19,7200	106,5900	21,6920
3	6,3000	179,5500	36,5400	197,5050	40,1940
4	2,6000	74,1000	15,0800	81,5100	16,5880
5	2,5000	71,2500	14,5000	78,3750	15,9500
6	4,8000	136,8000	27,8400	150,4800	30,6240
7	4,4000	125,4000	25,5200	137,9400	28,0720
8	6,0000	171,0000	34,8000	188,1000	38,2800
9	6,1000	173,8500	35,3800	191,2350	38,9180
10	6,8000	193,8000	39,4400	213,1800	43,3840
13	9,3000	265,0500	53,9400	291,5550	59,3340
14	6,8000	193,8000	39,4400	213,1800	43,3840
15	11,1000	316,3500	64,3800	347,9850	70,8180
16	3,5000	99,7500	20,3000	109,7250	22,3300
18	11,7000	333,4500	67,8600	366,7950	74,6460
19	6,4000	182,4000	37,1200	200,6400	40,8320
20	4,5000	128,2500	26,1000	141,0750	28,7100
TOTAL	100,0000	2.850,0000	580,0000	3.135,0000	638,0000

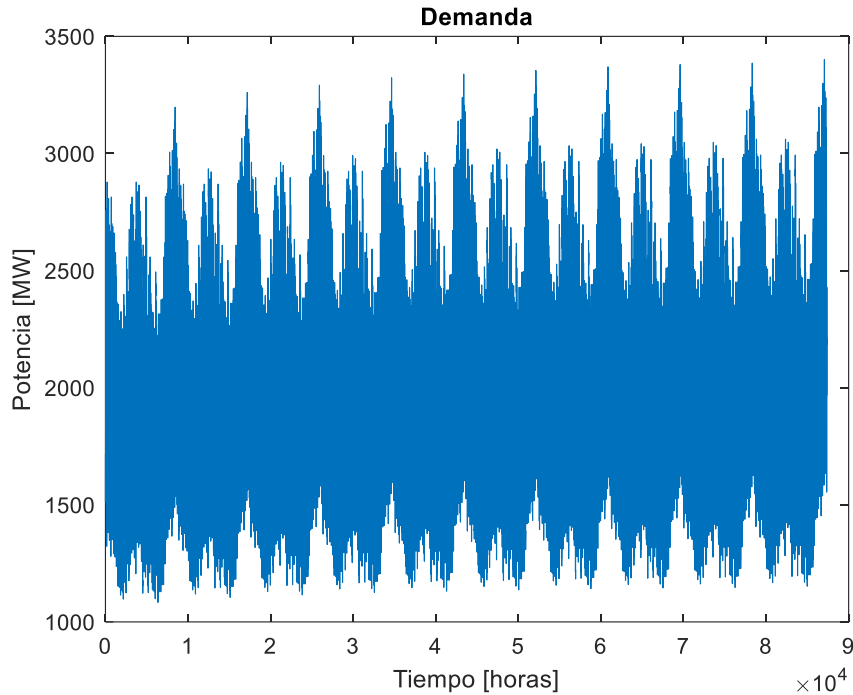


Figura 2.4 Perfil de carga en un periodo de 10 años

Datos para la evaluación de la fiabilidad

Teniendo los datos de entradas de las etapas del SEP se continúan con el comportamiento de las tasas de transiciones de las maquinas generadoras, para ello se hace uso de las expresiones (14) y (15). Es importante tener presente ambos eventos detallados en la sección previa, que establece que se tiene un primer evento con las tasas de transiciones constante y un segundo evento con las tasas de transiciones modeladas en el tiempo $\lambda \left[\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right]$ y $\mu \left[\frac{\text{reparaciones}}{\text{año}} \right]$.

Tabla 2.3 Tasas de transiciones

Unidad	Evento 1: Tasas de transiciones constantes	Evento 2: Tasas de transiciones en el tiempo
U12	$\lambda = 2.9714$ $\mu = 145.60$	$\lambda = 2.9714 + 0.25 e^{0.25(t-20)}$ $\mu = 145.60 - 0.9 e^{0.2543 t}$
U20	$\lambda = 19.4133$ $\mu = 174.720$	$\lambda = 19.4133 + 0.3 e^{0.3(t-20)}$ $\mu = 174.72 - 0.9 e^{0.2634 t}$
U50	$\lambda = 4.4121$ $\mu = 436,80$	$\lambda = 4.4121 + 0.19 e^{0.19(t-25)}$ $\mu = 436.8 - 0.38 e^{0.2819 t}$

U76	$\lambda = 4.4571$ $\mu = 218.40$	$\lambda = 4.4571 + 0.4 e^{0.4(t-20)}$ $\mu = 218.4 - 1.6 e^{0.2458 t}$
U100	$\lambda = 7.2800$ $\mu = 174.72$	$\lambda = 7.28 + 0.3 e^{0.3(t-20)}$ $\mu = 174.72 - 0.84 e^{0.2669 t}$
U155	$\lambda = 9.1000$ $\mu = 218.40$	$\lambda = 9.1 + 0.3 e^{0.3(t-20)}$ $\mu = 218.4 - 0.9 e^{0.2746 t}$
U197	$\lambda = 9.1958$ $\mu = 174.72$	$\lambda = 9.1958 + 0.3 e^{0.3(t-20)}$ $\mu = 174.72 - 0.59 e^{0.2845 t}$
U350	$\lambda = 7.5965$ $\mu = 87.360$	$\lambda = 7.5965 + 0.28 e^{0.28(t-20)}$ $\mu = 87.36 - 0.46 e^{0.2623 t}$
U400	$\lambda = 7.9418$ $\mu = 58.240$	$\lambda = 7.9418 + 0.28 e^{0.28(t-25)}$ $\mu = 58.24 - 0.32 e^{0.2082 t}$

Cadena de Márkov – Disponibilidad

La disponibilidad de las maquinas generadoras se obtienen de las ecuaciones (16) y (17) de la cadena de Márkov de dos estados, que depende de las tasas de transiciones, las cuales ya se definieron previamente.

Tabla 2.4 Disponibilidad

Unidad	Evento 1	Evento 2
U12	$A = 98\%$	$A = \frac{\mu}{\mu + \lambda} + \frac{\lambda}{\mu + \lambda} e^{-(\lambda + \mu)t}$
U20	$A = 90\%$	$A = \frac{\mu}{\mu + \lambda} + \frac{\lambda}{\mu + \lambda} e^{-(\lambda + \mu)t}$
U50	$A = 99\%$	$A = \frac{\mu}{\mu + \lambda} + \frac{\lambda}{\mu + \lambda} e^{-(\lambda + \mu)t}$
U76	$A = 98\%$	$A = \frac{\mu}{\mu + \lambda} + \frac{\lambda}{\mu + \lambda} e^{-(\lambda + \mu)t}$
U100	$A = 96\%$	$A = \frac{\mu}{\mu + \lambda} + \frac{\lambda}{\mu + \lambda} e^{-(\lambda + \mu)t}$
U155	$A = 96\%$	$A = \frac{\mu}{\mu + \lambda} + \frac{\lambda}{\mu + \lambda} e^{-(\lambda + \mu)t}$
U197	$A = 94.99\%$	$A = \frac{\mu}{\mu + \lambda} + \frac{\lambda}{\mu + \lambda} e^{-(\lambda + \mu)t}$
U350	$A = 92\%$	$A = \frac{\mu}{\mu + \lambda} + \frac{\lambda}{\mu + \lambda} e^{-(\lambda + \mu)t}$
U400	$A = 88\%$	$A = \frac{\mu}{\mu + \lambda} + \frac{\lambda}{\mu + \lambda} e^{-(\lambda + \mu)t}$

HL1: Adecuación de la generación

En base a los datos de entrada que se definieron del SEP se efectúa el estudio, por medio del método Montecarlo Secuencial utilizando el algoritmo de la Figura 2.1.

Aplicación del plan mantenimiento

La integración del plan de mantenimiento al estudio es como se detalló en el apartado de la sección 2.1.

Proceso de simulación

Revisar el flujograma Figura 2.2 de la sección 2.1 en el apartado de simulación.

CAPÍTULO 3

3 Resultados

En este capítulo se presenta los resultados obtenidos de la optimización de los beneficios económicos de la adecuación de la generación aplicando MPP, para ello teniendo en consideración la metodología ya mencionada en el capítulo anterior en conjunto con los parámetros y herramientas necesarias se procederá a evidenciar los resultados teniendo en cuenta las siguientes restricciones:

1. Se toma en consideración que para el presente estudio de confiabilidad todas las unidades de generación han estado operativa durante 10 años.
2. Las condiciones iniciales tanto de las tasas de falla y tasas de reparación de cada unidad generadora, cumplen el comportamiento de la curva de la bañera.

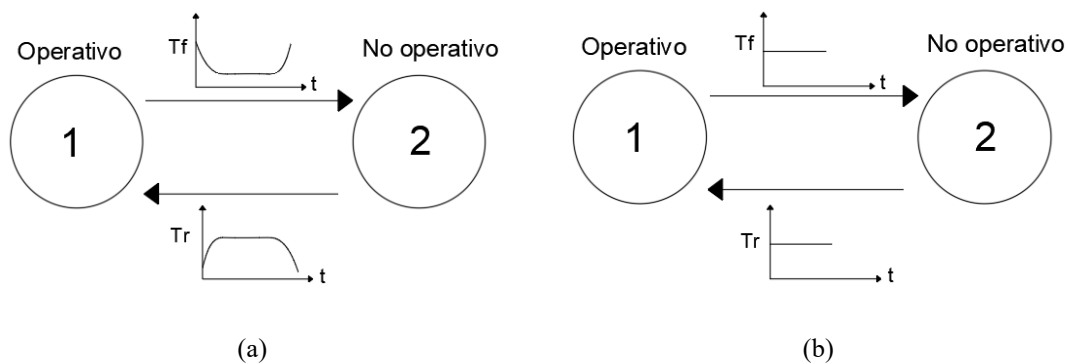


Figura 3.1 Diagrama de estados: (a) tasas de transiciones variables; (b) tasas de transiciones constante [5]

A partir de las restricciones establecidas, se presenta como punto de partida la representación de las tasas de falla y reparación iniciales de las maquinas. Posteriormente, se examinan las estrategias subsiguientes que se plantean a continuación:

- ✓ Estrategia 0 (E0): Tasa de falla variable / No aplica MPP
- ✓ Estrategia 1 (E1): Tasa de falla variable / Aplica MPP por disponibilidad
- ✓ Estrategia 2 (E2): Tasa de falla variable / Aplica MPP por capacidad
- ✓ Estrategia 3 (E3): Tasa de falla constante / No aplica MPP

3.1 Tasa de falla y reparación de cada unidad generadora

A continuación, se presentará las gráficas de cada unidad generadora, donde, se observa la tasa de falla, la tasa de reparación y la curva de disponibilidad e indisponibilidad. Las curvas se realizan en base a la información específica de cada generadora, además, se considera los tiempos de vida útil predefinidos por el fabricante donde los generadores térmicos ostentan un tiempo de vida de 20 años, mientras que las hidroeléctricas y nucleares cuentan con una estimación de funcionamiento de 25 años.

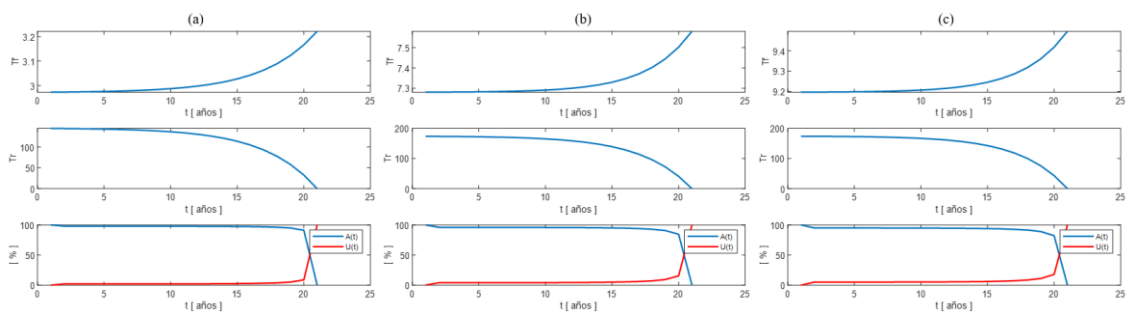


Figura 3.2 Tasa de falla y reparación de unidades de generación aceite/vapor. (a) U12 con potencia generada 12 MW; (b) U100 con potencia generada 100 MW; (c) U197 con potencia generada 197 MW

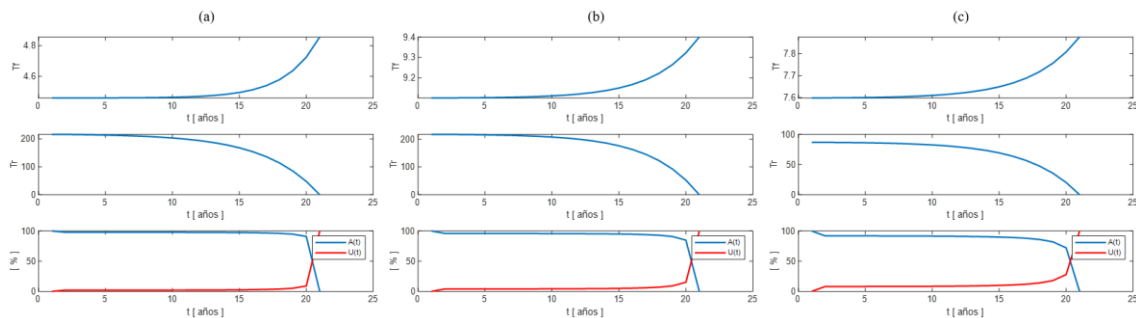


Figura 3.3 Tasa de falla y reparación de unidades de generación carbón/vapor. (a) U76 con potencia generada 76 MW; (b) U155 con potencia generada 155 MW; (c) U350 con potencia generada 350 MW

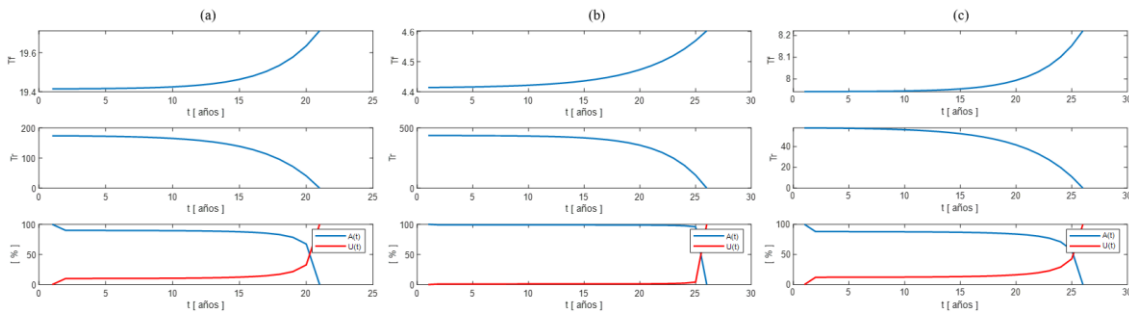


Figura 3.4 Tasa de falla y reparación de unidades de generación hidroeléctrica, nuclear, aceite/CT. (a) U50 con potencia generada 50 MW; (b) U400 con potencia generada 400 MW; (c) U20 con potencia generada 20 MW

Las gráficas presentadas ilustran el modelo proyectado con las condiciones disponibles al inicio del estudio. Esto incluye el porcentaje de disponibilidad en el tiempo para cada unidad generadora, así mismo el comportamiento de la tasa de falla y reparación, representado a través de la curva de bañera.

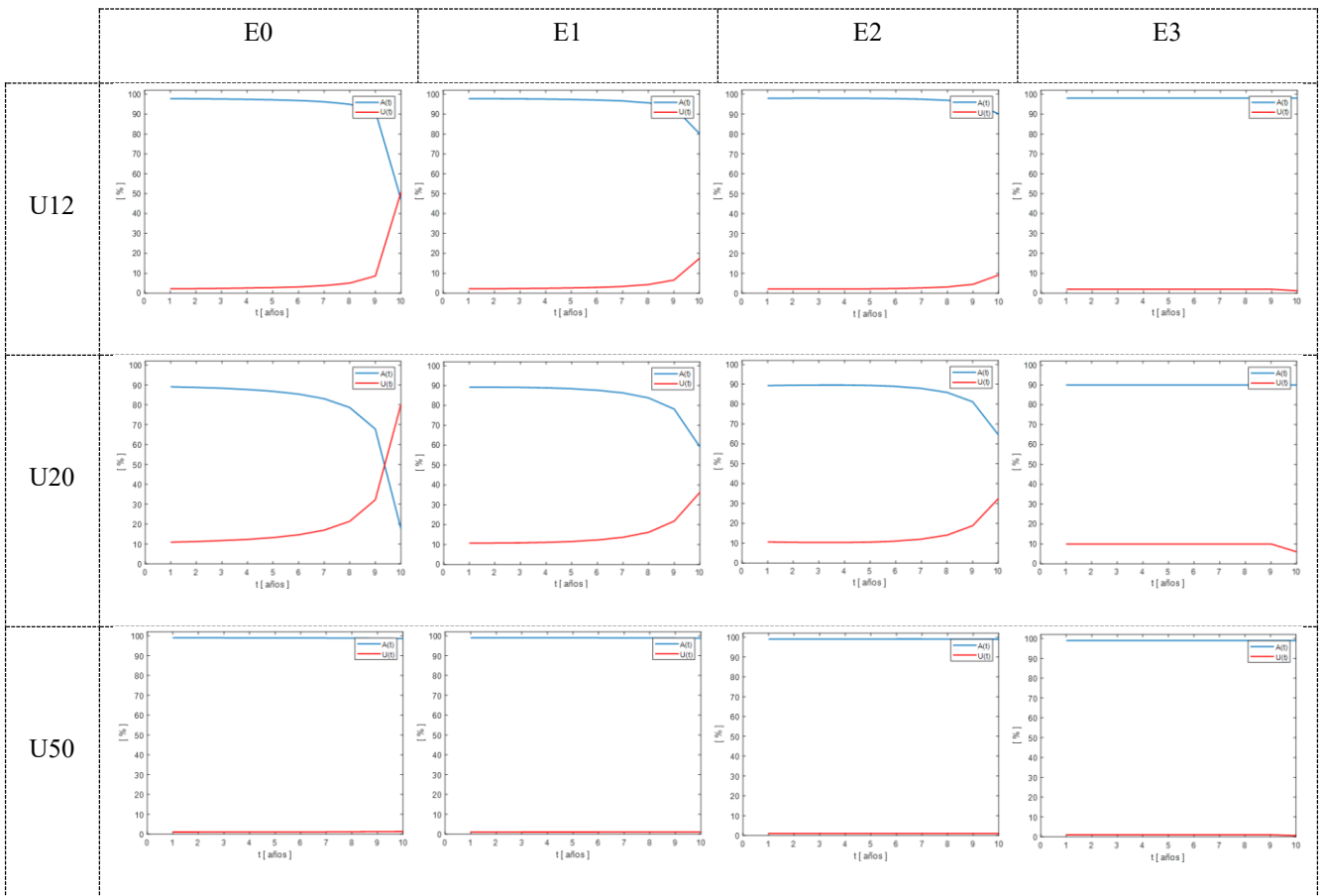
3.2 Representación y análisis de resultados

Para esta primera parte de los resultados, presentaremos en la sección 3.2.1 gráficas que ilustran la disponibilidad e indisponibilidad de cada unidad generadora durante el período de estudio establecido. Seguidamente, en la sección 3.2.2, se expondrán los resultados del análisis a nivel HL1, que incluyen un perfil detallado de generación y demanda, así como los índices de confiabilidad correspondientes. La sección 3.2.3 se centrará en destacar los dos tipos de mantenimientos propuestos. Por último, en la sección 3.2.4, se presentará el beneficio neto total derivado de los resultados obtenidos.

3.2.1 Disponibilidad e indisponibilidad

En esta sección, se presentan las gráficas de disponibilidad e indisponibilidad que ilustran las diferentes estrategias propuestas. En la Figura 3.4, se observa que la Estrategia E0, caracterizada por una tasa de falla variable y la ausencia de mantenimiento,

experimenta una disminución progresiva en su disponibilidad a lo largo de los años. Esta tendencia se acentúa al pasar la etapa de obsolescencia, culminando eventualmente en el agotamiento de su tiempo de vida útil. En contraste, las Estrategias E1 y E2, en las que se implementaron MPP, muestran una extensión en su disponibilidad durante varios años adicionales, evidenciando mejoras en el estado de las máquinas y prolongando así el tiempo de vida especificado por el fabricante. Por último, la Estrategia E3 revela una disponibilidad constante, lo cual, aunque la presenta como ideal, se aparta de la realidad al no considerar el desgaste de la máquina. En consecuencia, esta estrategia carece de datos confiables que respalden el comportamiento de la máquina en un plan de mantenimiento, dificultando la toma de decisiones fundamentadas en la gestión de activos.



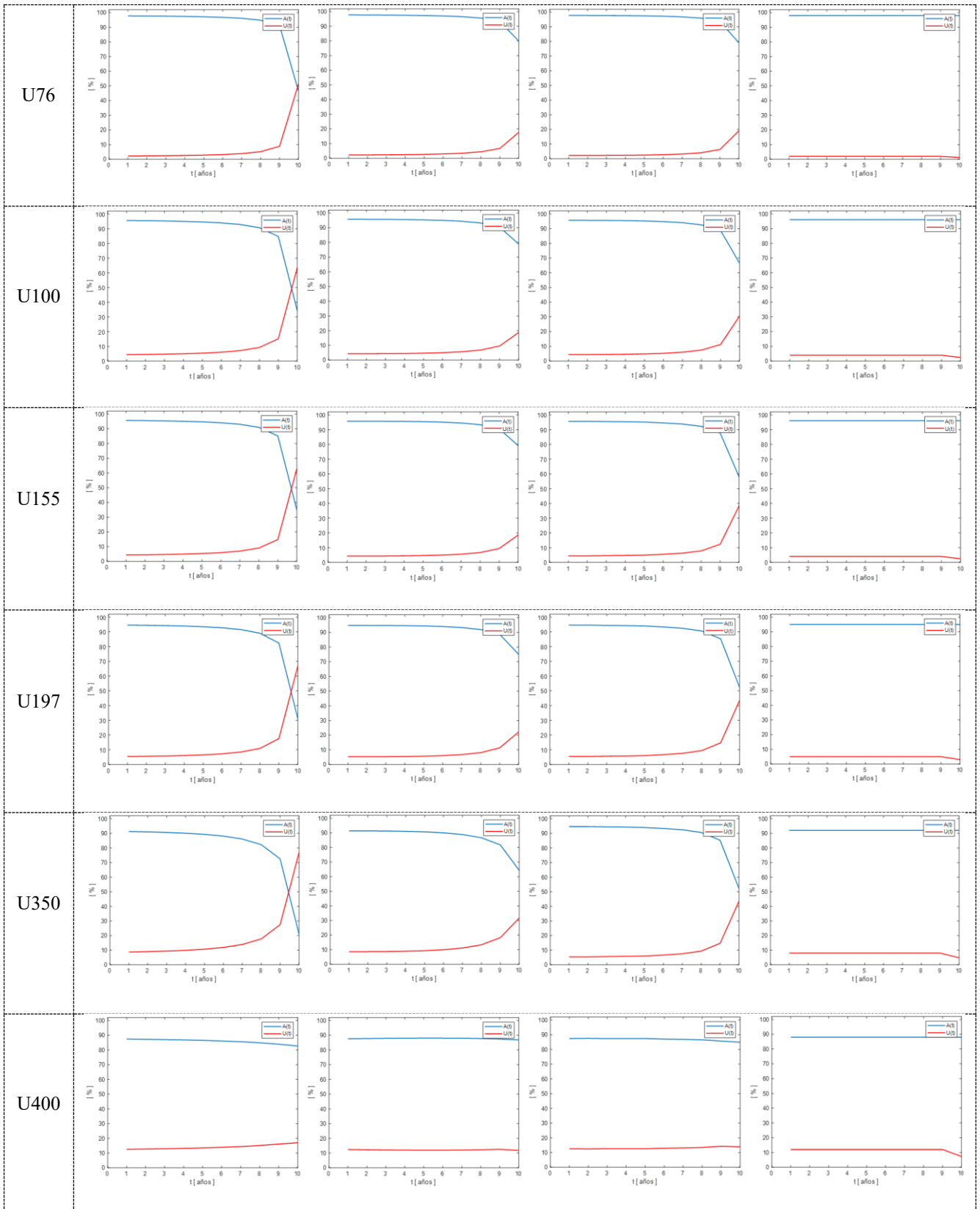


Figura 3.5 Disponibilidad e indisponibilidad de cada unidad generadora considerando cada estrategia

3.2.2 Indicadores de confiabilidad a nivel HL1

La Figura 3.6 presenta la interacción entre la generación y la demanda en el nivel de estudio HL1 para cada estrategia. Este análisis implica que, frente a una contingencia n-1, se verifica si la capacidad de generación es suficiente para cubrir la demanda. La restricción de salida de una maquina generadora está directamente vinculada a su disponibilidad para entrar en servicio. En otras palabras, un manejo más eficiente del activo, especialmente de las máquinas de mayor capacidad, se traduce en una reducción de fallas. En consecuencia, se logra una mayor seguridad en la capacidad de respuesta para satisfacer la demanda.

En la E3 representada en la Figura 3.6, se destaca una situación donde la demanda supera consistentemente la capacidad de generación. Este fenómeno puede ser atribuido, en parte, a la constancia de la tasa de falla como en la de reparación. Como resultado de estas condiciones, la estrategia E3 exhibe una mayor EENS más elevada en comparación con otras estrategias.

Al comparar las estrategias E1 y E2, se observa que ambas logran minimizar la EENS, indicando un rendimiento más eficiente en la gestión de generación y mantenimiento. Sin embargo, el análisis a lo largo de un periodo de 10 años revela una limitación crucial: la ausencia de la entrada de nuevos servicios de generación. Este aspecto implica que, a medida que la demanda experimenta un crecimiento, la probabilidad de que la generación no pueda suplir la demanda aumenta de manera considerable.

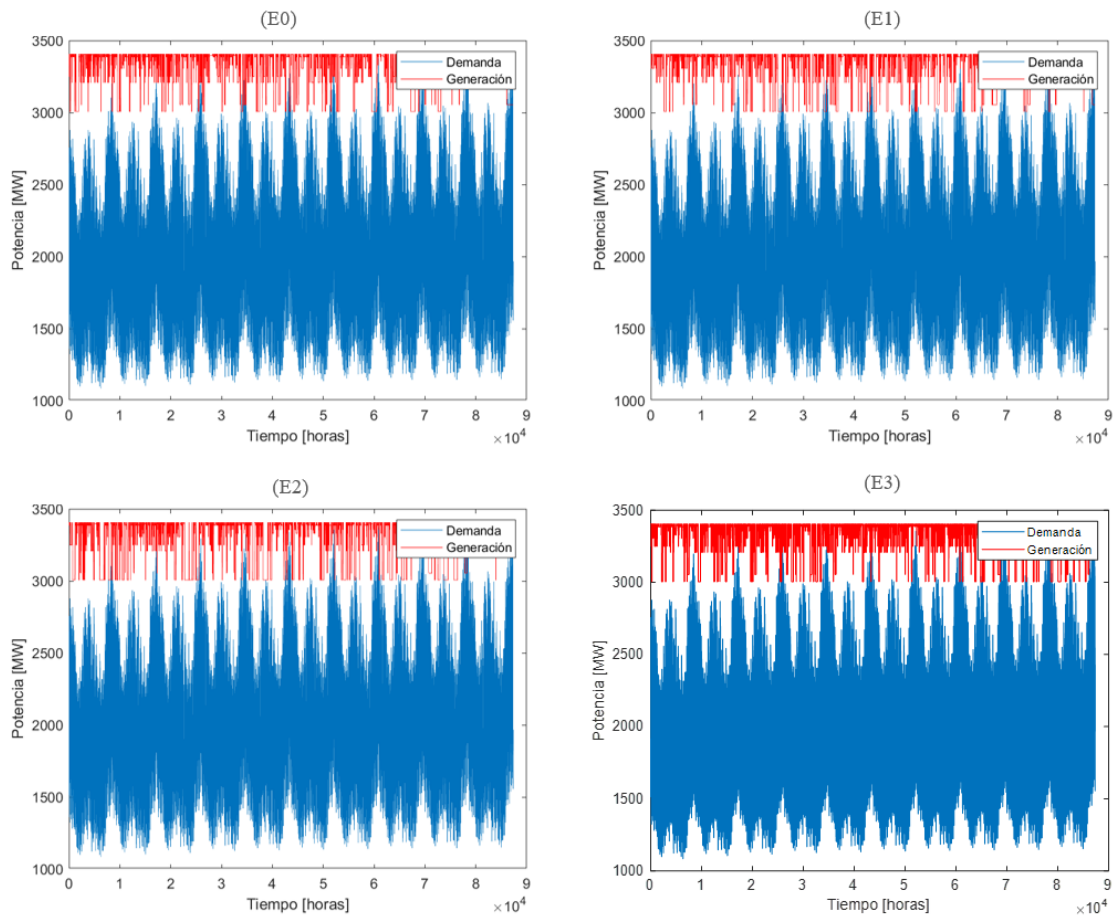


Figura 3.6 Curva de Generación Vs Demanda

A continuación, se exponen los índices de confiabilidad correspondientes a cada estrategia, tanto por año de estudio como globales, los cuales desempeñan un papel fundamental como herramientas clave dentro del enfoque MPP. Estos índices no solo son esenciales para la toma de decisiones en la gestión de activos, sino que también contribuyen de manera significativa a la evaluación óptima de los planes de mantenimiento. Al hacerlo, se busca incrementar la eficiencia operativa, logrando, de manera evidente, mejoras sustanciales en la confiabilidad del sistema de potencia.

EENS del caso de estudio

La Tabla 3.1 proporciona un desglose de la EENS por estrategia, donde las estrategias E1 y E2 adquieren un papel destacado debido a la aplicación de mantenimiento

preventivo. Este análisis revela cual de estas estrategias es más ventajosa para la implementación en el plan de mantenimiento anual. Por otra parte, también se presenta la Tabla 3.2 que da un panorama general del estudio de confiabilidad de 10 años.

Tabla 3.1 EENS por año de estudio para cada estrategia

EENS [MWh/Año]				
	E0	E1	E2	E3
1	223,51	232,37	242,85	226,82
2	588,98	542,21	586,31	566,34
3	807,68	831,30	878,22	826,78
4	1173,44	1190,46	1233,62	1218,00
5	1448,68	1341,04	1426,10	1425,50
6	1650,38	1529,26	1740,49	1710,80
7	1836,16	1672,50	1965,70	2000,30
8	2005,24	1931,98	2099,80	2173,10
9	1786,65	1777,36	2036,28	2299,60
10	1393,58	1623,43	2189,10	2650,80

Tabla 3.2 EENS en 10 años para cada estrategia

EENS [MWh/Año]			
E0	E1	E2	E3
12914,31	12671,91	14398,46	15098,00

LOLE del caso de estudio

El LOLE detallado en la Tabla 3.3 refleja el número de horas en las que no se podrá satisfacer la demanda. Es crucial destacar que, aunque la estrategia E3 presenta un menor número total de horas, la EENS en la Tabla 3.1 es superior. Esta disparidad se origina en el hecho de que, en la Estrategia E3, la generación no logra cubrir la demanda en momentos de alta exigencia o demanda máxima de corta duración, generando una pérdida significativa de energía en esos instantes. Este mismo patrón se observa en la Tabla 3.4, que proporciona el total de horas a lo largo de los 10 años.

Tabla 3.3 LOLE por año de estudio para cada estrategia

LOLE [Horas/Año]				
	E0	E1	E2	E3
1	82,78	79,98	84,40	77,81
2	110,57	101,63	109,32	101,08
3	111,32	111,67	119,29	108,84
4	143,46	135,96	144,37	133,89
5	165,48	150,53	162,75	148,32
6	212,08	192,08	219,21	181,59
7	231,01	202,10	236,67	198,60
8	257,76	215,40	262,67	209,03
9	352,27	280,85	337,26	224,50
10	969,25	494,83	679,80	243,74

Tabla 3.4 LOLE en 10 años para cada estrategia

LOLE [Horas/Año]			
E0	E1	E2	E3
2635,98	1965,03	2355,71	1627,40

LOLP del caso de estudio

El indicador LOLP, exhibido en la Tabla 3.5 y Tabla 3.6, cuantifica la probabilidad de que la demanda supere a la generación. Se destaca que la estrategia E0 presenta un porcentaje de probabilidad superior, mientras que las estrategias E1 y E2 comparten una relación similar, ya que ambas involucran la aplicación de mantenimientos. En última instancia, la estrategia E3 exhibe el porcentaje más bajo, atribuible a las limitaciones inherentes a dicha estrategia

Tabla 3.5 LOLP por año de estudio para cada estrategia

LOLP [%]				
	E0	E1	E2	E3
1	0,09	0,09	0,10	0,09
2	0,13	0,12	0,13	0,12
3	0,13	0,13	0,14	0,12
4	0,16	0,16	0,17	0,15
5	0,19	0,17	0,19	0,17
6	0,24	0,22	0,25	0,21

7	0,26	0,23	0,27	0,23
8	0,30	0,25	0,30	0,24
9	0,40	0,32	0,39	0,26
10	1,11	0,57	0,78	0,37

Tabla 3.6 LOLP en 10 años para cada estrategia

LOLP [%]			
E0	E1	E2	E3
3,02	2,25	2,69	1,86

XLOL del caso de estudio

La Tabla 3.7 y la Tabla 3.8 detallan la estimación de pérdida de carga en MW para cada estrategia. Este indicador vincula directamente la EENS y LOLE, proporcionando una medida cuantitativa, cuyo dato ofrece una visión concreta de cómo cada estrategia afecta la pérdida de carga, permitiendo una evaluación precisa de su eficiencia y confiabilidad.

Tabla 3.7 por año de estudio para cada estrategia

XLOL [MW]				
	E0	E1	E2	E3
1	2,70	2,91	2,89	2,91
2	5,33	5,34	5,36	5,60
3	7,26	7,44	7,36	7,60
4	8,18	8,76	8,55	9,10
5	8,75	8,91	8,76	9,61
6	7,78	7,96	7,94	9,42
7	7,95	8,28	8,31	10,07
8	7,78	8,97	7,99	10,40
9	5,07	6,33	6,04	10,24
10	1,44	3,28	3,22	10,88

Tabla 3.8 en 10 años para cada estrategia

XLOL [MW]			
E0	E1	E2	E3
4,90	6,45	6,11	9,28

3.2.3 Mantenimientos aplicados

A continuación, se presentará la representación de los datos mediante la comparación de las estrategias E1 (MTTO1) y E2 (MTTO 2) presentadas, es decir el mantenimiento preventivo periódico por disponibilidad de la máquina y el mantenimiento preventivo periódico por su capacidad.

El número de total de fallas y las horas fuera de servicio de las generadoras del sistema se muestran en la Figura 3.7. En el grafico (a) se aprecia una mayor incidencia de falla al aplicar tanto la estrategia E1 (MPP por disponibilidad) como la estrategia E2 (MPP por capacidad), en comparación con el escenario sin mantenimientos. Sin embargo, es importante señalar que el aumento de fallas no se traduce necesariamente en crecimiento de la EENS, sino que más bien hace referencia a que las máquinas se encuentran en una fase constante de falla y reparación dentro de la curva de la bañera.

En cuanto al grafico (b), se presenta el total de horas fuera de servicio (HFS) de las unidades generadoras del sistema. Se confirma que, a pesar de que las estrategias E1 y E2 exhiben un mayor número de fallas, las horas de inactividad son menores. Esto se debe a que las fallas no tienen un impacto significativo, lo que resulta en tiempos de reparación más rápidos y, por ende, en una menor interrupción operativa.

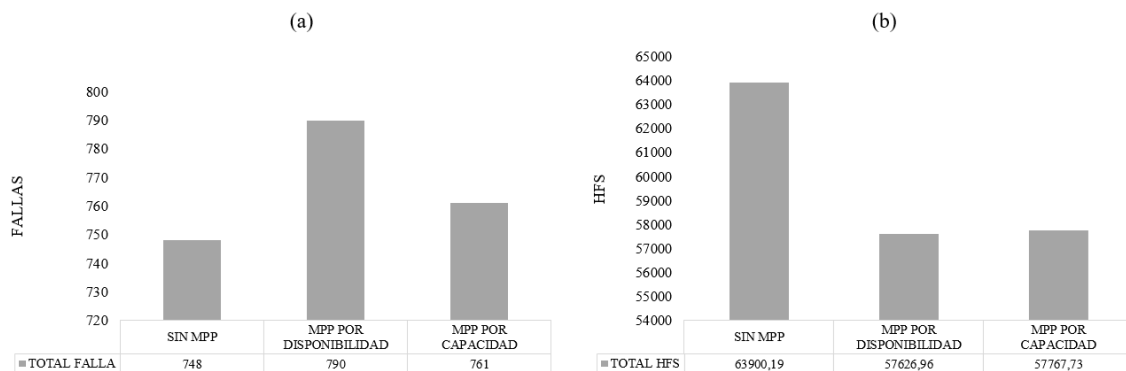


Figura 3.7 Grafico comparativo: (a) fallas totales de todas las unidades del sistema; (b) horas fuera de servicio de todas las unidades del sistema

En la Figura 3.8 se presenta un gráfico de barras de los índices de confiabilidad comparativo entre ambas estrategias. Se observa que evidentemente para los 10 años de estudio los índices de confiabilidad son favorables para la estrategia E1, es decir, el MPP por disponibilidad; centrándonos específicamente en la EENS vemos que para la estrategia E2 aquel índice es mayor y va en aumento conforme la tasa de falla incrementa en el tiempo; de igual forma el LOLE y LOLP también representan una mayor proporción para la estrategia 2 debido a interrupciones en el suministro eléctrico.

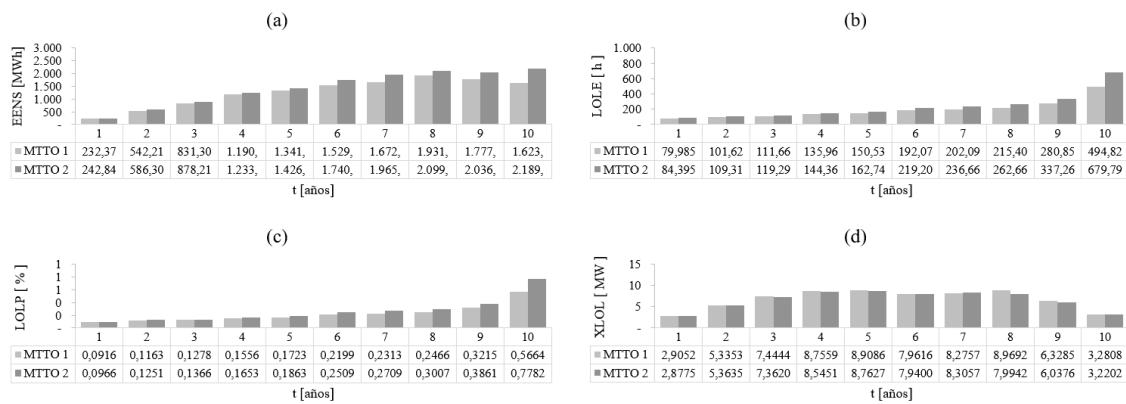


Figura 3.8 Indicadores de confiabilidad para las estrategias E1 y E2

Por otra parte, se dispone de los índices de confiabilidad global para los 10 años. Según se muestra en la Figura 3.9 se reitera que la estrategia E1, que incorpora implementación de MPP por disponibilidad presenta mejores índices de confiabilidad

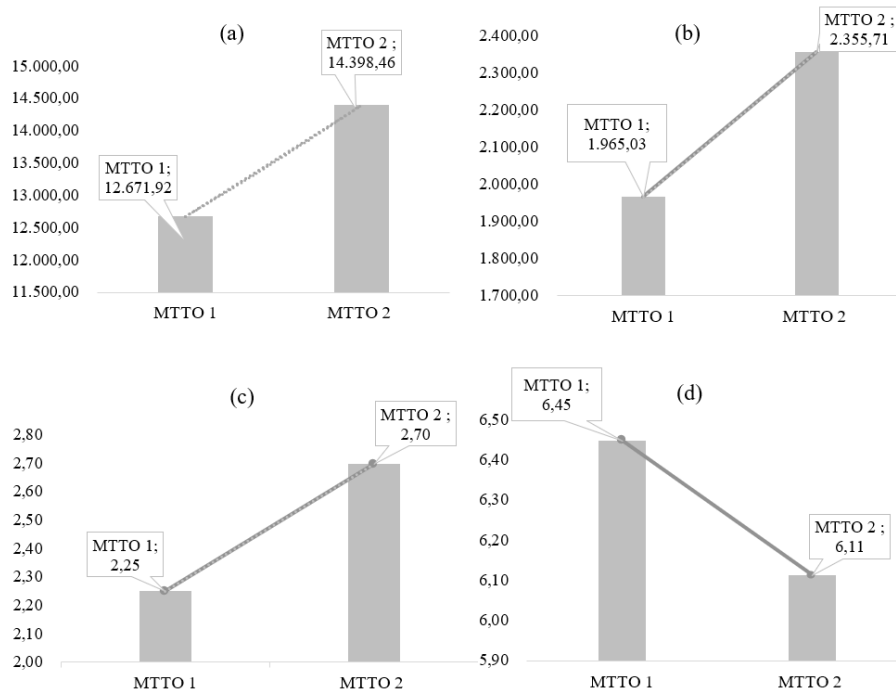


Figura 3.9 Índices de confiabilidad en 10 años de estudio

3.2.4 Análisis técnico económico

En esta sección, se presentan gráficos comparativos diseñados para facilitar la selección del plan de mantenimiento que mejor cumpla con los requisitos del Sistema Eléctrico de Potencia. Estos gráficos incluyen un análisis detallado del beneficio económico a lo largo del periodo de estudio anual, permitiendo una evaluación minuciosa de las implicaciones financieras de cada plan. Además, se proporciona una proyección de la recaudación anual esperada una vez que el plan de mantenimiento sea aprobado, considerando los años proyectados. Estos datos detallados permitirán tomar decisiones informadas y respaldadas por análisis económicos para garantizar la eficiencia y la sostenibilidad del sistema en el tiempo.

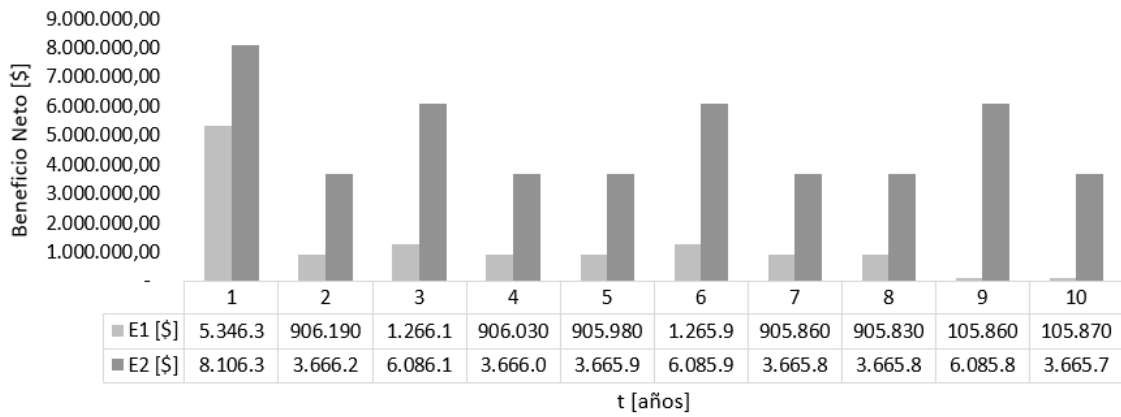


Figura 3.10 Comparación del beneficio neto de las estrategias E1 y E2 para cada año

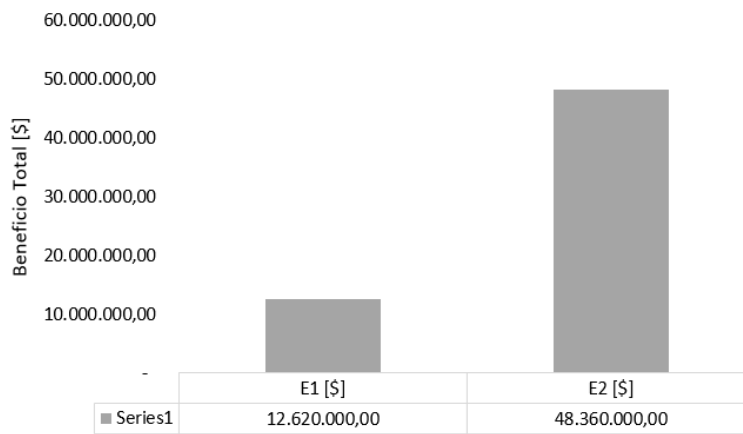


Figura 3.11 Beneficio neto total de cada estrategia

Una vez obtenidos los resultados de beneficio neto por año y totales de cada estrategia presentada durante el estudio podemos indicar que para la estrategia E2 correspondiente al MPP por capacidad obtenemos un mayor beneficio neto total como podemos observar en la Figura 3.11 correspondiente a 48 millones aproximadamente. Sin embargo, visto desde la parte técnica esta estrategia no es la adecuada, debido a que es un plan de mantenimiento mecánico, por lo que no busca criterios que modifiquen el periodo del mantenimiento de la máquina.

La estrategia E1 es excelente desde la parte técnica ya que mantiene una actualización del periodo de mantenimientos, además, monitorea su restricción de disponibilidad, lo que conlleva a prolongar unos años más la vida útil de la máquina. La Figura 3.11 también detalla el aspecto económico de la estrategia E1, el cual genera un beneficio neto de alrededor de los 12 millones de dólares, debido a que se ejecutan mayor número de mantenimientos, con el objetivo de precautelar la máquina.

En definitiva, Podemos concluir que el MPP de la estrategia 2 presenta los siguientes beneficios de acuerdo con el estudio realizado, lo que conlleva a 3 razones principales:

- ✓ Por la disponibilidad de la máquina.
- ✓ Por el costo de mantenimiento.
- ✓ Por el beneficio neto.

CAPÍTULO 4

4 Conclusiones y recomendaciones

Para este último apartado luego de llevar a cabo un análisis exhaustivo de los planes de mantenimiento basados en las dos estrategias propuestas, el mantenimiento preventivo por disponibilidad y el mantenimiento preventivo periódico por capacidad, se han extraído conclusiones fundamentales que arrojan luz sobre la eficacia y eficiencia de dichas estrategias, además, del análisis técnico económico que permiten mejorar los activos de las empresas fundamentándolos en el contexto del proyecto. Estas conclusiones son esenciales para evaluar la efectividad del programa de mantenimiento y proporcionan una base sólida para formular recomendaciones valiosas.

4.1 Conclusiones

- ✓ En conclusión, el estudio de confiabilidad basado en tasas de falla variables, que modelan el comportamiento de la máquina a lo largo de su vida útil y proceso de desgaste, proporciona una correlación efectiva entre el tiempo de operación y la incidencia de fallos. Esta metodología permite una representación más fiel de la realidad, donde la disponibilidad de la máquina decrece a medida que transcurre el tiempo. No obstante, esta disminución en la disponibilidad emerge como una restricción significativa para la ejecución de mantenimientos en momentos óptimos. En consecuencia, se subraya la importancia de considerar esta dinámica temporal en la toma de decisiones respecto a la planificación de mantenimientos, con el fin de asegurar un rendimiento sostenible y eficiente de los equipos a lo largo de su vida útil.
- ✓ Las estrategias E1 y E2, fundamentadas en enfoque de mantenimiento, han evidenciado mejoras sustanciales en la disponibilidad de las máquinas. La estrategia E1, a pesar de requerir mayores recursos económicos debido a la ejecución de un mayor número de mantenimientos, ha demostrado superioridad técnica al presentar mejores índices de confiabilidad, así como una influencia positiva en la prolongación de la vida útil de la máquina. En contraste la estrategia E2, de tipo MPP por capacidad destaca por viabilidad económica.

- ✓ La variabilidad en los planes de mantenimiento se ha identificado como un factor importante que incide significativamente en los índices de confiabilidad. El estudio enfocado en las dos estrategias revela que la elección del plan de mantenimiento puede impactar directamente en la disponibilidad de los generadores, un indicador crítico para el funcionamiento eficiente de las centrales eléctricas. La aplicación de las estrategias mencionadas influye de manera determinante en los índices de confiabilidad, como el EENS, LOLE, XLOL y LOLP, los cuales ofrecen una evaluación cuantitativa de la confiabilidad del sistema. Estos indicadores proporcionan información esencial para la toma de decisiones en la planificación y gestión operativa de las centrales eléctricas dentro del SEP.

4.2 Recomendaciones

- ✓ Se sugiere tomar el punto de partida de las disponibilidades obtenidas para la aplicación de un método de optimización, considerando como función objetivo la minimización de los costos de mantenimientos, logrando contrastar un MPP con un plan de mantenimiento por optimización
- ✓ Por medio de las estrategias presentadas y a partir de todos los datos obtenidos es recomendable llevar a cabo una nueva estrategia de mantenimiento que logre tomar las consideraciones más representativas de la estrategia 1 específicamente en el aspecto técnico así como los puntos más fuertes de la estrategia 2 referente a la viabilidad económica que se obtuvo, de tal forma, que se logre una estrategia mucho más compacta y acertada que no solo mejore la eficacia y eficiencia de las maquinas si no el estado socioeconómico de la empresa.
- ✓ Es destacable mencionar y hacer énfasis del aporte que se puede obtener mediante el análisis de un plan de mantenimiento predictivo haciendo uso de los resultados obtenidos como la aplicación de un modelo matemático para identificar puntos críticos en el tiempo de acuerdo a la tasa de fallos o desgaste y así obtener datos relevantes que sean monitoreados en tiempo real permitiéndonos generar protocolos de acción que incluyan inspecciones, análisis detallados o mantenimientos específicos que ayuden abordando proactivamente problemas potenciales evitando que lleguen a convertirse en fallos críticos.

REFERENCIAS

- [1] Dipl.-I. Nataliya Knierim-Dietz, Dipl.-I. Lutz, H. Dipl, and I. J. Lehner, “Institute of Combustion and Power Plant Technology Definition and Verification of the Control Loop Performance for Different Power Plant Types,” 2012.
- [2] G. Ardizzon, G. Cavazzini, and G. Pavesi, “A new generation of small hydro and pumped-hydro power plants: Advances and future challenges,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 31, pp. 746–761, Mar. 2014, doi: 10.1016/j.rser.2013.12.043.
- [3] A. Katherine Estefanía Bustamante Paredes Director Francisco Eugenio, “Estudio de los sistemas de Generación Distribuida,” 2013, Accessed: Dec. 04, 2023. [Online]. Available: <http://dspace.uazuay.edu.ec/handle/datos/2195>
- [4] F. Antonio and P. Rondón, “Conceptos generales en la gestión del mantenimiento industrial,” 2021, Accessed: Dec. 04, 2023. [Online]. Available: <https://repository.usta.edu.co/handle/11634/33276>
- [5] M. S. Alvarez-Alvarado, “Power system reliability enhancement with reactive power compensation and operational risk assessment with smart maintenance for power generators,” Jul. 2020.
- [6] A. Hromadka and Z. Martinek, “Usability Assessment of Mathematical Models of the Bathtub Curve,” in *2019 20th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE)*, IEEE, May 2019, pp. 1–5. doi: 10.1109/EPE.2019.8778149.
- [7] P. C Zapata, C. U. T. de, and undefined 2011, “Confiabilidad en ingeniería,” *feis.unesp.br*, pp. 1–154, 2011, Accessed: Dec. 05, 2023. [Online]. Available:

https://www.feis.unesp.br/Home/departamentos/engenhariaeletrica/lapsee/curso_2011_zapata_1.pdf

- [8] M. Čepin, *Assessment of Power System Reliability*. London: Springer London, 2011. doi: 10.1007/978-0-85729-688-7.
- [9] D. H. Mesa Grajales, Y. Ortiz Sánchez, and M. PINZÓN, “LA CONFIABILIDAD, LA DISPONIBILIDAD Y LA MANTENIBILIDAD, DISCIPLINAS MODERNAS APLICADAS AL MANTENIMIENTO,” *academia.edu LADY LA LA CONFIABILIDAD Scientia et technica, 2006*•*academia.edu*, vol. XII, pp. 155–160, 2006, Accessed: Dec. 04, 2023. [Online]. Available: <https://www.academia.edu/download/86783215/84920491036.pdf>
- [10] S. Peyghami, F. Blaabjerg, and P. Palensky, “Incorporating Power Electronic Converters Reliability Into Modern Power System Reliability Analysis,” *IEEE J Emerg Sel Top Power Electron*, vol. 9, no. 2, pp. 1668–1681, Apr. 2021, doi: 10.1109/JESTPE.2020.2967216.
- [11] D. Xuping, S. Hongsheng, and W. Dantong, “State Maintenance Strategy of Wind Turbine Based on Stochastic Degradation Model,” in *2020 Chinese Control And Decision Conference (CCDC)*, IEEE, Aug. 2020, pp. 4537–4543. doi: 10.1109/CCDC49329.2020.9164876.
- [12] A. M. Al-Shaalan, “Reliability Evaluation of Power Systems,” in *Reliability and Maintenance - An Overview of Cases*, IntechOpen, 2020. doi: 10.5772/intechopen.85571.
- [13] M. Li, S. Kolluri, and S. K. Agarwal, “Probabilistic Reliability Assessment of Energy transmission system,” in *2018 IEEE International Conference on*

- Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, IEEE, Jun. 2018, pp. 1–5. doi: 10.1109/PMAPS.2018.8440210.
- [14] M. S. Alvarez-Alvarado and D. Jayaweera, “Aging Reliability Model for Generation Adequacy,” in *2018 IEEE International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, IEEE, Jun. 2018, pp. 1–6. doi: 10.1109/PMAPS.2018.8440529.
- [15] C. J. Zapata, “ANÁLISIS PROBABILÍSTICO Y SIMULACIÓN,” 2010.
- [16] F. Li, N. S.-P. of the 8th W. International, and undefined 2008, “Monte Carlo simulation to evaluate the reliability improvement with DG connected to distribution systems,” *researchgate.net* F Li, N Sabir *Proceedings of the 8th WSEAS International Conference on Electric, 2008*•*researchgate.net*, Accessed: Dec. 05, 2023. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/profile/Fangxing-Li/publication/266486781_Monte_Carlo_Simulation_to_Evaluate_the_Reliability_Improvement_with_DG_connected_to_Distribution_Systems/links/56a8730108ae860e02561231/Monte-Carlo-Simulation-to-Evaluate-the-Reliability-Improvement-with-DG-connected-to-Distribution-Systems.pdf
- [17] Y. Sanguano and S. Nathaly, “Evaluación de la confiabilidad del sistema de generación y transmisión considerando fallas de causa común en líneas y el método Monte Carlo,” 2021, Accessed: Dec. 05, 2023. [Online]. Available: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/19728>
- [18] C. Feng, H. Zhang, S. Yan, Y. Fu, and X. Bao, “Reliability evaluation for distribution system based on probabilistic model checking,” in *2017 Second International Conference on Reliability Systems Engineering (ICRSE)*, IEEE, Jul. 2017, pp. 1–6. doi: 10.1109/ICRSE.2017.8030776.

- [19] Y. Dechgummarn, P. Fuangfoo, and W. Kampeerawat, "Reliability Assessment and Improvement of Electrical Distribution Systems by Using Multinomial Monte Carlo Simulations and a Component Risk Priority Index," *IEEE Access*, vol. 10, pp. 111923–111935, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3215956.
- [20] S. Conti and S. A. Rizzo, "Monte Carlo Simulation by Using a Systematic Approach to Assess Distribution System Reliability Considering Intentional Islanding," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 30, no. 1, pp. 64–73, Feb. 2015, doi: 10.1109/TPWRD.2014.2329535.
- [21] H. Lei and C. Singh, "Non-Sequential Monte Carlo Simulation for Cyber-Induced Dependent Failures in Composite Power System Reliability Evaluation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 2, pp. 1–1, Mar. 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2016.2572159.
- [22] C. J. Zapata, "CONFIABILIDAD DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA," *feis.unesp.br*, pp. 1–85, 2011, Accessed: Dec. 05, 2023. [Online]. Available:
https://www.feis.unesp.br/Home/departamentos/engenhariaeletrica/lapsee/curso_2011_zapata_2.pdf
- [23] R. Billinton and K. Chu, "Early Evolution of LOLP: Evaluating Generating Capacity Requirements [History]," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 13, no. 4, pp. 88–98, Jul. 2015, doi: 10.1109/MPE.2015.2417475.
- [24] E. P. Vasileva, "Methodology for Reliability Assessment of Distribution Networks with Decentralized Energy Resources Connected," in *2022 57th International Scientific Conference on Information, Communication and Energy Systems and*

Technologies (ICEST), IEEE, Jun. 2022, pp. 1–4. doi:
10.1109/ICEST55168.2022.9828731.

- [25] M. S. Alvarez-Alvarado and D. Jayaweera, “Reliability model for a Static Var Compensator,” in *2017 IEEE Second Ecuador Technical Chapters Meeting (ETCM)*, IEEE, Oct. 2017, pp. 1–6. doi: 10.1109/ETCM.2017.8247445.