



Departamento de Postgrados
Maestría en Gestión de Mantenimiento

**Manual para la implementación de un modelo de
gestión de mantenimiento para los equipos
principales de generación de energía eléctrica de
la Central Paute Molino de CELEC EP
HIDROPAUTE**

**Tesis previa a la obtención del título de
Magister en Gestión de Mantenimiento**

Autor: Ing. Wilson Gustavo Enriquez Vele

Director: Mgt. Raúl Francisco Martínez Ávila

Cuenca, Ecuador

2016

DEDICATORIA

A mi esposa e hijos, con quienes debimos sacrificar el tiempo de compartir, para cumplir una meta más.

AGRADECIMIENTO

A quienes desde el inicio de mi carrera profesional, han permitido crecer y contribuir con el desarrollo de la sociedad.

RESUMEN

Partiendo de la descripción de las instalaciones, sistemas y equipos de la Central Hidroeléctrica Paute Molino de CELEC EP HIDROPAUTE, se clasificarán aquellos que intervienen directamente en el proceso de generación eléctrica, y que serán objeto de estudio; el punto de partida de la investigación, estará basado en el establecimiento de la metodología para determinar la criticidad de los equipos (grupos de criticidad), luego de un análisis de las diferentes estrategias de mantenimiento (MBC, TPM, RCM) se establecerán los criterios básicos a considerar para definir la estrategia o conjunto de estrategias aplicables a cada grupo de criticidad, y finalmente la metodología establecida se aplicará a un sistema o equipo a manera de ejemplo.

El modelo de gestión de mantenimiento que actualmente se dispone en la Central Paute Molino, requiere de una actualización que considere el estado actual de los equipos y nuevas estrategias de mantenimiento; una vez establecido el manual para la aplicación del nuevo modelo de gestión, los sistemas y equipos directamente relacionados con la producción de energía eléctrica se incorporaran de manera sistemática a este nuevo modelo.

PALABRAS CLAVE

Criticidad, estrategias de mantenimiento, modelo de mantenimiento, mantenimiento

ABSTRACT

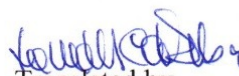
On the basis of the description of facilities, systems and equipment of the *HIDROPAUTE* Electric Corporation of Ecuador (*CELEC EP*, as per its Spanish acronym) *Paute Molino* Hydroelectric Plant, the classification of those directly involved in the power generation process and which will be the object of this study; will be carried out. After an analysis of the different maintenance strategies (MBC, TPM, RCM), the starting point of the investigation will be based on establishing the methodology for determining the criticality of the equipment (groups of criticality). The basic criteria to be considered will be established in order to define the strategy or the set of strategies applicable to each group of criticality. Finally, the methodology set out will be applied to a system or equipment as an example.

The maintenance management model currently in use in the *Paute Molino* Hydroelectric Plant requires an updating that takes into account the present state of the equipment, as well as the new maintenance strategies. Once the manual for the implementation of the new management model is set out, the systems and equipment directly related to the production of electrical energy will be systematically incorporated to this new model.

KEYWORDS

Criticality, Maintenance Strategies, Maintenance Model, Maintenance




Translated by,
Lic. Lourdes Crespo

INDICE DE CONTENIDO

DEDICATORIA.....	ii
AGRADECIMIENTO.....	iii
RESUMEN.....	iv
PALABRAS CLAVE.....	iv
ABSTRACT.....	v
KEYWORDS.....	v
INDICE DE FIGURAS.....	viii
INDICE DE TABLAS.....	ix
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPITULO 1: MATERIALES Y METODOS.....	4
1.1. Método de investigación.....	4
1.2. Proceso de generación de energía eléctrica en la Central Paute Molino	4
1.3. Identificación de sistemas y equipos de la unidad de generación.....	5
CAPITULO 2: METODOLOGÍAS PARA DETERMINAR GRUPOS DE CRITICIDAD	8
2.1. Métodos cualitativos.....	10
2.2. Métodos semi - cuantitativos.....	12
2.3. Métodos cuantitativos.....	14
2.4. Criterios de selección de metodología.....	16
2.4.1. Características de criticidad requeridas para MLN.....	16
2.4.2. Selección de metodología.....	17
2.5. Conclusiones.....	19
CAPITULO 3: ESTRATEGIAS DE MANTENIMIENTO.....	20
3.1. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad RCM.....	22
3.2. Mantenimiento Productivo Total TPM.....	26
3.3. Mantenimiento Basado en Condición MBC.....	28
3.4. Modelos de mantenimiento.....	33
3.5. Modelos de gestión de mantenimiento.....	34
3.6. Criterios de selección de modelo de gestión.....	38
3.7. Conclusiones.....	39
CAPITULO 4: RESULTADOS.....	40
4.1. Grupos de criticidad.....	40
4.2. Modelo de gestión de mantenimiento.....	45
CAPITULO 5: DISCUSIÓN.....	55

5.1.	Grupos de criticidad	55
5.2.	Modelo de gestión mantenimiento.....	56
5.3.	Manual para implementación de modelo de gestión mantenimiento.....	57
	CONCLUSIONES.....	58
	BIBLIOGRAFÍA.....	59
	ANEXOS.....	61

INDICE DE FIGURAS

Figura 1: Energía neta histórica de MLN.....	2
Figura 2: Macro proceso de producción de energía eléctrica.....	5
Figura 3: Matriz de criticidad según Gutiérrez, E. y otros.....	9
Figura 4: Matriz de criticidad según NORZOK.....	9
Figura 5: Modelo de flujograma de criticidad.....	11
Figura 6: Matriz del modelo de criticidad total por riesgo.....	13
Figura 7: Ejemplo de criterios objetivos, criterios y alternativas de jerarquización...	15
Figura 8: Patrones de falla.....	24
Figura 9: Comportamiento de una falla.....	29
Figura 10: Modelo de gestión de mantenimiento.....	35
Figura 11: Selección de modelos programados.....	35
Figura 12: Mantenimientos adicionales.....	36
Figura 13: Modelo de gestión de mantenimiento.....	37
Figura 14: Modelo de gestión de mantenimiento seleccionado para MLN.....	38

INDICE DE TABLAS

Tabla 1: Equipos relacionados a la generación eléctrica	7
Tabla 2: Tabla de estimaciones Método 1	10
Tabla 3: Tabla de estimaciones Método 2	10
Tabla 4: Diagrama de flujo – análisis de criticidad.....	12
Tabla 5: Parámetros Método William T. Fine	12
Tabla 6: Comparación entre criterios a evaluar	15
Tabla 7: Método William T. Fine ajustado para MLN	18
Tabla 8: Grupos de criticidad método William T. Fine ajustado para MLN.....	18
Tabla 9: Clasificación de equipos método William T. Fine ajustado para MLN	18
Tabla 10: Formato para análisis de criticidad.....	19
Tabla 11: Hoja de información RCM.....	25
Tabla 12: Hoja de decisión RCM.....	25
Tabla 13: Técnica, instrumento y condición a monitorear equipos mecánicos rotatorios.....	30
Tabla 14: Técnica, instrumento y condición a monitorear equipos mecánicos estacionarios.....	31
Tabla 15: Técnica, instrumento y condición a monitorear equipos eléctricos de potencia	31
Tabla 16: Técnica, instrumento y condición a monitorear equipos eléctricos de protección y control.....	32
Tabla 17: Cuando realizar MBC.....	32
Tabla 18: Arranques de unidades de generación 2015.....	41
Tabla 19: Estadístico de fallas e indisponibilidad 2006-2015, MTBF y MTTR (1 de 3)	41
Tabla 20: Estadístico de fallas e indisponibilidad 2006-2015, MTBF y MTTR (2 de 3)	42
Tabla 21: Estadístico de fallas e indisponibilidad 2006-2015, MTBF y MTTR (3 de 3)	43
Tabla 22: Resultados análisis de criticidad (1 de 2)	43
Tabla 23: Resultados análisis de criticidad (2 de 2)	44
Tabla 24: Componentes de generador eléctrico ordenados por criticidad	45
Tabla 25: Generador, actividades de mantenimiento del modelo de gestión seleccionado	47
Tabla 26: Cojinetes, actividades de mantenimiento del modelo de gestión seleccionado	48
Tabla 27: Enfriamiento, actividades de mantenimiento del modelo de gestión seleccionado	49
Tabla 28: Puesta a tierra del neutro, actividades de mantenimiento del modelo de gestión seleccionado	50
Tabla 29: Soportes, actividades de mantenimiento del modelo de gestión seleccionado	51
Tabla 30: Instrumentación y control, actividades de mantenimiento del modelo de gestión seleccionado	52

Tabla 31: Frenado, actividades de mantenimiento del modelo de gestión seleccionado	53
---	----

Autor: Wilson Gustavo Enriquez Vele
Trabajo de graduación
Director: Raúl Francisco Martínez Ávila
Julio, 2016

Manual para la implementación de un modelo de gestión de mantenimiento para los equipos principales de generación de energía eléctrica de la Central Paute Molino de CELEC EP HIDROPAUTE

INTRODUCCIÓN

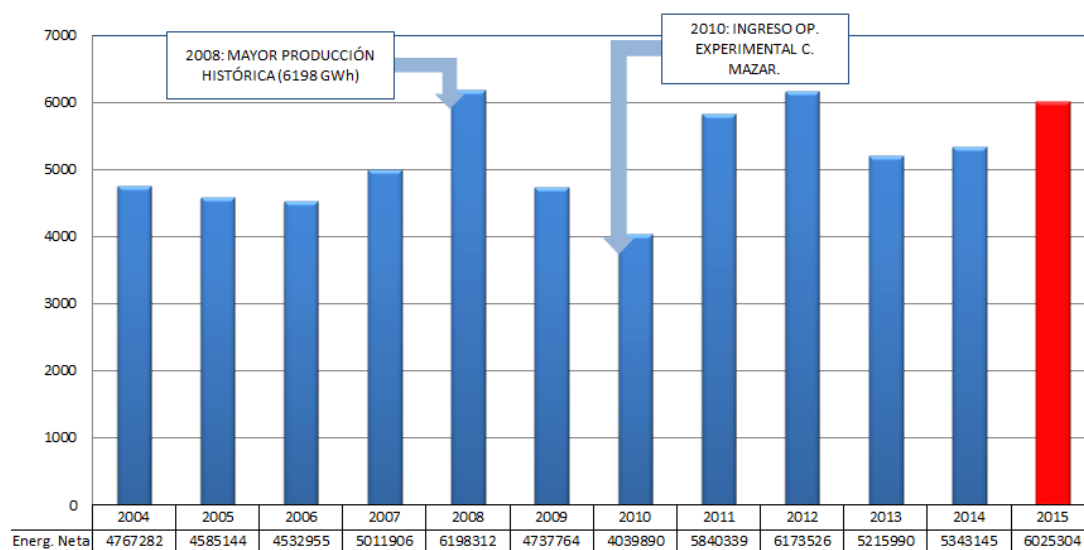
La Central Paute Molino (MLN) es el segundo aprovechamiento hidroeléctrico del denominado Complejo Hidroeléctrico Paute Integral, la operación y mantenimiento de la central está bajo la responsabilidad de la Unidad de Negocio HIDROPAUTE de la Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP. MLN aprovecha la energía potencial del embalse Amaluza de la Presa Daniel Palacios, misma que se encuentra a aproximadamente 6 km de distancia y con una diferencia de nivel con la casa de máquinas que permite una caída neta de aproximadamente 660 metros.

MLN inició sus operaciones en el 1983 en su primera etapa denominada Fase AB y en el año 1991 en su segunda etapa denominada Fase C. La Fase AB contempló la construcción de la Presa Daniel Palacios, los 2 túneles de carga con sus tuberías de presión, la casa de máquinas y la instalación de 5 unidades de generación con capacidad nominal de 100 MW cada una; en tanto que la Fase C contempló la instalación de 5 unidades de generación con capacidad nominal de 115 MW.

Aún en la actualidad (se encuentra en construcción la central eléctrica más grande de Ecuador, COCA CODO SINCLAIR con 1500 MW), MLN se constituye como la central eléctrica más grande del Ecuador, con sus 1075 MW de capacidad nominal y 1100 MW de capacidad efectiva (las unidades de generación de la Fase AB que tienen una capacidad nominal de 100 MW fueron declarados con capacidad efectiva de 105 MW por su capacidad de alcanzar esa potencia) es capaz de suplir alrededor del 25% de la demanda de energía eléctrica de Ecuador, es así que según el reporte de CELEC EP HIDROPAUTE referente al año 2015 el aporte de MLN al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) fue de 26.64 % (CELEC EP HIDROPAUTE, 2016).

Con la construcción de la Central Paute Mazar y su inicio de operación en el año 2010, se disponía de una mayor capacidad de almacenamiento para el aprovechamiento en la MLN, son 309 Hm³ de volumen útil (410 Hm³ volumen total) de embalse Mazar comparados con los 100 Hm³ de volumen útil (120 Hm³ volumen total) del embalse Amaluza (HIDROPAUTE, 2015), en estas condiciones la producción de energía en MLN ha incrementado, como se muestra en la siguiente figura:

Figura 1: Energía neta histórica de MLN



Fuente: (CELEC EP HIDROPAUTE, 2016)

Esta condición para el incremento de la producción de energía eléctrica en MLN, más la importancia de esta central en el funcionamiento del SEN, por el control automático de generación (AGC) que realizan sus unidades de generación para mantener una operación estable y segura del sistema, y sumado a los años de operación que tiene la central; han generado la necesidad de establecer nuevas estrategias para cumplir con las metas de los índices de confiabilidad y disponibilidad sin poner en riesgo los sistemas y equipos.

Los mantenimientos para las unidades de generación de MLN, está basado en calendario, con periodicidades bimestral, semestral y anual para las unidades de la Fase AB y trimestral, semestral y anual para las unidades de la Fase C (CELEC EP HIDROPAUTE, 2016).

El modelo de gestión de mantenimiento de MLN, que nació junto con la puesta en servicio de las instalaciones y que ha ido transformándose de manera desordenada, muy poco ha evolucionado en cuanto al uso de modernas técnicas de mantenimiento que se deben aplicar de manera sistematizada en el contexto global

del único fin de mantenimiento, que es mantener disponibles y confiables los equipos de generación de energía eléctrica para que cumplan la función que queremos que cumpla; es por lo tanto necesario establecer la metodología que permita la aplicación de un modelo de gestión que considere las estrategias de mantenimiento aplicables a cada grupo de equipos en su orden de su criticidad.

Objetivo general:

Establecer un manual para la implementación de un modelo de gestión de mantenimiento para los equipos principales de generación de energía eléctrica de la Central Paute Molino de CELEC EP HIDROPAUTE.

Objetivos específicos:

- Clasificar los sistemas y equipos directamente relacionados con la generación de energía eléctrica.
- Establecer la metodología para determinar la criticidad de los equipos (grupos de criticidad).
- Establecer los criterios para la selección de las estrategias de mantenimiento aplicables a cada equipo o grupos de equipos (grupos de criticidad).
- Validar la metodología establecida con la aplicación a un sistema o equipo.

La investigación considera los equipos principales de la unidad de generación, como son turbina, generador y transformador, que intervienen directamente en la generación de energía eléctrica; para la aplicación del modelo establecido en el manual se seleccionará uno de estos equipos principales.

CAPITULO 1: MATERIALES Y METODOS

1.1. Método de investigación

La investigación se desarrollará en marco del método científico con el análisis de la información disponible en los registros de falla MLN en el periodo 2006 - 2015, en las siguientes etapas:

- Descripción del proceso de producción de energía eléctrica en MLN
- Identificación de sistemas y equipos relacionados a la generación de energía eléctrica.
- Análisis de las metodologías para la determinación de criticidad de los equipos.
- Análisis de estrategias de mantenimiento (TPM, MBC, RCM).

Entendido el proceso de producción de energía eléctrica, identificados los equipos principales, conocidos los métodos disponibles para determinar criticidad y entendidas las estrategias de mantenimiento, su aplicación al equipamiento tanto eléctrico como mecánico se realizará en función de:

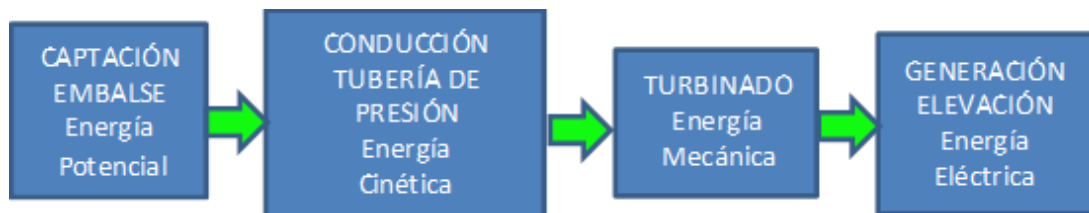
- Selección del método para determinar criticidad de los equipos.
- Definición de criterios para la selección de estrategias a aplicar, enfocado a grupos de criticidad, método cuantitativo.
- Aplicación del método establecido, utilizando un sistema o equipo seleccionado. Se seleccionará un equipo o sistema que deje fuera de servicio la unidad de generación y por lo tanto signifique pérdida de disponibilidad o pérdida de producción.

1.2. Proceso de generación de energía eléctrica en la Central Paute Molino

El macro proceso de producción de energía eléctrica inicia con la captación y almacenamiento del agua en la Presa Daniel Palacios, proveniente de las descargas (turbinado, vertido por los vertederos o por el desagüe de fondo) de la Central Mazar y también de los afluentes laterales que se encuentran entre la Central Mazar y la Presa Daniel Palacios. Esta energía potencial se transforma en energía cinética al ser conducida a través de los túneles de carga y tuberías de presión, posteriormente esta energía cinética se transforma en energía mecánica al

chocar y mover el rodete de la turbina tipo Pelton. Finalmente la energía mecánica del rodete acoplado al eje del rotor del generador eléctrico se transforma en energía eléctrica por un principio electromagnético. Para disminuir pérdidas en la transmisión, antes de la conexión al Sistema Nacional de Transmisión (SNT) se tiene una etapa de elevación del voltaje.

Figura 2: Macro proceso de producción de energía eléctrica



Fuente: Autor

El proceso de generación de energía eléctrica es el siguiente:

1. Apertura de la válvula de guarda (tipo esférica) que permite el paso de agua hacia el caracol en donde se encuentran fijados los inyectores que aún se mantienen cerrados con la unidad de generación en reposo.
2. Apertura de los inyectores de la turbina hidráulica, generando un chorro dirigido de gran presión (por la diferencia de altura entre el embalse y los inyectores) que golpea contra los alabes del rodete.
3. Giro de rodete y rotor de generador, desde velocidad cero hasta velocidad nominal.
4. Excitación de generador para tener voltaje en bornes de generación.
5. Elevación del voltaje de 13,800.00 V a 138,000.00 V en el caso de la Fase AB y a 230,000.00 V para el caso de la Fase C.

Por lo indicado, los equipos relacionados directamente con la generación de energía eléctrica son: Válvula Esférica, Turbina, Generador y Transformador, cada uno con sus componentes.

1.3. Identificación de sistemas y equipos de la unidad de generación

Identificar y codificar los equipos de una instalación es tarea fundamental para cualquier análisis, lo más recomendado es una estructura de objetos tipo árbol, que permita distinguir con claridad la correspondencia entre componentes, equipos, sistemas, instalaciones, etc., cuando se trata de empresas con múltiples plantas

como es el caso de la CELEC EP, también debe asignarse campos para identificar estos detalles (García Garrido, 2003).

Una estructura de objetos debe ajustarse a la realidad de cada instalación, el mismo motor instalado en diferentes instalaciones, no necesariamente estará en el mismo nivel de la estructura de objetos. Antes del inicio de la estructuración de objetos, los niveles a utilizar deben estar bien entendidos, para evitar criterios subjetivos, los conceptos de instalación, sistema, equipo y componente debe ser universal para los involucrados en la realización de la estructura de objetos.

CELEC EP ha homologado la estructura de objetos para las centrales de generación de las diferentes unidades de negocio, se han establecido 10 niveles, los mismos que para el presente análisis corresponden a:

- Nivel 1: Nombre de la empresa (Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC),
- Nivel 2: Unidad de Negocio (HIDROPAUTE, HPAU),
- Nivel 3: Localidad de la unidad de negocio (Azuay, AZUA),
- Nivel 4: Tipo de unidad de negocio (Central de generación hidroeléctrica),
- Nivel 5: Central de la unidad de negocio (Molino, MLN),
- Nivel 6: Instalación (Planta de generación de energía eléctrica, MLN-PGE),
- Nivel 7: Sistema (Unidad de generación hidráulica ##, MLN-PGE-UGH##; Sección de transformación de casa de máquinas, MLN-PGE-STCM),
- Nivel 8: Equipos (varios),
- Nivel 9: Componentes (varios), y
- Nivel 10: Para descomposición mayor de los componentes.

Como se puede advertir en el Anexo 1, la homologación establecida por CELEC EP ha provocado que por ejemplo el equipo transformador de unidad no esté dentro del sistema unidad de generación hidráulica, a pesar de que es parte integrante de la unidad, este equipo es parte de un sistema denominado sección de transformación de casa de máquinas; a criterio del autor, esto se debe a la variedad de topologías que existen para una central eléctrica, donde se vuelve imposible homologar para todas las centrales sin provocar estos problemas; la estructura así establecida para este caso específico provoca que cuando hablamos de intervenir en la instalación

Esta por 01, 02, 03, 04, 05, 06, 07, 08, 09 y 10

de la “Unidad de Generación Hidráulica 01”, por ejemplo, no estamos considerando el transformador de potencia de esa unidad. Los diferentes transformadores de unidad no tienen conexión eléctrica de dependencia entre sí, como para ser parte de un único sistema.

En el Anexo 2 se presenta la estructura de objetos de la unidad de generación hidráulica y sección de transformación de casa de máquinas definida para MOL, con su respectiva codificación.

No es objeto de esta investigación el determinar la metodología adecuada para la estructuración de objetos, para el análisis se considerarán los equipos que son parte de la unidad de generación eléctrica (turbinado, generación y elevación), independientemente del sistema al que correspondan según la estructura de objetos definida.

Los equipos relacionados directamente a la generación de energía eléctrica y que serán considerados en esta investigación son:

Tabla 1: Equipos relacionados a la generación eléctrica

EQUIPO
AUXILIARES ELECTRICOS DE UNIDAD
CONEXION GENERADOR - TRANSFORMADOR
EQUIPAMIENTO DE PROTECCION, CONTROL Y MEDICION
EQUIPAMIENTO DE SUPERVISION Y CONTROL
EQUIPAMIENTO PARA MONITOREO DE CONDICION
EXCITATRIZ Y REGULADOR DE VOLTAJE
GENERADOR ELECTRICO
LEVANTAMIENTO GRUPO ROTATIVO
LINEA DE AGUA DE ENFRIAMIENTO
LINEA DE VENTILACION DE UNIDAD
REGULADOR DE VELOCIDAD
TURBINA HIDRAULICA
VALVULA PRINCIPAL
TRANSFORMADOR DE UNIDAD

Fuente: (CELEC EP HIDROPAUTE, 2016)

Elaboración: Autor

CAPITULO 2: METODOLOGÍAS PARA DETERMINAR GRUPOS DE CRITICIDAD

Completada la estructura de objetos (identificar y codificar) para los sistemas, equipos y componentes de las instalaciones, la siguiente tarea tiene que ver con la determinación de los grupos de criticidad, entre aquellos equipos que tienen mayor, medio y menor impacto en los resultados esperados, ya sean estos relacionados con la producción, calidad, mantenimiento y seguridad y medio ambiente (García Garrido, 2003), para en función de esta clasificación determinar el plan de mantenimiento más adecuado para cada grupo; otros autores (Parra Márquez, y otros, 2012) proponen criterios adicionales de impacto como la flexibilidad operacional que se tienen cuando los sistemas son redundantes, mismo que se podría considerar incluido en la producción o el mantenimiento, pues su existencia evita la pérdida de producción y permite una intervención denominada en caliente (para el caso de MOL con la unidad de generación en línea).

Determinados estos grupos de importancia o criticidad se podrá establecer el plan de mantenimiento más adecuado pero bajo esta óptica, ya que tradicionalmente los planes de mantenimiento se construyen en base a las recomendaciones constantes en los manuales de los fabricantes, estas actividades están basadas en situaciones estándar pensadas por el fabricante, pero que no necesariamente se ajusta a contexto operacional propio de cada instalación, incluso estas actividades definidas por los fabricantes no tienen en consideración las exigencias propias de cada país en cuanto a las normas de seguridad y medio ambiente y que se hacen necesarias incluir en la determinación del plan de mantenimiento de acuerdo a la importancia de los equipos (Gutiérrez, y otros, 2007).

Un análisis de criticidad con el método adecuado, permitirá clasificar los equipos por su criticidad que es proporcional al riesgo, la criticidad está dada por frecuencia de falla por impacto, en tanto que el riesgo está definido como probabilidad de falla por consecuencia (Gutiérrez, y otros, 2007):

$$CRITICIDAD = Frecuencia de Falla \times Impacto$$

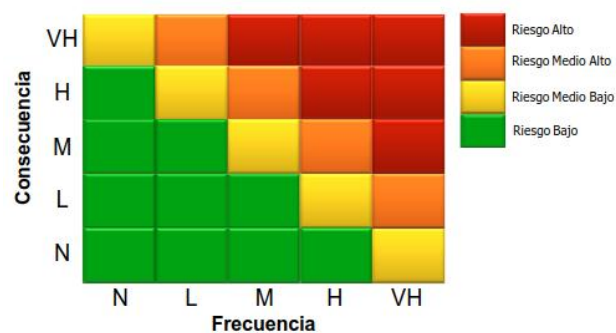
$$RIESGO = Probabilidad de Falla \times Consecuencia$$

De acuerdo al método de análisis de criticidad de William T. Fine, la probabilidad de falla puede ser calculada como ocurrencia por exposición:

$$Probabilidad\ de\ Falla = Ocurrencia \times Exposición$$

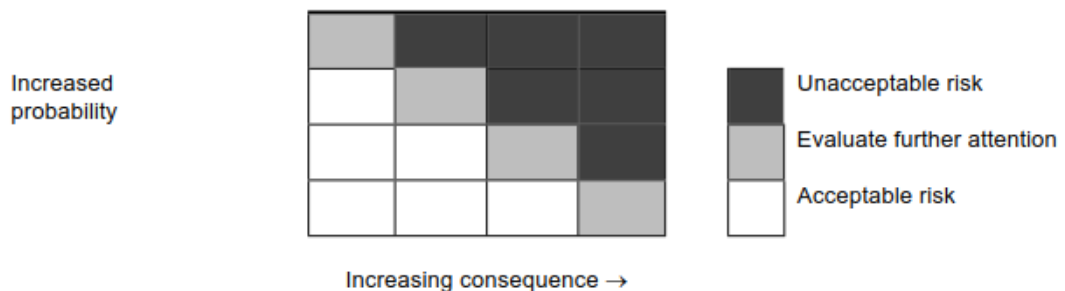
Resultado del análisis de criticidad dispondremos de una matriz de criticidad con grupos de equipos claramente identificados, tal como se muestra en la Figura 3 con grupos de criticidad: alto, medio alto, medio bajo y bajo, con 5 rangos de frecuencia y 5 rangos de consecuencia; (García Garrido, 2003) en cambio propone únicamente 3 grupos de criticidad: críticos, importantes, prescindibles; la Norma NORZOK Z-013 también presenta 3 grupos de criticidad y únicamente con 4 rangos de probabilidad y 4 rangos de consecuencia tal como se muestra en la Figura 4.

Figura 3: Matriz de criticidad según Gutiérrez, E. y otros



Fuente: (Gutiérrez, y otros, 2007)

Figura 4: Matriz de criticidad según NORZOK



Fuente: (NORSOK STANDARD, 2001)

Ahora el problema a resolver es como determinar en qué rango de frecuencia (probabilidad) y consecuencia (impacto) se ubica cada equipo, cuantos rangos se consideran, que límites tiene cada rango y finalmente que factores (seguridad, producción, mantenimiento, etc.) se consideran para determinar la consecuencia. Para esta valoración existen algunos métodos, desde los cualitativos pasando por los semi - cuantitativos hasta los cuantitativos.

2.1. Métodos cualitativos

Estos métodos están basados en estimaciones con escalas relativas, entonces están propensos a la subjetividad de los evaluadores, sin embargo puede ser la única herramienta en caso de no disponer datos y muy práctica si se tienen un buen nivel de conocimiento y experiencia de los evaluadores. Para realizar evaluaciones con este método debe conformarse equipos de trabajo con la participación del personal de operación y mantenimiento tanto de jefaturas como de supervisión y ejecución, además debe ser el mismo equipo hasta la finalización del análisis; incluso en este tipo de metodologías es necesario establecer ciertos lineamientos para disminuir las subjetividades (Gutiérrez, y otros, 2007). Escalas como las que se muestran a continuación son muy frecuentes:

Tabla 2: Tabla de estimaciones Método 1

FRECUENCIA		CONSECUENCIA	
1	Remoto	A	Insignificante
2	Bajo	B	Marginal
3	Medio	C	Sustancial
4	Alto	D	Grave

Fuente: (Gutiérrez, y otros, 2007)

Elaboración: Autor

Tabla 3: Tabla de estimaciones Método 2

FRECUENCIA		CONSECUENCIA	
1	Extremadamente improbable	A	No severa
2	Improbable	B	Poco severas
3	Algo probable	C	Medianamente severas
4	Probable	D	Muy severas
5	Muy probable	E	Extremadamente severas

Fuente: (Gutiérrez, y otros, 2007)

Elaboración: Autor

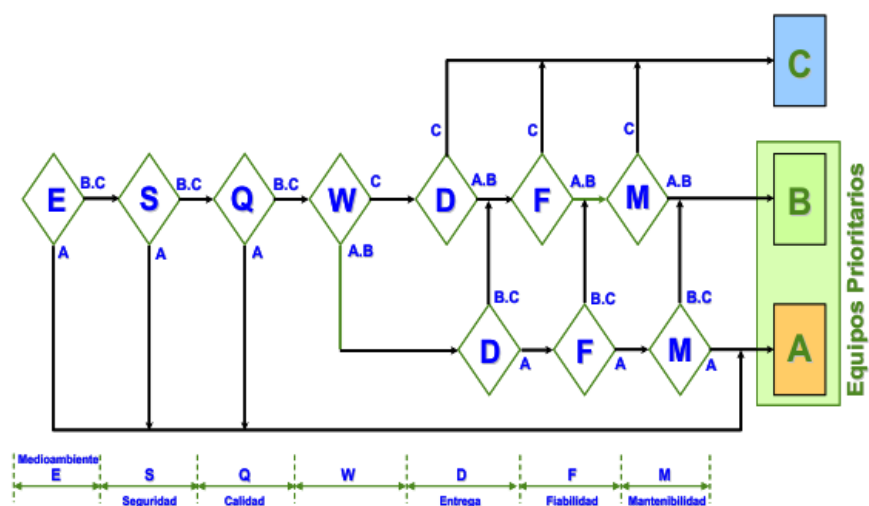
Ahora debe tenerse presente que la consecuencia tiene diferentes aspectos a considerar, el método que presenta (Parra Márquez, y otros, 2012), permite considerar todos estos aspectos:

- E. Medio ambiente.
- S. Seguridad.
- Q. Calidad mirado con un enfoque al cliente, para MLN se entendería como cliente el administrador técnico del Sistema Nacional de Transmisión (SNT), CENACE.

- W. Tiempo de trabajo como requerimiento del equipo en día, que para el caso de MLN haría referencia a la disponibilidad del equipo que es básicamente las 24 horas, con excepción de las paradas programadas que en suma anualmente corresponden a 215 horas para las unidades de Fase AB y 201 horas para las unidades de Fase C.
- D. Entrega o servicio que para MLN se entendería relacionado al paro de la unidad de generación o a una restricción como disminución de capacidad de entregar toda su potencia.
- F. Fiabilidad relacionada a la frecuencia de fallos, que debe ajustarse para cada caso de estudio, para MLN podría considerarse como probable, ocasional, rara, remota y mínima en concordancia con lo establecido en el método de William T. Fine.
- M. Mantenibilidad considerado como tiempo para reparar, los valores a considerar estarán en función de lo tiempos de indisponibilidad permitidos para MLN de acuerdo a la política gubernamental de Gestión por Resultados (GPR).

Esta metodología establece un flujo para determinar los grupos de criticidad, donde para cada aspecto se definen las escalas correspondiente (Tabla 4), al final de la evaluación se tendrán clasificados los equipos en tres (3) grupos, donde dos (2) de ellos se consideran como grupos prioritarios.

Figura 5: Modelo de flujograma de criticidad



Fuente: (Parra, M. C. & Crespo, M.A., 2012)

Tabla 4: Diagrama de flujo – análisis de criticidad

ESCALA	E	S	Q	W	D	F	M
A	Afectación externa	Afectación con ausencia	Afectación externa	24 H	Paro de la Unidad	Probable	Afectación alta a DISP
B	Afectación interna	Afectación sin ausencia	Afectación interna	No aplica	Restricción de la Unidad	Mínima	Afectación medía a DISP
C	Ninguna	Ninguna	Ninguna	No Aplica	Ninguna	Rara	Afectación mínima DISP

Fuente: (Parra, M. C. & Crespo, M.A., 2012)

Elaboración: Autor

Las escalas sugeridas se han modificado para que sean aplicables a MLN, especialmente en lo relacionado a F y M.

2.2. Métodos semi - cuantitativos

Con relación a los métodos cualitativos, en estos métodos lo que se hace es definir rangos relativos para la frecuencia o probabilidad de falla y a los diferentes aspectos considerados para la consecuencia.

El método de William T. Fine establece estos rangos relativos para definir la magnitud del riesgo o grado de peligrosidad que viene dado por (Velasco Figallo):

Tabla 5: Parámetros Método William T. Fine

Tabla de Probabilidad		
1	Es el resultado más probable y esperado.	10
2	Muy Posible (no sería extraño que ocurra)	6
3	Posible (sería un evento inusual pero puede ocurrir).	3
4	Poco Posible (evento raro pero se sabe que ha ocurrido).	1
5	Remoto (extramadamente raro pero concebible).	0.5
6	Muy remoto (casi imposible).	0.1

Tabla de Frecuencia		
1	Continua - muchas veces al día	10
2	Frecuente - una vez al día	6
3	Ocasional - hasta una vez al mes	3
4	Inusual - hasta una vez al año	2
5	Raro - se sabe que puede ocurrir.	1
6	Muy Raro - no se conoce ocurrencia pero es posible	0.5

Tabla de Consecuencias		
1	Catastrofe, numerosas muertes, pérdidas mayores a 1 MUS\$	100
2	Varias muertes, daños entre 500 KUS\$ y 1 MUS\$.	50
3	Muerte, daños de 100 a 500 KUS\$.	25
4	Lesiones muy graves, amputación, invalidez, daños hasta 100K US\$	15
5	Lesiones incapacitantes, daños hasta 1000 US\$.	5
6	Lesiones y daños menores.	1

Magnitud del Riesgo	Clasificación	Acción
400 o mas	Muy Alto	Detención inmediata.
200 -400	Alto	Corrección inmediata.
70-200	Notable	Corección urgente.
20-70	Moderado	Debe corregirse.
20 o menos	Bajo	Tolerable.

Fuente: (Velasco Figallo)

Donde, para calcular la probabilidad, la ocurrencia viene dado por el tiempo medio entre fallas (MTBF) y la exposición por las horas de funcionamiento del equipo durante un día; en tanto que la consecuencia está dada por la suma de los diferentes aspectos considerados:

Otro método conocido como Modelo de Criticidad Total por Riesgo es presentado por (Parra Márquez, y otros, 2012), el concepto de evaluación del riesgo no cambia, de igual manera se calcula en función de fallas en el año por consecuencia de los eventos de falla, lo que difiere son los aspectos considerados en la consecuencia como es el factor de flexibilidad operacional; mismo que podría asumirse que está considerado en la consecuencia relacionada a la producción del método de W. T. Fine, pues la falla de un equipo sin redundancia necesariamente dejará fuera de servicio la unidad de generación para el caso de MLN y por ende afectará a la producción. En caso de este modelo se definen también valores de relativos para cada aspecto además de definirse el peso de cada aspecto en la consecuencia global. La metodología sugiere que los factores para cada valor se determinen en reuniones de trabajo con la participación de todas las áreas involucradas. La matriz de criticidad así establecida se presenta en la siguiente figura:

Figura 6: Matriz del modelo de criticidad total por riesgo

FRECUENCIA	4	MC	MC	C	C	C
	3	MC	MC	MC	C	C
	2	NC	NC	MC	C	C
	1	NC	NC	NC	MC	C
		10	20	30	40	50
		CONSECUENCIA				

Fuente: (Parra Márquez, y otros, 2012)

Este modelo establece 4 niveles de frecuencia y 5 niveles de consecuencia con un puntaje máximo de 50, valor que obedece a los valores asignados a cada aspecto considerado en la consecuencia; la aplicación de la matriz en este caso nos dará como resultado los siguientes grupos de equipos: No Críticos (NC), Media Criticidad (MC) y Críticos (C).

En fin existen múltiples modelos tanto **cualitativos** como **semi - cuantitativos**, que en esencia tienen el mismo fundamento relacionado a la evaluación del riesgo en función de frecuencia o probabilidad y la consecuencia o impacto, difieren entre uno y otro por las escalas utilizadas, las valoraciones relativas y las diferentes aspectos relacionados a la consecuencia considerados.

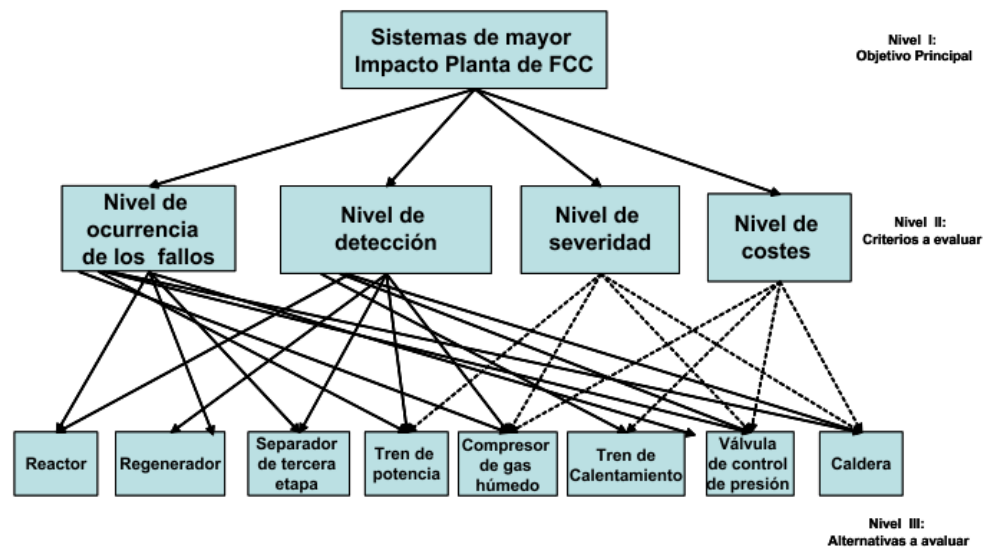
2.3. Métodos cuantitativos

Las técnicas cualitativas son más complejas que las anteriores y requieren un mayor tiempo para su desarrollo, sin embargo son herramientas muy importantes para la toma de decisiones en función de la criticidad de los equipos, corrigen los problemas de subjetividad que presentan los métodos cualitativos y semi - cuantitativos, entonces las decisiones de los valores a asignar se realizan en función de una serie de comparaciones; el objetivo final es priorizar el uso de recursos en los sistemas y equipos más críticos (Parra Márquez, y otros, 2012).

El método de proceso de análisis jerárquico conocido por sus siglas en inglés como AHP (Analytic Hierarchy Process) que se basa en el hecho de que la decisión no se toma sobre un valor absoluto sino sobre una comparación, se desarrolla en las siguientes etapas:

1. Disponer de una jerarquización cualitativa existente,
2. Definir criterios de decisión en forma de objetivos jerárquicos en diferentes niveles como se muestra en la Figura 7:
 - a) Objetivo principal,
 - b) Criterios y sub-criterios a evaluar, y
 - c) Alternativas a ser comparadas.
3. Evaluar los criterios a evaluar en función de su importancia (valoración cualitativa por simples comparaciones) y las alternativas a evaluar por su criticidad (valoración cuantitativa) para obtener pesos y prioridades.

Figura 7: Ejemplo de criterios objetivos, criterios y alternativas de jerarquización



Fuente: (Parra Márquez, y otros, 2012)

En una reunión de trabajo los criterios a evaluar seleccionados, deben ser comparados cualitativamente entre ellos de forma apareada, esta actividad y los resultados se presentarán en una matriz como el de la Tabla 6, esta valoraciones permite establecer las relaciones (igual, moderado, fuerte, etc.) entre los diferentes criterios con escalas (previamente establecidas) que van entre 1 para criterios de igual valor y 9 para criterios opuestos.

Tabla 6: Comparación entre criterios a evaluar

Criterios	Frecuencia de fallos	Detección de fallos	Severidad de fallos	Costes de fallos
Frecuencia de fallos	-	3	1	1
Detección de fallos	1/3	-	½	1/3
Severidad de fallos	1	2	-	½
Costes de fallos	1	3	2	-

Fuente: (Parra Márquez, y otros, 2012)

Así mismo en reuniones de trabajo, a cada criterio se le divide en varias clases con diferentes niveles de criticidad, los intervalos de las clases puede adoptarse en función de la naturaleza de cada proceso e instalación.

4. Se evalúan las alternativas para cada uno de los criterios a evaluar, luego se pueden ordenar las alternativas para cada criterio a evaluar de manera independiente.

5. Se calcula el radio de inconsistencia (IR), que está en función de un índice de consistencia (CI) que se calcula como el autovalor de la matriz de la Tabla 7, los juicios se consideran aceptables cuando $IR \leq 1$.
6. Los valores de criticidad de las alternativas calculadas para cada criterio se afecta por la matriz de autovalores obtenida (siempre que $IR \leq 1$) y se obtiene la jerarquización final.

Según (Parra Márquez, y otros, 2012), algunos casos que se pudieron analizar tanto con un método de análisis de criticidad cualitativo cuanto por este método AHP cuantitativo, mostraron resultados diferentes, sin embargo para empresas que aún no disponen de análisis de criticidad, el inconveniente inicial sería el no disponer de una jerarquización cualitativa, que es el punto de partida para una análisis cuantitativo.

2.4. Criterios de selección de metodología

La selección de la metodología para determinar los grupos de criticidad para MLN, debe estar en función de la característica propia de esta instalación y la disponibilidad de recursos para su implementación, así como también de las particularidades que las metodologías analizadas y su adaptabilidad a los requerimientos de MLN. En primera instancia detallaremos las características de MLN en los aspectos relacionados a criticidad, riesgo y grado de peligrosidad, seguidamente seleccionaremos la metodología que más se ajuste en cuanto a contener los aspectos de mayor importancia para MLN. Queda excluido el método cuantitativo, pues no se dispone de una jerarquización inicial que es dato de entrada para este método.

2.4.1. Características de criticidad requeridas para MLN

Ocurrencia

Todos los métodos tienen en consideración este aspecto de absoluta relevancia, no existirá análisis si no se considera este criterio, para el caso de la MLN para cada sistema existe información suficiente para el cálculo del tiempo medio entre fallas, tiempo para reparar y en fin el parámetro que se ajuste a cada modelo de análisis de criticidad, lo que si puede ocurrir es que se tengan elementos que no hayan fallado hasta ahora y que se deba recurrir a bases de datos de equipos similares, lo que le resta confianza a los resultados, porque ningún equipo tiene el mismo contexto operacional que otro.

Exposición.

Para los sistemas considerados (Válvula Esférica, Turbina, Generador y Transformador), la mayoría de sus componentes estas sometidos a operación las 24 horas en periodos de hidrología alta, en tanto que para hidrología más baja los periodos de operación pueden llegar a una jornada de 14 a 16 horas; sin embargo es posible determinar tiempos promedios de operación en base a los registros de operación, existen muy pocos equipos que tiene periodos de trabajos menores a 5 horas y se pueden identificar con claridad.

Consecuencia

CELEC EP HIDROPAUTE desde junio de 2016 cuenta con una certificación integral en Calidad, Seguridad, Ambiente y Responsabilidad Social, por lo tanto los aspectos relacionados a consecuencias con calidad, seguridad y ambiente deben necesariamente considerarse en los análisis de criticidad.

MLN está sujeto al denominado despacho económico en el Sistema Nacional Eléctrico (SEN), por lo tanto su desempeño es medio por su disponibilidad más que su producción misma, es por eso que se considera entre los parámetros de consecuencia el tiempo de indisponibilidad que provoca una falla. Por el tamaño de instalación, los costos de los repuestos también son elevados: un transformador de potencia esta por el orden de los 2 millones de dólares, un polo de los veinte (20) de un generador por el orden de los 55 mil dorales, un rodete pelton de turbina por el orden de 2 millones de dólares (CELEC EP HIDROPAUTE, 2016), entonces también los costos de mantenimiento debe ser considerados en el análisis de criticidad.

2.4.2. Selección de metodología

Debe seleccionarse la metodología de análisis de criticidad que considere todos los aspectos descritos en 1.4.4.1., del análisis se puede observar que ninguna se ajusta a los requerimientos, tal como es de esperarse, entonces lo que corresponde es adecuar una de ellas a los requerimientos de MLN. La que se puede ajustar de mejor manera para considerar todos los aspectos es la metodología de William T. Fine, donde no debe descuidarse incluir lo relacionado al aspecto de calidad (Q) en las criterios de evaluación de consecuencias.

La matriz con criterios de criticidad así establecida es:

Tabla 7: Método William T. Fine ajustado para MLN

PROBABILIDAD				CONSECUENCIAS												
OCURRENCIA		EXPOSICIÓN		SEGURIDAD Y SALUD		MEDIO AMBIENTE		CALIDAD/CLIENTE		MANT. (USD)	INDISP. (días)					
Probable	$30 \geq MTBF^* > 12 \text{ fpy}^{**}$	10	20 - 24 h	10	Muerte	30	Muy significativo	Efecto masivo	15	Afectación externa fuerte	Contingencia en SEN	15	> 80000,00	15	IND > 15	25
Ocasional	$90 \geq MTBF > 30 \text{ a } 11 \text{ fpy}$	8	15 - 20 h	6	Incapacidad permanente	15	Significativo	Efecto mayor	8	Afectación externa moderada	Variación de frecuencia en SEN	8	60000,01 - 80000,00	8	7 < IND ≤ 15	10
Rara	$180 \geq MTBF > 90 \text{ a } 3 \text{ fpy}$	5	10 - 15 h	3	Incapacidad temporal	8	Importante	Efecto localizado	4	Afectación interna fuerte	Redespacho	4	40000,01 - 60000,00	4	3 < IND ≤ 7	5
Remota	$360 \geq MTBF > 180 \text{ a } 1 \text{ a } 3 \text{ fpy}$	3	5 - 10 h	2	Incidente	5	Leve	Efecto menor	2	Afectación interna moderada	Operar sin redundancia	2	20000,01 - 40000,00	2	1 < IND ≤ 3	3
Mínima	$MTBF > 360 \text{ DIAS} < 1 \text{ fpy}$	1	< 5 h	1	Condición subestándar	2	Insignificante	Efecto leve	1	Ninguna afectación	Variación parámetros internos	1	0,00 - 20000,00	1	IND ≤ 1	2

* MTBF: Tiempo medio entre fallas en días

** fpy: Fallas por año

Fuente: (MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD, 2015)

Elaboración: Autor

El método de William T. Fine considera 5 grupos de criticidad que ajustados a MLN pueden entenderse como:

Tabla 8: Grupos de criticidad método William T. Fine ajustado para MLN

CRITICIDAD	
Intolerable	> 400
Alto	200 - 400
Notable	71 - 200
Moderado	21 - 70
Aceptable	< 20

Fuente: (MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD, 2015)

Elaboración: Autor

Ahora es posible agrupar estos rangos de criticidad para definir los grupos de criticidad:

Tabla 9: Clasificación de equipos método William T. Fine ajustado para MLN

CRITICIDAD		CATEGORIA	CLASIFICACION
Intolerable	> 400	A	Critico
Alto	200 - 400		
Notable	71-200	B	Importante
Moderado	21 - 70	C	Normal
Aceptable	< 20	D	Prescindible

Fuente: (MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD, 2015)

Elaboración: Autor

Una hoja como la que se muestra en el Tabla 10 permitirá realizar el análisis de criticidad:

Tabla 10: Formato para análisis de criticidad

ITEM	EQUIPO/COMPONENTE	PROBABILIDAD		CONSECUENCIAS				CRITICIDAD
		OCURRENCIA	EXPOSICIÓN	SEGURIDAD Y SALUD	MEDIO AMBIENTE	CALIDAD CLIENTE	MANTENIMIENTO	

Fuente: Autor

2.5. Conclusiones

Revisadas las diferentes metodologías para análisis de criticidad, se puede concluir lo siguiente:

- Todas están basadas en el conocimiento del personal, tanto para la definición de los criterios a considerar cuanto para la asignación de los valores relativos a aplicar, es por lo tanto imprescindible la participación del personal directamente relacionado con la operación y mantenimiento de los equipos, así como también los relacionados a seguridad y medio ambiente.
- La aplicación de cualquier metodología requiere de información confiable para la estimación de los parámetros que intervienen en el análisis de criticidad.
- Ninguna metodología se ajusta exactamente a cada instalación o equipo, cada una debe ser caracterizada con las particularidades propias.

CAPITULO 3: ESTRATEGIAS DE MANTENIMIENTO

Definidos los grupos de criticidad, es necesario aplicar las diferentes estrategias de mantenimiento para cada grupo, para lo que se hace indispensable entender la filosofía de cada una de tal manera de aprovechar al máximo sus bondades en beneficio de una operación segura y confiable de los equipos, estas estrategias han ido evolucionando a lo largo del tiempo, hasta los años 50 únicamente se hacía correcciones, entre los años 50 y los 70 se realizaban intervenciones programadas, desde los años 80 inicia el monitoreo de condición, el estudio de riesgos, análisis de modos de fallo, etc.

Una inadecuada aplicación de las estrategias de mantenimiento e incluso sistemas de gestión de calidad, transforman a una empresa en un cementerio de buenas herramientas o estrategias de gestión, por lo tanto es importante seleccionar una adecuada estrategia de mantenimiento para obtener los resultados esperados (MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD, 2015).

A continuación se recogen clasificaciones y definición de mantenimiento de algunos autores (García Garrido, 2003), (Principios de Gestión de Mantenimiento, 2014); la clasificación que mayormente predomina es el que considera los siguientes tipos de mantenimientos: correctivo, preventivo, predictivo, overhaul o mantenimiento mayor, proactivo y mantenimiento el línea.

Mantenimiento correctivo (reactivo): No se realiza ninguna planificación ni programación y tiene como objetivo reparar defectos presentados en los equipos pues se realiza cuando se presenta un daño, sin embargo es de considerar que no es necesariamente malo, existirán equipos para los que la mejor estrategia sea el mantenimiento correctivo. En ciertos casos también se considera mantenimiento correctivo programado, que puede ser aplicado cuando la característica de la falla presenta una etapa inicial aun no crítica y que por lo tanto el equipo no deja de funcionar todavía.

Mantenimiento preventivo: Busca detectar fallas que puedan causar pérdida de producción o daños graves, se realiza antes de que aparezca una falla, considera básicamente la restauración y sustitución programada sin tener en cuenta la condición de los equipos, así como también actividades de limpieza, lubricación y

ajuste; trata básicamente de llevar al equipo a su estado ideal y mantener un nivel de servicio. La aplicación de solo el mantenimiento preventivo no asegura que las fallas no ocurran entre los periodos establecidos para las intervenciones.

Mantenimiento mayor (cero horas): Las actividades de este mantenimiento buscan llevar el equipo a su estado inicial y por lo tanto a su máxima producción. Se lo realiza de manera programada y se realizan sustituciones o reparaciones de elementos sometidos a desgaste, la intención es incrementar la probabilidad de un determinado tiempo de funcionamiento sin que aparezca una falla.

Mantenimiento predictivo: Las tareas de inspección que dan información para realizar el mantenimiento preventivo, también puede darnos información para predecir cuándo ocurrirá una falla, los datos de parámetros de los sistemas y equipos adecuadamente tratados y analizados permiten inducir cuándo ocurrirá una falla; este tipo de mantenimiento es el más avanzado tecnológicamente, pues tratar los datos para predecir requieren apoyo de herramientas computacionales y un buen nivel de conocimiento de matemáticas y estadística. Dentro de este tipo de mantenimiento se encuentra en denominado Mantenimiento Basado en Condición conocido por sus siglas en inglés como CBM (Condition Based Maintenance).

Mantenimiento en línea: Es el mantenimiento rutinario que debe ser realizado por los operadores en función del estado de los equipos que se determinan en las rondas de inspección, estas actividades básicamente consisten en limpieza, lubricación apriete que no requiere desarmar el equipo y por lo tanto no se necesita una conocimiento avanzado sino más bien un adiestramiento básico. Este tipo de mantenimiento es la base del Mantenimiento Productivo Total conocido por sus siglas en inglés como TPM (Total Productive Maintenance).

Mantenimiento proactivo: Abarca toda la estructura estratégica de mantenimiento, la información que dispone se usa no para predecir la falla, sino para eliminarla completamente, es básicamente la optimización de todas las estrategias, a través de herramientas como análisis de causa raíz, simulaciones, Weidbull, Mantenimiento Basado en Confiabilidad por sus siglas en inglés conocido como RCM (Reliability Centred Maintenance).

No es posible aplicar una estrategia de mantenimiento a cada equipo, sino más bien cada equipo requiere de una combinación de todos estos tipos de

mantenimiento, la combinación de los tipos de mantenimiento a aplicar esta en función de los aspectos valorados como consecuencia en el análisis de criticidad de los equipos, como son los relacionados a seguridad, medio ambiente, costos de producción, costos de mantenimiento, etc. (García Garrido, 2003).

A continuación se revisara la características principales de las más modernas estrategias de mantenimiento, su entendimiento permitirán seleccionar el mejor modelo de gestión de mantenimiento.

3.1. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad RCM

Mantenimiento en general es asegurar que los equipos (activos físicos) continúen funcionando a los niveles deseados, RCM no es más que una herramienta para saber que se debe hacer para cumplir con este objetivo de mantenimiento, con el ingrediente adicional de que considera el contexto operacional del funcionamiento del equipo, que no es otra cosa que las condiciones de trabajo, ambiente, trato y demás factores que pueden afectar a su funcionamiento y desempeño; RCM introduce esta diferencia entre la consideración tradicional de mantenimiento relacionado a utilizar las actividades propuestas por el fabricante que pueden distar mucho del contexto operacional del equipo en cuestión (Moubray, 2004).

La importancia de RCM radica en el hecho que impacta sobre los tres (3) factores que determinan el desempeño de un activo (MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD, 2015), esto es:

- Confiabilidad inherente, relacionada a como fue diseñado o el equipo o como será diseñado el equipo para el caso de instalaciones a construir.
- Contexto operacional, relacionado a como es o como será utilizado el equipo.
- Plan de mantenimiento, relacionado a como es o como será mantenido el equipo.

RCM plantea siete (7) preguntas básicas con relación a los activos (equipos) y brinda las herramientas para resolverlas (Moubray, 2004):

- **¿Cuáles son las funciones y los parámetros de funcionamiento asociados al activo en su actual contexto operacional?** Se definen *funciones primarias* relacionadas con la razón de la adquisición del activo y

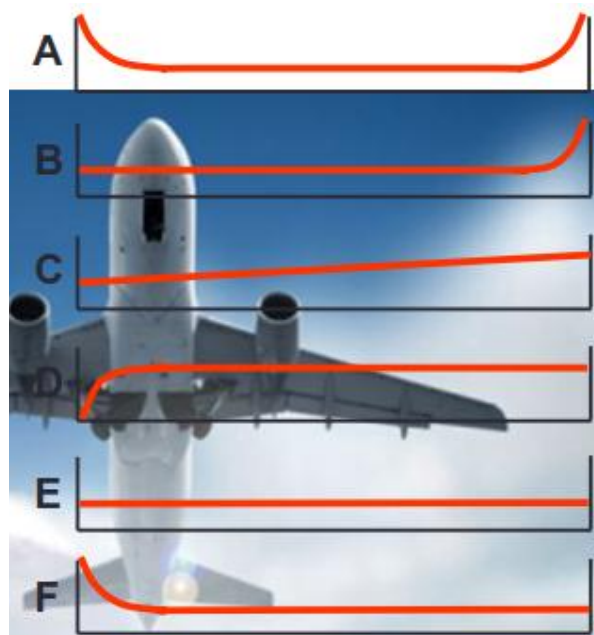
funciones secundarias relacionadas a la satisfacción de expectativas adicionales.

- **¿De qué manera falla en satisfacer dichas funciones?** Se describen como *fallas funcionales* el hecho de que el activo no puede cumplir una función de acuerdo al parámetro de funcionamiento que es definido por el usuario.
- **¿Cuál es la causa de cada falla funcional?** Descrita como *modo de falla* que son los eventos que puede ocasionar una falla funcional, pero deben ser eventos razonablemente posibles, que incluyen los ocurridos en equipos similares pero con el mismo contexto operacional o fallas que se están evitando con las estrategias de mantenimiento actuales y finalmente fallas que no han ocurrido pero que son muy probables en el contexto operacional.
- **¿Qué sucede cuando ocurre cada falla?** Conocido como *efectos de falla*, describe lo que ocurre con cada modo de falla, tener presente que no es la consecuencia sino más bien como se manifiesta la falla, la información descrita aquí debe ser suficiente para determinar las consecuencias de la falla.
- **¿En qué sentido es importante cada falla?** Corresponde a las consecuencias que provocan las fallas funcionales y que para su reparación se requerirá tiempo y dinero; será la magnitud de las consecuencias las que determinan las acciones a realizar para prevenir las fallas. RCM consideran 4 tipos de consecuencias: *Consecuencias de fallas ocultas*, son las que no tienen impacto directo pero exponen a fallas múltiples con consecuencias serias; *consecuencias ambientales y para la seguridad*, si ocasiona heridas o muerte a personas y si ocasiona incumplimiento de normativas de ambiente; *consecuencias operacionales*, cuando afecta a la producción en cantidad, calidad, cliente, costos operacionales y costos de reparación; *consecuencias no operacionales*, no afecta a seguridad, ambiente o producción, son implican los costos directos de reparación.
- **¿Qué puede hacerse para prevenir o predecir cada falla?** Se consideran las técnicas para manejo de fallas denominadas *Tareas proactivas* que son las que se realizan antes de que ocurra una falla a través de mantenimiento preventivo incluyendo el mantenimiento mayor (sustitución y restauración) y mantenimiento basado en condición. El aspecto fundamental de RCM está en el hecho de considerar que el patrón de comportamiento relacionado a la probabilidad de falla en función del tiempo de funcionamiento es diferente

para cada equipo o grupos de equipos, en la Figura 8 se pueden observar diferentes patrones de falla.

- **¿Qué debe hacerse si no se encuentra una tarea proactiva adecuada?**
Son las denominadas *acciones a falta de* que son las que tratan las fallas cuando no sea posible implementar una tarea proactiva efectiva y se realizan a través de búsqueda de falla con revisiones periódicas de funciones ocultas para determinar si han fallado, rediseño y correctivo (a rotura).

Figura 8: Patrones de falla



Fuente: (MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD, 2015)

Se establecen criterios para la toma de decisiones de lo adecuado de la implementación de una tarea proactiva (Moubray, 2004):

- Para fallas ocultas, solo si reduce el riesgo de falla múltiple a un nivel tolerablemente bajo, si eso no es posible debe realizarse la tarea de búsqueda de falla.
- Para fallas con consecuencias ambientales o de seguridad, solo si elimina el riesgo o lo reduce a un nivel muy bajo, si esto no es posible entonces el componente debe ser rediseñado o debe cambiarse el proceso.
- Para fallas con consecuencias operacionales, solo si el costo de ejecución de la tarea en un período dado es menor que el costo de las consecuencias operacionales y el costo de reparación en el mismo periodo, si esto no es

posible es mejor trabajar hasta la falla y estos costos son muy elevados lo que quedaría es rediseñar.

- Para fallas con consecuencias no operacionales, solo si el costo de ejecución de la tarea en un período dado es menor que el costo de la reparación en el mismo periodo, si esto no es posible es mejor trabajar hasta la falla y estos costos son muy elevados lo que quedaría es rediseñar.

El proceso de implementación de RCM debe tener un equipo de trabajo multidisciplinario para la el levantamiento de información, formatos como los de las siguientes tablas se utilizan habitualmente:

Tabla 11: Hoja de información RCM

HOJA DE INFORMACIÓN RCM		SISTEMA				
		SUBSISTEMA				
FUNCIÓN (F)		FALLA FUNCIONAL (FF) pérdida de función		MODO DE FALLA (MF) causa de la falla		EFFECTO DE LA FALLA Qué sucede cuando se produce una falla
1		A		1		
		B		1		
				2		
2						

Fuente: (Moubray, 2004)

Elaboración: Autor

Tabla 12: Hoja de decisión RCM

HOJA DE DECISIÓN RCM								SISTEMA								
								SUBSISTEMA								
Referencia de información			Evaluación de consecuencias					H1 H2 H3 S1 S2 S4 O1 O2 O3			Accion a falta de			Tarea Propuesta	Intervalo Inicial	A realizarse por
F	FF	FM	H	S	O	N	N1	N2	N3	H4	H5	H6				

Fuente: (Moubray, 2004)

Elaboración: Autor

La ventaja fundamental de RCM radia en que se definen tareas en función de las consecuencias de las fallas, esto permite dedicar mayor esfuerzo a los equipos cuyas fallas afecten considerablemente y otras que no afecten grandemente se pueden adoptar tareas de rutina e inclusive correctivos.

3.2. Mantenimiento Productivo Total TPM

TPM es el mantenimiento productivo realizado por todos los empleados a través de actividades de pequeños grupos. TPM, es una nueva dirección para la producción con una meta que está relacionada a cero averías y cero defectos trayendo como consecuencia una mejora en las tasas de producción, reducción de costos, reducción de stocks y aumento de la producción del personal (Nakajima, 1993).

La definición completa de TPM considera los siguientes cinco (5) elementos (Nakajima, 1993):

- **Maximizar la efectividad del equipo (efectividad global)**, traducido a eficiencia económica, esto se consigue eliminando las seis (6) grandes pérdidas:
 1. *Por averías*, por deterioro acelerado, falta de mantenimiento de condiciones básicas, incorrecta operación, etc.
 2. *Por preparaciones y ajustes*, por ejemplo cambio de moldes, etc.
 3. *Por tiempos muertos o paradas pequeñas*, por operación anormal de sensores, bloqueos, etc.
 4. *Por reducción de la velocidad del equipo*, por su velocidad de diseño, para el caso de MLN se haría referencia a restricciones operativas que disminuyan la capacidad de entregar toda la potencia de la unidad de generación.
 5. *Por defectos de calidad y trabajos de rectificación de producto*, no aplicaría para el caso de MLN no existe forma de rectificar los productos producidos con defecto, la energía eléctrica al ser intangible no es susceptible de recuperación para corrección.
 6. Por pérdidas en el arranque, relacionado a periodo que le toma a una línea de producción hasta llegar a producción estable, tampoco aplicable a MLN, no existe este tipo de proceso de estabilización.
- **Establecer un sistema completo de mantenimiento**, esto para todo el ciclo de vida del equipo y para toda la empresa, se incluyen mantenimientos preventivos, prevención del mantenimiento y mejoras.

- **Involucrar todos los departamentos**, debe incluirse los departamentos de operación, mantenimiento e ingeniería.
- **Involucrar a todo el personal**, desde la alta dirección hasta los trabajadores de la planta.
- **Promocionar y llevar acabo mantenimiento preventivo a través de la gestión de la motivación**, actividades autónomas de pequeños grupos.

TPM tiene cinco pilares básicos (Shirose, 1994) (TPM, 2014):

- **Mejora orientada o Kaisen**, orientadas a aumentar la eficacia del equipo, esto se hace mayormente eliminando las seis (6) grandes pérdidas y en grupos de trabajo interdisciplinarios.
- **Mantenimiento autónomo o Hozen**, se fundamenta en el conocimiento del operador para dominar las condiciones del equipo como cuidado, conservación, manejo, averías, etc., con este conocimiento podrán los operadores comprender la necesidad de inspecciones, participar en los análisis de fallas y la realización de mantenimientos sencillos en primera instancia y más complejos en los posterior.
- **Mantenimiento planificado**, con el objetivo de eliminar problemas de los equipos con acciones de mejoras, prevención y predicción.
- **Formación y adiestramiento**, programas de formación permanente para los trabajadores para incrementar su nivel técnico y dominio de las instalaciones, formación vista como herramienta para el correcto actuar de los trabajadores con respecto a los equipos.
- **Gestión temprana**, o conocido como prevención del mantenimiento que tiene que ver con las consideraciones para definir las características de los equipos e instalaciones en su etapa de diseño, para el caso de MLN no se aplica este pilar debido a que es una central en funcionamiento.

Entre las características más importantes de TPM está el cero defectos o averías, porque lo que pone mucho énfasis en la prevención con los siguientes principios (Shirose, 1994):

- **Mantenimiento de las condiciones básicas de las instalaciones**, actividades de responsabilidad del operador como limpieza, lubricación, ajustes menores, etc., en definitiva *mantenimiento autónomo*.

- **Descubrimiento temprano de anomalías**, actividad de inspección de responsabilidad tanto del operador como del personal de mantenimiento, cada uno en su nivel de complejidad.
- **Respuesta rápida**, no se debe permitir retrasos en la atención de anomalías, ya sea por parte de operadores o el personal de mantenimiento.

También el TPM tiene metas definidas en su contexto global de tratarse de una herramienta de gestión empresarial (Shirose, 1994):

- **Desarrollo de condiciones óptimas para el taller como un sistema hombre-máquina**, esto significa que el equipo este en óptimas condiciones y que el operador realice las actividades básicas de mantenimiento y opere de acuerdo a los instructivos.
- **Mejorar la calidad general del lugar de trabajo**, las 5S se convierte en una herramienta para cumplir esta meta.

TPM al ser un sistema integral de gestión de activos, considera aspectos adicionales al mantenimiento puro, como es el rediseño y la gestión del talento humano, visto como herramientas para la reducción de pérdidas en complemento a las actividades propias de mantenimiento. Para este trabajo de investigación que tiene como alcance definir un manual o pasos a seguir para implementar un modelo de gestión de mantenimiento se destaca únicamente el mantenimiento autónomo con los principios propios de TPM.

3.3. Mantenimiento Basado en Condición MBC

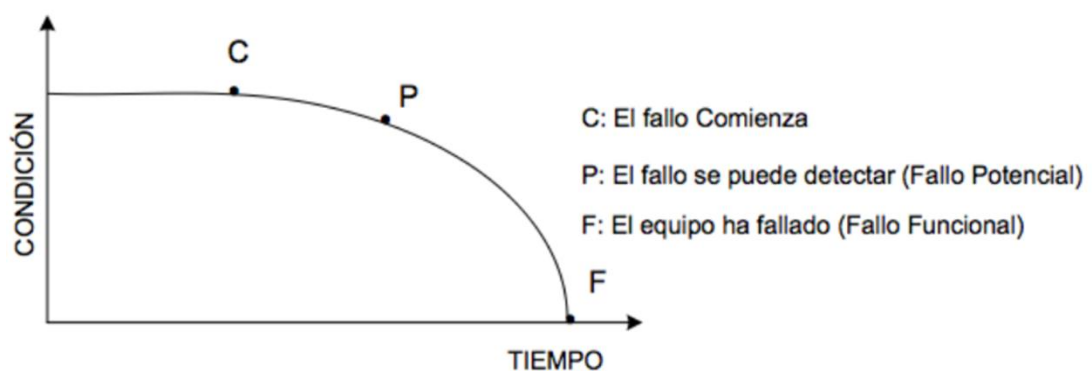
El mantenimiento basado en condición se define como el mantenimiento preventivo realizado en base a los resultados de la monitorización de los parámetros de funcionamiento del equipo. Cuando este tipo de mantenimiento se ejecuta siguiendo una predicción consecuencia del análisis y la evaluación de los parámetros significativos de la degradación del elemento se denomina mantenimiento predictivo, por lo tanto mantenimiento predictivo es un caso particular del mantenimiento basado en la condición (GESTIÓN DEL MANTENIMIENTO SOBRE CONDICIÓN, 2007).

Esta evaluación de parámetros se hace ya sea a través de una simple inspección visual o usando una herramienta más sofisticada como el análisis de vibraciones, análisis del aceite, termografía, etc.; estas inspecciones se hacen a intervalos

regulares previamente establecidos. Este tipo de mantenimiento permite tomar acción para prevenir las fallas o evitar las consecuencias de las mismas según su condición (MANTENIMIENTO BASADO EN CONDICION, 2014)

En la Figura 9 se presenta el comportamiento de una falla a lo largo del funcionamiento de un equipo, se muestran los puntos de inicio de falla, de posible detección y la ocurrencia de falla; debe tenerse presente que no todos los equipos se comportan de manera similar y que inclusive existen fallas que no se pueden detectar.

Figura 9: Comportamiento de una falla



Fuente: (MANTENIMIENTO BASADO EN CONDICION, 2014)

Para implementar un mantenimiento basado en condición debe seguirse los siguientes pasos (MANTENIMIENTO BASADO EN CONDICION, 2014):

- Selección de equipos críticos.
- Análisis de los modos de falla y sus efectos.
- Definir con claridad los parámetros que se pueden monitorear en la curva P-F (falla potencial – falla funcional), los límites de alarma tanto absoluta como estadística.
- Seleccionar la técnica y método de medición.
- Análisis beneficio costo de la implementación de la técnica de inspección, pues muchos podrán tener un alto costo que lo vuelve inviable.
- Elaboración de procedimientos detallados para la ejecución de rutinas junto con sus frecuencias de inspección.
- Definir las responsabilidades de las inspecciones.

La selección de equipos críticos se obtendrá del análisis de criticidad, en tanto que los modos de falla se aplicaran de acuerdo a las herramientas establecidas en

RCM. Es imprescindible la formación del personal en las técnicas de monitoreo con un grado de especialización que le permita un adecuado diagnóstico y predicción; existen alternativas que tienen que ver con software especializado para el diagnóstico.

A continuación se muestran cuadros para diferentes tipos de equipos con la condición a monitorear, el análisis que aplica y el instrumento con el que se podría medir:

Tabla 13: Técnica, instrumento y condición a monitorear equipos mecánicos rotatorios

Equipamientos mecánicos rotatorios		
Bombas centrífugas y rotorias, motores eléctricos, generadores, compresores, ventiladores, reductores y multiplicadores, turbinas a vapor y a gas.		
<i>Condición</i>	<i>Análisis</i>	<i>Instrumento</i>
Lubricación. Calidad del aceite	<ul style="list-style-type: none"> ■ Análisis espectrografito. ■ Ferrografía. ■ Viscosidad. ■ Cromatografía gaseosa 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Espectrógrafo. ■ Espectrómetro de absorción atómica. ■ Cromatógrafo gaseoso. ■ Ferrógrafo de lectura directa. ■ Viscosímetro.
Fuerzas. Vibración Deformación. Tensión. Ruido.	<ul style="list-style-type: none"> ■ Análisis de vibraciones. ■ Verificación del balanceamiento. ■ Verificación del alineamiento de los ejes. ■ Verificación del ruido. ■ Tensión de líneas. 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Medidor, recolector y analizador de vibraciones. ■ Analizador de tiempo real. ■ Lámpara estroboscópica. ■ Alineador mecánico, Alineador con laser. ■ Shock pulse meter, Estetoscopio ■ Dinamómetro, Células de carga. ■ Verificador de tensión de correas. ■ Balanceadora.
Calor. Temperatura.	<ul style="list-style-type: none"> ■ Temperatura de los descansos. ■ Temperatura de la carcasa. 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Termómetro de contacto. ■ Cintas, lápiz, tiza indicadores de temperatura ■ Termómetros infrarrojos, termopares, termógrafos.

Fuente: (MANTENIMIENTO BASADO EN CONDICION, 2014)

Tabla 14: Técnica, instrumento y condición a monitorear equipos mecánicos estacionarios

Equipamientos mecánicos estacionarios		
Vasos, torres, intercambiadores, válvulas, calderas, tubulaciones, aislamientos, estructuras		
<i>Condición</i>	<i>Análisis</i>	<i>Instrumento/equipamiento</i>
Espesor, integridad Corrosión, abrasión, erosión Pitting (agujeros pequeños), grietas, desgastes.	<ul style="list-style-type: none"> ■ Medición del espesor. ■ Detección de grietas. ■ Detección de doble laminación. ■ Defectos en soldaduras. ■ Medición del espesor en películas de pintura. 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Medidor de espesor ultrasonido. ■ Ultra sonido. Emisión acústica. ■ Líquidos penetrantes. ■ Rayos X y rayos gamma, Magna flux ■ Zyglo (líquido penetrante fluorescente) ■ Medidor de espesura de pinturas. ■ Registros de pérdida de peso. ■ Scanner, lamparoscopia
Fuerzas. Fatiga, Deformación Impacto, Ruido Vibraciones	<ul style="list-style-type: none"> ■ Análisis de vibraciones ■ Células de carga ■ Testes de presión, ■ Testes hidrostáticos, Teste de vacío ■ Detección de grietas 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Analizador de vibraciones. ■ Strain-gages ■ Bancos de pruebas. ■ Conjunto de pruebas hidráulicas. ■ Estetoscopio
Calor Temperatura	<ul style="list-style-type: none"> ■ Conducción de calor ■ Pérdida de calor ■ Integridad de la aislación ■ Vazamiento en purgas 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Termómetros de contacto, ■ Cintas, lápiz, tiza indicadoras de temperatura ■ Termómetros infrarrojos ■ Termógrafos. ■ Tinta termosensible

Fuente: (MANTENIMIENTO BASADO EN CONDICION, 2014)

Tabla 15: Técnica, instrumento y condición a monitorear equipos eléctricos de potencia

Equipamientos eléctricos de potencia		
Motores eléctricos, generadores, capacitores, transformadores, alimentadores, conductores		
<i>Condición</i>	<i>Análisis</i>	<i>Instrumentos</i>
Aceite Calidad del aceite	<ul style="list-style-type: none"> ■ Rigidez dieléctrica ■ Viscosidad ■ Cromatografía gaseosa 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Espectrógrafo ■ Espectrómetro de absorción atómica ■ Cromatógrafo gaseoso ■ Viscosímetro ■ Aparato de prueba de la rigidez dieléctrica.
Fuerzas Vibración Electromagnética Energía de choque en rodamientos	<ul style="list-style-type: none"> ■ Análisis de vibraciones 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Analizador de vibraciones ■ Shock pulse meter (medidor de pulso de choques)
Calor Temperatura	<ul style="list-style-type: none"> ■ Temperatura de contactos. ■ Temperatura de conductores ■ Temperatura de la carcasa 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Termómetro de contacto ■ Termómetro infrarrojos ■ Termógrafos
Energía Tensión, Corriente Resistencia, Capacitancia	<ul style="list-style-type: none"> ■ Medición de corriente ■ Medición de tensión ■ Medición de resistencia ■ Medición de capacitancia 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Medidor de resistencia de paso ■ Registro de tensión/corriente ■ Teste de sobre tensión DC ■ Testes dobles

Fuente: (MANTENIMIENTO BASADO EN CONDICION, 2014)

Tabla 16: Técnica, instrumento y condición a monitorear equipos eléctricos de protección y control

Equipamientos eléctricos de protección y control		
Disyuntores, relees, partidores		
<i>Condición</i>	<i>Análisis</i>	<i>Instrumentos</i>
Calor Temperatura	<ul style="list-style-type: none"> ■ Temperaturas de contactos ■ Temperatura conductores 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Termómetros infrarrojos ■ Termógrafos
Energía Tensión Corriente Resistencia Capacitancia	<ul style="list-style-type: none"> ■ Medición de corriente ■ Medición de tensión ■ Medición de resistencia ■ Medición de capacitancia ■ Calibración de relees 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Medidor de resistencia ohm/micro-ohm ■ Pruebas de carga con alta corriente ■ MultiAmp ■ Testes dobles

Fuente: (MANTENIMIENTO BASADO EN CONDICION, 2014)

En (GESTIÓN DEL MANTENIMIENTO SOBRE CONDICIÓN, 2007) se recomienda un modelo para decidir cuándo MBC, tal como se muestra en la Tabla 17, se plantea entonces que este tipo de mantenimiento debe iniciarse cuando se haya logrado una reducción de la dispersión de tiempo medio entre fallas (MTBF) y una extensión del ciclo de vida los equipos, entonces puede iniciarse con la restauración periódica por eliminación del deterioro que es lo que permite MBC.

Tabla 17: Cuando realizar MBC

	Fase 1 : Reducción de la dispersión del MTBF	Fase 2 : Extensión del ciclo de vida útil de los equipos	Fase 3 : Restauración periódica por eliminación del deterioro	Fase 4 : Predicción del ciclo de vida útil
Preparación y mejora del Sistema de Mantenimiento Planificado (MP)	Paso 1 : Evaluar equipos y analizar su estado actual Paso 2 : Restaurar deterioro y mejorar puntos débiles Paso 3 : Crear sistema de gestión de datos			
Time Based Maintenance		Paso 4 : Crear sistema de Mantenimiento Preventivo (periódico)		
Condition Based Maintenance			Paso 5 : Crear sistema de Mantenimiento Predictivo	
Evaluación Sistema MP	Paso 6 : Evaluar sistema de gestión del Mantenimiento Planificado			

Fuente: (GESTIÓN DEL MANTENIMIENTO SOBRE CONDICIÓN, 2007)

El mantenimiento basado en condición permite la intervención antes de que un equipo falle o también la programación de medio plazo, todo esto en función del monitoreo de parámetros o de análisis de datos que permiten predecir que una falla podría presentarse en un tiempo determinado, se requiere de formación especializada o la disponibilidad de software especializado para que los diagnósticos sean correctos y se logre el objetivo de reducción de fallas que tengan impactos sobre los aspectos siempre discutidos de seguridad, ambiente, cliente, costos, producción, etc., además una análisis beneficio costo será la que determinará la viabilidad de su implementación.

3.4. Modelos de mantenimiento

Los diferentes modelos de mantenimiento incluyen una combinación de las diferentes estrategias de mantenimiento, desde las más avanzadas (RCM, CBM) hasta las más simples como el mantenimiento correctivo, sin embargo en todos estos modelos es necesario considerar las actividades básicas como las de limpieza, lubricaciones e inspecciones contempladas como mantenimiento autónomo en TPM, pues no representan mayor inversión en comparación de los beneficios que traen, las combinaciones de las estrategias dependerá de la criticidad de los equipos a los que se le aplicarán los modelos de mantenimiento (García Garrido, 2003).

(García Garrido, 2003) considera que existen cuatro (4) clases de modelos de mantenimiento posibles: correctivo, condicional, sistemático y de alta disponibilidad; sin embargo resalta la necesidad de tener presente otras consideraciones como son los mantenimientos que se deben hacer por requerimiento de alguna normativa legal como es el caso de equipos sometidos a presión, equipos de levantamiento, sistema contra incendios; así como también los mantenimientos que requieren de mano de obra o servicios especializados y que por lo tanto se requerirá de técnicos de fabricante o equipos especiales. Para el caso de MLN no se han considerado los requerimientos normativos par el establecimiento del modelo de mantenimiento, tal es así que este tipo de mantenimientos han sido atendidos como resultado de auditorías que han dado evidencia del incumplimiento legal.

Modelo correctivo: Aplicable a equipos de baja criticidad, considera la reparación de las fallas o averías que surjan:

- Inspecciones visuales,
- Lubricación, y

- Reparación de averías.

Modelo condicional: Aplicable a equipos de poco uso, importantes en el proceso productivo pero con baja probabilidad de falla; incluye el modelo correctivo más pruebas y ensayos para definir la intervención:

- Inspecciones visuales,
- Lubricación,
- Mantenimiento Condicional, y
- Reparación de averías.

Modelo sistemático: Aplicable a equipos con disponibilidad media, cierta importancia en el proceso productivo y cuya falla tiene cierto impacto; incluye conjunto de actividades a realizar sin importar la condición del equipo:

- Inspecciones visuales,
- Lubricación,
- Mantenimiento preventivo sistemático,
- Mantenimiento Condicional, y
- Reparación de averías.

Modelo de alta disponibilidad: Aplicable a equipos de alta disponibilidad, por encima del 90% y que por lo tanto no pueden sufrir averías por su impacto en el costo de producción; incluye técnicas de mantenimiento predictivo que permita conocer el estado del equipo con mediciones en línea con durante las paradas programadas, durante las paradas programadas se sustituyen en general las piezas sometidas a desgaste o con probabilidad de falla entre una intervención y otra. Este modelo de mantenimiento pretende las cero averías, en muchos casos se aplican soluciones provisionales para mantener el equipo en línea hasta la siguiente parada programada:

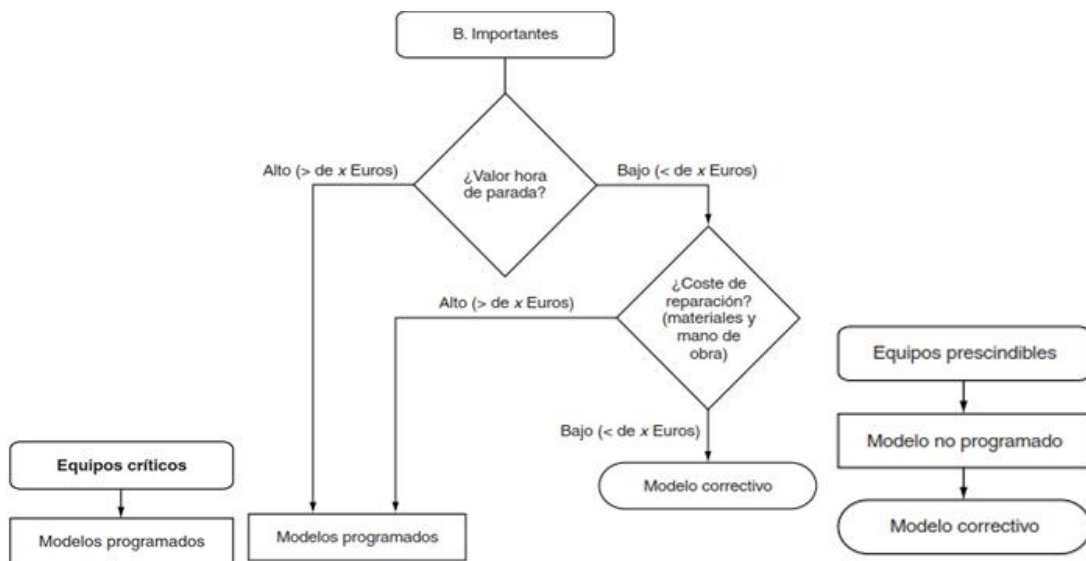
- Inspecciones visuales,
- Lubricación,
- Reparación de averías.
- Mantenimiento condicional,
- Mantenimiento sistemático, y
- Puesta a cero periódica, en fechas determinadas.

3.5. Modelos de gestión de mantenimiento

El modelo de gestión de mantenimiento no es otra cosa que la aplicación de los diferentes modelos de mantenimiento a los grupos de criticidad determinados, el

modelo propuesto por (Garcia Garrido, 2003) permite esta combinación considerando 3 grupos de criticidad (críticos, importantes, prescindibles):

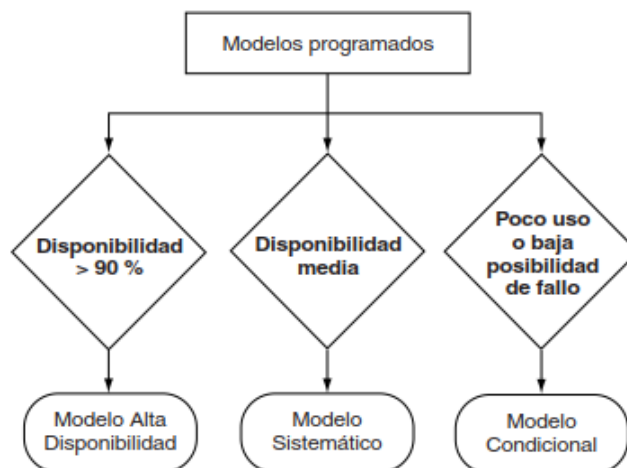
Figura 10: Modelo de gestión de mantenimiento



Fuente: (Garcia Garrido, 2003)

Se han agrupado algunos modelos de mantenimiento y denominado modelos programados como se muestra en la Figura 11.

Figura 11: Selección de modelos programados



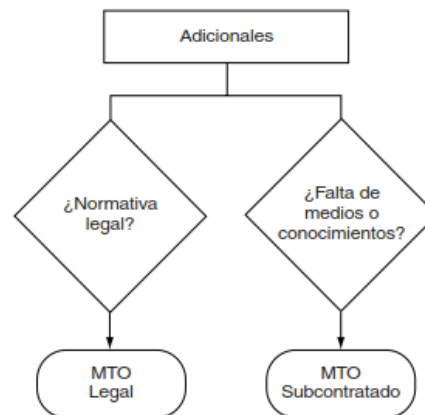
Fuente: (Garcia Garrido, 2003)

Para los equipos críticos se proponen únicamente estos modelos programados de mantenimiento, que están basados en la tasa de disponibilidad requerida entendida como tiempo de funcionamiento requerido del equipo (un concepto diferente a la disponibilidad del equipo como índice de desempeño sin importar si funcionó o no);

para los equipos importantes se plantea aún un condicionamiento relacionado a los costos de producción y mantenimiento para definir entre un modelo programado o un modelo correctivo; para los equipos imprescindibles se considera únicamente el modelo correctivo denominado modelo no programado.

Finalmente se consideran los mantenimientos adicionales que deben ser hechos:

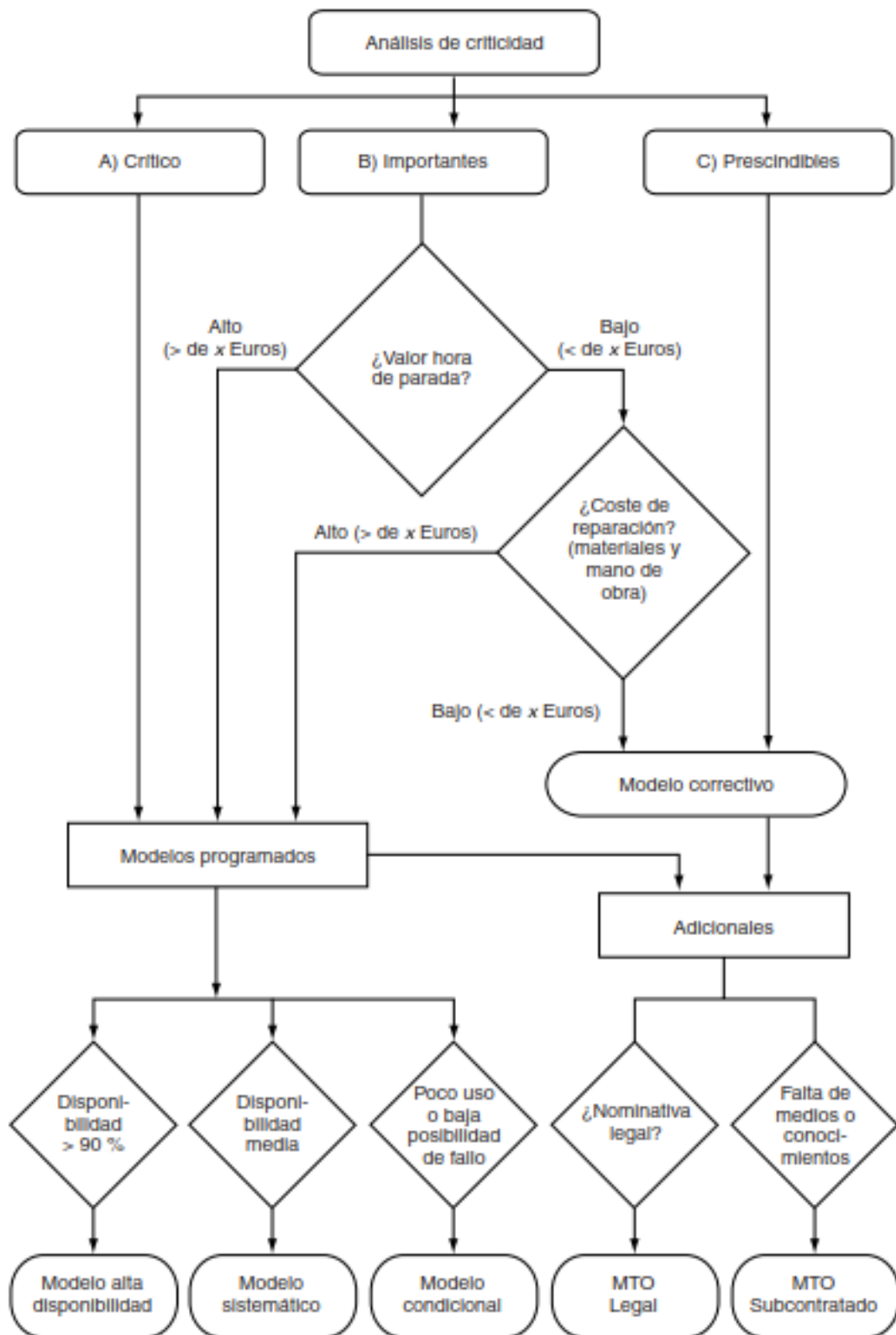
Figura 12: Mantenimientos adicionales



Fuente: (Garcia Garrido, 2003)

Finalmente el modelo de gestión propuesto por (Garcia Garrido, 2003) puede advertirse en la Figura 13.

Figura 13: Modelo de gestión de mantenimiento



Fuente: (García Garrido, 2003)

3.6. Criterios de selección de modelo de gestión

El modelo de gestión de mantenimiento para MLN debe ajustarse a los grupos de criticidad establecidos, por otro lado para la selección del modelo de mantenimiento debe excluir criterios de decisión ya incluidos en el análisis de criticidad.

Disponibilidad o exposición

El modelo de análisis de criticidad seleccionado considera la exposición como parámetro de valoración, por lo tanto este parámetro debe ser excluido al momento de definir modelos programados de mantenimiento.

Costos de producción y reparación

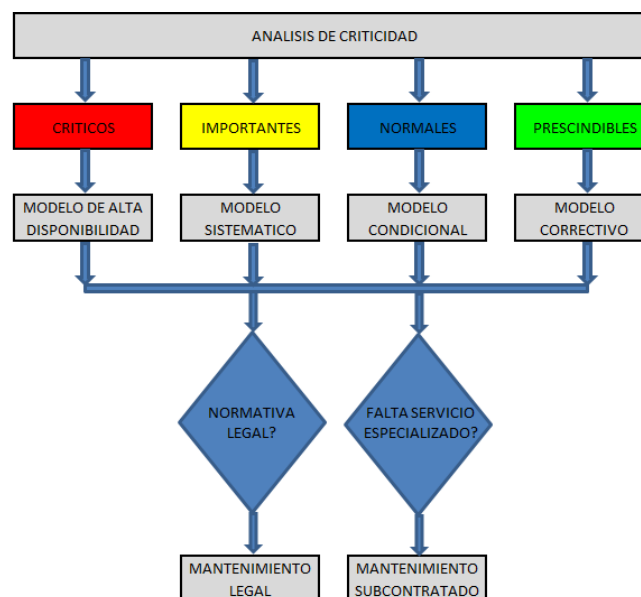
Estos parámetros son ya considerados para el análisis de criticidad seleccionado y por lo tanto deben ser excluidos al momento de definir modelos programados de mantenimiento.

Consideraciones adicionales

La metodología de análisis de criticidad no considera los mantenimientos por requerimientos normativos o legales y por necesidad de subcontratación de mano de obra especializada, por lo tanto deben ser considerados.

El modelo de gestión de mantenimiento a aplicarse en función de las consideraciones y ajustes al modelo propuesto es el siguiente:

Figura 14: Modelo de gestión de mantenimiento seleccionado para MLN



Fuente: Autor

3.7. Conclusiones

Revisadas las diferentes estrategias de mantenimiento, modelos de mantenimiento y seleccionado el modelo de gestión, se puede concluir lo siguiente:

- Todas las estrategias de mantenimiento están enfocadas a resolver los impactos o consecuencias de las fallas.
- El modelo de mantenimiento necesariamente considera las diferentes estrategias.
- Las estrategias de mantenimiento establecidas en el modelo de gestión se aplican de manera diferenciada a los grupos de criticidad.
- De los modelos de gestión planteados por los autores, ninguna se ajusta a MLN y debe por lo tanto ser modificada en función de los requerimientos y características propias de su negocio.

CAPITULO 4: RESULTADOS

En este capítulo se aplicará el modelo de análisis de criticidad y el modelo de gestión de mantenimiento seleccionado a los equipos indicados en la Tabla 1 del numeral 1.3.

4.1. Grupos de criticidad

Para la determinación de los valores de los parámetros asociados al análisis de criticidad se tendrán en cuenta las siguientes consideraciones y estarán basados en información registrada en los informes mensuales y anuales de operación y mantenimiento de los últimos 10 años (2006 – 2015).

Fallas: Se consideran las fallas funcionales de las 10 unidades de generación en los últimos 10 años. Tabla 19.

Ocurrencia: Vendrá dado por el *tiempo medio entre fallas* (MTBF), calculado de acuerdo al número de fallas y el periodo de análisis considerado, las fallas de los sistemas, equipos o componentes que constan en los informes son aquellos que provocaron la indisponibilidad de las unidades de generación. Tabla 19.

Exposición: Los sistemas, equipos y componentes de MLN en su mayoría son de utilización permanente mientras la unidad de generación está en línea, sin embargo existen otros que por su función operativa entran en servicio únicamente en determinados instantes como arranques, paradas o control de ciertos parámetros de los propios sistemas, por lo tanto los criterios para asignación de valores serán los siguientes:

- Para el caso de los equipos de operación permanente se considerará una exposición proporcional al *factor de utilización* promedio de las unidades de generación, esto es 80.65 % (CELEC EP HIDROPAUTE, 2016). Entonces para estos casos el tiempo de exposición está por el orden de las diecinueve (19) horas.
- Para los equipos de operación parcial se considerará el *tiempo de funcionamiento en cada arranque o parada*, y se considerará el *número de arranques promedio diario*, calculado sobre la base del promedio de arranques anuales. En la Tabla 18 se muestran los arranques por unidad registrados en el 2015 y el cálculo de un promedio general que permitirá asignar el tiempo de exposición. Entonces para los equipos de operación parcial considerando que la maniobra de arranque lleva diez (10) minutos, la exposición es mucho menor a cinco (5) horas que es el menor rango para este parámetro.

Aplicar estos criterios permite situar a los sistemas, equipos y componentes en su contexto operacional.

Tabla 18: Arranques de unidades de generación 2015

UNIDAD	ARRANQUES 2015	
	TOTAL	PROMEDIO DIARIO
U1	113	0.310
U2	134	0.367
U3	127	0.348
U4	90	0.247
U5	35	0.096
U6	58	0.159
U7	112	0.307
U8	118	0.323
U9	86	0.236
U10	122	0.334
PROMEDIO GENERAL		0.273

Fuente: (CELEC EP HIDROPAUTE, 2015)

Elaboración: Autor

Consecuencias de seguridad, medio ambiente y calidad: Considerando que el análisis de criticidad se enfoca en las consecuencias derivadas de las fallas funcionales, entonces para la valoración de los diferentes aspectos considerados en las consecuencias deben mirarse desde esa óptica. Se considerarán aquellas para los modos de fallas funcionales que razonablemente puedan ocurrir o que constan en los registros de operación y mantenimiento.

Consecuencia de mantenimiento: Los valores con los que se estime esta consecuencia, corresponderán a los registros de los costos de mantenimiento de fallas similares, si no existiere registro se estimará en función de la experiencia de trabajos similares y los costos de repuestos que constan en el sistema financiero de CELEC EP HIDROPAUTE.

Consecuencia de indisponibilidad: Vendrá dado por el *tiempo medio para reparar* (MTTR) para los casos que se disponga de registros de fallas similares, de lo contrario será una *estimación en base a la experiencia* en trabajos similares. En la Tablas 19, 20 y 21 se pueden ver estos tiempos de reparación calculados como promedios de indisponibilidad de acuerdo al registro de fallas (Anexo 3).

Tabla 19: Estadístico de fallas e indisponibilidad 2006-2015, MTBF y MTTR (1 de 3)

EQUIPO / COMPONENTE	FALLAS TOTAL	INDISP. TOTAL (DIAS)	MTBF (DIAS)	INDISP. PROMEDIO (DIAS)
AUXILIARES ELECTRICOS DE UNIDAD				
CENTRO DE CARGA DE UNIDAD	4	0.311	913	0.078
CONEXION GENERADOR - TRANSFORMADOR				
BARRAS CAPSULADAS 13.8kV	0	0.000		
CENTRO DE CARGA DE AUXILIARES	4	0.447	913	0.112
EQUIPO DE SOBRE TENSION	3	0.550	1,217	0.183

Fuente: (CELEC EP HIDROPAUTE, 2015)

Elaboración: Autor

Tabla 20: Estadístico de fallas e indisponibilidad 2006-2015, MTBF y MTTR (2 de 3)

EQUIPO / COMPONENTE	FALLAS TOTAL	INDISP. TOTAL (DIAS)	MTBF (DIAS)	INDISP. PROMEDIO (DIAS)
EQUIPAMIENTO DE PROTECCION, CONTROL Y MEDICION				
INSTRUMENTACION Y CONTROL	2	0.046	1,825	0.023
PROTECCION	11	0.612	332	0.056
EQUIPAMIENTO DE SUPERVISION Y CONTROL				
UNIDAD DE ADQUISICION Y CONTROL	0	0.000		
EQUIPAMIENTO PARA MONITOREO DE CONDICION				
EQUIPOS DE MONITOREO DE DESCARGAS PARCIALES	0	0.000		
EQUIPOS DE MONITOREO DE VIBRACIONES	0	0.000		
EXCITATRIZ Y REGULADOR DE VOLTAJE				
ALIMENTACION ELECTRICA Y CONTROL	21	5.101	174	0.243
COLECTOR DE LA EXCITATRIZ	8	2.008	456	0.251
EXCITATRIZ	27	2.499	135	0.093
GENERADOR ELECTRICO				
COJINETE COMBINADO	8	15.506	456	1.938
COJINETE GUIA	2	2.359	1,825	1.180
ENFRIAMIENTO	8	5.997	456	0.750
FRENADO	1	0.041	3,650	0.041
GENERADOR	11	10.277	332	0.934
INSTRUMENTACION Y CONTROL	3	0.149	1,217	0.050
PUESTA A TIERRA DEL NEUTRO	0	0.000		
SOPORTES	0	0.000		
LEVANTAMIENTO GRUPO ROTATIVO				
ALIMENTACION ELECTRICA Y CONTROL	0	0.000		
BOMBEO	1	1.990	3,650	1.990
INSTRUMENTACION Y CONTROL	0	0.000		
LINEA DE AGUA DE ENFRIAMIENTO				
ALIMENTACION ELECTRICA Y CONTROL	0	0.000		
BOMBEO	2	0.828	1,825	0.414
INFRAESTRUCTURA CIVIL	0	0.000		
INSTRUMENTACION Y CONTROL	0	0.000		
TUBERIAS, VALVULAS Y ACCESORIOS	0	0.000		
LINEA DE VENTILACION DE UNIDAD				
ALIMENTACION ELECTRICA Y CONTROL	0	0.000		
INSTRUMENTACION Y CONTROL	0	0.000		
VENTILACION B&C	0	0.000		
REGULADOR DE VELOCIDAD				
ACUMULACION DE PRESION	15	0.814	243	0.054
CONTROL DE DEFLECTORES	0	0.000		
INSTRUMENTACION Y CONTROL	6	1.283	608	0.214
REGULADOR AUTOMATICO DE VELOCIDAD	11	1.133	332	0.103
UNIDAD OLEOHIDRAULICA	6	0.615	608	0.103
TURBINA HIDRAULICA				
ACOPLAMIENTO TURBINA GENERADOR	0	0.000		
AIREACION	0	0.000		
COJINETE GUIA	1	0.357	3,650	0.357
DISTRIBUIDOR	1	0.153	3,650	0.153
INSTRUMENTACION Y CONTROL	0	0.000		
TURBINA	9	1.285	406	0.143
VALVULA PRINCIPAL				
BY PASS	5	3.204	730	0.641
INSTRUMENTACION Y CONTROL	6	0.669	608	0.111
MECANISMO DE ACCIONAMIENTO	2	0.198	1,825	0.099
VALVULA	0	0.000		

Fuente: (CELEC EP HIDROPAUTE, 2015)

Elaboración: Autor

Tabla 21: Estadístico de fallas e indisponibilidad 2006-2015, MTBF y MTTR (3 de 3)

EQUIPO / COMPONENTE	FALLAS TOTAL	INDISP. TOTAL (DIAS)	MTBF (DIAS)	INDISP. PROMEDIO (DIAS)
TRANSFORMADOR DE UNIDAD				
ALIMENTACION ELECTRICA Y CONTROL	0	0.000		
ANTIEXPLOSION	0	0.000		
ENFRIAMIENTO	2	0.219	1,825	0.110
INFRAESTRUCTURA CIVIL	0	0.000		
PROTECCION, CONTROL Y MEDICION	3	0.404	1,217	0.135
UNIDAD DE TRANSFORMACION	7	159.115	521	22.731

Fuente: (CELEC EP HIDROPAUTE, 2015)

Elaboración: Autor

Utilizando los criterios indicados para los parámetros del análisis de criticidad se obtienen los siguientes resultados, los colores corresponde a los grupos de criticidad definidos (crítico, importante, normal, prescindible):

Tabla 22: Resultados análisis de criticidad (1 de 2)

EQUIPO / COMPONENTE	PROBABILIDAD		CONSECUENCIAS					CRITICIDAD (aXb)(c+d+e+f+g)
	OCURRENCIA	EXPOSICIÓN	SEGURIDAD Y SALUD	MEDIO AMBIENTE	CALIDAD CLIENTE	MANTENIMIENTO	INDISPONIBILIDAD	
AUXILIARES ELECTRICOS DE UNIDAD								
CENTRO DE CARGA DE UNIDAD	1	6	2	1	2	1	2	48
CONEXION GENERADOR - TRANSFORMADOR								
BARRAS CAPSULADAS 13.8kV	1	6	5	1	4	1	2	78
CENTRO DE CARGA DE AUXILIARES	1	6	5	1	4	1	2	78
EQUIPO DE SOBRE TENSION	1	6	5	1	4	1	2	78
EQUIPAMIENTO DE PROTECCION, CONTROL Y MEDICION								
INSTRUMENTACION Y CONTROL	1	6	2	1	4	1	2	60
PROTECCION	3	6	2	1	4	1	2	180
EQUIPAMIENTO DE SUPERVISION Y CONTROL								
UNIDAD DE ADQUISICION Y CONTROL	1	6	2	1	4	1	2	60
EQUIPAMIENTO PARA MONITOREO DE CONDICION								
EQUIPOS DE MONITOREO DE DESCARGAS PARCIALES	1	6	2	1	1	1	2	42
EQUIPOS DE MONITOREO DE VIBRACIONES	1	6	2	1	1	1	2	42
EXCITATRIZ Y REGULADOR DE VOLTAJE								
ALIMENTACION ELECTRICA Y CONTROL	5	6	2	1	8	1	2	420
COLECTOR DE LA EXCITATRIZ	1	6	5	1	8	4	2	120
EXCITATRIZ	5	6	5	1	8	1	2	510
GENERADOR ELECTRICO								
COJINETE COMBINADO	1	6	2	4	4	4	3	102
COJINETE GUIA	1	6	2	4	4	4	3	102
ENFRIAMIENTO	1	6	2	1	4	1	2	60
FRENADO	1	1	30	2	1	2	2	37
GENERADOR	3	6	5	8	8	15	2	684
INSTRUMENTACION Y CONTROL	1	6	2	1	1	1	2	42
PUESTA A TIERRA DEL NEUTRO	1	6	2	1	4	1	2	60
SOPORTES	1	6	2	1	4	1	2	60
LEVANTAMIENTO GRUPO ROTATIVO								
ALIMENTACION ELECTRICA Y CONTROL	1	1	2	1	1	1	2	7
BOMBEO	1	1	2	2	1	1	3	9
INSTRUMENTACION Y CONTROL	1	1	2	1	1	1	2	7

Fuente: Autor

Tabla 23: Resultados análisis de criticidad (2 de 2)

EQUIPO / COMPONENTE	PROBABILIDAD		CONSECUENCIAS					CRITICIDAD (a x b) X (c+d+e+f+g)
	OCURRENCIA	EXPOSICIÓN	SEGURIDAD Y SALUD	MEDIO AMBIENTE	CALIDAD CLIENTE	MANTENIMIENTO	INDISPONIBILIDAD	
	(a)	(b)	(c)	(d)	(e)	(f)	(g)	
LÍNEA DE AGUA DE ENFRIAMIENTO								
ALIMENTACION ELECTRICA Y CONTROL	1	6	2	1	4	1	2	60
BOMBEO	1	6	2	1	4	2	2	66
INFRAESTRUCTURA CIVIL	1	6	2	1	1	1	2	42
INSTRUMENTACION Y CONTROL	1	6	2	1	1	1	2	42
TUBERIAS, VALVULAS Y ACCESORIOS	1	6	2	1	1	1	2	42
LÍNEA DE VENTILACION DE UNIDAD								
ALIMENTACION ELECTRICA Y CONTROL	1	6	2	1	1	1	2	42
INSTRUMENTACION Y CONTROL	1	6	2	1	1	1	2	42
VENTILACION B&C	1	6	2	1	1	1	2	42
REGULADOR DE VELOCIDAD								
ACUMULACION DE PRESION	3	6	8	4	8	1	2	414
CONTROL DE DEFLECTORES	1	6	2	1	1	1	2	42
INSTRUMENTACION Y CONTROL	1	6	2	1	1	1	2	42
REGULADOR AUTOMATICO DE VELOCIDAD	3	6	2	1	8	1	2	252
UNIDAD OLEOHIDRAULICA	1	6	8	4	8	1	2	138
TURBINA HIDRAULICA								
ACOPLAMIENTO TURBINA GENERADOR	1	6	2	1	4	1	2	60
AIREACION	1	6	2	1	4	1	2	60
COJINETE GUIA	1	6	2	4	4	4	2	96
DISTRIBUIDOR	1	6	2	1	1	1	2	42
INSTRUMENTACION Y CONTROL	1	6	2	1	1	1	2	42
TURBINA	1	6	15	1	15	15	2	288
VALVULA PRINCIPAL								
BY PASS	1	6	15	1	1	4	2	138
INSTRUMENTACION Y CONTROL	1	6	2	1	1	1	2	42
MECANISMO DE ACCIONAMIENTO	1	6	2	4	1	1	2	60
VALVULA	1	6	15	1	1	1	2	120
TRANSFORMADOR DE UNIDAD								
ALIMENTACION ELECTRICA Y CONTROL	1	6	2	1	1	1	2	42
ANTIEXPLOSION	1	6	2	1	1	1	2	42
ENFRIAMIENTO	1	6	2	1	1	1	2	42
INFRAESTRUCTURA CIVIL	1	6	2	1	1	1	2	42
PROTECCION, CONTROL Y MEDICION	1	6	2	1	1	1	2	42
UNIDAD DE TRANSFORMACION	1	6	30	8	8	15	25	516

A Critico
 B Importante
 C Normal
 D Prescindible

Fuente: Autor

Los valores asignados podrían no corresponder a una realidad de sentido común en una primera instancia, esto como consecuencia de la falta de datos o una incorrecta asignación de valores a los parámetros, es por eso que la metodología requiere que este análisis sea realizado por un equipo de trabajo conformado por el personal de operación, mantenimiento, ingeniería, seguridad, medio ambiente.

4.2. Modelo de gestión de mantenimiento

El modelo de gestión de mantenimiento seleccionado será aplicado a un equipo con sus componentes, mismo que será seleccionado de acuerdo a los siguientes criterios:

- Que contenga el componente de mayor, esto permitirá la evaluación del equipo de mayor criticidad.
- Que contenga variedad de criticidades entre sus componentes, esto permitirá la aplicación de los diferentes modelos de mantenimiento.
- Con especialidad eléctrica y mecánica en cuanto a actividades de mantenimiento.

El equipo que cumple con estos criterios de selección es el generador eléctrico, cuyos componentes ordenados por su criticidad se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 24: Componentes de generador eléctrico ordenados por criticidad

EQUIPO / COMPONENTE	CRITICIDAD	MODELO DE MANTENIMIENTO
GENERADOR ELECTRICO		
GENERADOR	684	ALTA DISPONIBILIDAD
COJINETE COMBINADO	102	SISTEMATICO
COJINETE GUIA	102	
ENFRIAMIENTO	60	CONDICIONAL
PUESTA A TIERRA DEL NEUTRO	60	
SOPORTES	60	
INSTRUMENTACION Y CONTROL	42	
FRENADO	37	

Fuente: Autor

No se advierten componentes con criticidad de prescindibles donde correspondería la aplicación del modelo de mantenimiento correctivo, para cada componente se establecerán las actividades del modelo de mantenimiento que le corresponde.

Para determinar las actividades consideradas en cada modelo de mantenimiento debe definirse para cada equipo la función, falla funcional y el modo de falla; tomando como referencias las Tablas 11 y 12 de RCM y las Tablas 13 a 16 de técnica de inspección para el MBC, se establecen las actividades, sus periodicidades y el área responsable de la ejecución.

Las periodicidades se establecen en función del criterio de experiencia que es la técnica más utilizada aunque sea subjetiva, pues otras metodologías como análisis estadístico o funciones matemáticas requieren una definición previa de modos y efectos de falla de tal manera que los datos puedan ser organizados adecuadamente y generen resultados confiables (García Garrido, 2003).

Tabla 25: Generador, actividades de mantenimiento del modelo de gestión seleccionado

SISTEMA: GENERADOR ELECTRICO		CRITICIDAD:		REALIZADO POR:		FECHA:			
SUBSISTEMA: GENERADOR		ALTA CONFIABILIDAD		XXXX		XXXX			
FUNCIÓN (F)	FALLA FUNCIONAL (FF) pérdida de función	MODO DE FALLA (MF)	LUBRICACION	PREVENTIVO SISTEMATICO	CONDICIONAL	REPARACION DE AVERIAS	PUESTA A CERO	LEGAL	ESPECIALIZADO
Generar electricidad hasta potencia nominal con voltaje y frecuencia nominal y desviaciones de +/- 5%	No generar electricidad con los parámetros indicados	1 Deterioro aislamiento	NA	A: Medición de aislamiento, resistencia ohmica, factor de potencia (MBC) P: Anual R: M. Eléctrico	A: Reposición de aislamiento y pintura anticorrosiva P: NA R: M. Eléctrico	Especializado	NA	NA	A: Reposición de barras y/o polos P: Mant. Mayor R: Fabricante
		2 Contaminación de aislamiento	NA	A: Limpieza de contaminantes P: Anual R: M. Eléctrico	A: Limpieza de contaminantes P: NA R: M. Eléctrico	Especializado	NA	NA	A: Reposición de barras y/o polos P: Mant. Mayor R: Fabricante
		3 Descargas parciales elevadas	NA	A: Análisis de descargas parciales (MBC) P: Anual R: Ingeniería	Especializado	Especializado	NA	NA	A: Reposición de barras y/o polos, P: Mant. Mayor R: Fabricante
		4 Acuñaado del bobinado de estator flojo	NA	A: Verificación de ajuste de cuñas P: Mant. Mayor R: M. Eléctrico	A: Reacuñado P: NA R: Fabricante	Especializado	A: Reacuñado P: NA R: Fabricante	NA	A: Reposición de barras y/o polos, P: Mant. Mayor R: Fabricante

Elaboración: Autor

Tabla 26: Cojinetes, actividades de mantenimiento del modelo de gestión seleccionado

SISTEMA:		GENERADOR ELECTRICICO			CRITICIDAD:		IMPORTANTE		REALIZADO PO											
SUBSISTEMA:		COJINETE COMBINADO, COJINETE GUIA			MODELO:		SISTEMATICO		FECHA:											
FUNCION (F)		MODO DE FALLA (MF)			INSPECCIONES VISUALES		LUBRICACION		PREVENTIVO SISTEMATICO		CONDICIONAL		REPARACION DE AVERIAS		LEGAL		ESPECIALIZADO			
Alinear y sostener el peso del grupo giratorio con película de lubricación con temperaturas de aceite < a 40°C y de metal < a 50°C	FALLA FUNCIONAL (FF) pérdida de función	1	Contaminación o degradación del aceite	A: Revisión del estado del aceite P: Diario R: Operación	NA	A: Análisis de aceites (MBC) P: Semestral R: Ingeniería	A: Reposición de aceite por disminución P: NA R: M. Mecánico	A: Cambio de aceite por emulsión P: NA R: M. Mecánico	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA		
		2	Válvulas de aceite en mal estado	A: Presión en sistema de lubricación P: Diario R: Operación	NA	A: Cambio de válvulas P: Mant. Mayor R: M. Mecánico	A: Cambio de válvulas P: NA R: M. Mecánico	A: Cambio de válvulas P: NA R: M. Mecánico	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
		3	Recubrimiento de patines en mal estado	A: Temperatura de metal y aceite P: Diario R: Operación	NA	A: Cambio de patines P: Mant. Mayor R: M. Mecánico	A: Cambio de patines P: NA R: M. Mecánico	A: Cambio de patines P: NA R: M. Mecánico	A: Cambio de patines P: NA R: M. Mecánico	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
		4	Flujo de agua insuficiente	A: Flujo de agua P: Diario R: Operación	NA	NA	NA	A: Cambio de tuberías y válvulas P: NA R: M. Mecánico	A: Cambio de tuberías y válvulas P: NA R: M. Mecánico	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA

Elaboración: Autor

Tabla 27: Enfriamiento, actividades de mantenimiento del modelo de gestión seleccionado

SISTEMA: GENERADOR ELECTRICO		CRITICIDAD:		REALIZADO PO		
SUBSISTEMA: ENFRIAMIENTO		MODELO:		FECHA:		
FALLA FUNCIONAL (FF) pérdida de función		INSPECCIONES VISUALES		CONDICIONAL		
FUNCION (F)		MODO DE FALLA (MF)		CONDICIONAL		
				LEGAL		
				ESPECIALIZADO		
Mantener la temperatura del estator, rotor, metal y aceite de cojinetes por debajo de los límites establecidos como máximos permitidos	1	Fuga de agua por tuberías, válvulas o accesorios	A: Detección de fugas P: Diario R: Operación	NA	A: Corrección de fugas o cambio de tuberías, P: NA R: M. Mecánico	NA
	2	No realizar el control de temperatura en los diferentes sistemas	Taponamiento de intercambiador de calor o radiadores	NA	A: Limpieza o cambio de intercambiadores P: NA R: M. Mecánico	NA
	3	Válvulas bloqueadas o cerradas	A: Posición de válvulas P: Despues de intervención de mantenimiento R: Operación	NA	A: Cambio de válvulas P: NA R: M. Mecánico	NA

Elaboración: Autor

Tabla 28: Puesta a tierra del neutro, actividades de mantenimiento del modelo de gestión seleccionado

SISTEMA: SUBSISTEMA:	GENERADOR ELECTRICO		CRITICIDAD:		REALIZADO PO			
	FALLA FUNCIONAL (FF) pérdida de función	MODO DE FALLA (MF)	INSPECCIONES VISUALES	LUBRICACION	CONDICIONAL	FECHA:	LEGAL	ESPECIALIZADO
Mantener una referencia a potencial 0 Voltios el bobinado del estator del generador	1	Seccionador de puesta a tierra abierto	A: Posicion de válvulas P: Despues de intervencion de mantenimiento R: Operación	NA	NA	NA	NA	NA
		2	Transformador de puesta a tierra en circuito abierto	A: Conexiones de entrada y salida del transformador P: Despues de intervencion de mantenimiento R: Operación	NA	A: Reparación o cambio de transformador P: NA R: M. Eléctrico	NA	NA
		3	Resistencia de puesta a tierra en circuito abierto	A: Conexiones de entrada y salida del resistencia P: Despues de intervencion de mantenimiento R: Operación	NA	A: Cambio de resistencias P: NA R: M. Eléctrico	NA	NA

Elaboración: Autor

Tabla 29: Soportes, actividades de mantenimiento del modelo de gestión seleccionado

SISTEMA: GENERADOR ELECTRICO		CRITICIDAD:		REALIZADO PO				
SUBSISTEMA: SOPORTES		MODELO:		FECHA:				
FUNCION (F)	FALLA FUNCIONAL (FF) pérdida de función	MODO DE FALLA (MF)	INSPECCIONES VISUALES	LUBRICACION	CONDICIONAL	REPARACION DE AVERIAS	LEGAL	ESPECIALIZADO
Mantener el posicion fija el generador	No mantener en posicion fija el generador, permitiendo desplazamientos y o vibraciones	1	Pernos no ajustados	A: Seguros de pernos de ajuste P: Anual R: M. Mecánico	NA	A: Fijar correctamente seguros de pernos de ajuste P: NA R: M. Mecánico	NA	A: Centrado, alineado y balanceado del grupo giratorio P: NA R: Fabricante
		2	Infraestructura civil debilitada	A: Fisuras y grietas de bases y estructura P: Anual R: M. Civil	NA	Especializado	NA	A: Reparacion de infraestructura civil P: NA R: Contratista

Elaboración: Autor

Tabla 30: Instrumentación y control, actividades de mantenimiento del modelo de gestión seleccionado

SISTEMA: GENERADOR ELECTRICO		CRITICIDAD:		REALIZADO PO		
SUBSISTEMA:	INSTRUMENTACION Y CONTROL	MODELO:	CONDICIONAL	FECHA:	XXXX	
FUNCION (F)	FALLA FUNCIONAL (FF) pérdida de función	INSPECCIONES VISUALES	LUBRICACION	REPARACION DE AVERIAS	LEGAL	
					ESPECIALIZADO	
Permitir monitorear los parametros de funcionamiento del generador y realizar acciones de desconexión antes condiciones no permitidas	1 Instrumentos con errores fuera de rango tolerable para el proceso	A: Monitoreo de mediciones	NA	A: Calibración de instrumentos	A: Calibración de instrumentos por cumplimiento de cada tipo de instrumento	NA
		P: Horario, diaria		P: NA	P: NA	
		R: Operación		R: Metrología	R: Metrología	
No permite monitorear los parametros de funcionamiento del generador y no realizar acciones de desconexión antes condiciones no permitidas	2 Instrumentos con daños en su mecanismo de funcionamiento	A: Monitoreo de mediciones	NA	A: Reparación o sustitución de instrumentos	A: Reparación o sustitución de instrumentos	NA
		P: Horario, diaria		P: NA	P: NA	
		R: Operación		R: Metrología	R: Metrología	
condiciones no permitidas	3 Elementos de control con daños en su mecanismos de actuación	A: Monitoreo de equipos de control	NA	A: Reparación o sustitución de equipos de control	A: Reparación o sustitución de equipos de control	NA
		P: Horario, diaria		P: NA	P: NA	
		R: Operación		R: M. Eléctrico	R: M. Eléctrico	

Elaboración: Autor

Tabla 31: Frenado, actividades de mantenimiento del modelo de gestión seleccionado

SISTEMA:	GENERADOR ELECTRICO		CRITICIDAD:		REALIZADO PO			
	SUBSISTEMA:	FRENADO	MODELO:	NORMAL	CONDICIONAL	FECHA:	LEGAL	
FUNCIÓN (F)	FALLA FUNCIONAL (FF)	MODO DE FALLA (MF)	INSPECCIONES VISUALES	LUBRICACION	CONDICIONAL	REPARACION DE AVERIAS	LEGAL	
Frenar al grupo rotativo durante el proceso de parada cuando la velocidad llegue al 20% de la velocidad nominal	pérdida de función	1	Fugas de aire en tuberías, válvulas o accesorios	A: Presión de sistema de frenado P: Diaria R: Operación	NA	A: Corrección de fugas de aire P: NA R: M. Mecánico	A: Certificación de tanque de aire a presión P: NA R: Ingeniería	NA
		2	Válvulas de habilitación de sistema en posición incorrecta o bloqueadas	A: Posición de válvulas P: Diaria R: Operación	NA	A: Reparación o cambio de válvulas bloqueadas P: NA R: M. Mecánico	NA	NA
		3	Zapatillas desgastadas	A: Estado de zapatillas P: Anual R: M. Mecánico	NA	A: Cambio de zapatillas P: NA R: M. Mecánico	NA	NA

Elaboración: Autor

La asignación de actividades se realiza con el concepto de evitar o reducir la consecuencia de una falla funcional, concepto básico de la estrategia RCM. Para los diferentes componentes se incluyen tareas de inspección a ser realizadas por el área de operación, con lo que se cumple la filosofía de TPM relacionada al involucramiento de las diferentes áreas en las actividades de mantenimiento. Para el componente crítico se incluyen actividades de monitoreo de condición con la finalidad de predecir anticipadamente la falla y ajustarse a la estrategia MBC. Los mantenimientos condicional y de reparación de averías se incluyen para todos los equipos independientes de su criticidad, tal como lo establece el modelo. Finalmente todos los modelos incluyen los mantenimientos por requisitos legales o porque la actividad requiere mano de obra especializada que debe contratarse.

CAPITULO 5: DISCUSIÓN

A continuación se hace una evaluación de los resultados obtenidos en cuanto a los grupos de criticidad obtenidos y las actividades de mantenimiento definidas para cada modelo de mantenimiento del modelo de gestión, para finalmente terminar sintetizando los pasos que han debido seguirse.

5.1. Grupos de criticidad

En un primer análisis de los resultados se podría considerar que los grupos de criticidad no se ajustan a una realidad establecida por sentido común, por ejemplo componentes como la turbina que tienen un número considerable de fallas (9) en el periodo de estudio (2006 – 2015) no están el grupo de equipos críticos, sin embargo debe considerarse que la indisponibilidad promedio (tiempo medio para reparar MTTR) es relativamente bajo (< 1 día) por ejemplo en comparación con el de la unidad de transformación que tiene un promedio de 22.731 días; aun así el transformador de unidad no es el equipo más crítico, pues en comparación con el generador tiene un tiempo medio entre fallas (MTBF) mayor (521 días unidad de transformación y 332 generador) a pesar de que su MTTR también está por el orden debajo de 1 (0.934).

Componentes como el de protección, acumulación de presión y regulador automático de velocidad no figuran como elementos críticos como se esperaría en consideración del número de fallas que tienen en el periodo de estudio, se debe básicamente a que sus tiempos medios para reparar (MTTR) son bajos (< 1) en tanto que sus tiempos medios entre fallas (MTBF) son relativamente altos, esta combinación de valores son las que determinan el grado de criticidad resultante, pues las valoraciones de los diferentes aspectos de las consecuencias, son relativamente similares.

El grupo de menor criticidad corresponde a los componentes del equipo de levantamiento grupo rotativo, pues no se han registrado fallas en el periodo de análisis, al menos en 2 de sus 3 componentes, en el tercer componente (bombeo) que se tiene un único registro de falla con un tiempo medio para reparar (MTTR) de 1.99 días, más el hecho de que los valores asignados a los diferentes aspectos relacionados a la consecuencia obtiene las escalas más bajas; da como resultado que estos figuren como los equipos de menor criticidad (prescindibles).

La evaluación de la consecuencia relacionada a la indisponibilidad, considera la estadística, sin embargo esta estará relacionada directamente a la disponibilidad de repuestos, este aspecto podrá ser valorado diferente si esta disponibilidad de repuestos cambia. En general el análisis de criticidad debe ser revisado y actualizado de manera periódica o ante eventos que provoquen que las consecuencias cambien.

5.2. Modelo de gestión de mantenimiento

Para el componente más crítico como es el generador, se muestra la necesidad de mantenimiento especializado para el caso que se deba hacer una reparación por averías, esto se debe básicamente a que para cualquier intervención en las partes principales como son el bobinado se requiere el desmontaje del generador, actividad en la que el personal de la central no tiene experiencia. Si las actividades de mantenimiento preventivo sistemático (MBC) se ejecutan con efectividad se podrán intervenir antes de que ocurra la falla, disminuyendo la cantidad de trabajo a ejecutar pero aun siendo necesaria la mano de obra especializada. En el generador no se han podido establecer actividades de inspecciones a realizarse por el operador (TPM), pues la complejidad de estas requieren de conocimiento, equipos especiales y el que el equipo este fuera de servicio.

El modelo de gestión muestra su idoneidad por ejemplo en el caso de la instrumentación y control que de acuerdo a su criticidad no prevé un mantenimiento preventivo sistemático, sin embargo por cumplimiento de la norma de gestión de la calidad (ISO 9001) es necesario incluir esta actividad de mantenimiento, igual situación ocurre para el tanque sometido a presión del sistema de frenado.

Se puede observar que las actividades disminuyen entre los diferentes grupos de criticidad, pero no necesariamente hay disminución de actividades entre componentes del mismo grupo de criticidad, por ejemplo para frenado con un grado de criticidad de 37 se tienen más actividades que para puesta a tierra de generador con grado de criticidad 60, las actividades más bien está en función de los modos de falla (establecido por RCM) y las alternativas para evitar o mitigar que este modo de falla ocurra.

Considerando que el análisis de criticidad es dinámico, también el modelo de gestión de mantenimiento debe ser revisado periódicamente y ajustado a los nuevos grupos de criticidad que puedan surgir como resultado. Establecer un

modelo de gestión de mantenimiento en función de grupos de criticidad y modelos de mantenimiento para cada uno de estos grupos, permitirá optimizar recursos y centrar esfuerzos en los equipos de mayor impacto.

5.3. Manual para implementación de modelo de gestión de mantenimiento

Aun cuando el alcance de este proyecto no contempla todas las etapas necesarias para la implementación de un modelo de gestión de mantenimiento, sin embargo se enumeraran con el fin de que los pasos a seguir estén completos:

1. Definición de estructura de objetos y codificación
2. Análisis de criticidad de equipos, misma que contempla las siguientes actividades en el siguiente orden
 - a. Definir función, falla funcional, modos de falla, efectos de falla y consecuencias de falla para los diferentes aspectos, de acuerdo a metodología RCM. Actividad que debe realizarse conformando un equipo multidisciplinario.
 - b. Recopilar información relacionado al estadístico de fallas funcionales.
 - c. Establecer el tiempo medio entre fallas (MTBF) y tiempo medio para reparar (MTTR).
 - d. Establecer tiempos de exposición para cada componente.
 - e. Establecer costos de mantenimiento para fallas funcionales de cada componente.
 - f. Valorar los diferentes aspectos relacionados a las consecuencias de las fallas funcionales, para los casos que no están basados sobre análisis estadístico, la actividad debe ser hecha por un equipo multidisciplinario.
 - g. Establecer grupos de criticidad por el grado de criticidad resultante de la aplicación de la metodología.
3. Aplicar modelo de gestión de mantenimiento, que contempla las siguientes actividades en el orden siguiente:
 - a. Definir actividades de los diferentes modelos de mantenimiento para cada equipo.
 - b. Definir periodicidad para las actividades
 - c. Definir responsableTodas estas actividades deben realizarse conformando un equipo multidisciplinario

CONCLUSIONES

- Existen diferentes estrategias de mantenimiento y metodologías para su implementación, mismas que deben ser entendidas para determinar los beneficios que pueden brindar tras su implementación.
- La implementación de una única estrategia de mantenimiento de por si no es la solución a los problemas de mantenimiento, más bien los modelos de gestión de mantenimiento deben contemplar la combinación de estas diferentes estrategias.
- No se puede implementar un modelo de gestión de mantenimiento sin antes haber establecido una jerarquización de los equipos en términos de criticidad.
- El análisis de criticidad se basa en el registro de fallas funcionales, por lo tanto es necesario un registro confiable y con información suficiente para permitir la identificación de los modos de falla.
- El análisis de criticidad tiene su componente cualitativo y por lo tanto tiene cierta subjetividad, entonces se requiere la participación del personal de experiencia y conocimiento de las diferentes áreas como operación, mantenimiento, ingeniería, seguridad, medio ambiente, bodega, etc.
- El análisis de criticidad y el establecimiento de los modelos de mantenimiento deben ser dinámicos, actualizados periódicamente en función de nueva información generada o contextos operacionales diferentes.

BIBLIOGRAFÍA

CELEC EP HIDROPAUTE. 2016. *INFORME Anual 2015.* Cuenca : Unidad de Negocio HIDROPAUTE, 2016.

—. **2016.** *IFS - ESTRUCTURA CENTRALES MOLINO, MAZAR Y SOPLADORA.* [Servidor ALFRESCO] Cuenca : s.n., 2016.

—. **2016.** *IFS - ESTRUCTURA DE OBJETOS HOMOLOGADA.* [Servidor ALFRESCO] Cuenca : s.n., 2016.

—. **2016.** *INFORME ANUAL DE OPERACION Y MANTENIMIENTO 2015.* Cuenca : s.n., 2016.

—. **2015.** *INFORMES - MENSUALES.* [Servidor ALFRESCO] Cuenca : s.n., 2015.

—. **2016.** *PLAN ANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO UNIDADES DE GENERACIÓN ENERO 2016-DICIEMBRE 2017.* Cuenca : s.n., 2016.

—. **2016.** *Procesos de contratación.* [Servidor ALFRESCO] Cuenca : s.n., 2016.

García Garrido, Santiago. 2003. *ORGANIZACIÓN Y GESTIÓN INTEGRAL DE MANTENIMIENTO.* Madrid : Díaz de Santos, S.A., 2003. 8479785849.

GESTIÓN DEL MANTENIMIENTO SOBRE CONDICIÓN. **Crespo Márquez, Adolfo. 2007.** Ecuador : INGEMAN, 2007.

Gutiérrez, Edwin, Agüero, Miguel y Calixto, Ivaneska. 2007. *ACADEMIA. ANÁLISIS DE CRITICIDAD INTEGRAL DE ACTIVOS.* [En línea] Mayo de 2007. [Citado el: 13 de Julio de 2016.] http://www.academia.edu/11411635/AN%C3%DE_CRITICIDAD_INTEGRAL_DE_ACTIVOS.

HIDROPAUTE, CELEC EP. 2015. *Hidropaute - CELEC EP.* [En línea] CELEC EP HIDROPAUTE, 2015. [Citado el: 7 de Julio de 2016.] <https://www.celec.gob.ec/hidropaute/>.

MANTENIMIENTO BASADO EN CONDICION. **García García, Cristian. 2014.** Cuenca : s.n., 2014.

MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD. **Sexto, Luis Felipe. 2015.** Cuenca : radical-management.com, 2015.

Moubray, John. 2004. *Mantenimiento Centrado en Confiabilidad.* Buenos Aires, Madrid : ELLMANN, SUERO Y ASOCIADOS, 2004. 0953960323.

Nakajima, Seiichi. 1993. *INTRODUCCION AL TPM Mantenimiento productivo total.* Madrid : Tecnologías de Gerencia y Producción, S.A., 1993. 8487022103.

NORSOK STANDARD. 2001. standardno. *Risk and emergency preparedness analysis*. [En línea] 1 de Septiembre de 2001. [Citado el: 13 de Julio de 2016.] <http://www.standard.no/pagefiles/955/z-013.pdf>.

Parra Márquez, Carlos y Crespo Márquez, Adolfo. 2012. MANTENIMIENTO MUNDIAL. *Nota técnica 5: Métodos de Análisis de Criticidad y Jerarquización de Activos*. [En línea] Septiembre de 2012. [Citado el: 12 de Julio de 2016.] <http://www.mantenimientomundial.com/sites/mm/notas/Metodos-basicos-de-criticidad-activos.pdf>.

Principios de Gestión de Mantenimiento. **Collantes Bohórquez, Jaime. 2014.** Cuenca : s.n., 2014.

Shirose, Kunio. 1994. *TPM PARA OPERARIOS*. Madrid : TGP Hoshin, S.L., 1994. 848702212X.

TPM. **García, Fernando. 2014.** Cuenca : s.n., 2014.

Velasco Figallo, Antonio. UNIVERSIDAD DE SAN MARTIN DE PORRES. *CLAVES PARA LA GESTIÓN DE RIESGOS*. [En línea] [Citado el: 18 de Julio de 2016.] <http://www.usmp.edu.pe/recursoshumanos/pdf/gr2.pdf>.

ANEXOS

Anexo 1: Estructura de objetos MLN

Nivel 1	CORPORACIÓN ELECTRICA DEL ECUADOR	▾
Nivel 2	HIDROPAUTE	▾
Nivel 3	AZUAY	▾
Nivel 4	CENTRALES DE GENERACION HIDROELECTRICA	▾
Nivel 5	MOLINO	▾

Nivel 6	Nivel 7	Nivel 8
⊕ ...		
⊖ PLANTA DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA	⊕ ...	
	⊖ UNIDAD DE GENERACION HIDRAULICA 01	GENERADOR ELECTRICO
		REGULADOR DE VELOCIDAD
		CONEXION GENERADOR - TRANSFORMADOR
		LEVANTAMIENTO GRUPO ROTATIVO
		TURBINA HIDRAULICA
		EQUIPAMIENTO DE SUPERVISION Y CONTROL
		EQUIPAMIENTO DE PROTECCION, CONTROL Y MEDICION
		EQUIPAMIENTO PARA MONITOREO DE CONDICION
		LINEA DE AGUA DE ENFRIAMIENTO
		AUXILIARES ELECTRICOS DE UNIDAD
		EXCITATRIZ Y REGULADOR DE
		LINEA DE VENTILACION DE UNIDAD
		VALVULA PRINCIPAL
	⊕	
	⊖ SECCION DE TRANSFORMACION CASA DE	...
		TRANSFORMADOR DE POTENCIA 01
		TRANSFORMADOR DE POTENCIA 02
		TRANSFORMADOR DE POTENCIA 03
		TRANSFORMADOR DE POTENCIA 04
		TRANSFORMADOR DE POTENCIA 05
		TRANSFORMADOR DE POTENCIA 06
		TRANSFORMADOR DE POTENCIA 07
		TRANSFORMADOR DE POTENCIA 08
		TRANSFORMADOR DE POTENCIA 09
		TRANSFORMADOR DE POTENCIA 10
⊖ RED HIDROMETEREOLÓGICA		
⊖ SISTEMA DE CORRIENTE CONTINUA		
⊖ SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA		
⊖ SISTEMA HIDRAULICO		
⊖ SISTEMAS AUXILIARES GENERALES		
⊖ SUBESTACIÓN		
⊖ SUPERVISIÓN Y CONTROL		
⊖ TALUDES Y MACRODESIZAMIENTOS		
⊖ TELECOMUNICACIONES		

Fuente: (CELEC EP HIDROPAUTE, 2016)

Elaborado: Autor

Anexo 2: Estructura de objetos Unidad de Generación Hidráulica 01, Transformador de Potencia 01 (1 de 2)

NIVEL 8		NIVEL 9	
CODIGO	EQUIPO	CODIGO	COMPONENTE
UNIDAD DE GENERACION HIDRAULICA 01			
MLN-PGE-UGH01-CGT	CONEXION GENERADOR - TRANSFORMADOR	MLN-PGE-UGH01-CGT-CCA	CENTRO DE CARGA DE AUXILIARES
		MLN-PGE-UGH01-CGT-BCP	BARRAS CAPSULADAS 13.8kV
		MLN-PGE-UGH01-CGT-EST	EQUIPO DE SOBRE TENSION
		MLN-PGE-UGH01-ERV-EXC	EXCITATRIZ
MLN-PGE-UGH01-ERV	EXCITATRIZ Y REGULADOR DE VOLTAJE	MLN-PGE-UGH01-ERV-RAV	REGULADOR AUTOMATICO DE VOLTAJE
		MLN-PGE-UGH01-ERV-AEC	ALIMENTACION ELECTRICA Y CONTROL
		MLN-PGE-UGH01-ERV-ICN	INSTRUMENTACION Y CONTROL
		MLN-PGE-UGH01-ERV-CEX	COLECTOR DE LA EXCITATRIZ
		MLN-PGE-UGH01-GEL-EST	GENERADOR
		MLN-PGE-UGH01-GEL-ICN	INSTRUMENTACION Y CONTROL
		MLN-PGE-UGH01-GEL-CGU	COJINETE GUIA
MLN-PGE-UGH01-GEL	GENERADOR ELECTRICO	MLN-PGE-UGH01-GEL-CCM	COJINETE COMBINADO
		MLN-PGE-UGH01-GEL-PTN	PUESTA A TIERRA DEL NEUTRO
		MLN-PGE-UGH01-GEL-SPR	SOPORTES
		MLN-PGE-UGH01-GEL-ENF	ENFRIAMIENTO
		MLN-PGE-UGH01-GEL-FRN	FRENADO
MLN-PGE-UGH01-LGR	LEVANTAMIENTO GRUPO ROTATIVO	MLN-PGE-UGH01-LGR-BMB	BOMBEO
		MLN-PGE-UGH01-LGR-AEC	ALIMENTACION ELECTRICA Y CONTROL
		MLN-PGE-UGH01-LGR-ICN	INSTRUMENTACION Y CONTROL
		MLN-PGE-UGH01-RVL-UOL	UNIDAD OLEOHIDRAULICA
MLN-PGE-UGH01-RVL	REGULADOR DE VELOCIDAD	MLN-PGE-UGH01-RVL-APR	ACUMULACION DE PRESION
		MLN-PGE-UGH01-RVL-RAV	REGULADOR AUTOMATICO DE VELOCIDAD
		MLN-PGE-UGH01-RVL-CDF	CONTROL DE DEFLECTORES
		MLN-PGE-UGH01-RVL-ICN	INSTRUMENTACION Y CONTROL
		MLN-PGE-UGH01-VPR-BPS	BY PASS
MLN-PGE-UGH01-VPR	VALVULA PRINCIPAL	MLN-PGE-UGH01-VPR-VLV	VALVULA
		MLN-PGE-UGH01-VPR-MAC	MECANISMO DE ACCIONAMIENTO
		MLN-PGE-UGH01-VPR-CMN	INSTRUMENTACION Y CONTROL
		MLN-PGE-UGH01-VPR-ICN	INSTRUMENTACION Y CONTROL

Fuente: (CELEC EP HIDROPAUTE, 2016)

Elaborador: Autor

Anexo 2: Estructura de objetos Unidad de Generación Hidráulica 01, Transformador de Potencia 01 (2 de 2)

UNIDAD DE GENERACION HIDRAULICA 01	
MLN-PGE-UGH01-THD	ACOPLAMIENTO TURBINA GENERADOR AIREACION COJINETE GUIA DISTRIBUIDOR INSTRUMENTACION Y CONTROL TURBINA
MLN-PGE-UGH01-THD-ATG	
MLN-PGE-UGH01-THD-ARC	
MLN-PGE-UGH01-THD-CGU	
MLN-PGE-UGH01-THD-DST	
MLN-PGE-UGH01-THD-ICN	
MLN-PGE-UGH01-THD-TRB	
MLN-PGE-UGH01-ESC-UAC	UNIDAD DE ADQUISICION Y CONTROL
MLN-PGE-UGH01-EPCM-ICN	INSTRUMENTACION Y CONTROL
MLN-PGE-UGH01-EPCM-PRT	PROTECCION
MLN-PGE-UGH01-EPCM-PIT	INSTRUMENTACION Y CONTROL
MLN-PGE-UGH01-EMC-EVB	EQUIPOS DE MONITOREO DE VIBRACIONES
MLN-PGE-UGH01-EMC-EDP	EQUIPOS DE MONITOREO DE DESCARGAS PARCIALES
MLN-PGE-UGH01-LAE-BMB	BOMBEO
MLN-PGE-UGH01-LAE-ICN	INSTRUMENTACION Y CONTROL
MLN-PGE-UGH01-LAE-ICV	INFRAESTRUCTURA CIVIL
MLN-PGE-UGH01-LAE-TVA	TUBERIAS, VALVULAS Y ACCESORIOS
MLN-PGE-UGH01-LAE-AEC	ALIMENTACION ELECTRICA Y CONTROL
MLN-PGE-UGH01-AEU-CCU	CENTRO DE CARGA DE UNIDAD
MLN-PGE-UGH01-LVU-CPM	ALIMENTACION ELECTRICA Y CONTROL
MLN-PGE-UGH01-LVU-INS	INSTRUMENTACION Y CONTROL
MLN-PGE-UGH01-LVU-DCT	VENTILACION B&C
MLN-PGE-UGH01-LVU-FLT	VENTILACION B&C
MLN-PGE-UGH01-LVU-MTB	VENTILACION B&C
MLN-PGE-UGH01-LVU-MTC	VENTILACION B&C
MLN-PGE-UGH01-LVU-ICB	VENTILACION B&C
MLN-PGE-UGH01-LVU-TBR	VENTILACION B&C
MLN-PGE-UGH01-LVU-VNB	VENTILACION B&C
MLN-PGE-UGH01-LVU-VNC	VENTILACION B&C
SECCION DE TRANSFORMACION CASA DE MAQUINAS	
MLN-PGE-STCM-TP01-UTR	UNIDAD DE TRANSFORMACION
MLN-PGE-STCM-TP01-ENF	ENFRIAMIENTO
MLN-PGE-STCM-TP01-ICV	INFRAESTRUCTURA CIVIL
MLN-PGE-STCM-TP01-ANT	ANTIEXPLOSION
MLN-PGE-STCM-TP01-AEC	ALIMENTACION ELECTRICA Y CONTROL
MLN-PGE-STCM-TP01-PCM	PROTECCION, CONTROL Y MEDICION
TRANSFORMADOR DE POTENCIA 01	
MLN-PGE-STCM-TP01	

Fuente: (CELEC EP HIDROPAUTE, 2016)

Elaborador: Autor

Anexo 3: Fallas equipos y componentes unidades de generación (1 de 2)

EQUIPO / COMPONENTE	2006		2007		2008		2009		2010		2011		2012		2013		2014		2015	
	FALLAS	INDISP.	FALLAS	INDISP.	FALLAS	INDISP.	FALLAS	INDISP.	FALLAS	INDISP.	FALLAS	INDISP.	FALLAS	INDISP.	FALLAS	INDISP.	FALLAS	INDISP.	FALLAS	INDISP.
EQUIPAMIENTO DE PROTECCION, CONTROL Y MEDICION																				
INSTRUMENTACION Y CONTROL PROTECCION	0	0.000	1	0.028	1	0.018	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000
	3	0.135	0	0.000	0	0.000	0	0.000	2	0.326	4	0.080	0	0.000	0	0.000	1	0.063	1	0.008
EQUIPAMIENTO DE SUPERVISION Y CONTROL																				
UNIDAD DE ADQUISICION Y CONTROL	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000
EQUIPAMIENTO PARA MONITOREO DE CONDICION																				
EQUIPOS DE MONITOREO DE DESCARGAS PARCIALES	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000
EQUIPOS DE MONITOREO DE VIBRACIONES	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000
EXCITATRIZ Y REGULADOR DE VOLTAJE																				
ALIMENTACION ELECTRICA Y CONTROL	4	0.246	2	0.075	1	0.088	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	3	0.653	0	0.000	6	3.219
COLECTOR DE LA EXCITATRIZ	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	1	0.194	0	0.000	1	0.969	6	0.844	0	0.000	0	0.000
EXCITATRIZ	9	1.197	2	0.137	1	0.008	6	0.640	4	0.353	2	0.063	1	0.042	0	0.000	2	0.060	0	0.000
GENERADOR ELECTRICO																				
COJINETE COMBINADO	0	0.000	0	0.000	0	0.000	2	0.673	3	13.35	0	0.000	1	0.119	1	1.225	1	0.138	0	0.000
COJINETE GUJA	0	0.000	0	0.000	0	0.000	2	2.359	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000
ENFRIAMIENTO	0	0.000	1	0.447	2	1.798	1	0.909	1	2.308	0	0.000	0	0.000	1	0.093	1	0.250	1	0.193
FRENADO	1	0.041	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000
GENERADOR	1	0.228	2	0.076	0	0.000	0	0.000	1	0.056	6	9.124	0	0.000	1	0.793	0	0.000	0	0.000
INSTRUMENTACION Y CONTROL	1	0.005	1	0.029	0	0.000	1	0.115	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000
PUESTA A TIERRA DEL NEUTRO	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000
SOPORTES	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000
LEVANTAMIENTO GRUPO ROTATIVO																				
ALIMENTACION ELECTRICA Y CONTROL	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000
BOMBEO	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	1	1.990	0	0.000	0	0.000	0	0.000
INSTRUMENTACION Y CONTROL	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000
LINEA DE AGUA DE ENFRIAMIENTO																				
ALIMENTACION ELECTRICA Y CONTROL	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000
BOMBEO	1	0.036	1	0.792	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000
INFRAESTRUCTURA CIVIL	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000
INSTRUMENTACION Y CONTROL	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000
TUBERIAS, VALVULAS Y ACCESORIOS	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000
LINEA DE VENTILACION DE UNIDAD																				
ALIMENTACION ELECTRICA Y CONTROL	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000
INSTRUMENTACION Y CONTROL	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000
VENTILACION B&C	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000
REGULADOR DE VELOCIDAD																				
ACUMULACION DE PRESION	0	0.000	1	0.071	2	0.299	2	0.067	2	0.088	2	0.101	3	0.122	0	0.000	1	0.015	2	0.050
CONTROL DE DEFLECTORES	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000
INSTRUMENTACION Y CONTROL	1	0.113	0	0.000	1	0.205	0	0.000	0	0.000	1	0.291	0	0.000	1	0.192	0	0.000	2	0.481
REGULADOR AUTOMATICO DE VELOCIDAD	4	0.695	0	0.000	1	0.074	3	0.164	1	0.147	1	0.016	0	0.000	0	0.000	1	0.038	0	0.000
UNIDAD OLEOHIDRAULICA	0	0.000	1	0.125	0	0.000	1	0.060	2	0.159	0	0.000	0	0.000	1	0.144	1	0.127	0	0.000

Fuente: (CELEC EP HIDROPAUTE, 2015)

Elaboración: Autor

Anexo 3: Fallas equipos y componentes unidades de generación (2 de 2)

EQUIPO / COMPONENTE	2006		2007		2008		2009		2010		2011		2012		2013		2014		2015	
	FALLAS	INDISP.	FALLAS	INDISP.	FALLAS	INDISP.	FALLAS	INDISP.	FALLAS	INDISP.	FALLAS	INDISP.	FALLAS	INDISP.	FALLAS	INDISP.	FALLAS	INDISP.	FALLAS	INDISP.
TURBINA HIDRAULICA																				
ACOPLAMIENTO TURBINA GENERADOR	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000
AIREACION	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000
COJINETE GUJA	0	0.000	0	0.000	0	0.000	1	0.357	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000
DISTRIBUIDOR	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	1	0.153	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000
INSTRUMENTACION Y CONTROL	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000
TURBINA	0	0.000	1	0.052	2	0.283	2	0.232	1	0.114	2	0.292	0	0.000	1	0.313	0	0.000	0	0.000
VALVULA PRINCIPAL																				
BY PASS	2	0.385	0	0.000	0	0.000	0	0.000	1	2.297	0	0.000	0	0.000	1	0.308	0	0.000	1	0.215
INSTRUMENTACION Y CONTROL	2	0.026	0	0.000	0	0.000	2	0.293	0	0.000	1	0.109	0	0.000	1	0.240	0	0.000	0	0.000
MECANISMO DE ACCIONAMIENTO	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	2	0.198	0	0.000	0	0.000	0	0.000
VALVULA	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000
TRANSFORMADOR DE UNIDAD																				
ALIMENTACION ELECTRICA Y CONTROL	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000
ANTIEXPLOSION	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000
ENFRIAMIENTO	0	0.000	0	0.000	2	0.219	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000
INFRAESTRUCTURA CIVIL	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000
PROTECCION, CONTROL Y MEDICION	0	0.000	0	0.000	0	0.000	0	0.000	1	0.008	1	0.359	1	0.038	0	0.000	0	0.000	0	0.000
UNIDAD DE TRANSFORMACION	0	0.000	0	0.000	4	156.1	2	2.479	0	0.000	0	0.000	0	0.000	1	0.514	0	0.000	0	0.000

Fuente: (CELEC EP HIDROPAUTE, 2015)

Elaboración: Autor