

**MODELO PARA EL MEJORAMIENTO DEL PROGRAMA DE MANTENIMIENTO  
PREVENTIVO BASADO EN UN ANÁLISIS DE CRITICIDAD DE LOS MODOS DE  
FALLO Y SUS EFECTOS (FMECA) DE LA CENTRAL HIDROELECTRICA URRRA I  
TIERRALTA-CORDOBA**

**VICTOR HUGO ACEVEDO GONZALEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO  
BUCARAMANGA**

**2018**

**MODELO PARA EL MEJORAMIENTO DEL PROGRAMA DE MANTENIMIENTO  
PREVENTIVO BASADO EN UN ANÁLISIS DE CRITICIDAD DE LOS MODOS DE  
FALLO Y SUS EFECTOS (FMECA) DE LA CENTRAL HIDROELECTRICA URRRA I  
TIERRALTA-CORDOBA**

**Monografía de grado**

**Presentada como requisito para optar el título de  
Especialista en Gerencia de mantenimiento**

**Director: Carlos Arturo Florez Díaz  
Ingeniero Mecánico**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO  
BUCARAMANGA**

**2018**

## **DEDICATORIA**

A Dios por darme fortaleza.

A mi mama Ángela por su apoyo en cada paso que doy.

A mi esposa Katia y mis hijos Hugo y Jesús, el tiempo en familia es lo más importante que existe en la vida de las personas, por la dedicación a este logro sacrifique mucho tiempo de familia irrecuperable, pero gracias a su comprensión, hoy estoy en este punto de mi vida.

A Juan, por su apoyo incondicional a lo largo de toda mi vida, sin él no lo hubiese logrado.

A mi amigo Roiman por siempre creer en mis capacidades e inculcarme el deseo de que puedo lograr cosas aún más grandes.

**VICTOR**

## CONTENIDO

INTRODUCCION .....	13
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	14
2. OBJETIVOS.....	15
2.1 Objetivo General .....	15
2.2 Objetivos Específicos: .....	15
3. JUSTIFICACIÓN .....	16
4. MARCO CONCEPTUAL .....	17
4.1 Marco teórico.....	17
4.1.1 Funciones y Parámetros de Funcionamiento .....	17
4.1.1.1 Funciones primarias: .....	17
4.1.1.2 Funciones secundarias:.....	18
4.1.2 Modos de Falla.....	18
4.1.3 Efectos de Falla.....	18
4.1.4 Consecuencias de la Falla .....	19
4.1.5 Consecuencias de fallas ocultas. ....	19
4.1.6 Consecuencias ambientales y para la seguridad: .....	19
4.1.7 Consecuencias Operacionales.....	19
4.1.8 Consecuencias No-Operacionales. ....	20
4.1.9 Tareas .....	20
4.1.10 El Proceso de Selección de Tareas de RCM .....	20
4.1.11 Tareas de reacondicionamiento y sustitución cíclicas.....	20
4.1.12 Tareas a condición .....	20
4.1.13 Que logra el RCM.....	21
4.1.14 Análisis de Modos y Efectos de Falla, (FMEA) [1].....	24
4.2 Marco conceptual .....	30
4.2.1 Características principales de las plantas hidroeléctricas.[3] .....	30
4.2.2 Plantas de paso.....	31
4.2.3 Plantas de salida regulada. ....	31
4.2.4 Plantas a filo de agua.....	31
4.2.5 Plantas de embalse regulable. ....	31

4.2.6 Plantas de agua fluente (plantas de paso).....	32
4.2.7 Plantas con embalse y obras de derivación en presión. ....	32
4.2.8 Obras principales de las plantas hidroeléctricas. ....	33
4.2.8.1 Presas y diques.....	33
4.2.8.2 Obras complementarias de los depósitos.....	33
4.2.8.3 Obras de toma y derivación.....	34
4.2.8.4 Tuberías forzadas. ....	34
4.2.8.5 Central- casa de máquinas.....	34
4.2.8.6 Maquinaria de las centrales.....	35
4.2.8.7 Maquinaria hidráulica las turbinas. ....	35
4.2.9 Descripción de la Central Hidroeléctrica URRRA I. ....	35
4.2.9.1 Equipos esenciales de la Central Hidroeléctrica Urra I.....	37
4.2.9.1.1 Turbina. ....	37
4.2.9.1.1.1 Partes embebidas de la turbina.....	37
4.2.9.1.1.2 Caracol (spiral case).....	37
4.2.9.1.1.3 Antedistribuidor (stay ring).....	37
4.2.9.1.1.4 Anillo de descarga (discharge ring). ....	37
4.2.9.1.1.5 Cono de descarga (draft tube cone liner). ....	38
4.2.9.1.1.6 Blindaje del cono de eyección (draft tube pier nose liner). ....	38
4.2.9.1.1.7 Blindaje del foso de turbina (turbine pit liner). ....	38
4.2.9.2 Mecanismos de trabajo ....	38
4.2.9.2.1 Distribuidor ....	38
4.2.9.2.2 Servomotor.....	39
4.2.9.2.3 Rodete (runner). ....	39
4.2.9.2.4 Eje de la turbina (turbine shaft). ....	40
4.2.9.2.5 Sello del eje de turbina (shaft seal) ....	40
4.2.9.2.6 Chumacera guía (guide bearing).....	41
4.2.9.2.7 Enfriadores de aceite de la chumacera guía (turbine bearing oil coolers). ....	41
4.2.9.1.3 Datos Técnicos de la Central Hidroeléctrica Urra I.....	42
5. DESARROLLO DEL PLAN DE TRABAJO.....	44
5.1 METODOLOGÍA.....	44

5.1.1 Paso 1. Selección del sistema y recopilación de información. ....	44
5.1.2 Paso 2. Definición de límites del sistema .....	51
5.1.3 Paso 3. Descripción del sistema y diagrama de bloques funcional. ....	52
5.1.3.1 Cabinet WAOT-OFAF operating instruction. ....	52
5.1.3.1.1 Diseño. ....	52
5.1.3.1.2 Diseño y composición del armario.....	53
5.1.3.1.3 Designación principal del equipo instalado en el armario:.....	53
5.1.3.1.4 Operación del armario.....	54
5.1.4 Paso 4. Función del sistema y fallas funcionales. ....	60
5.1.5 Paso 5. Normas para implementar el análisis de modos de falla, efectos y criticidad-FMECA. ....	62
5.1.5.1 Criterios para la elaboración de la matriz de criticidad. ....	63
5.1.5.2 Definición de valor numérico de la severidad por categorías: .....	64
5.1.5.3 Definición de valor numérico de la frecuencia. ....	65
5.1.5.4 Definición de valor numérico de la probabilidad de detección del modo de falla	66
5.1.5.5 Definición de códigos de colores para las prioridades .....	66
5.1.5.6 FMEA .....	67
5.1.5.7 Valoración de los modos de falla históricos desde 2006 a 2017. ....	72
5.1.6 Paso 6. Selección de tareas.....	73
5.1.6.1 Determinación de la tarea y frecuencia de mantenimiento.....	74
6. CONCLUSIONES .....	76
7. RECOMENDACIONES .....	78
BIBLIOGRAFÍA.....	79

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Formato de FMEA.....	28
Tabla 2. Taxonomía del Grupo Turbina Generador de la Central Hidroeléctrica Urra I según ISO-14224:2016 (E) .....	45
Tabla 3. Detalle de la los ítem 6 y 7 de la taxonomía .....	45
Tabla 4. Fallas asociadas a los 4 grupos .....	48
Tabla 5. # de fallas sobre los Ítems mantenibles. ....	50
Tabla 6 Estructura de descomposición. SWBS.....	58
Tabla 7. # de falla por sistemas .....	58
Tabla 8. Fallas del transformador de potencia .....	60
Tabla 9. Función del sistema y falla funcional.....	61
Tabla 10. FMEA Para los componentes del tablero de control de la refrigeración del transformador de unidad .....	68
Tabla 11. Valoración de los modos de Falla .....	72

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Circuito de iluminación.....	29
Figura 2. Análisis de Pareto 80/20.....	49
Figura 3. Límite del sistema Tablero de control y mando de la refrigeración.....	51
Figura 4. Diagrama de bloques sistema de refrigeración.....	57
Figura 5. Matriz de equipos de falla funcional.....	67

## RESUMEN

**TITULO:** MODELO PARA EL MEJORAMIENTO DEL PROGRAMA DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO BASADO EN UN ANÁLISIS DE CRITICIDAD DE LOS MODOS DE FALLO Y SUS EFECTOS (FMECA) DE LA CENTRAL HIDROELECTRICA URRRA I – TIERRALTA-CORDOBA <sup>1</sup>

**AUTOR:** VICTOR HUGO ACEVEDO GONZALEZ <sup>2</sup>

**PALABRAS CLAVES:** Modelo de mantenimiento FMECA, modos de falla, criticidad.

### DESCRIPCION.

La empresa URRRA SA ESP dentro de sus objetivos corporativos está el ser reconocida como una empresa de mantenimiento clase mundial, ser referente del sector de las hidroeléctricas en el uso de herramientas modernas de gestión de mantenimiento y vista por las aseguradoras como una empresa confiable lo cual repercute en una disminución en las primas de los seguros pagados por este concepto anualmente.

El tercero no permite cambios en la metodología del mantenimiento del grupo turbina generador debido a que es representante del fabricante. En este orden de ideas el presente proyecto plantea la aplicación de técnicas de caracterización de factores para plantear una propuesta técnica al mantenedor y fabricante con base en los análisis de modos de fallas y efectos y criticidad (FMECA).

Esta monografía consiste en la elaboración de un modelo para el mejoramiento del programa de mantenimiento existente en la Central Hidroeléctrica URRRA I. La metodología empleada para el análisis que se efectuó bajo los lineamientos de la herramienta de análisis FMECA.

Inicialmente se realizó Selección del sistema y recopilación de información histórica de fallas de la Central Hidroeléctrica Urrra I, se realiza minería de datos y análisis de Pareto para determinar que equipos o sistemas son más críticos.

Se hace una revisión de las diferentes normas para realizar un FMECA, se selecciona una y en base a esta se diseña una matriz de criticidad que será la base para la selección de las tareas de mantenimiento.

Por último se selecciona una tares en base a la criticidad calculada del sistema y se calcula una frecuencia óptima para realizar el mantenimiento del sistema analizado.

---

<sup>1</sup> Monografía de Grado

<sup>2</sup> Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingeniería Mecánica, Especialización en Gerencia de Mantenimiento

## SUMMARY

**TITLE:** MODEL FOR THE IMPROVEMENT OF THE PREVENTIVE MAINTENANCE PROGRAM BASED ON A CRITICAL ANALYSIS OF THE FAULT MODES AND THEIR EFFECTS (FMECA) OF THE URRRA I - TIERRALTA-CORDOBA HYDROELECTRIC POWER PLANT <sup>3</sup>

**AUTHOR:** VICTOR HUGO ACEVEDO GONZALEZ<sup>4</sup>

**KEYWORDS:** FMECA maintenance model, failure modes, criticality.

### DESCRIPTION.

The company URRRA SA ESP is within its corporate objectives, it is the recognition of a world class maintenance company, it is the reference of the hydroelectric sector in the use of modern management and maintenance tools by insurers as a company This is reflected in a decrease in the premiums of the insurance paid for this annual concept.

The third does not allow changes in the maintenance methodology of the generator turbine group because it is the manufacturer's representative. In this order of ideas the present project proposes the application of characterization techniques of the factors to propose a technical alternative to the maintainer and the manufacturer based on the analysis of the effects of the failures and the effects and criticism (FMECA).

This monograph consists in the elaboration of a model for the improvement of the existing maintenance program in the URRRA I Hydroelectric Plant. The methodology used for the analysis that was carried out under the guidelines of the FMECA analysis tool.

Initially, the system selection and collection of historical fault information of the Urrea I Hydroelectric Power Plant was carried out, data mining and Pareto analysis were carried out to determine which equipment or systems are most critical.

A review is made of the different standards to perform an FMECA, one is selected and based on this a criticality matrix is designed that will be the basis for the selection of maintenance tasks.

Finally, a task is selected based on the calculated criticality of the system and an optimum frequency is calculated to perform the maintenance of the analyzed system.

---

<sup>3</sup> Grade Monograph

<sup>4</sup> Universidad Industrial de Santander, Faculty of Mechanical Engineering, Specialization in Maintenance Management

## INTRODUCCION

La energía hidráulica o hídrica, aprovecha la energía cinética y potencial de los saltos, formando parte de las energías renovables, una central hidroeléctrica es una infraestructura que utiliza la energía hidráulica para generar energía eléctrica, su funcionamiento está basado en un salto de agua que genera dos niveles de un cauce, cuando el agua cae del nivel superior al inferior, pasa por una turbina hidráulica que transmite la energía a un generador encargado de transformarla en energía eléctrica.

En las industrias existen riesgos tanto para la seguridad de las personas como para los equipos, para el caso de las hidroeléctricas no es la excepción.

Esta monografía propone un modelo para el mejoramiento del plan de mantenimiento basado en el análisis FMECA de los sistemas críticos, involucrados en la operación de la central, se pretende dar un método para optimizar el plan de mantenimiento de tal forma que se mantenga siempre la confiabilidad y disponibilidad de los equipos.

El modelo se desarrolla mediante la identificación de los sistemas críticos de la operación donde se identifican los elementos y equipos que han generado mayor cantidad de fallas en operación, la identificación de estas fallas y su impacto determinara las acciones de mantenimiento que se deben considerar.

## 1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La central hidroeléctrica URRRA I, ubicada 30km al sur de Tierralta en el departamento de Córdoba cuenta con 4 turbinas tipo Francis de 85MW de fabricación rusa, están en funcionamiento desde el año 2000.

La empresa URRRA SA ESP es una empresa del estado colombiano que para realizar la administración, operación y mantenimiento de su Central Hidroeléctrica URRRA I, terceriza esta actividad a través de una empresa que es representante en Colombia del fabricante de los equipos principales (Grupo Turbina Generador), labor que viene siendo desempeñada por la empresa EMEC SAS durante los últimos 16 años, con una disponibilidad anual histórica lograda a lo largo de este periodo superior a un 95%.

El tipo de estrategia de mantenimiento que la empresa EMEC SAS ha usado es mantenimiento preventivo (PM) basado en recomendaciones del fabricante con frecuencia definida.

La empresa URRRA SA ESP dentro de sus objetivos corporativos está el ser reconocida como una empresa de mantenimiento clase mundial, ser referente del sector de las hidroeléctricas en el uso de herramientas modernas de gestión de mantenimiento y vista por las aseguradoras como una empresa confiable lo cual repercute en una disminución en las primas de los seguros pagados por este concepto anualmente.

El tercero no permite cambios en la metodología del mantenimiento del grupo turbina generador debido a que es representante del fabricante. En este orden de ideas el presente proyecto plantea la aplicación de técnicas de caracterización de factores para plantear una propuesta técnica al mantenedor y fabricante con base en los análisis de modos de fallas y efectos y criticidad (FMECA).

## **2. OBJETIVOS**

### **2.1 Objetivo General**

Diseñar un modelo de análisis de fallas de equipos que sirva de base para la optimización del mantenimiento preventivo basado en el análisis de los modos, efectos, las causas y las criticidades de las fallas (FMECA) de los equipos para los equipos de la Central Hidroeléctrica Urra I.

### **2.2 Objetivos Específicos:**

Aplicar la metodología FMECA en el los equipos o sistemas de la Central Hidroeléctrica URRRA I.

Diagnosticar mediante una matriz de fallas funcionales la criticidad de los sistemas de la Central Urra I

Determinar mediante un análisis de modos y efectos de falla las tareas de mantenimiento en el equipo.

Identificar las actividades de mantenimiento con base en la valoración de criticidad del sistema

### **3. JUSTIFICACIÓN**

A pesar de los buenos resultados obtenidos por la administración, operación y mantenimiento de la Central Hidroeléctrica URRÁ I con un tipo de mantenimiento tercerizado en cuanto a disponibilidad, no se cuenta con una matriz de criticidad que permita identificar cuales equipos son más o menos críticos, la identificación de los impactos de una falla de un componente desde el punto de vista de confiabilidad, seguridad y medio ambiente, factores que son considerablemente importantes en cuanto a la toma de decisiones costo efectivas en la operación de cualquier industria, el análisis de modo de efectos de falla y criticidad (FMECA) es una herramienta disponible para la optimización del mantenimiento preventivo (PM).

Lo descrito anteriormente motiva la realización de un modelo que sirva de base para la optimización del programa de mantenimiento preventivo basado en un análisis de criticidad de los modos de fallas y sus efectos (FMECA) del grupo turbina generador de la Central Hidroeléctrica URRÁ I, lo que permitirá una categorización en función de los modos de fallo en componentes y ajustar el plan de mantenimiento preventivo (PM) e indicar cual acción de mantenimiento se debe tomar, si preventivo basado en frecuencia, mantenimiento basado en condición o correr a falla.

## 4. MARCO CONCEPTUAL

### 4.1 Marco teórico

El Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM) enfatiza el papel que desempeñan la teoría y la práctica de confiabilidad al centrar adecuadamente las actividades de mantenimiento preventivo en el logro de la confiabilidad del diseño inherente de un equipo, en este la confiabilidad es el centro de la filosofía de mantenimiento y el proceso de planificación, podemos decir que el Mantenimiento Centrado en Confiabilidad es un proceso utilizado para determinar qué se debe hacer para asegurar que cualquier activo físico continúe haciendo lo que sus usuarios quieren que haga en su contexto operacional actual [1]

El proceso de RCM formula siete pregunta [2] acerca del activo o sistema que se intenta revisar las cuales son:

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

#### 4.1.1 Funciones y Parámetros de Funcionamiento

##### 4.1.1.1 Funciones primarias:

El porqué de la adquisición del activo, esta categoría de funcione cubre temas como velocidad, producción, capacidad de almacenaje o carga, calidad de producto y servicio al cliente.

#### **4.1.1.2 Funciones secundarias:**

La cual reconoce que se espera de cada activo que haga más que simplemente cubrir sus funciones primarias.

En RCM, los estados de falla son conocidos como fallas funcionales porque ocurren cuando el activo no puede cumplir una función de acuerdo al parámetro de funcionamiento que el usuario considera aceptable. Sumado a la incapacidad total de funcionar, esta definición abarca fallas parciales en las que el activo todavía funciona pero con un nivel de desempeño inaceptable (incluyendo las situaciones en las que el activo no puede mantenerlos niveles de calidad o precisión). Evidentemente estas sólo pueden ser identificadas luego de haber definido las funciones y parámetros de funcionamiento del activo.

#### **4.1.2 Modos de Falla**

Los hechos que de manera razonablemente posible puedan haber causado cada estado de falla. Estos hechos se denominan modos de falla. Los modos de falla "razonablemente posibles" incluyen aquellos que han ocurrido en equipos iguales o similares operando en el mismo contexto, fallas que actualmente están siendo prevenidas por regímenes de mantenimiento existentes, así como fallas que aún no han ocurrido pero son consideradas altamente posibles en el contexto en cuestión.

#### **4.1.3 Efectos de Falla**

El cuarto paso en el proceso de RCM tiene que ver con hacer un listado de los efectos de falla, que describen lo que ocurre con cada modo de falla. Esta descripción debería incluir toda la información necesaria para apoyar la evaluación de las consecuencias de la falla, tal como:

- Que evidencia existe (si la hay) de que la falla ha ocurrido

- De qué modo representa una amenaza para la seguridad o el medio ambiente (sí la representa)
- De qué manera afecta a la producción o a las operaciones (si las afecta)
- Qué daños físicos (si los hay) han sido causados por la falla
- Qué debe hacerse para reparar la falla

#### **4.1.4 Consecuencias de la Falla**

Un punto fuerte del RCM es que reconoce que las consecuencias de las fallas son más importantes que sus características técnicas. De hecho reconoce que la única razón para hacer cualquier tipo de mantenimiento proactivo no es evitar las fallas *per se* sino evitar o reducir las consecuencias de las fallas. El proceso de RCM clasifica estas consecuencias en cuatro grupos, de la siguiente manera:

#### **4.1.5 Consecuencias de fallas ocultas.**

Las fallas ocultas no tienen un impacto directo, pero exponen a la organización a fallas múltiples con consecuencias serias y hasta catastróficas. (La mayoría están asociadas a sistemas de protección sin seguridad inherente)

#### **4.1.6 Consecuencias ambientales y para la seguridad:**

Una falla tiene consecuencias para la seguridad si es posible que cause daño o la muerte a alguna persona. Tiene consecuencias ambientales si infringe alguna normativa o reglamento ambiental tanto corporativo como regional, nacional o internacional.

#### **4.1.7 Consecuencias Operacionales.**

Una falla tiene consecuencias operacionales si afecta la producción (cantidad, calidad del producto, atención al cliente, o costos operacionales además del costo directo de la reparación).

#### **4.1.8 Consecuencias No-Operacionales.**

Las fallas que caen en esta categoría no afectan a la seguridad ni la producción, sólo implican el costo directo de la reparación.

#### **4.1.9 Tareas**

RCM divide a las tareas proactivas en tres categorías:

- Tareas de reacondicionamiento cíclicas
- Tareas de sustitución cíclicas
- Tareas a condición

#### **4.1.10 El Proceso de Selección de Tareas de RCM**

Un punto fuerte del RCM es la manera en que provee criterios simples, precisos y fáciles de entender, para decidir cuál de las tareas proactivas es técnicamente factible en el contexto operacional dado (si existe alguna), y para decidir quién debería hacerlas y con qué frecuencia.

#### **4.1.11 Tareas de reacondicionamiento y sustitución cíclicas**

El reacondicionamiento cíclico implica re fabricar un componente o reparar un conjunto antes de un límite de edad específico sin importar su condición en ese momento. De manera parecida, las tareas de sustitución cíclica implican sustituir un componente antes de un límite de edad específico, más allá de su condición en ese momento. En conjunto estos dos tipos de tareas son conocidos generalmente como mantenimiento preventivo.

#### **4.1.12 Tareas a condición**

El crecimiento de nuevos tipos de manejo de falla se debe a la continua necesidad de prevenir ciertos tipos de falla, y la creciente ineficacia de las técnicas clásicas para hacerlo. La mayoría de las nuevas técnicas se basan en el hecho de que la mayoría de las fallas dan algún tipo de advertencia de que están por ocurrir. Estas advertencias se

denominan fallas potenciales, y se definen como condiciones físicas identificables que indican que una falla funcional está por ocurrir o están en el proceso de ocurrir.

Las nuevas técnicas son utilizadas para detectar fallas potenciales y permitir actuar evitando las posibles consecuencias que surgirían si se transformaran en fallas funcionales. Se llaman tareas a condición porque los componentes se dejan en servicio a condición de que continúen alcanzando los parámetros de funcionamiento deseados. (El mantenimiento a condición incluye el mantenimiento predictivo, mantenimiento basado en la condición y monitoreo de condición)

Si son utilizadas correctamente las tareas a condición son una muy buena manera de manejar las fallas, pero a la vez pueden ser una pérdida de tiempo costosa. RCM permite tomar decisiones en esta área con certeza particular.

#### **4.1.13 Que logra el RCM**

Mayor seguridad e integridad ambiental: RCM considera las implicancias ambientales y para la seguridad de cada patrón de falla antes de considerar su efecto en las operaciones. Esto significa que se actúa para minimizar o eliminar todos los riesgos identificables relacionados con la seguridad de los equipos y el ambiente. Al incorporar la seguridad a la toma de decisiones de mantenimiento, el RCM también mejora la actitud de las personas en relación con este tema.

Mejor funcionamiento operacional (cantidad, calidad de producto y servicio al cliente): RCM reconoce que todos los tipos de mantenimiento tienen algún valor y provee reglas para decidir cuál es el más adecuado en cada situación. De esta manera se asegura que sólo se elegirán las formas de mantenimiento más efectivas para cada activo físico, y que se tomarán las medidas necesarias en los casos que el mantenimiento no pueda ayudar.

Este esfuerzo de ajustar y focalizar el mantenimiento lleva a grandes mejoras en el desempeño de los activos físicos existentes donde se las requiere.

RCM fue desarrollado para ayudar a las aerolíneas a diseñar los programas de mantenimiento para nuevos tipos de aeronaves antes que entraran en servicio. Por lo tanto resulta ser una manera ideal de desarrollar programas de este tipo para nuevos activos físicos especialmente equipos complejos para los que no existe información histórica disponible. Esto ahorra mucho de la prueba y error que tan frecuentemente forma parte del desarrollo de nuevos programas de mantenimiento; pruebas que son frustrantes, demandan tiempo y producen errores que pueden ser muy costosos.

Mayor costo-eficacia del mantenimiento: RCM continuamente focaliza su atención en las actividades de mantenimiento que tienen mayor efecto en el desempeño de la planta. Esto ayuda a asegurar que todo lo que se gasta para mantenimiento se invierta en las áreas en las que pueda tener los mejores resultados. Además, si RCM es aplicado correctamente a los sistemas de mantenimiento ya existentes, reduce la cantidad de trabajo de rutina (en otras palabras las tareas de mantenimiento hechas cíclicamente) de cada período, habitualmente entre un 40 y un 70%. Por otro lado, si RCM se utiliza para desarrollar un programa de mantenimiento nuevo, la carga de trabajo resultante es mucho más baja que si el programa es desarrollado con los métodos tradicionales.

Mayor vida útil de componentes costosos: debido al cuidadoso énfasis en el uso de técnicas de mantenimiento a condición.

Una base de datos global: una revisión de RCM finaliza con un registro global y extensivamente documentado de los requerimientos de mantenimiento de todos los activos físicos utilizados por la organización. Esto posibilita la adaptación a circunstancias cambiantes (como cambios de modelos o aparición de nuevas tecnologías) sin tener que reconsiderar todas las políticas de mantenimiento desde un comienzo. También permite

a quienes utilizan el equipo demostrar que sus programas de mantenimiento están contruidos sobre una base racional (la traza de auditoría requerida por cada vez más organismos de regulación). Finalmente, la información almacenada en las hojas de trabajo de RCM reduce los efectos de la rotación de personal y la perdida de experiencia que esto provoca.

Una revisión RCM sobre los requerimientos de mantenimiento de cada activo físico a su vez provee una clara visión de las habilidades necesarias para mantener cada activo físico, y para decidir qué repuestos deben tenerse en stock. Un producto secundario valioso es la mejora de planos y manuales.

Mayor motivación del personal; especialmente las personas involucradas en el proceso de revisión. Esto lleva a un mayor entendimiento general del activo en su contexto operacional, junto con un “sentido de pertenencia” más amplio de los problemas de mantenimiento y sus soluciones. También aumenta la probabilidad de que las soluciones perduren.

Mejor trabajo de equipo; RCM provee un lenguaje técnico que es fácil de entender para cualquier persona que tenga alguna relación con el mantenimiento. Esto da al personal de mantenimiento y de operaciones un mejor entendimiento de lo que el mantenimiento puede (y de lo que no puede) lograr, y qué debe hacerse para lograrlo.

Todos estos temas son parte central de la administración del mantenimiento y muchos ya son los objetivos de los programas de mejora. Un rasgo importante en RCM es que provee un encuadre efectivo y paso a paso para tratar a todos ellos al mismo tiempo, y para involucrar a todos aquellos que tengan relación con el equipo y con el proceso del que forman parte. RCM da resultados rápidamente, de hecho, si son enfocadas y aplicadas correctamente, las revisiones de RCM se repagan en cuestión de meses y hasta semanas, estas revisiones transforman tanto la percepción de los requerimientos

de mantenimiento de los activos físicos utilizados por la organización y la manera en que es percibida la función de mantenimiento como un todo. El resultado es un mantenimiento más costo-eficaz, más armonioso y más exitoso.

#### **4.1.14 Análisis de Modos y Efectos de Falla, (FMEA) [1]**

El FMEA generalmente se reconoce como la herramienta más fundamental empleada en la ingeniería de confiabilidad. Debido a su enfoque práctico y cualitativo, también es la forma de análisis de confiabilidad más ampliamente comprendida y aplicada que encontramos en toda la industria. Además, el FMEA forma la cabecera de prácticamente todos los análisis y evaluaciones posteriores de confiabilidad porque obliga a una organización a evaluar sistemáticamente las debilidades de los equipos y sistemas, y sus interrelaciones que pueden conducir a la falta de fiabilidad del producto.

Pero antes de proceder a analizar el proceso FMEA, creemos que es importante abordar una cuestión de semántica que a menudo se plantea en esta discusión.

Hasta donde podemos recordar, ha habido diversos grados de confusión sobre lo que las personas quieren decir cuando usan la terminología que implica la palabra "falla". La falla es una palabra desagradable, y a menudo usamos palabras sustitutas como anomalía, defecto, discrepancia, irregularidad, etc., ya que suenan menos amenazantes o menos graves.

El espectro de interpretaciones para falla va desde un fallo insignificante a una catástrofe. Podríamos sugerir que el significado es realmente bastante simple: La falla es la incapacidad de un equipo, un sistema o una planta para cumplir con su rendimiento esperado. Esta expectativa siempre se detalla en una especificación en nuestro mundo de la ingeniería y, cuando se escribe correctamente, no deja lugar a dudas sobre dónde exactamente residen los límites del rendimiento satisfactorio. Entonces, la falla es la incapacidad de cumplir con las especificaciones. Bastante simple, creemos, para evitar

gran parte de la confusión inicial. Además, hay varias frases importantes y de uso frecuente que incluye la palabra falla: síntoma de falla, modo de falla, causa de falla y efecto de falla.

Síntoma de falla. Este es un indicador revelador que nos alerta (generalmente el operador) sobre el hecho de que una falla está a punto de existir. Nuestros sentidos o instrumentos son la fuente primaria de tal indicación. Los síntomas de falla pueden o no indicarnos exactamente dónde se encuentra la falla pendiente o cuán cerca de la condición de falla completa podríamos estar. En muchos casos, no hay ningún síntoma de falla (o advertencia) en absoluto. Una vez que la falla ha ocurrido, cualquier indicación de su presencia ya no es un síntoma; ahora observamos su efecto.

Modo de fallo. Esta es una breve descripción de lo que está mal. Es extremadamente importante para nosotros entender esta definición simple porque, en el mundo del mantenimiento, es el modo de falla el que tratamos de prevenir o, en su defecto, lo que tenemos que arreglar físicamente. Hay cientos de palabras simples que utilizamos para desarrollar descripciones apropiadas del modo de falla: atascado, desgastado, deshilachado, agrietado, doblado, mellado, con fugas, obstruido, esquilado, rayado, roto, erosionado, cortocircuitado, dividido, abierto, rasgado, etc. adelante. La principal confusión aquí es claramente distinguir entre el modo de falla y la causa de la falla, y comprender que el modo de falla es lo que debemos evitar o corregir.

Como ilustración simple, una válvula de compuerta se atasca "cerrada" (modo de falla), pero ¿por qué sucedió esto? Digamos que esta válvula se encuentra en un ambiente muy húmedo, por lo que la causa de la falla es la "corrosión inducida por la humedad". Podríamos optar por reemplazar la válvula con un modelo de acero inoxidable de alta calidad que resistiría (tal vez detendría) la corrosión (una solución de diseño), o, desde el punto de vista del mantenimiento, podríamos lubricar y operar periódicamente la válvula para mitigar la efecto corrosivo, pero no hay nada que podamos hacer para

eliminar el ambiente húmedo natural. Por lo tanto, las tareas de PM no pueden corregir la causa; solo pueden abordar el modo. Esta es una distinción importante que hacer, y muchas personas no entienden claramente esta distinción.

Efecto de falla. Finalmente, describimos brevemente la consecuencia del modo de falla en caso de que ocurra. Para completarse, esto generalmente se realiza en tres niveles de ensamblaje: local, sistema y planta. Al describir el efecto de esta manera, vemos claramente la acumulación de consecuencias. Con nuestra válvula de compuerta atascada, el efecto local en la válvula es "detiene todo el flujo". A nivel del sistema, "ningún fluido pasa al siguiente paso en el proceso" Y finalmente, a nivel de la planta, "la producción del producto cesa (tiempo de inactividad) hasta que la válvula pueda volver a funcionar".

Por lo tanto, sin una comprensión clara de la terminología de falla, los análisis de confiabilidad no solo se vuelven confusos sino que también pueden conducir a decisiones incorrectas.

El FMEA incorpora un proceso que intenta identificar los modos de falla del equipo, sus causas y, finalmente, los efectos que pueden producirse si estos modos de falla se producen durante el funcionamiento del producto. Tradicionalmente, se considera que el FMEA es una herramienta de diseño que lo utiliza ampliamente para asegurar el reconocimiento y la comprensión de las debilidades (es decir, modos de falla) que son inherentes a un diseño dado tanto en su concepto como en su formulación detallada. Armado con tal información, el personal de diseño y gestión está mejor preparado para determinar qué, en todo caso, podría y debería hacerse para evitar o mitigar los modos de falla. Esta información también proporciona la entrada básica a un modelo de confiabilidad bien estructurado que puede usarse para predecir y medir el rendimiento de confiabilidad del producto contra objetivos y requisitos específicos.

La delimitación de las tareas de PM también se basa en el conocimiento de los modos de falla del equipo y sus causas. Es en este nivel de definición que debemos identificar las acciones adecuadas de PM que pueden prevenir, mitigar o detectar el inicio de una condición de falla. Especificar tareas de PM sin una buena comprensión del modo de falla y la información de causa es, en el mejor de los casos, nada más que un juego de adivinanzas. Por lo tanto, el FMEA desempeñará un papel vital en el proceso de RCM,

¿Cómo realizamos el FMEA? En primer lugar, debe quedar claro a estas alturas que una comprensión bastante buena del diseño y la operación del equipo es un punto de partida esencial. El propio proceso de FMEA procede de forma ordenada para considerar cualitativamente las formas en que pueden fallar las piezas o conjuntos individuales del equipo.

Estos son los modos de falla que deseamos enumerar, y son los estados físicos en los que se puede encontrar el equipo. Por ejemplo, un interruptor puede estar en un estado donde no se puede abrir o cerrar. Los modos de falla describen los estados necesarios dentro de las funciones del dispositivo que se han perdido. Alternativamente, cuando hay suficientes conocimientos o detalles disponibles, los modos de falla se pueden describir en terminología más específica, como "bloqueo atascado" o "resorte de accionamiento roto". Claramente, cuanto más precisa es la descripción del modo de falla, más comprensión tenemos para decidir cómo puede eliminarse, mitigarse o adaptarse. Aunque puede ser difícil evaluar con precisión, también intentamos definir una causa de falla creíble para cada modo de falla (tal vez más de uno si se considera apropiado hacerlo). Por ejemplo, el modo de falla "bloqueo atascado" podría ser causado por contaminación (suciedad) y el "resorte roto" podría ser el resultado de una incompatibilidad de carga de material (un diseño deficiente) o fatiga cíclica (una situación de fin de vida útil).

Cada modo de falla se evalúa por su efecto. Esto generalmente se hace considerando no solo su efecto local en el dispositivo directamente involucrado, sino también su efecto en el siguiente nivel más alto de ensamblaje (por ejemplo, subsistema) y, finalmente, en el nivel superior de ensamblaje o nivel de producto (por ejemplo, sistema o planta). Por lo general, es más conveniente definir dos o tres niveles de ensamblaje en los cuales se evaluará el efecto de falla para obtener una comprensión completa de cuán significativo podría ser el modo de falla si ocurriera. De esta forma, el analista obtiene una visión de abajo hacia arriba de qué dispositivos y modos de falla son importantes para los objetivos funcionales del sistema o producto general. Un formato FMEA típico es:

**Tabla 1. Formato de FMEA**

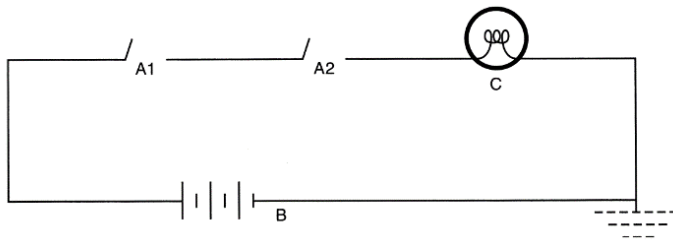
Component	Mode	Effect	Comment
1. Switch A1	1.1 Fails open	1.1 System fails	1.1 Cannot turn on light.
	1.2 Fails closed	1.2 None	1.2 If A2 also fails closed, then system fails by premature battery depletion.
2. Switch A2	(same as A1)	(same as A1)	(same as A1)
3. Light Bulb C	3.1 Open filament	3.1 System fails	3.1 Cannot turn on light.
	3.2 Shorted base	3.2 System fails; possible fire hazard	3.2 Cannot turn on light. May cause secondary damage to rest of system.
4. Battery B	4.1 Low charge	4.1 System degraded; dim light bulb	4.1 May be precursor to "no charge."
	4.2 No charge	4.2 System fails	4.2 Cannot turn on light.
	4.3 Over-voltage charge	4.3 System fails by secondary damage to Light Bulb C	4.3 Secondary damage to Light Bulb C caused by over-current.

**Fuentes** A. M. Smith and G. R. Hinchcliffe, RCM--Gateway to World Class Maintenance: Universidad Industrial de Santander. Amsterdam : Butterworth-Heinemann., 2004.

A modo de ejemplo, se muestra un FMEA, que se basa en el esquema del circuito de iluminación simple que se muestra en la Figura 1. En este caso, el FMEA se lleva a cabo

a nivel del sistema debido a su simplicidad, y simplemente nos movemos por el circuito del sistema, dispositivo por dispositivo. En un análisis más complejo, podríamos dedicar un FMEA completo a un solo dispositivo y dividirlo en sus partes principales y ensamblajes para su análisis. Una bomba o un transformador son ejemplos de dónde esto podría hacerse.

**Figura 1. Circuito de iluminación.**



Con frecuencia, los FMEA se amplían para incluir otra información para cada modo de falla, especialmente cuando el FMEA se realiza para respaldar un esfuerzo de diseño. Estos elementos adicionales de información podrían incluir:

- Síntomas de falla
- Pasos de detección y aislamiento de fallas
- Datos de mecanismos de falla (es decir, datos microscópicos en el modo de falla y / o causa de falla)
- Datos de tasa de falla en el modo de falla (no siempre disponible con la precisión requerida)
- Acciones correctivas / de mitigación recomendadas

Cuando se logra un FMEA bien ejecutado, se genera una gran cantidad de información útil para ayudar a lograr la confiabilidad esperada del producto.

## **4.2 Marco conceptual**

### **4.2.1 Características principales de las plantas hidroeléctricas.[3]**

Una planta hidroeléctrica es un conjunto de obras y de maquinarias que recoge y lleva volúmenes de agua desde una altura superior hasta otra inferior de la superficie terrestre, para aprovechar la energía potencial y cinemática que es convertida por la maquinaria de la central en energía eléctrica, gracias a una fase intermedia de conversión en energía mecánica.

Los parámetros físicos fundamentales que caracterizan este tipo de Planta, son el volumen de agua tomado en la unidad de tiempo bien el caudal  $Q$  de la Planta y el desnivel geodésico entre los puntos de toma y restitución o bien el salto  $H$  de la Planta.

Estos dos parámetros caracterizan la potencia teórica de la Planta o bien la cantidad de energía que puede ser convertida en la unidad de tiempo en energía eléctrica.

Sin embargo, la aducción de agua y las conversiones sucesivas de energía, reducen el valor de la potencia teórica extraíble de un esquema determinado por las pérdidas de energía útil, por fricción hidráulica en las tuberías y en las turbinas, por pérdidas mecánicas de las turbinas y dispersiones eléctricas en los generadores y en las conexiones.

La relación entre la potencia en la salida del generador eléctrico, o sea después que todas las pérdidas de energía han ocurrido, y la potencia teórica antes definida se llama rendimiento total de la planta; en las plantas Hidroeléctricas modernas, este rendimiento está comprendido entre 80 y 95 %, según el tipo de planta y sus características de fabricación.

La energía que puede ser producida por una planta hidroeléctrica en cierto intervalo de tiempo depende, en definitiva, de los valores que caudal  $Q$  y salto  $H$  alcanzan en cada instante en el intervalo de tiempo considerado. Se define como "productibilidad" media anual "la producción de la planta en un año con características hidrológicas medias.

Desde el punto de vista del funcionamiento, las plantas hidroeléctricas pueden ser clasificadas según las categorías siguientes:

#### **4.2.2 Plantas de paso.**

Las plantas que no tienen capacidad de regulación de los flujos, pues el caudal explotado corresponde prácticamente con el disponible en el río, hasta claramente, el límite permitido por las obras de derivación que no pueden ser dimensionadas evidentemente para los valores más elevados que solo ocurren para cortos periodos durante las avenidas.

#### **4.2.3 Plantas de salida regulada.**

Son aquellas que tienen capacidad de embalsar en toma desde el río apta para modificar el régimen de los caudales aprovechados por la central con respecto al régimen de flujo natural en cierto intervalo de tiempo. Estas plantas pueden subdividirse en:

#### **4.2.4 Plantas a filo de agua.**

De embalse con capacidad de acumulación despreciable aptas para regular los caudales durante el día o la semana.

#### **4.2.5 Plantas de embalse regulable.**

Con capacidad de acumulación tal que sea posible la transferencia estacional de volúmenes hídricos y de la producción relativa.

#### **4.2.6 Plantas de agua fluente (plantas de paso).**

Tratase de plantas con caudales notables y saltos escasos, generalmente no más de unos metros o unas decenas de metros y son típicas de los tramos intermedios e inferiores de los ríos caudalosos.

Los esquemas de estas plantas, comprenden generalmente una obra de dique para interceptar el curso del agua en el lugar elegido previamente para la obra de toma y una central generadora que forma cuerpo con el dique o al lado de éste. Además, hay casos en que la central generadora está lejana del dique y del curso del agua. En estos casos, el esquema representa una obra de toma de las aguas al lado de la presa, luego hay obras para la decantación de las materias sólidas (grava y arena) de las aguas, un canal de derivación a la central de paso en galerías o al descubierto, la central generadora y un canal de restitución de las aguas al curso de agua.

Aun menos frecuentes, hay también realizaciones de agua fluente en los embalses zonas montañosas de los ríos, con saltos más elevados y con un desarrollo notable de las obras de derivación, según la morfología de los lugares.

En dichos casos, es oportuno, y a menudo indispensable añadir una balsa de recogida final del canal de derivación desde la salida de una o más tuberías forzadas de conexión a la central. La capacidad de dicho embalse puede permitir cierta capacidad de regulación limitada, generalmente, a unas horas.

#### **4.2.7 Plantas con embalse y obras de derivación en presión.**

Algo más significativas e importantes por la grandiosidad de sus obras son las plantas con embalse y obras de derivación con tuberías y túneles a presión. A esta categoría pertenecen las plantas hidroeléctricas con capacidad elevada de regulación de los caudales, comúnmente ubicadas en los tramos superiores de los ríos, con saltos que pueden alcanzar también 1.500 m.

En general, el esquema de funcionamiento de dichas plantas comprende la "presa de retención" que bloquea el curso de agua creando un embalse y es construida de manera diferente según las condiciones geomorfológicas de la zona, luego, hay una o más galerías de derivación en presión; en su entrada se halla una obra de toma de las aguas desde el embalse y al final de estas galerías se halla una cámara de oscilación o "cámara de compensación". Desde esta obra salen una o más tuberías forzadas que pueden ser realizadas a la intemperie o pueden ser subterráneas.

#### **4.2.8 Obras principales de las plantas hidroeléctricas.**

##### **4.2.8.1 Presas y diques.**

Las presas son obras construidas para bloquear el curso del agua en el lugar elegido previamente para la presa. En lenguaje técnico, se llaman diques a las obras relativamente de altura despreciable que generalmente contienen el aumento excedente del nivel del agua aguas arriba de éstas, dentro de los límites del cauce del río y diques de retención de las obras de mayor altura que además de bloquear el curso del agua, crean un embalse con una capacidad útil para la regulación de los caudales.

Los diques pueden ser del tipo fijo o móvil, según la configuración del cauce de los caudales máximos del curso del agua y de los derivables y según las necesidades de evitar durante las avenidas, reboses excesivos y peligrosos aguas arriba de la obra. Los diques fijos comúnmente están contruidos de mampostería con argamasas y de hormigón armado.

##### **4.2.8.2 Obras complementarias de los depósitos.**

Están representadas por los vertederos, que permiten evacuar los caudales de avenida que llegan al embalse y por las descargas de fondo que permiten evacuar el mismo depósito, de ser necesario.

#### **4.2.8.3 Obras de toma y derivación.**

Con esta denominación, se extienden las obras para llevar las aguas desde el dique o presa hasta la central. Empiezan con una estructura de toma provista de rejas y órganos de interceptación, y continúan con un conducto de derivación, de inclinación más o menos importante, que puede ser de paso - a la intemperie o en galería - o bien constituido por una galería en presión (ésta es la solución elegida de costumbre para las plantas de embalse.)

#### **4.2.8.4 Tuberías forzadas.**

Desde la cámara de compensación o desde la balsa de recogida, salen las tuberías forzadas que llevan las aguas a las máquinas de la central, cubriendo con su notable inclinación, el salto por aprovechar.

Las tuberías forzadas están constituidas generalmente por tuberías metálicas de chapa de acero, raras veces y para saltos no notables (50-100 m.), hormigón armado. Pueden ser instaladas a la intemperie o bien en galerías inclinadas o en pozo vertical. En estos últimos casos, pueden ser sujetadas o menos con hormigón en la roca circunstante, la cual puede contribuir a la resistencia.

#### **4.2.8.5 Central- casa de máquinas.**

La central es el edificio o conjunto de edificios, en que están instalados grupos generadores de energía eléctrica, con sus equipos de protección, mando y control y los diferentes servicios auxiliares.

A la central está conectada una estación de transformación, seccionamiento y salida de las líneas eléctricas.

Las centrales pueden ser realizadas al aire libre, con edificio no enterrado, pueden ser enterrados parcialmente o estar en pozo vertical, pueden ser subterráneas o en caverna;

la elección de un tipo depende del esquema de utilización, de las características geomorfológicas de los terrenos y de un conjunto de otros factores, tales como la incidencia sobre el ambiente. En cuanto a Colombia, por la configuración orográfica del territorio, a menudo se realizaron centrales subterráneas como solución más ventajosa económicamente en la realización de las plantas más importantes.

#### **4.2.8.6 Maquinaria de las centrales.**

La central de una planta hidroeléctrica, es el edificio en que un conjunto de maquinarias u equipos convierten la energía de las aguas en energía mecánica y energía eléctrica.

#### **4.2.8.7 Maquinaria hidráulica las turbinas.**

Una turbina hidráulica esencialmente está constituida por un órgano fijo "el distribuidor" y por uno móvil "la rueda o rodete".

El primero desempeña tres funciones esenciales:

- Dirige el caudal que llega al rodete, dándole el sentido debido, para que la entrada del flujo en el mismo rodete se efectúe con choques y movimientos irregulares mínimos.
- Regula el caudal por medio de los órganos de estrangulación, según la potencia requerida por la maquinaria.

Convierte parcial o totalmente en energía cinética la energía de presión poseída por el caudal. La importancia más o menos grande de esta transformación es el elemento más notable de clasificación de las turbinas hidráulicas.

#### **4.2.9 Descripción de la Central Hidroeléctrica URRRA I.**

La central hidroeléctrica Urra I se encuentra sobre el río Sinú, aproximadamente a 30 Km al sur del municipio de Tierralta, en el departamento de Córdoba. El río Sinú nace en el

nudo de paramillo y recorre 350 Km hasta su desembocadura en el mar caribe. La cuenca cubre un área de 15600 Km<sup>2</sup>.

El conjunto hidroeléctrico de Urra I se compone principalmente de:

- Un embalse de 7400 hectáreas de área y 1740 Mm<sup>3</sup> de volumen.
- Una presa y un dique auxiliar.
- Una casa de máquinas tipo superficial con 4 unidades generadoras de 85 Mw cada una, para un total de 340 Mw.
- Un rebosadero (de flujo libre) tipo canal abierto sin compuertas.
- Obra de desvío (2 túneles), uno de ellos sin descarga de fondo y actualmente taponado con concreto.
- Una estructura de toma tipo rejillas inclinadas y pozos de compuertas.
- Conducción de carga tipo túneles, pozos blindados y tubería de carga superficial.

La casa de máquinas es del tipo superficial, en ella se encuentran instaladas 4 turbinas Francis de 85 Mw, con sus respectivos generadores, transformadores y equipos auxiliares. Ella tiene una altura máxima de 44.0 m., longitud 136.0 m, ancho 22.5 m, la cola de eje de turbinas se encuentra a los 68.0 m.s.n.m. posee 2 puentes grúas con una capacidad del gancho principal de cada uno de 200 ton., la capacidad de los dos ganchos auxiliares es de 32 ton. y 5 ton. La casa de máquinas cuenta con 8 compuertas de descarga de dimensiones 6.20m \* 7.26m cada una, y una grúa pórtico para operación de compuertas con una capacidad de 2\*25 ton.

Se cuenta con dos subestaciones de alta tensión, una de 230 kV. de propiedad de ISA y otra de 110 kV de propiedad de la empresa Urra, están ubicadas a la orilla del río Sinú sobre la margen derecha, cercanas al puente de Puerto Pacheco, que ofrece el paso a Zona 6, y sus veredas. Se han previsto 3 salidas de 230 kV hacia la línea Urabá, Cerro

matoso 1 y Cerro matoso 2. y 3 salidas de 110 kV hacia Tierralta, los servicios auxiliares de casa de máquinas así: de 110 kV a 34.5 kV y 110.kV a 13.8 kV.

#### **4.2.9.1 Equipos esenciales de la Central Hidroeléctrica Urra I.**

##### **4.2.9.1.1 Turbina.**

###### **4.2.9.1.1.1 Partes embebidas de la turbina.**

###### **4.2.9.1.1.2 Caracol (spiral case).**

Está diseñado para proporcionar un flujo uniforme de agua al distribuidor a partir del conducto a presión. El caracol es de sección circular con un desarrollo de  $351^{\circ} 28'$  y con un diámetro de entrada de 5750mm. Tiene un manhole de 650mm de diámetro y una pequeña válvula para verificar si existe agua en el caracol, antes de abrir la puerta del manhole.

###### **4.2.9.1.1.3 Antedistribuidor (stay ring).**

Está diseñado para recibir y transmitir a la obra civil las cargas constantes del peso de la unidad generadora y las cargas variables debidas a la presión de agua en el caracol, el distribuidor y el rodete. El ante-distribuidor es un anillo soldado por dos partes curvadas y con 18 alabes fijos. Las placas curvadas son enfrentadas una a otra con diferentes alturas de tal forma que se asegura la mayor fortaleza para su unión al caracol y se garantiza la continuidad del perfil hidráulico. Los alabes fijos son soldados a las placas curvadas superior e inferior.

###### **4.2.9.1.1.4 Anillo de descarga (discharge ring).**

El anillo de descarga crea la cámara del rodete y sirve para dar forma al flujo aguas abajo del rodete. Está formado por dos secciones que son atornilladas y soldadas para unir las.

#### **4.2.9.1.1.5 Cono de descarga (draft tube cone liner).**

El cono de descarga es un blindaje de acero de forma cónica formado por cuatro partes unidas por soldaduras durante su montaje.

#### **4.2.9.1.1.6 Blindaje del cono de eyección (draft tube pier nose liner).**

El blindaje del cono de eyección está formado de placas de acero soldadas y sirve como protección a la pila de concreto que separa en dos el tubo de descarga de la turbina.

#### **4.2.9.1.1.7 Blindaje del foso de turbina (turbine pit liner).**

El blindaje del foso de turbina es una estructura formada por cuatro secciones de acero roladas y unidas en obra por medio de soldadura y forma una pared lateral de un cilindro metálico que encierra a los mecanismos de la turbina. El blindaje del foso de turbina es colocado sobre el ante-distribuidor y soldado al mismo.

### **4.2.9.2 Mecanismos de trabajo**

#### **4.2.9.2.1 Distribuidor**

El distribuidor sirve para regular el flujo de agua a través de la turbina y la potencia de salida de la unidad generadora. También para impedir el acceso de agua al rodete durante una parada de la unidad.

El distribuidor es un dispositivo cilíndrico con alabes móviles de comportamiento simétrico, está formado por la tapa de turbina, anillo de fondo, alabes móviles, soporte de la chumacera guía, anillo de operación de alabes y mecanismos de operación de alabes.

El diámetro del círculo de los alabes móviles es de 5700 mm y la altura libre de paso de agua en el distribuidor es de 1.485 mm y tiene 20 alabes móviles.

Los principales elementos estructurales del distribuidor son la tapa de turbina y el anillo de fondo, los cuales soportan los esfuerzos radiales y verticales que actúan sobre ellos y sobre los alabes móviles.

#### **4.2.9.2.2 Servomotor.**

Se tienen cuatro servomotores ubicados en el foso de turbina para hacer la rotación de los alabes móviles. Los servomotores son atornillados a las placas de fundación y su fuerza es transferida al concreto (28.3 TN para el cierre y 15.7 TN para apertura).

El diámetro de los pistones es de 300 mm y su carrera de 550 mm, con un PRESIÓN Nominal de 4 Mpa (40Kg/cm<sup>2</sup>).

El servomotor se compone de un cilindro de acero soldado, de dos tapas, de un pistón de acero con tres anillos, de una barra de acero, de una manga de acero con un buje guía de bronce. La manga esta sellada sobre su diámetro exterior con anillos de neopreno.

#### **4.2.9.2.3 Rodete (runner).**

El rodete es un elemento principal de la turbina que convierte la energía de flujo de agua en energía mecánica, la cual provoca el giro del rotor del generador. El rodete es fabricado en acero inoxidable y tiene un diámetro de 4700 mm. Esta construido por soldadura y está formado por la corona, la banda y dieciséis alabes. El rodete es totalmente maquinado y estáticamente balanceado en fábrica.

Para disminuir la presión sobre la tapa de la turbina y de los esfuerzos axiales sobre la chumacera de carga, se prevén orificios de descarga en la corona.

El rodete se asegura al eje de la turbina por medio de 20 pernos de acero que transmiten el troqué y soportan los esfuerzos radiales.

Para reducir las pérdidas de volúmenes de agua en los espacios entre el rodete y la tapa de turbina y el rodete y el anillo de fondo, se colocan sellos tipo laberinto tiene canales para mejorar su eficiencia de sellado.

Los elementos del sello de laberinto expuestos al flujo de agua son hechos de acero inoxidable.

#### **4.2.9.2.4 Eje de la turbina (turbine shaft).**

El eje de la turbina está diseñado para transmitir el torque producido por el rodete de la turbina al rotor del generador.

El eje es forjado en una sola pieza en acero 40 y es de sección tubular con diámetro exterior de 1000 mm y diámetro interior de 750 mm.

#### **4.2.9.2.5 Sello del eje de turbina (shaft seal)**

El sello de flecha está colocado por debajo de la chumacera guía y sirve para impedir el paso de agua que se encuentra en la cámara del rodete y trata de pasar a la tapa de turbina.

El sello de flecha está compuesto de dos sellos uno que sirve durante el funcionamiento de la turbina y otro que sirve cuando esta parada.

El sello de operación es fabricado de carbón grafitado del tipo caras encontradas. Dos anillos de carbón grafitado son el elemento sellante que se mantiene en contacto con un anillo de bronce, por medio de la presión ejercida por los resortes.

Debido a este contacto a presión se produce un desgaste de los anillos de carbón grafito lo que permite garantizar el sellado y permite el izaje del rotor cuando se aplican frenos sin que se alteren la condición de sellado.

La fricción que existe entre los anillos de carbón grafitado y el anillo de bronce es lubricado por agua limpia que tiene que cumplir con las siguientes características. Las partículas suspendidas no deben ser superiores a 10 g/m<sup>3</sup>, el tamaño de las partículas no debe ser superior a 40µm, el flujo de agua debe ser al menos 3 l/s, la presión debe estar entre 1.5 a 30 kg/cm<sup>2</sup>.

#### **4.2.9.2.6 Chumacera guía (guide bearing).**

La chumacera guía es diseñada para mantener centrado el eje de turbina durante su rotación. Es del tipo de segmentos autoalineables y opera dentro de un baño de aceite.

Durante el funcionamiento de la unidad, la chumacera guía soporta las cargas radiales debidas a los desbalanceos mecánicos, hidráulicos y eléctricos de la unidad y no impide el movimiento axial del eje.

#### **4.2.9.2.7 Enfriadores de aceite de la chumacera guía (turbine bearing oil coolers).**

Se tiene cuatro enfriadores de aceite para la chumacera guía sobre la tapa de la turbina cada enfriador esta hecho de tubos de cobre sin costura, cuerpo cilíndrico y tapas y láminas guías interiores.

La alimentación de agua de enfriamiento a los enfriadores se hace a una presión de 2.5 a 3.0 Kg/cm<sup>2</sup>.

#### 4.2.9.1.3 Datos Técnicos de la Central Hidroeléctrica Urra I

---

##### TURBINAS

Tipo	Francis
Cantidad	4
Velocidad nominal	120 rpm
Velocidad de embalamiento	210 rpm
Potencia de Diseño	85.00MW
Caudal de diseño de cada turbina	175,00m3/seg
Descarga mínima para el nivel +128,5	132,60m3/seg
Descarga mínima para el nivel +107.0	107,40 m3/seg
Caída neta máxima	56,44 m
Caída neta diseño	54,41 m
Caída neta mínima	33,62 m

##### GENERADORES

Tipo	Sombrilla
Cantidad	4
Velocidad nominal	120 rpm
Velocidad de embalamiento	210 rpm
Capacidad nominal	92.70MVA
Tensión	13,80kv
Factor de Potencia	0.90
Frecuencia	60 Hz
Numero de Pares de polos	30
Sobre velocidad	210 rpm
Peso rotor	366,00 ton
Peso estator	211,00ton
Peso total del hidrogenerador (Incluye radiadores)	735,00ton

##### TRANSFORMADORES TRIFASICOS

Tipo	ONAF
Cantidad	4
Capacidad	105MVA
Numero de Arrollamientos	3
Frecuencia	60 Hz
Voltaje primario	13,8kv
Voltaje Secundario	13,8kv
Grupo de conexión	Dyo1
Peso Total	150 ton

## INTERRUPTORES DE POTENCIA

### TIPO FXT14

Cantidad	3 por Unidad (total 12)
Temperatura mínima admisible hasta	-25°C
Tensión asignada	Hasta 245kv
Corriente asignada en servicio continuo	Hasta 3150 A
Frecuencia asignada	60Hz
Corriente de corta duración admisible durante 3 seg.	Hasta 31.5 KA

Nivel de Aislamiento asignado (al nivel del mar)

Tensión soportada a nivel industrial	Hasta 460 KV
Tensión soportada tipo choque rayo	Hasta 1050 KV
Poder de corte asignado (cortocircuito simétrico)	Hasta 31.5 KV
Poder de cierre asignado	Hasta 80 KV cresta
Tiempo de apertura asignado	30 ms
Tiempo total del corte	60 ms
Tiempo de cierre asignado	10 ms
Secuencia de maniobra asignada	O – 0.3s CO – 3mn – CO O bien CO – 15s – CO
Resistencia de los contactos principales (contacto nuevo)	50μΩ

Masa volumétrica del SF6

Nominal	7.5 bar ± 0.1 bar
Primer Nivel (P1)	6.4 bar – P2 +0.2 ± 0.05 bar
Segundo Nivel (P2)	6.2 bar ± 0.1 bar

Masa de gas SF6 para 1 aparato tripola

21 kg

Tensiones auxiliares (usuales)

48 – 110 – 125 – 220 – 250 V=

Circuitos de apertura y cierre

220 V

Circuitos de calefacción permanente (y de iluminación)

48 – 110 – 125 – 220 – 250 V=

Motor

220 V 50/60/ Hz

Consumos

Bobina de cierre y apertura

250 W

Calefaccion permanente

2 x 30 W

Calefaccion controlada por termostato

250 W

(si T. amb < - 5°C

<500 W

Motor

## **5. DESARROLLO DEL PLAN DE TRABAJO**

### **5.1 METODOLOGÍA**

Descripción del proceso de análisis de sistemas que se utiliza para implementar las cuatro características básicas que definen y caracterizan un RCM, este proceso será en términos de siete pasos que se han definido como la forma más conveniente de delinear sistemáticamente la información requerida:

#### **5.1.1 Paso 1. Selección del sistema y recopilación de información.**

El nivel de ensamblaje se puede identificar como parte (por ejemplo, engranajes), componente (por ejemplo, válvulas, bombas), sistema (por ejemplo, suministro de vapor, suministro de aire), planta. El sistema se selecciona como un punto de partida para el proceso de RCM ya que tiene más modos de falla para la comparación de clasificaciones de prioridad significativas de recursos de PM limitados. Para la selección del sistema se consideran diversos factores, como grandes acciones o costos de PM, grandes acciones de mantenimiento correctivo o costos, seguridad y cuestiones ambientales. Documentos tales como diagramas de bloques y / o esquemas del sistema, archivos del historial del equipo, manuales del vendedor, manuales de operación del sistema deben ser referidos para la recopilación de información.

**Tabla 2. Taxonomía del Grupo Turbina Generador de la Central Hidroeléctrica Urra I, según ISO-14224:2016 (E)**

INDUSTRIA	CATEGORÍA DEL NEGOCIO	CATEGORÍA INSTALACIÓN	CATEGORÍA DE PLANTA / UNIDAD	SECCIÓN/SISTEMA	SUB UNIDAD	ITEM MANTENIBLE
Nivel: 1	2	3	4	5	6	7
Energía	Generación	Hidroeléctrica	Turbina Tipo Francis	Grupo Turbina Generador Un1. Grupo Turbina Generador Un2. Grupo Turbina Generador Un3. Grupo Turbina Generador un4.	- Sistema de Excitación (04GEX)	- Sección de control y regulación - Instrumentación - Sección de Tiristores - Sección de protección y mando - Transformador de Excitación
					- Control de unidad	- PLC - Tarjetas de I/O

Detalle de la los ítem 6 y 7 de la taxonomía.

Nota: la taxonomía mostrada es para una Unidad (Un1), entendiéndose que la central cuenta con 4 Unidades de generación idénticas y con sistemas independientes.

**Tabla 3. Detalle de la los ítem 6 y 7 de la taxonomía**

SUB UNIDAD Nivel 6	ITEM MANTENIBLE Nivel 7
- Sistema de Excitación (04GEX)	- Sección de control y regulación - Instrumentación - Sección de Tiristores - Sección de protección y mando - Transformador de Excitación (TE1) - Interruptor de campo (QE1)
- Control de unidad	- PLC - Tarjetas de I/O

SUB UNIDAD Nivel 6	ITEM MANTENIBLE Nivel 7
- Sistema de corriente continua 125VDC LBA/LNA/LC	- Inversor - Rectificador - Banco de baterías
- Sistema SAP	- Tanque Acumulador - Tanque sumidero - Motor-bombas M1 - Motor-bombas M2 - Sistema de control - Instrumentación - Tablero de Control del SAP - Bomba P9 - Enfriador de aceite - Solenoide Inyección Aire - Arrancador de bombas - Tuberías y válvulas
- Regulador de Velocidad	- Transductores de posición (71d1, 71d2) - Control velocidad PLC - Control potencia activa PLC - Válvula de distribución principal unidad - Válvula de emergencia - Bloque hidráulico - Sistema de sobre velocidad - Instrumentación sistema regulador de velocidad - Posicionador del distribuidor - Tablero Eléctrico - Tablero Hidráulico
- Turbina	- Rodete - Distribuidor (alabes móviles) - Sistema de potencia hidráulica servomotores - Anti-distribuidor - Tubo de aspiración - Sello del eje unidad - Cojinete (guía turbina) - Instrumentación turbina - Control de turbina - Sello del Eje - Válvulas
- Sistema enfriamiento Aceite cojinete de turbina	- Enfriadores - Tuberías - Instrumentación - Válvulas - Bomba fugas aceite cojinetes
- Sistema de agua de enfriamiento SRG	- Filtro de 3000 micras 0*SRG F1 - Filtro de 3000 micras 0*SRG F2 - Filtro de 3000 micras 0*SRGF3 - Válvula reguladora de presión 0*SRG PR1 - Válvula reguladora de presión 0*SRG PR2 - Filtro de 200 micras 0*SRG F4

SUB UNIDAD Nivel 6	ITEM MANTENIBLE Nivel 7
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Filtro de 40 micras 0*SRG F5</li> <li>- Instrumentación</li> <li>- Válvulas</li> </ul>
- Sistema de frenado	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Control</li> <li>- Micro interruptores</li> <li>- Solenoides</li> <li>- Relés</li> <li>- <b>Frenos</b></li> </ul>
- Generador	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Rotor unidad</li> <li>- Estator unidad</li> <li>- Barras conductoras de generador</li> <li>- Cojinetes (empuje generador y guía generador)</li> <li>- Enfriadores del generador</li> <li>- Instrumentación del generador</li> <li>- Calefacción del generador</li> </ul>
- Sistema de circulación de aceite del generador	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Filtro mecánico de aceite</li> <li>- Filtro magnético de aceite</li> <li>- Tuberías</li> <li>- Enfriadores de aceites</li> <li>- Tanque de circ. Aceite generador</li> <li>- Bomba enfriamiento aceite P6</li> <li>- Bomba enfriamiento aceite P7</li> <li>- Instrumentación</li> <li>- Tablero de Control de Lubricación Cojinetes</li> </ul>
- Sistema contra Incendio Generador	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sensores</li> <li>- Botellas de CO2</li> <li>- Sistema de Control</li> </ul>
- Transformador de potencia	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Tablero control y mando refrigeración</li> <li>- TEC (control electrónico del transformador ABB)</li> <li>- Grupo de refrigeración (radiador y bomba)</li> <li>- Parte activa (núcleo, devanados, aislamiento, aceite)</li> <li>- Cuba principal y tanque conservador</li> <li>- Aisladores</li> <li>- Protecciones</li> <li>- Instrumentación</li> </ul>
- Sistema contra Incendio Transf de potencia	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sensores</li> <li>- Tanque agua</li> <li>- Sistema de Control</li> </ul>
- Control y Protecciones del Grupo	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Protecciones</li> <li>- Tablero de control</li> <li>- Automata</li> </ul>
- Distribución 440V 04LKA	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Interruptores</li> </ul>
- Sistema de Aire Alta Presión	

SUB UNIDAD Nivel 6	ITEM MANTENIBLE Nivel 7
	- Instrumentación - Tubería - Acumulador
- Bahía 230 kv unidad	- Interruptor de Unidad U*** - Seccionador - Transformadores de corriente
- Contadores de Energía	- Contadores de Unidad

#### Análisis de la base de datos de fallas de la Central Urra I.

Rango de Fechas desde: del 11/11/2016 al 01/04/2017.

# Total de registros de fallas: 1615 datos.

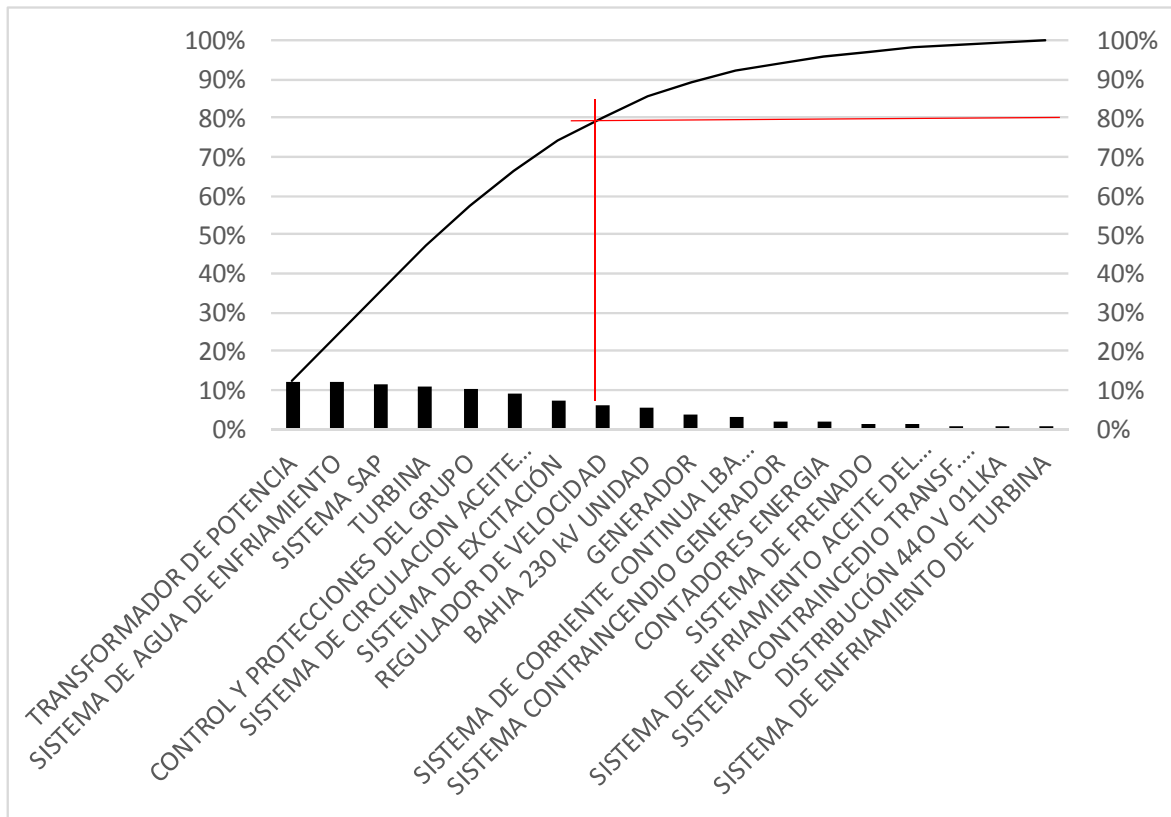
Se realiza una minería de datos sobre la bitácora de fallas, se ordenan y filtran de tal forma que se obtienen los siguientes datos correspondientes a fallas asociadas a los 4 Grupos turbina Generador de la Central.

**Tabla 4. Fallas asociadas a los 4 grupos**

Subunidad nivel 6	# de fallas totales
TRANSFORMADOR DE POTENCIA	86
SISTEMA DE AGUA DE ENFRIAMIENTO	85
SISTEMA SAP	82
TURBINA	82
CONTROL Y PROTECCIONES DEL GRUPO	74
SISTEMA DE CIRCULACION ACEITE GENERADOR	63
SISTEMA DE EXCITACIÓN	52
REGULADOR DE VELOCIDAD	44
BAHIA 230 kV UNIDAD	38
GENERADOR	24
SISTEMA DE CORRIENTE CONTINUA LBA /LNA / LC	21
SISTEMA CONTRAINCENDIO GENERADOR	14
CONTADORES ENERGIA	13
SISTEMA DE FRENADO	8
SISTEMA DE ENFRIAMIENTO ACEITE DEL COJ. TURBINA	7
SISTEMA CONTRAINCEDIO TRANSF. UNIDAD	5
DISTRIBUCIÓN 440 V 01LKA	4
SISTEMA DE ENFRIAMIENTO DE TURBINA	4

Priorización del análisis.

Sub unidades con mayor # de fallas asociados



**Figura 2. Análisis de Pareto 80/20.**

La figura 2 indica que el 80 % de las fallas de la Central Hidroeléctrica asociadas al Grupo Turbina Generador durante el periodo comprendido entre 2006 y 2017 se deben al 20 % de los Sub Unidades (Nivel 6), esta son en su orden son:

Transformador de potencia

Sistema de agua de enfriamiento

Sistema SAP

Turbina

Control y protecciones del grupo

Sistema de circulación aceite generador

Sistema de excitación

**Tabla 5. # de fallas sobre los Ítems mantenibles.**

SUBUNIDAD NIVEL 6	ITEM MANTENIBLE NIVEL 7	# de fallas totales
Transformador de potencia	Tablero control y mando refrigeración	30
	Grupo de refrigeración	35
	Protecciones	10
	Instrumentación	7
	Cuba y tanque conservador	4
Sistema de agua de enfriamiento	Filtro de 40 uc SRG	39
	Válvula reguladora de presión SRG	23
	Instrumentación	13
	Válvulas	5
	Filtro de 3000 uc SRG	3
	Filtro de 200 uc SRG	2
Sistema SAP (Sistema de Aceite Alta Presión)	Motor-bomba M2	13
	Sistema de control	11
	Instrumentación	9
	Motor-bomba M1	9
	Tanque acumulador	9
	Gabinete de control	6
	Acumulador	5
	Arrancador bomba	5
	Tanque sumidero	5
	Solenoides inyección de aire	3
	Tuberías y válvulas	3
	Bomba P9	2
	Captador	1
	Enfriador de aceite	1
Turbina	Instrumentación	69
	Sello eje	2
	Válvulas	2
	Control de turbina	9
Control y protecciones del grupo	Autómata	31
	Protecciones	27
	Tablero de control	16
Sistema de circulación aceite generador	Instrumentación	28
	Tanque	7
	Bomba enfriamiento aceite p6	7
	Tanque de circ. Aceite generador	7
	Bomba enfriamiento aceite p7	5
	Tablero de control	3
	Tablero de control	3
	Filtro mecánico	2
	Filtro magnético	1

SUBUNIDAD NIVEL 6	ITEM MANTENIBLE NIVEL 7	# de fallas totales
Sistema de excitación	Control y regulación	27
	Sección de tiristores	14
	Protección y mando	7
	Instrumentación	2
	Transformador de excitación	2

### 5.1.2 Paso 2. Definición de límites del sistema

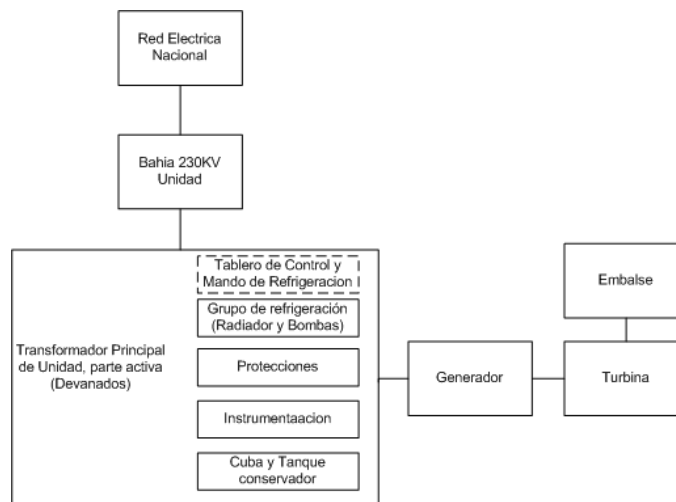
El equipo principal incluido en el sistema se identifica con los límites físicos primarios. La definición precisa de límites es importante para dos aspectos significativos. Primero, asegurarse de que las funciones potencialmente importantes no se descuiden y, en segundo lugar, el límite será un factor determinante para establecer qué entra en el sistema tal como señales de potencia, calor de flujo, etc. (interfaces IN) y qué deja el sistema (OUT interfaces). Esto ayuda a construir un diagrama de bloques funcional.

De acuerdo a los datos de la tabla 5, se selecciona para el desarrollo del modelo el ítem mantenible:

- Tablero de control y mando de la Refrigeración

Límites del sistema ---- :

**Figura 3. Límite del sistema Tablero de control y mando de la refrigeración**



### **5.1.3 Paso 3. Descripción del sistema y diagrama de bloques funcional.**

Se desarrollan cinco elementos de información. Estos son:

(a) Descripción del sistema que revela la descripción funcional, las características de redundancia, las características de protección, etc.

#### **5.1.3.1 Cabinet WAOT-OFAP operating instruction.**

##### **5.1.3.1.1 Diseño.**

El armario de control del sistema de refrigeración (en lo sucesivo, armario) está diseñado para el control automático y manual de las bombas y los motores de los ventiladores del transformador de potencia. El armario es ensamblado según los diagramas de circuitos VBIE 656426, C02-17 ED y VBIE 656426.002-18 ED los cuales proporcionan la conmutación automática de refrigeradores en función de las señales de control durante la operación sin carga del transformador para cambiar la temperatura del aceite y la corriente de carga actual del transformador.

El armario está diseñado para el funcionamiento al aire libre:

- 1) rango de temperatura de  $-1^{\circ}\text{C}$  a  $0^{\circ}\text{C} + 45^{\circ}\text{C}$
- 2) altitud sobre el nivel del mar no más de 1000m
- 3) humedad relativa 100% a  $+ 35^{\circ}\text{C}$
- 4) desviación del gabinete desde la posición vertical no más que a cualquier lado  $5^{\circ}$
- 5) modo de funcionamiento - continuo
- 6) medio ambiente no explosivo

#### **CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS**

- Voltaje de la fuente de alimentación 440V a.c. 60Hz
- Tensión del circuito de control 220V a.c 60Hz
- Circuitos de control comunes y señalización 125V d.c

- Nivel de protección de la carcasa del armario IP54
- Equipo de gabinete resistente a la carga vibratoria con valor no superior a 0,7 g a la frecuencia de vibración forzada no más de 25Hz
- Entrada resistente al cortocircuito, valor de amplitud de la corriente de sobretensión 16kA.

#### **5.1.3.1.2 Diseño y composición del armario**

El armario es un dispositivo completo que consiste en una carcasa de metal, un equipo eléctrico y terminales conectados por conductores.

La carcasa del armario es una estructura soldada que protege de la entrada de polvo y agua en el interior. La abertura de la puerta está sellada con una tira de goma. En la cubierta de la carcasa desde el exterior hay orejetas que se deslizan para levantar el gabinete. Para la comunicación de la cámara interna del gabinete con la atmósfera durante el funcionamiento, hay dos prensaestopas en la cubierta del gabinete conectados por un manguito de metal. En las paredes laterales desde el exterior de la carcasa, hay protuberancias para poner a tierra el armario. La puerta del armario está provista de cerraduras, que se cierran por medios del mango de la llave. La conmutación del gabinete está en el panel rotativo y es desmontable.

#### **5.1.3.1.3 Designación principal del equipo instalado en el armario:**

- Disyuntores automáticos QF1, QF2, QF3 en los bornes de la fuente de alimentación para su protección contra las corrientes de cortocircuito.
- Interruptores automáticos SF, SF1, SF2 para la protección del circuito de control.
- Interruptores automáticos SF4...SF9 para bombas eléctricas y motores de los ventiladores, dan protección individual contra corrientes de cortocircuito, sobre corrientes y modos de fase imperfecta.

- Switch SA1 para la selección del modo de fuente de alimentación del armario.
- Switch SA2 para seleccionar el modo de operación del sistema de alarma.
- Switch SA3, SA4 para seleccionar el modo de operación del enfriador (operación, reserva, control manual de los motores de los ventiladores y electrobombas).
- Switch SA5, SA6 para seleccionar el modo de operación del enfriador acc para controlar la señal.
- Magnetic Starters KM4....KM9 para la conexión y desconexión directa de motores de ventiladores y electrobombas.
- Transformador TV para el suministro de energía del equipo del circuito de control.
- Relé piloto (intermedio) KL...para varias operaciones intermedias.
- Resistencias R4..R9 utilizadas como elementos de calentamiento para funcionamiento del armario.
- Resistencia R10 para pre secado del equipo
- Lámpara EL para encender el armario que se enciende manualmente por el interruptor SC
- -Relé KV1 para monitoreo de voltaje trifásico
- Zócalo XS para la conexión externa de equipos con carga no mayor de 6A

#### **5.1.3.1.4 Operación del armario.**

El voltaje de la fuente de alimentación de a.c es dado por los terminales A1, B1, C1 y desde una fuente de reserva suministrados a los terminales A2, B2, C2.

El voltaje de operación de la fuente de alimentación es monitoreado por el relé KV1. El cambio a la fuente de alimentación de reserva es llevado automáticamente cuando el switch SA1 está en posición "Automatic". El voltaje desde la fuente de alimentación de d.c es dado a los terminales del switch automático SF3.

La Iluminación de espacio interno del armario se realiza por medio de una lámpara EL estacionaria instalada en el armario. El switcheo on y off se hace mediante el interruptor SC.

Calentamiento del gabinete. El calentamiento del armario se realiza por medio de elementos de calentamiento (resistencias R4...R9) cuya operación se controla mediante un relé BT sensible a la temperatura. El cambio de elementos de calentamiento se realiza cuando la temperatura del aire en el gabinete cae  $+10^{\circ}\text{C}$ .

Control automático de enfriadores del sistema de enfriamiento. Los diagramas de circuitos VBIB 656426.002-17 ED y VBIE 656426.002-18 ED proporcionan la intercambiabilidad de todos los refrigeradores del sistema de refrigeración

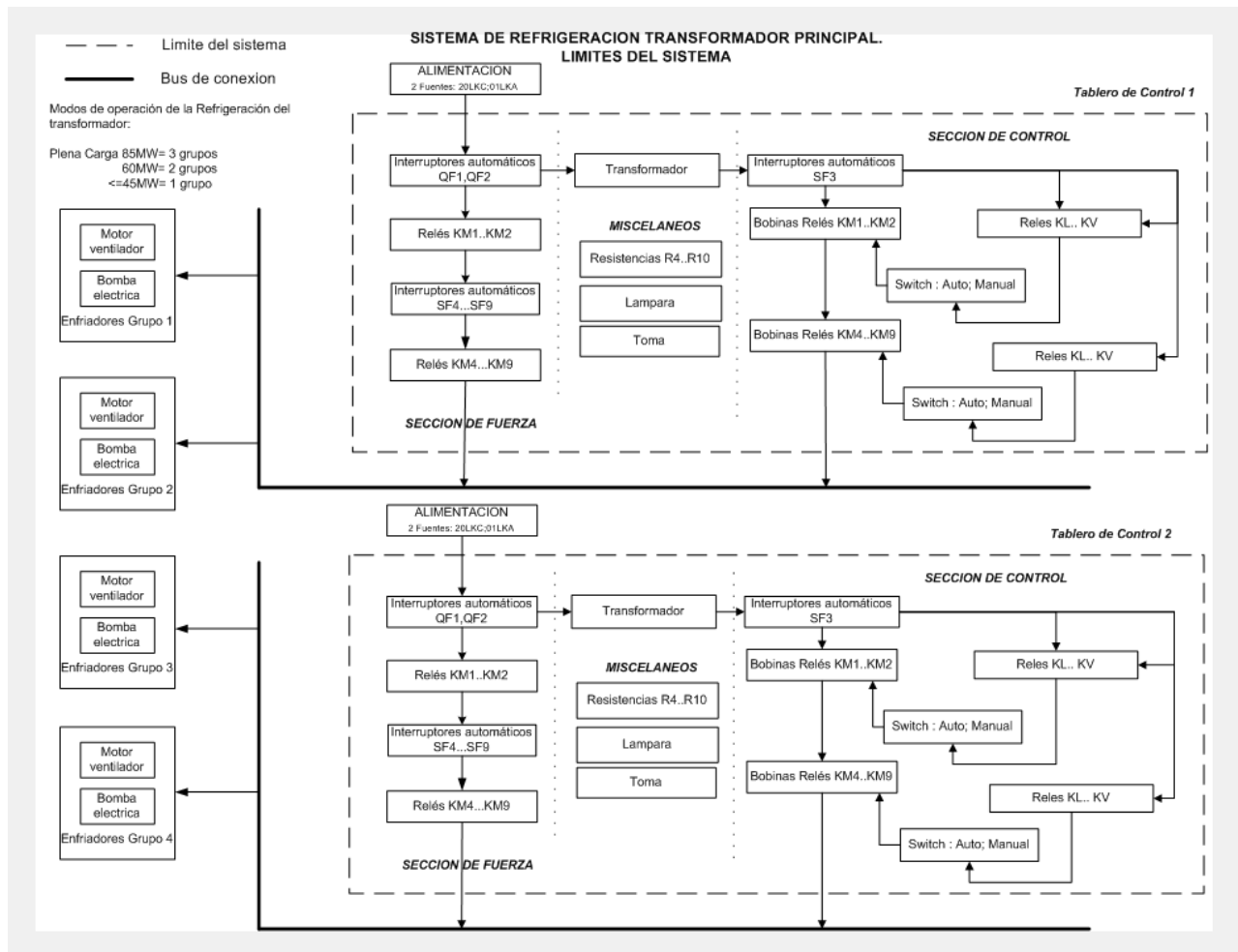
- cualquier refrigerador puede estar es servicio o funcionar como reserva.
- Cada enfriador de trabajo puede operar con cualquier señal de control.
- El algoritmo de operación del sistema de enfriamiento proporciona la disponibilidad de tres enfriadores de trabajo y uno reservado.
- un enfriador de trabajo se enciende cuando el transformador está sin carga.
- un enfriador de trabajo que se enciende cuando la carga alcanza el valor de  $0,4I_n$  (Corriente nominal).
- un enfriador de trabajo que se enciende cuando la carga alcanza el valor de  $0,75 I_n$ .
- el encendido de los motores de los ventiladores se realiza cuando la temperatura de aceite caliente alcanza los  $40^{\circ}\text{C}$
- La selección del modo de funcionamiento de los refrigeradores se realiza mediante los interruptores SA3 (SA4), SA5 (SA6) según la demanda del cliente.
- Control automático de los enfriadores reservados del sistema de refrigeración. Debido al cierre del funcionamiento de cualquier enfriador de trabajo, se realiza la conmutación automática al enfriador de reserva.

- Control manual de los motores del sistema de enfriamiento. La conmutación manual de las bombas y los motores de los ventiladores se realiza cuando la palanca de control de los interruptores SA3, SA4 se coloca en la posición "Manual", y disyuntores automáticos SF4...SF9 en posición "ON". La desconexión manual de las bombas y los motores de los ventiladores se realiza cuando la manija de control de los interruptores o los interruptores automáticos se ajustan en la posición "OFF".
- Señalización. La señalización del armario permite detectar fallas del sistema de refrigeración con indicación tanto en el propio armario (posición del interruptor de palanca SA2 "Local") como en circuitos externos (posición del interruptor de palanca SA2 "Remoto"). Cuando el interruptor SA2 está en la posición "Local", entonces mediante luces indicadoras se dan las siguientes señales:
  - a) Fuente de alimentación principal y de reserva off.
  - b) Todas las electrobombas eléctricas en off;
  - c) Calentador está on.
  - d) Calentador está off.
  - e) Electrobombas en "on";
  - f) Electrobombas en off en caso de emergencia
  - g) La fuente de alimentación de reserva está activada;
  - h) Los circuitos de control y la calefacción están apagados;
  - i) El enfriador de reserva no se ha encendido
- Cuando el interruptor SA2 está en la posición "Remoto", se dan las siguientes señales:
  - 1) Sistema de enfriamiento "on"
  - 2) Falla del sistema de enfriamiento
  - 3) Desconexión del sistema de refrigeración.
  - 4) Encendido y apagado de la calefacción del armario

Cuando el interruptor SA2 está en la posición "Prueba de funcionamiento", es posible verificar el funcionamiento de las luces indicadoras (en esta posición, todas ellas deberían estar funcionando).

(b) Diagrama de bloques funcionales que indica la representación de alto nivel de las principales funciones del sistema. y (c) Interfaces de entrada / salida

**Figura 4. Diagrama de bloques sistema de refrigeración.**



(d) Estructura de descomposición del trabajo del sistema (SWBS) para describir la compilación de las listas de equipos para cada subsistema funcional en el diagrama de bloques funcionales.

**Tabla 6 Estructura de descomposición. SWBS**

Equipo	Sistema de Control de la Refrigeración del Transformador Principal de unidad		
Subunidad	Sección de Fuerza	Sección de Control	Misceláneos
Ítems mantenibles	Interruptores automáticos QF1, QF2	Interruptores automáticos SF SF1, SF2	Resistencias R4...R10
	Relés KM1...KM2	Bobinas de relés KM1...KM2	Lámpara
	Interruptores automáticos SF4...SF9	Bobinas de relés KM4...KM9	Toma
	Relés KM4...KM9	Relés KL...KV	Bus de conexión
	Transformador	Switchs	Borneras

(e) Historial de fallas del equipo durante los últimos 2 o 3 años.

Análisis de la base de datos de fallas de la Central Hidroeléctrica Urra I.

Rango de Fechas desde: del 11/11/2006 al 01/04/2017.

# Total de registros de fallas: 1615 datos.

Se realiza una minería de datos sobre la bitácora de fallas, se ordenan y filtran de tal forma que se obtienen los siguientes datos correspondientes a fallas asociadas a los 4 Grupos turbina Generador de la Central.

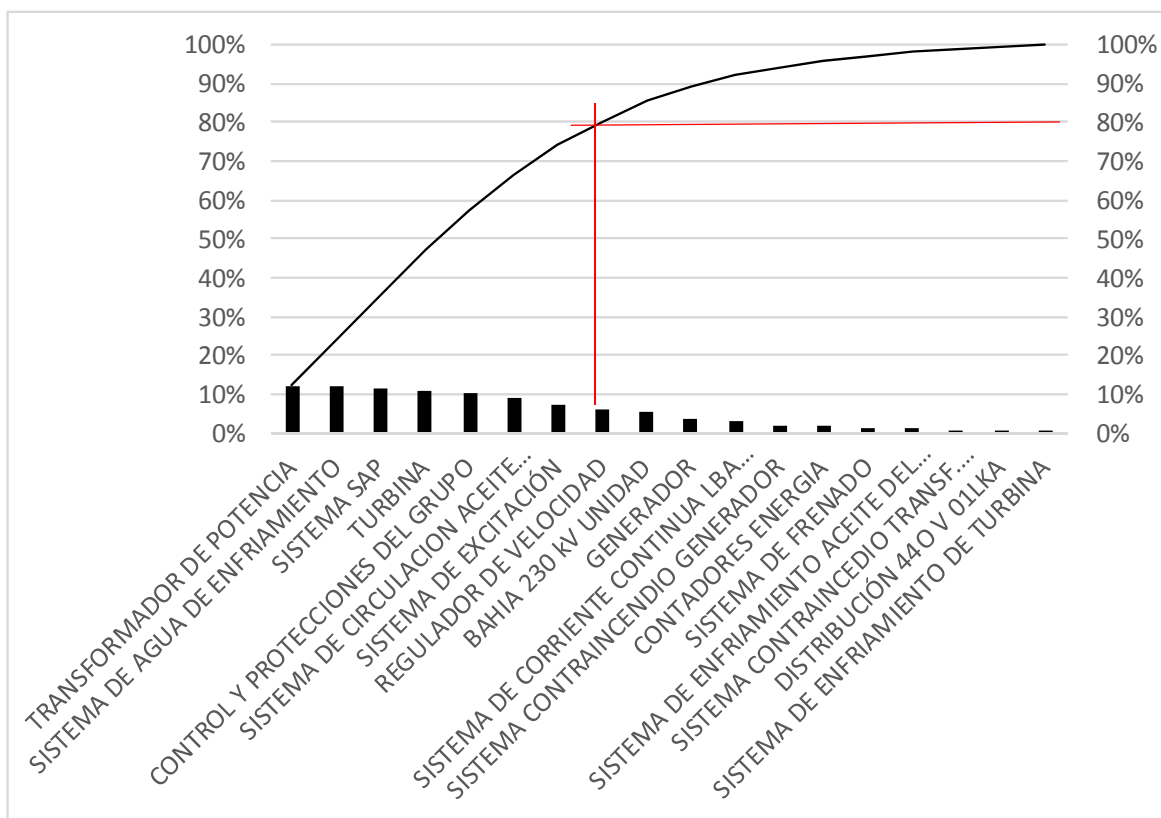
**Tabla 7. # de falla por sistemas**

Subunidad nivel 6	# de fallas totales
TRANSFORMADOR DE POTENCIA	86
SISTEMA DE AGUA DE ENFRIAMIENTO	85
SISTEMA SAP	82
TURBINA	82
CONTROL Y PROTECCIONES DEL GRUPO	74
SISTEMA DE CIRCULACION ACEITE GENERADOR	63
SISTEMA DE EXCITACIÓN	52
REGULADOR DE VELOCIDAD	44
BAHIA 230 kV UNIDAD	38
GENERADOR	24
SISTEMA DE CORRIENTE CONTINUA LBA /LNA / LC	21
SISTEMA CONTRAINCENDIO GENERADOR	14
CONTADORES ENERGIA	13
SISTEMA DE FRENADO	8

Subunidad nivel 6	# de fallas totales
SISTEMA DE ENFRIAMIENTO ACEITE DEL COJ. TURBINA	7
SISTEMA CONTRAINCEDIO TRANSF. UNIDAD	5
DISTRIBUCIÓN 440 V 01LKA	4
SISTEMA DE ENFRIAMIENTO DE TURBINA	4

Priorización del análisis.

Sub unidades con mayor # de fallas asociados



**Figura 2. Análisis de Pareto 80/20.**

La figura 2 indica que el 80 % de las fallas de la Central Hidroeléctrica asociadas al Grupo Turbina Generador durante el periodo comprendido entre 2006 y 2017 se deben al 20 % de los Sub Unidades (Nivel 6), esta son en su orden son:

Transformador de potencia  
 Sistema de agua de enfriamiento  
 Sistema SAP  
 Turbina  
 Control y protecciones del grupo  
 Sistema de circulación aceite generador  
 Sistema de excitación

Para las fallas del transformador de potencia tenemos que la mayor de ellas se debe a fallas asociadas al control y mando de la refrigeración del transformador como se muestra:

**Tabla 8. Fallas del transformador de potencia**

Fallas del Transformador de Potencia	
Subsistema asociado	# de Fallas
Tablero control y mando refrig	15
Ventiladores	13
Accesorios	10
Ventiladores	10
Protecciones	9
Motores	9
Instrumentación	8
Grupo de refrigeración	7
Cuba y tanque conservador	5

#### 5.1.4 Paso 4. Función del sistema y fallas funcionales.

La información en los pasos anteriores proporciona la base para definir las funciones del sistema. Esto es necesario para satisfacer el primer principio de RCM para preservar las funciones del sistema. El desarrollo de las interfaces OUT constituye la principal fuente de información para las funciones del sistema. Los enunciados de funciones se desarrollan para cada subsistema funcional al capturar cada interfaz de salida. En las

declaraciones de falla funcional, el foco está en la pérdida de funciones que no están en el equipo.

**Tabla 9 Función del sistema y falla funcional**

SUBUNIDAD	ITEM MANTENIBLE NIVEL 6 ELEMENTO DE ESTUDIO	Cód. Func.	Función	Cód. FF	Descripción Falla Funcional
SECCION DE FUERZA	INTERRUPTORES AUTOMATICOS QF1,QF2	1	Proteger el los componentes del tablero de control de refrigeración contra corriente de cortocircuito $\geq$ 160 Amp ,440VAC, 60Hz	1	Incapaz de proteger los circuitos con corrientes mayores a 160Amp
	INTERRRUPTORES AUTOMATICOS SF4..SF9	2	Protección individual de cada motor de sobre corrientes mayores a 160Amp, 440VAC, 60Hz	2	Incapaz de proteger los motores de sobre corrientes mayores a 160Amp
	RELES KM1...KM2	3	Seleccionar la fuente de alimentación, indistintamente si es principal o respaldo con un voltaje de operación de 440VAC y control a 220VAC	3	Incapaz de conmutar entre las fuentes de alimentación
	RELES KM4...KM9 (Magnetic starter)	4	Permitir la conexión y desconexión directa de los motores de los ventiladores y electrobombas a 220V, 160Amp.	4	Incapaz de arrancar un motor o una electrobomba
	TRANSFORMADOR	5	Bajar el nivel de voltaje de 440 a 220V para el suministro de energía al circuito de control	5	Incapaz de arrancar cualquiera de los motores o electrobomba
SECCION DE CONTROL	INTERRUPTORES AUTOMATICOS SF SF1 SF2	6	Proteger en el tablero de control de refrigeración los circuitos de control de sobre corrientes mayores a 220V, 6.3Amp	6	Incapaz de proteger los circuitos con corrientes mayores a 6.3Amp
	BOBINAS DE RELES KM1...KM2	7	Actuador del contacto de KM1...KM2, permite el cierre del contacto por el lado de alta tensión con un bajo voltaje.	7	Incapaz de actuar lo relés KM1..KM4, y conmutar las fuentes de alimentación
	BOBINAS DE RELES KM4...KM9	8	Actuador del contacto de KM4...KM9, permite el cierre del contacto por el lado de alta tensión con un bajo voltaje.	8	Incapaz de actuar lo relés KM4..KM9, y conmutar las fuentes de alimentación
	RELES KL..KV	9	Supervisar el voltaje (KV), y permitir la correcta señalización del control (KV)	9	Incapaz de supervisar si hay tensión en el circuito
MISCELANEOS	SWITCH	10	seleccionar lo modos de operación del enfriador	10	incapaz de conmutar entre los diferentes modos de operación del sistema de refrigeración del transformador
	RESISTENCIAS	11	Calentar el interior del armario a una temperatura de 50°C	11	Incapaz de mantener una temperatura de 50° en el interior del tablero
	LAMPARA	12	Iluminar el armario de control	12	Incapaz de iluminar el armario

SUBUNIDAD	ITEM MANTENIBLE NIVEL 6 ELEMENTO DE ESTUDIO	Cód. Func.	Función	Cód. FF	Descripción Falla Funcional
	TOMA	13	Permitir la conexión de equipos externos al sistema con voltaje de 220V y 6Amp.	13	Incapaz de suministrar voltaje a equipos externos
	BUS DE CONEXIÓN	14	Transportar la corriente y suministrar el voltaje de los circuitos	14	Incapaz de transportar la corriente a los circuitos
	BORNERAS	15	Derivar la energía proveniente de los diferentes circuitos	15	Incapaz de entregar el voltaje y la corriente a los diferentes circuitos del sistema

### 5.1.5 Paso 5. Normas para implementar el análisis de modos de falla, efectos y criticidad-FMECA.

Descripción del contenido de cuatro (4) normas internacionales relacionadas con FMECA (failure modes effects and criticality analysis):

MIL-STD-1629A. Military standard. Procedures for performing a failure mode, effects and criticality analysis. (Defense, 1980) Esta norma data del año 1980 y fue creada para aplicaciones netamente militares, dentro de su contenido se referencian a otras normas militares de difícil consecución y consulta.

NTP 679. Notas técnicas de prevención, análisis modal de fallos y efectos. AMFE. Las NTP son guías de buenas prácticas. Sus indicaciones no son obligatorias salvo que estén recogidas en una disposición normativa vigente.

SAE J-1739. Potential failure mode and effects analysis FMEA. Norma aplicable en el sector automotriz principalmente en la etapa de diseño de equipos.

IEC 60812:21)06. Analysis Techniques for System Reliability. Part 2 Procedure for failure mode and effects analysis. Esta norma fue creada para ser aplicada en el sector de las tecnologías eléctrica y electrónica. Sin embargo, la misma norma establece en el numeral 7. Aplicaciones, que es un método inicialmente adaptado al estudio de fallas en

materiales y equipos y que puede ser aplicado a categorías de sistemas basado en diferentes tecnologías (eléctrica, mecánica, hidráulica, etc) y combinaciones de tecnologías, o esta puede ser específica para piezas particulares de equipos, para sistemas o para proyectos. También establece que cada usuario determina cómo y con qué propósito FMEA/FMECA es usado dentro de su propia disciplina técnica. Esta puede ser usada sola o para complementar y soportar otros métodos de análisis de criticidad. Por último en el numeral 7.2 establece beneficios de aplicar dicha norma, entre los cuales se destacan:

- Para identificar fallas, que ocurriendo solas o en combinación, tienen un efecto inaceptable o significativo y para determinar los modos de falla los cuales pueden seriamente afectar la operación esperada o requerida.
- Para asegurar que el programa de pruebas desarrollado puede detectar modos de falla potenciales.
- Para asistir en la definición de varios aspectos de la estrategia de mantenimiento preventivo y programación.

#### **5.1.5.1 Criterios para la elaboración de la matriz de criticidad.**

La Matriz de Criticidad para el Análisis de Modos de Efectos y Criticidad FMECA se elabora considerando indicaciones dadas en la Norma IEC 60812 "Criticality Matriz". Se define para el eje X la Severidad y para el eje Y la probabilidad de ocurrencia. Para las consecuencias se definen las siguientes categorías:

Personas.

Costos de Reparación.

Pérdida de Generación.

Estas categorías son consideradas las más relevantes para determinar una consecuencia de un modo de falla en particular quedando la posibilidad de anexar o eliminar una o más categorías si así se requiere.

La severidad incrementa en orden ascendente de 1 a 5 en donde el # 5 representa la más alta, por ejemplo para la categoría de personas hace referencia a pérdidas humanas (muerte) tiene un valor o ranking de 5.

El valor numérico de la severidad será definido por la categoría de consecuencia de mayor valor, no se tomara el promedio entre categorías.

#### **5.1.5.2 Definición de valor numérico de la severidad por categorías:**

**A. *Personas*:** Se define como máxima consecuencia muerte de personas y mínima como insignificante (Norma NTC 5254)

Consecuencias de la Categoría:

1. Ningún daño a personas
2. Tratamiento de primeros auxilios.
3. Requiere tratamiento Médico. Revisión por especialista.
4. Lesiones Grandes, incapacidad prolongada por más 60 días
5. Muerte.

**B. *Costo de Reparación*:** Se considera que una afectación mayor al 30% del histórico del presupuesto de repuestos anual (\$1500.000.000) impacta significativamente los recursos destinado por URRSA SA ESP para Mantenimiento, portante se le asigna a este valor la mayor severidad, por tanto los valores para los diferentes niveles de severidad se distribuyen en rango de acuerdo a este % Consecuencias de la Categoría

1.  $\leq 1\%$  Presupuesto Anual de Repuestos (\$15.000.000).
2. Mayor al 1% y menor del 5% del Presupuesto Anual de Repuestos ( $15.000.000 < x < 75.000.000$ ).
3. Mayor al 5% y menor del 10% del Presupuesto Anual de Repuestos ( $75.000.000 < x < 150.000.000$ ).
4. Mayor al 10% y menor del 30% del Presupuesto Anual de Repuestos ( $150.000.000 < x < 360.000.000$ ).
5. Mayor al 30% del Presupuesto Anual de Repuestos ( $x > 360.000.000$ ).

**C. Pérdida de Generación.** Para la máxima valoración de esta categoría se tiene en cuenta a partir de qué valor en días de indisponibilidad por una falla, se afecta la meta de disponibilidad anual del objetivo de calidad, esto se afecta a partir del 8vo día de indisponibilidad por falla, a partir de este valor se distribuye el rango en 5 valores.

1. No hay interrupción de la generación.
2. Interrupción de la generación  $< 1$  hora
3. Interrupción de la generación entre 1 a 24 horas.
4. Interrupción de la generación entre 1 y 8 días
5. Interrupción de la generación  $> 8$  días.

Se pueden crear nuevas categorías para anexar a la matriz de tal manera que se cubran aspectos no considerados y que requieran de atención.

#### **5.1.5.3 Definición de valor numérico de la frecuencia.**

Para la frecuencia o probabilidad de ocurrencia se parte del histórico de la Central, en el cual hay fallas que al menos se han presentado 1 vez en 10 años, a partir de acá, se distribuye para un total de 5 valores numéricos.

1. Sucede al menos 1 vez x mes
2. Sucede entre 1 mes y 12 meses
3. Sucede entre 1 y 2 años
4. Sucede entre 2 a 10 años
5. Sucede con una frecuencia mayor a 10 años

#### **5.1.5.4 Definición de valor numérico de la probabilidad de detección del modo de falla**

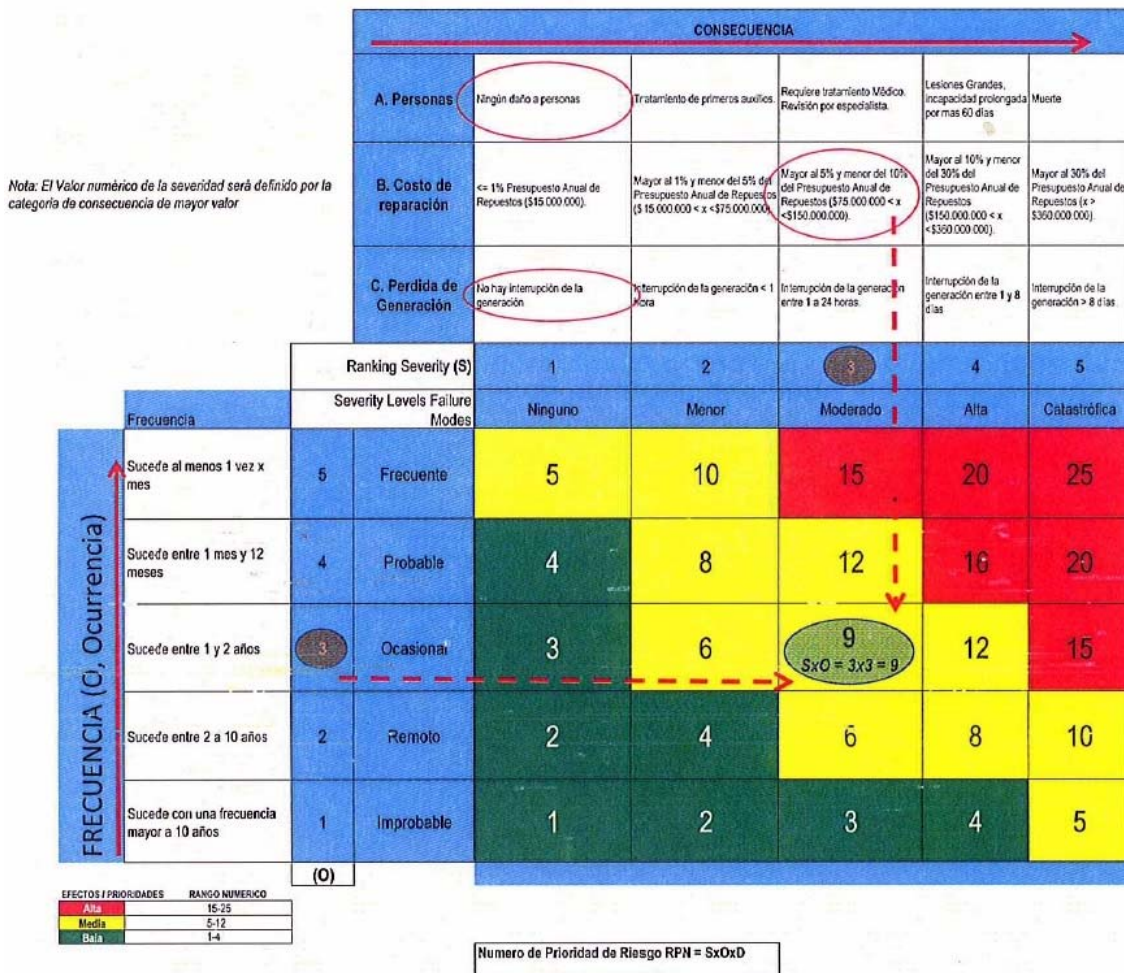
Se consideran 5 valores de ranking para guardar la proporcionalidad con la estructura de la matriz, tomados de la tabla 6. De la Norma IEC 60812

1. Muy alta probabilidad de que los controles actuales detectarán un mecanismo / causa potencial y su modo de falla consecuente.
2. Alta probabilidad de que los controles actuales detectarán un mecanismo / causa potencial y su modo de falla consecuente.
3. Moderada probabilidad de que los controles actuales detectarán un mecanismo / causa potencial y su modo de falla consecuente.
4. Baja probabilidad de que los controles actuales detectarán un mecanismo / causa potencial y su modo de falla consecuente.
5. Remota probabilidad de que los controles actuales detectarán un mecanismo / causa potencial y su modo de falla consecuente.

#### **5.1.5.5 Definición de códigos de colores para las prioridades**

Se consideran 6 posibilidades a las cuales se les asigna un color rojo lo referente a prioridad Alta, 11 para Media y 8 para Baja, de tal manera que se guarde las proporciones de la Matriz

Figura 5. Matriz de equipos de falla funcional



### 5.1.5.6 FMEA

En este caso, los modos de falla del componente específico (cómo debe fallar el componente para producir falla funcional) y la causa raíz (razón básica) para cada modo de falla se definen, inicialmente. Finalmente, la consecuencia del modo de falla se realiza en tres niveles de consideración, localmente a nivel de componente, a nivel de sistema y nivel de planta. Las dos razones principales para realizar el análisis de efectos son (1) asegurar que el modo de falla en cuestión realmente tenga una relación potencial con el

fallo funcional que se estudia, e (2) introducir un examen inicial de modos de falla que no sean perjudiciales.

**Tabla 10. FMEA Para los componentes del tablero de control de la refrigeración del transformador de unidad**

ITEM MANTENIBLE	Cód. Func.	Función	Cód. FF	Descripción Falla Funcional	Cód.. MF	Modo de Falla	Descripción Efectos	Falla oculta
INTERRUPTORES AUTOMATICOS QF1,QF2	1	Proteger el los componentes del tablero de control de refrigeración contra corriente de cortocircuito $\geq$ 160 Amp ,440VAC, 60Hz	1	Incapaz de proteger los circuitos con corrientes mayores a 160Amp	1.1	Interruptor pegado por sulfatación	Origina un pto caliente que suelda el contacto, lo que causa la no apertura ante un corto o una sobre corriente. La no actuación puede originar que todo el cableado se queme.	SI
					1.2	Interruptor con falla de aislamiento	corto cto o lesión a una persona por contacto directo o indirecto	SI
					1.3	Interruptor con falla de contactos	desbalance de voltaje, sobrecorriente en 2 fases daño a motores	SI
INTERRRUPTORES AUTOMATICOS SF4..SF9	2	Protección individual de cada motor de sobrecorrientes mayores a 160Amp, 440VAC, 60Hz	2	Incapaz de proteger los motores de sobrecorrientes mayores a 160Amp	2.1	Interruptor pegado por sulfatación	originar un pto caliente que suelda el contacto no abre y ante un corto o una sobre corriente no actúa y se puede quemar todo el cableado	
					2.2	Interruptor con falla de aislamiento	corto cto o lesión a una persona por contacto directo o indirecto	SI

ITEM MANTENIBLE	Cód. Func.	Función	Cód. FF	Descripción Falla Funcional	Cód.. MF	Modo de Falla	Descripción Efectos	Falla oculta
					2.3	Interruptor con falla de contactos	desbalance de voltaje, sobrecorriente en 2 fases daño a motores	SI
RELES KM1...KM2	3	Seleccionar la fuente de alimentación, indistintamente si es principal o respaldo con un voltaje de operación de 440VAC y control a 220VAC	3	Incapaz de conmutar entre las fuentes de alimentación	3.1	Relés con falla de contactos	desbalance de voltaje, sobrecorriente en 2 fases daño a motores	SI
RELES KM4...KM9 (Magnetic starter)	4	Permitir la conexión y desconexión directa de los motores de los ventiladores y electrobombas a 220V, 160Amp.	4	Incapaz de arrancar un motor o una electrobomba	4.1	Relés con falla de contactos	Desbalance de voltaje, sobrecorriente en 2 fases daño a motores o electrobomba.	SI
TRANSFORMADOR	5	Bajar el nivel de voltaje de 440 a 220V para el suministro de energía al circuito de control	5	Incapaz de arrancar cualquiera de los motores o electrobomba	5.1	Espiras abiertas	No hay control sobre la refrigeración del transformador	SI
					5.2	Espiras en corto	No hay control sobre la refrigeración del transformador	SI
INTERRUPTORES AUTOMATICOS SF1 SF2	6	Proteger en el tablero de control de refrigeración los circuitos de control de sobrecorrientes mayores a 220V, 6.3Amp	6	Incapaz de proteger los circuitos con corrientes mayores a 6.3Amp	6.1	Interruptor pegado por sulfatación	Origina un pto caliente que suelda el contacto, lo que causa la no apertura ante un corto o una sobre corriente. La no actuación puede originar que todo el cableado se quem.	SI

ITEM MANTENIBLE	Cód. Func.	Función	Cód. FF	Descripción Falla Funcional	Cód. MF	Modo de Falla	Descripción Efectos	Falla oculta
					6.2	Interruptor con falla de aislamiento	corto cto o lesión a una persona por contacto directo o indirecto	SI
					6.3	Interruptor con falla de contactos	desbalance de voltaje, sobrecorriente en 2 fases daño a los circuitos	SI
BOBINAS DE RELES KM1...KM2	7	Actuador del contacto de KM1...KM2, permite el cierre del contacto por el lado de alta tensión con un bajo voltaje.	7	Incapaz de actuar lo relés KM1..KM4, y conmutar las fuentes de alimentación	7.1	Bobinas de relés abiertas	no hay cierre de contacto y no hay fuerza de 440, hay el contacto	SI
					7.2	Bobinas de relés en corto	no hay cierre de contacto y no hay fuerza de 440, hay el contacto	SI
BOBINAS DE RELES KM4...KM9	8	Actuador del contacto de KM4...KM9, permite el cierre del contacto por el lado de alta tensión con un bajo voltaje.	8	Incapaz de actuar lo relés KM4..KM9, y conmutar las fuentes de alimentación	8.1	Bobinas de relés abiertas	no hay cierre de contacto y no hay fuerza de 220v, para orden de arranque de un motor o electrobomba	SI
					8.2	Bobinas de relés en corto	no hay cierre de contacto y no hay fuerza de 220v, para orden de arranque de un motor o electrobomba	SI
RELES KL..KV	9	Supervisar el voltaje (KV), y permitir la correcta señalización del control (KV)	9	Incapaz de supervisar si hay tensión en el cto	3.1	Relés con falla de contactos	desbalance de voltaje, no hay actuación sobre el circuito de control	SI

ITEM MANTENIBLE	Cód. Func.	Función	Cód. FF	Descripción Falla Funcional	Cód.. MF	Modo de Falla	Descripción Efectos	Falla oculta
SWITCH	10	seleccionar lo modos de operación del enfriador	10	incapaz de conmutar entre los diferentes modos de operación del sistema de refrigeración del transformador	10.1	Switch con falla de contactos	Al alternar entre los modos de operación, no realiza el algoritmo de control	SI
RESISTENCIAS	11	Calentar el interior del armario a una temperatura de 50°C	11	Incapaz de mantener una temperatura de 50° en el interior del tablero	11.1	Resistencias abiertas	Condensación y aumento de la humedad con formación de sulfatos en contactos eléctricos	SI
LAMPARA	12	Iluminar el armario de control	12	Incapaz de iluminar el armario	12.1	Lámpara quemada	No hay iluminación en el interior del tablero al abrirlo para inspecciones.	SI
TOMA	13	Permitir la conexión de equipos externos al sistema con voltaje de 220V y 6Amp.	13	Incapaz de suministrar voltaje a equipos externos	13.1	Toma roto o contacto flojo	No hay voltaje en el toma	SI
BUS DE CONEXIÓN	14	Transportar la corriente y suministrar el voltaje de los circuitos	14	Incapaz de transportar la corriente a los circuitos	14.1	cable roto	Sin voltaje	SI
					14.2	corto	Sin voltaje	SI
BORNERAS	15	Derivar la energía proveniente de los diferentes circuitos	15	Incapaz de entregar el voltaje y la corriente a los diferentes circuitos del sistema	15.1	Borne flojo	Calentamiento localizado	SI

### 5.1.5.7 Valoración de los modos de falla históricos desde 2006 a 2017.

Datos tomados de la bitácora de fallas de los ítems mantenibles del control del sistema de refrigeración del transformador principal de Unidad y valoración de la criticidad mediante la matriz y determinación de la actividad de mantenimiento

**Tabla 11. Valoración de los modos de Falla**

			Cada Años						
			(O)	(S)	SxO	D	RPN		
	#Fallas	MTBF (días)							
RELES KM4..KM9 (Magnetic starter)	2,00	---							
RELES KM4..KM9 (Magnetic starter)		1324	0,28	3,6	2,00	3,00	6	3,00	18,00
RELES KM1...KM4	1	---	0,10	10	2,00	3,00	6	3,00	18,00
INTERRUPTORES AUTOMATICOS SF4..SF9	10,00	---	1,10	0,9	4,00	3,00	12	3,00	36,00
INTERRUPTORES AUTOMATICOS SF4..SF9		142							
INTERRUPTORES AUTOMATICOS SF4..SF9		1070							
INTERRUPTORES AUTOMATICOS SF4..SF9		70							
INTERRUPTORES AUTOMATICOS SF4..SF9		2							
INTERRUPTORES AUTOMATICOS SF4..SF9		15							
INTERRUPTORES AUTOMATICOS SF4..SF9		280							
INTERRUPTORES AUTOMATICOS SF4..SF9		337							
INTERRUPTORES AUTOMATICOS SF4..SF9		452							
INTERRUPTORES AUTOMATICOS SF4..SF9		609							
INTERRUPTORES AUTOMATICOS SF SF1 SF2	2,00	---	27,92	0,036	5,00	3,00	15	3,00	45,00
INTERRUPTORES AUTOMATICOS SF SF1 SF2		13							

Criticidad (Ver Matriz)

Run to failure (1-4)
Mtto Menor, Prev. (5-12)
Mtto RCM (15-25)

### 5.1.6 Paso 6. Selección de tareas.

La selección de tareas PM se determina de acuerdo a la matriz de criticidad así:

**Criticas.** Las tareas que están con factor de riesgo, efecto o prioridad **Rojo (15-25)** son las que la planta tomará para realizar las mejores recomendaciones de mantenimiento (RCM)

- Mantenimiento por Condición o Monitoreo (operativo) Mantenimiento Predictivo.
- Mantenimiento Preventivo, pruebas o test funcional
- Mantenimiento Preventivo, tareas no intrusiva, basada en el tiempo.
- Mantenimiento Preventivo, tarea intrusiva basada en el tiempo buscando el tiempo óptimo de mantenimiento
- Mantenimiento por Oportunidad, RCA.
- Rediseño.

**Medio.** Las tareas que están con factor de riesgo, efecto o prioridad **Amarrillo (5-12)** son las que la planta decide hacer mantenimiento menor para prevenir las fallas.

- Mantenimiento Preventivo, mantenimiento por frecuencia definida basada en recomendaciones del fabricante de los equipos.

**Bajo.** Las tareas que están con factor de riesgo, efecto o prioridad **verde (1-4)** son las que la planta decide hacer Run to Failure (llevar a falla) los equipos de baja criticidad permite un RTF, si las consecuencias de una falla son despreciables y aplica una de estas categorías:

- Con una tarea simple es posible mantener la confiabilidad intrínseca del equipo.

- El equipo en un RTF puede llevar la falla a otros equipos externos en efecto cascada.
- El equipo proporciona un papel de apoyo al mantenimiento o a un proceso secundario.
- El RTF aumenta la probabilidad de una consecuencia en seguridad y medio ambiente.

Si aplica alguna de las categorías anteriores, entonces se realiza un mantenimiento sencillo, si no aplica ninguna categoría, entonces llevarlo a falla.

#### **5.1.6.1 Determinación de la tarea y frecuencia de mantenimiento.**

Para el sistema de refrigeración del transformador luego de la valoración de criticidad y al ver que la frecuencia de falla histórica esta alrededor de una falla por año, se podría pensar en plantear una frecuencia de mantenimiento anual, pero si deseamos que este sistema tenga una confiabilidad R alrededor del 80%, podemos usar la ecuación de FFI, para encontrar una frecuencia más prudente para la confiabilidad del sistema así:

$$FFI = 2 \times (1-R) \times MTBF.$$

$$FFI = 2 \times (1-0.8) \times 330$$

$$FFI = 132 \text{ días} = 4.4 \text{ meses}$$

Por tanto una frecuencia prudente para efectuar el mantenimiento preventivo sería trimestral con lo que se tiene una confiabilidad del sistema del 81%.

## **Tareas de mantenimiento**

Frecuencia: Trimestral

Equipos: Tableros 01..04GTA202AR y 01..04GTA232AR:

Instrucciones de tarea:

1. Limpieza general
2. Verificación de la ausencia de corrosión o daños mecánicos.
3. Verificación y ajustes de conexiones dentro del tablero
4. Verificación de la presencia de línea a tierra
5. Revisión del sistema de calefacción del tablero
6. Pruebas en modo manual de los 4 grupos de ventilación
7. Pruebas de señalización del sistema al scada
8. Probar la actuación de los INTERRUPTORES AUTOMATICOS SF4..SF9
9. Probar la actuación de los RELES KM1...KM4

Para caja de conexión 01..04GTA012CR:

1. Limpieza general
2. Verificación y ajustes de conexiones dentro del tablero
3. Verificación de presencia de línea a tierra
4. Revisión del sistema de calefacción de la caja

Para tablero del TEC:

1. Limpieza general
2. Verificación y ajustes de conexiones dentro del tablero
3. Verificación de presencia de línea a tierra
4. Verificación de ausencia de humedad en el tablero

## 6. CONCLUSIONES

Establecer un plan de mantenimiento basado en el proceso FMECA, permite identificar el tipo de mantenimientos que se deben realizar así como valorar si sobre un sistema o equipo se pueda tomar la decisión dejar correr a falla, realizar un mantenimiento menor o aplicar técnicas predictivo a para encontrar las fallas lo cual se traduce en reducción de re trabajos en mantenimiento.

En cuanto a la metodología empleada se puede afirmar que es de vital importancia el uso correcto y apropiado los datos históricos de fallas y la matriz de criticidad para la toma de decisión, lo cual lo convierte en un pilar de la construcción del modelo de plan de mantenimiento.

Al desarrollar la metodología planteada permite al líder del proyecto conocer en profundidad el funcionamiento del sistema analizado.

Después del análisis se logra un afinar el plan de mantenimiento con criterios soportados.

Para lograr el éxito de este modelo es de vital importancia mantener su alimentación y análisis de fallas funcionales, modos y efectos de causa, logrando generar una data que permita llevar indicadores asociados a la operación y el mantenimiento.

Conocer los equipos que producen un mayor número de fallas permite a la gerencia un adecuado direccionamiento y control de los recursos para el desarrollo del programa de mantenimiento.

El análisis FMECA permite el ajuste del plan y la frecuencia d frecuencia de mantenimiento del sistema de refrigeración de los transformadores de unidad para mantener su confiabilidad en valores mayores a 80 %.

Para que la técnica de análisis de modo de falla FMECA arroje los resultados satisfactorios, es importante que el personal que haga el estudio conozca plenamente el sistema, los equipos, y que interactúe constantemente con los operarios, de esta manera se puede visualizar la forma como intervenir los equipos antes que presenten los modos de falla.

Después de realizado el estudio a los sistemas de la Central Urra I se puede concluir que aunque los sistemas no son considerados como críticos para la operatividad del transformador, los programas de mantenimiento que se están implementando actualmente nos muestran un grado de confiabilidad y criticidad del mismo.

## **7. RECOMENDACIONES**

Es importante que de la mano de la implementación del modelo de mantenimiento propuesto, se vayan tomando y registrando los parámetros de operación y mantenimiento del equipo y así garantizar la mejora continua del plan.

Se puede repotenciar esta herramienta como soporte al plan de mantenimiento integrando estas tareas con una correcta gestión e implementación del plan de mantenimiento a todos los equipos o sistemas de la Central tomando este como piloto, observando su desarrollo y resultado, esto facilitaría el direccionamiento adecuado de los recursos

Si este modelo logra mostrar los resultados esperados al tomar acción sobre las tareas de mantenimiento, se recomienda integrarlo al software de gestión de mantenimiento "Mp2" y gestionar la implementación de un proceso en todo los demás sistemas de la Central.

## BIBLIOGRAFÍA.

A. Azadeh, S. M. Asadzadeh, N. Salehi, and M. Firoozi, "Condition-based maintenance effectiveness for series-parallel power generation system - A combined Markovian simulation model," Reliab. Eng. Syst. Saf., vol. 142, pp. 357–368, 2015. [4]

A. M. Smith and G. R. Hinchcliffe, RCM--Gateway to World Class Maintenance: Universidad Industrial de Santander. Amsterdam : Butterworth-Heinemann.,2004. [1]

BIS, IEC 60812, New Delhi, 2012. [6]

Chrysler Corporation, Ford Motor Company, General Motors Corporation, Potencial Failure Mode and Effects Analysis FMEA SAE J-1739, USA, 1995. [7]

Departure of Defence USA, MIL-STD-162A, Washington, DC, 1980. [5]

J. Moubray, RCM II Mantenimiento Centrado en confiabilidad Español. 2004. [2]

URRA SA ESP., "Manual AOM.pdf," Tierralta, Córdoba, 1998. [3]