

**ESTABLECIMIENTO DE UNA METODOLOGIA BASADA EN EL ANÁLISIS DE
FALLAS PARA EL MEJORAMIENTO DEL PLAN DE MANTENIMIENTO
APLICADO A LOS EQUIPOS DE LA CENTRAL HIDROELECTRICA URRÁ I**

MARIO JOSÉ SIERRA FLÓREZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA
2020**

**ESTABLECIMIENTO DE UNA METODOLOGIA BASADA EN EL ANÁLISIS DE
FALLAS PARA EL MEJORAMIENTO DEL PLAN DE MANTENIMIENTO
APLICADO A LOS EQUIPOS DE LA CENTRAL HIDROELECTRICA URRÁ I**

Monografía de grado

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

Director: Carlos Arturo Flórez Díaz

Ingeniero Mecánico

Especialista en gerencia de mantenimiento

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

2020

DEDICATORIA

De manera muy especial a mi padre, hoy y siempre mi mejor maestro y luchador de la vida.

A mi esposa Gloria y a mis hijas, Daniela e Isabel, por su sacrificio constante durante el tiempo ausente, entendimiento y alegrías que fortalecen mi espíritu.

A mi director de monografía, Ingeniero Carlos Flórez Díaz por su apoyo y enseñanzas en cada momento vivido.

MARIO JOSÉ

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION	13
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	14
2. OBJETIVOS.....	16
2.1. OBJETIVO GENERAL	16
2.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS.....	16
3. JUSTIFICACIÓN.....	17
4. MARCO TEORICO	19
4.1. TIPOS DE MANTENIMIENTO	19
4.1.1. MANTENIMIENTO CORRECTIVO (ACCIÓN REACTIVA NO PROGRAMADA).....	20
4.1.2. MANTENIMIENTO RESTAURATIVO (ACCIÓN REACTIVA PROGRAMADA).....	20
4.1.3. MANTENIMIENTO MEJORATIVO (ACCIÓN REACTIVA PROGRAMADA). 20	
4.1.4. MANTENIMIENTO PREVENTIVO (ACCIÓN PROACTIVA).....	21
4.1.5. MANTENIMIENTO PREDICTIVO (ACCIÓN PROACTIVA).....	21
4.1.6. MANTENIMIENTO PROACTIVO (ACCIÓN PROACTIVA).....	22
4.1.7. MANTENIMIENTO DETECTIVO	22
4.1.8. MANTENIMIENTO PREVISIVO.....	22
4.1.9. MANTENIMIENTO IMPERATIVO O LEGAL.....	23
4.2. FALLAS Y MODOS DE FALLA.....	23
4.3. TIPOS DE FALLAS.....	24
4.4. LA HIDROENERGIA.....	25

4.4.1. COMPONENTES DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA	27
4.4.2. TIPOS DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS.....	28
4.4.3. CLASIFICACIÓN DE LAS HIDROELÉCTRICAS.....	29
4.4.4. DESCRIPCIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA URRRA I	30
4.4.5. ELEMENTOS DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA URRRA I.	32
5. DESARROLLO DEL PLAN DE TRABAJO.....	42
5.1. DIAGNÓSTICO ACTUAL.....	42
5.2. ESTABLECIMIENTO DE UNA METODOLOGÍA DE ANÁLISIS	43
5.2.1. CASO 1. OCURRE UN FALLA EN UN EQUIPO.	45
5.2.2. EQUIPOS EXISTENTES CON BAJA FRECUENCIA DE FALLAS	68
5.2.3. ADQUISICION DE EQUIPOS NUEVOS O MODERNIZACIONES	68
6. CONCLUSIONES	70
7. RECOMENDACIONES.....	72
BIBLIOGRAFÍA.....	73
ANEXOS.....	74

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Datos Técnicos de la Central Hidroeléctrica Urra I	39
Tabla 2. Taxonomía del Grupo Turbina Generador según ISO-14224:2016.	46
Tabla 3. Comparativo entre método de cálculos puntuales y distribuciones.....	57

LISTA DE CUADROS

Cuadro 1. Tiempos entre fallas y duración de mantenimientos correctivos	54
Cuadro 2. Análisis FMEA de la válvula reguladora de presión	65
Cuadro 3. Actividades de mantenimiento para válvula reguladora de presión	67

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Demanda de energía en Colombia año 2019	26
Figura 2. Capacidad efectiva neta y demanda máxima de potencia – 2019.....	27
Figura 3. Corte unidad turbina generador	41
Figura 4. Flujograma metodología para mejoramiento de los planes de mantenimiento de equipos de la Central Hidroeléctrica Urra I.....	44
Figura 5. Bitácora de falla en medio digital	45
Figura 6. Clasificación de fallas por subunidades (sistemas)	49
Figura 7. Diagrama de Pareto de equipos que más fallas sistema de excitación.....	50
Figura 8. Diagramas de Pareto en fallas nivel 1.	51
Figura 9. Tácticas de mantenimiento en función del parámetro Beta	59
Figura 10. Matriz de criticidad de equipos	62
Figura 11. Diagrama de Pareto sistema de agua de enfriamiento.....	64
Figura 12. Descomponetización de la turbina	69

RESUMEN

TITULO: ESTABLECIMIENTO DE UNA METODOLOGIA BASADA EN EL ANÁLISIS DE FALLAS PARA EL MEJORAMIENTO DEL PLAN DE MANTENIMIENTO APLICADO A LOS EQUIPOS DE LA CENTRAL HIDROELECTRICA URRRA I ¹

AUTOR: MARIO JOSE SIERRA FLÓREZ

PALABRAS CLAVES: Distribuciones, FMEA, modos de falla, criticidad, matriz modo falla componente.

DESCRIPCION.

La Central Hidroeléctrica Urra I es una de las obras de infraestructura más importantes en la costa atlántica colombiana y única planta de generación de energía eléctrica de la zona que utiliza el agua como fuente primaria para producir energía. Es por esto que el mantenimiento y la operación de sus equipos debe ser realizada con mucha responsabilidad y aplicando los mejores estándares de la industria con el fin de conservar los equipos de la mejor manera posible.

Actualmente el mantenimiento y la operación de los equipos de la central es realizado por una empresa privada que realiza los mantenimientos de acuerdo con las recomendaciones de los fabricantes y las fallas que se presentan son corregidas lo antes posible sin hacer un análisis profundo de sus causas, exceptuando las fallas que ocasionan parada en la producción de energía debido a que es un requisito contractual.

Esta monografía consiste en el establecimiento de una metodología que tiene como base el análisis de las fallas ocurridas en la Central Hidroeléctrica URRRA I con el fin de mejorar los planes de mantenimiento que existen actualmente. Para ello se utilizaron diferentes herramientas tales como el análisis de Pareto, análisis FMEA, matriz de criticidad, matriz modo falla componente, entre otras.

Inicialmente se realizó un diagnóstico de la forma como se elaboran los planes de mantenimiento mediante la aplicación de una matriz DOFA y se establecieron estrategias para su mejoramiento.

Seguido se plantean metodologías para desarrollar las estrategias anteriormente definidas, utilizando como recurso inicial el histórico de fallas nivel 1, 2 y 3 que tiene la central. Para cada una de estas fallas se establece una metodología de análisis cuyo propósito final es impactar los planes de mantenimiento.

Por último se establece una metodología para desarrollar los planes de mantenimiento cuando se adquieran equipos nuevos o se realicen modernizaciones en la planta.

¹Monografía de Grado

SUMMARY

TITLE: ESTABLISHMENT OF A METHODOLOGY BASED ON FAULT ANALYSIS FOR THE IMPROVEMENT OF THE MAINTENANCE PLAN APPLIED TO THE EQUIPMENT OF THE URRRA I HYDROELECTRIC POWER PLANT ¹.

AUTHOR: MARIO JOSE SIERRA FLÓREZ

KEY WORDS: Distributions, FMEA, failure modes, criticality, component failure mode matrix.

DESCRIPTION

The Urrra I Hydroelectric Power Plant is one of the most important infrastructure building on the Colombian Atlantic coast and the only electric power generation plant in the area that uses water as a primary source to produce energy. For that, the maintenance and operation must be carried out with great responsibility and applying the best industry standards in order to preserve the equipment in the best possible way.

Currently, the maintenance and operation of the equipment is carried out by a private company that do it in accordance with the manufacturers' recommendations and the failures that occur are corrected as soon as possible without doing an in-depth analysis of their causes, except for failures that cause a stop in the production of energy because it is a contractual requirement.

This monograph consists of establishing a methodology based on the analysis of failures that occur at the URRRA I Hydroelectric Power Plant in order to improve the actual maintenance plans. For this, different tools were used such as Pareto analysis, FMEA analysis, criticality matrix, component failure mode matrix, among others.

Initially, a diagnosis was made of the maintenance plans using a DOFA matrix and strategies for their improvement were established.

Next, methodologies are proposed to develop the strategies defined previously, using as a starting resource the fault's history level 1, 2 and 3 that the plant has. For each failure, an analysis methodology is established whose final purpose is to impact the maintenance plans.

Finally, a methodology is established to develop maintenance plans when a new equipment is purchased or modernizations are made at the plant.

¹Degree Monograph

INTRODUCCION

La demanda de energía eléctrica en Colombia es provista en su gran mayoría utilizando como fuente principal el agua de los ríos, en cuyos cursos se han construido hidroeléctricas que proveen aproximadamente el 70 % de la energía que necesita el país.

Tal es el caso de la Central Hidroeléctrica Urra I, cuyos equipos principales son de fabricación rusa, mientras que los equipos auxiliares tales como tableros de control y supervisión son en su mayoría de fabricación francesa. Es la única central hidroeléctrica de la costa atlántica colombiana y por tanto de gran importancia en el complejo eléctrico nacional.

Los diferentes equipos que hacen parte de esta central deben ser mantenidos adecuadamente, y cuando se presenten fallas ser atendidas lo más pronto posible y utilizando personal capacitado, con el fin de reducir el tiempo de parada en la generación de energía y a su vez garantizar el correcto suministro de energía a todos los usuarios.

Esta monografía está encaminada a utilizar las fallas como herramienta para el mejoramiento de los planes de mantenimiento de los equipos existentes en la central hidroeléctrica Urra I, y de esta forma impactar positivamente en los resultados de los indicadores de mantenimiento (disponibilidad, mantenibilidad, confiabilidad).

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La central hidroeléctrica Urra I ubicada en el municipio de Tierralta en el departamento de Córdoba cuenta con cuatro (4) unidades de generación de energía con una capacidad instalada de 340 MW y fue puesta en operación en el año 2000.

Para poder generar la energía, el agua del embalse es conducida a través de la tubería de conducción, una por cada unidad, desde la estructura de toma hasta la casa de máquinas, donde se realiza la conversión en energía eléctrica mediante el conjunto turbogenerador, para posteriormente entregar el agua nuevamente al río.

Luego de la puesta en marcha de la central el mantenimiento y la operación fue contratado con una empresa que ha seguido las recomendaciones dadas por el fabricante de los equipos y anualmente realiza ajustes al plan de mantenimiento sin ninguna metodología específica, basados en la experiencia adquirida por dicha empresa durante los años de operación y mantenimiento de esta central.

Además, cuando se presentan fallas en los equipos de la central se corrigen lo antes posible, pero es muy poco el análisis que se hace sobre las causas que las producen. Las fallas que se analizan son las que

provocan parada en la generación de energía (fallas nivel 1), las otras fallas (nivel 2 y 3) no son analizadas y por tanto no son tenidas en cuenta para mejorar el plan de mantenimiento de los equipos de la planta.

El presente proyecto busca establecer una metodología para el continuo mejoramiento de los planes de mantenimiento de los equipos de la central hidroeléctrica Urra I utilizando como insumo el análisis de las fallas y la aplicación de estrategias encaminadas a minimizar las fallas que conllevan a paradas de producción tanto para los equipos existentes, como para los nuevos equipos que sean adquiridos incluyendo modernizaciones.

2. OBJETIVOS

2.1. OBJETIVO GENERAL

Establecer una metodología para el mejoramiento continuo de los planes de mantenimiento basada en el análisis de fallas para los equipos existentes en la central hidroeléctrica Urra I y para los equipos que sean adquiridos o modernizados.

2.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Recolectar la información de las fallas presentadas en todos los equipos de la Central Hidroeléctrica Urra I y clasificarla por sistemas para su análisis.
- Definir estrategias a seguir para mejorar los planes de mantenimiento con base en la información de las fallas.
- Revisión del análisis de las fallas nivel 1 que provocan parada de planta y planteamiento de mejoras al análisis.
- Plantear una estrategia de mantenimiento cuando se adquieran nuevos equipos o cuando se realicen modernizaciones en la Central Hidroeléctrica Urra I.

3. JUSTIFICACIÓN

Una de las principales formas de energía usadas en el mundo moderno es la energía eléctrica, a través de la cual tenemos acceso a la iluminación, el transporte, las comunicaciones y además los principales equipos que constituyen parte integral de los hogares actuales para ayudar al hombre en sus tareas diarias funcionan con electricidad. La energía eléctrica puede ser producida de muchas formas, como por ejemplo aprovechando una caída de agua desde una altura como fuente de energía cinética la cual posteriormente es transformada en energía mecánica de rotación en un eje por medio de una turbina y ésta a su vez transformada en energía eléctrica en un generador, proceso que se realiza en las centrales hidroeléctricas.

Por tanto, es de suma importancia que los equipos que se encuentran instalados en una central hidroeléctrica sean mantenidos de la mejor forma, se encuentren disponibles y confiables, de tal forma que se puedan utilizar en el momento de ser requeridos y durante el tiempo que sea necesario sin fallas. La Central Hidroeléctrica URRA I fue puesta en operación de manera exitosa en el año 2000 luego de cumplir rigurosos protocolos de pruebas y las exigencias del cliente.

Es así como se requiere establecer una metodología de utilización continua para la optimización de los planes de mantenimiento de los equipos de la

Central Hidroeléctrica Urra I, mediante la aplicación de técnicas actuales de análisis de criticidad, estudios de confiabilidad, mantenibilidad y disponibilidad utilizando como principal insumo las fallas que han presentado los equipos en el transcurso de los años.

4. MARCO TEORICO

El mantenimiento es un proceso cuyo objetivo es lograr la disponibilidad de los equipos de una instalación en su contexto operativo, utilizando un recurso humano calificado, equipos y herramientas, y elementos de gestión, con el fin de que los equipos cumplan con los niveles de producción deseados por la organización durante un determinado período de tiempo y cumpliendo con estándares de seguridad, ambiental y demás normas pertinentes.

4.1. TIPOS DE MANTENIMIENTO

Los diferentes tipos de mantenimiento se pueden agrupar en dos grandes grupos. Por un lado están las tareas que involucran acciones **reactivas** y por otro lado, aquellos que involucran acciones **pro-activas**.

Las acciones reactivas son aquellas implementadas una vez ocurre un evento que ha provocado la pérdida parcial o total de las funciones del equipo, y en la cual la planificación y programación de actividades casi no existe. También existen acciones reactivas cuando se detecta un desvío en algún parámetro del equipo.

Las acciones del tipo proactivas buscan evitar que aparezcan modos de falla o reducir su frecuencia, con el fin de minimizar sus consecuencias.

4.1.1. MANTENIMIENTO CORRECTIVO (ACCIÓN REACTIVA NO PROGRAMADA)

En este mantenimiento se espera la ocurrencia de la falla para proceder a corregirla. Como aspecto positivo se puede mencionar que requiere de poco planeamiento, y como aspecto negativo que las fallas generalmente provocan paradas de la producción generando grandes pérdidas en cantidad y calidad. También, por el hecho de necesitar reparar la falla lo antes posible, se aumenta el riesgo de incurrir en accidentes.

4.1.2. MANTENIMIENTO RESTAURATIVO (ACCIÓN REACTIVA PROGRAMADA)

Consiste en reestablecer la condición de un equipo luego de detectar la desviación de un parámetro de funcionamiento sin haberse producido la falla funcional del equipo.

4.1.3. MANTENIMIENTO MEJORATIVO (ACCIÓN REACTIVA PROGRAMADA)

Consiste en optimizar el proceso productivo mediante la implementación de mejoras en los activos utilizando el rediseño, buscando la eliminación de fallas crónicas que dificultan el logro de los objetivos de producción.

4.1.4. MANTENIMIENTO PREVENTIVO (ACCIÓN PROACTIVA)

Este tipo de mantenimiento se realiza sin importar en qué estado se encuentra el equipo, y busca realizar sustituciones de componentes, revisiones y aplicar técnicas de mantenimiento con una cierta frecuencia bien definida, ya sea por tiempo, ciclos, etc.

Se puede programar, por tanto, se busca el mejor momento para operación y mantenimiento para realizar la intervención y a su vez permite preparar herramientas, repuestos e insumos y seleccionar al personal que ejecutará las labores.

4.1.5. MANTENIMIENTO PREDICTIVO (ACCIÓN PROACTIVA)

Este tipo de mantenimiento normalmente se realiza con el equipo en servicio, y busca aplicar ciertas técnicas para detectar desviaciones en parámetros, o fallas prematuras, las cuales al ser monitoreadas nos dan la información necesaria para conocer cuándo podría ocurrir una falla, y por tanto, realizar los ajustes o cambios requeridos antes de que ésta aparezca. Algunas de las principales herramientas utilizadas por el mantenimiento predictivo son:

- Análisis de vibraciones
- Termografía infrarroja
- Inspección por ultrasonido
- Emisiones acústicas

4.1.6. MANTENIMIENTO PROACTIVO (ACCIÓN PROACTIVA)

Consiste en determinar la causa raíz de una falla utilizando el monitorear de parámetros y de ciertas propiedades con el fin de desviar una tendencia no deseada. Algunas técnicas del mantenimiento proactivo son el monitoreo de contaminantes de un lubricante, el conteo de partículas, entre otros.

4.1.7. MANTENIMIENTO DETECTIVO

Aplica principalmente en dispositivos redundantes o de protección. Son acciones que buscan detectar un fallo oculto y eliminarlo. Lo que se busca con este tipo de mantenimiento es garantizar que los equipos de protección o redundantes se encuentren disponibles ante un evento inesperado y evitar la ocurrencia de fallas simultáneas.

4.1.8. MANTENIMIENTO PREVISIVO

Este tipo de acciones son llevadas a cabo durante la etapa de diseño, y buscan evitar la ocurrencia de futuras fallas de los equipos durante la operación. Por lo general, no son llevadas a cabo por personal de mantenimiento y utilizan aplicaciones tecnológicas de simulación para representar posibles fallas de la instalación. Algunas herramientas utilizadas son el FMEA (Análisis de modos de falla y sus efectos) ó el RCD (Diseño Centrado en Confiabilidad).

4.1.9. MANTENIMIENTO IMPERATIVO O LEGAL

Este tipo de mantenimiento aplica cuando se requiere cumplir con requisitos legales que minimicen un impacto negativo de las fallas sobre la seguridad de las personas o el medio ambiente. Esto incluye la realización de inspecciones, chequeos, pruebas y calibraciones. Algunos ejemplos de equipos que deberían contar con mantenimiento imperativo son recipientes a presión y sus dispositivos de seguridad, recipientes para almacenar productos químicos, medios de transporte y vehículos, entre otros.

4.2. FALLAS Y MODOS DE FALLA

Cuando ocurre la pérdida parcial o total de la capacidad de un ítem mantenible para lograr un cierto nivel de operación establecido dentro de un contexto, decimos que ha ocurrido una falla.

Las posibles causas que pueden provocar la pérdida de la función del ítem mantenible, se denominan modos de fallas.

Una falla es entonces, la consecuencia de que ocurra, al menos, un modo de falla.

Cuando hablamos de gestión de activos necesariamente tenemos que hablar de modos de falla. La labor de mantenimiento día a día es evitar y corregir modos de falla, o mitigar sus consecuencias. Cuando se realizan acciones reactivas o proactivas se están atacando modos de falla.

Un equipo es un conjunto de componentes. Un conjunto de equipos forman un sistema, el cual dependiendo de la cantidad de componentes tendrá más de un modo de falla.

Para el diseño u optimización de un plan de mantenimiento es muy importante determinar todos los modos de falla, ya sean que se hayan presentado o los que aún no se han manifestado.

4.3. TIPOS DE FALLAS

Las fallas se pueden agrupar de acuerdo con el siguiente criterio:

Falla funcional: Cuando al manifestarse un modo de falla determinado, el componente deja de satisfacer completamente la función requerida.

Falla simultánea: Ocurre en los sistemas con redundancias o protecciones. Se presenta cuando se manifiesta una falla en el equipo principal, mientras la protección o redundancia también se encuentra en estado de falla funcional.

Falla sintomática o potencial: Falla presentada de acuerdo con cierta condición del equipo o componente que indica que una falla funcional está por presentarse y de no hacer nada, ésta se materializará. En la falla sintomática el componente no deja de cumplir completamente sus funciones.

Falla recurrente: Son fallas funcionales repetitivas, también denominadas crónicas.

4.4. LA HIDROENERGIA

Es la energía del agua. Para el caso de las centrales hidroeléctricas se aprovecha la energía potencial del agua almacenada en un embalse a cierta altura, la cual se deja caer a través de una tubería para producir energía eléctrica.

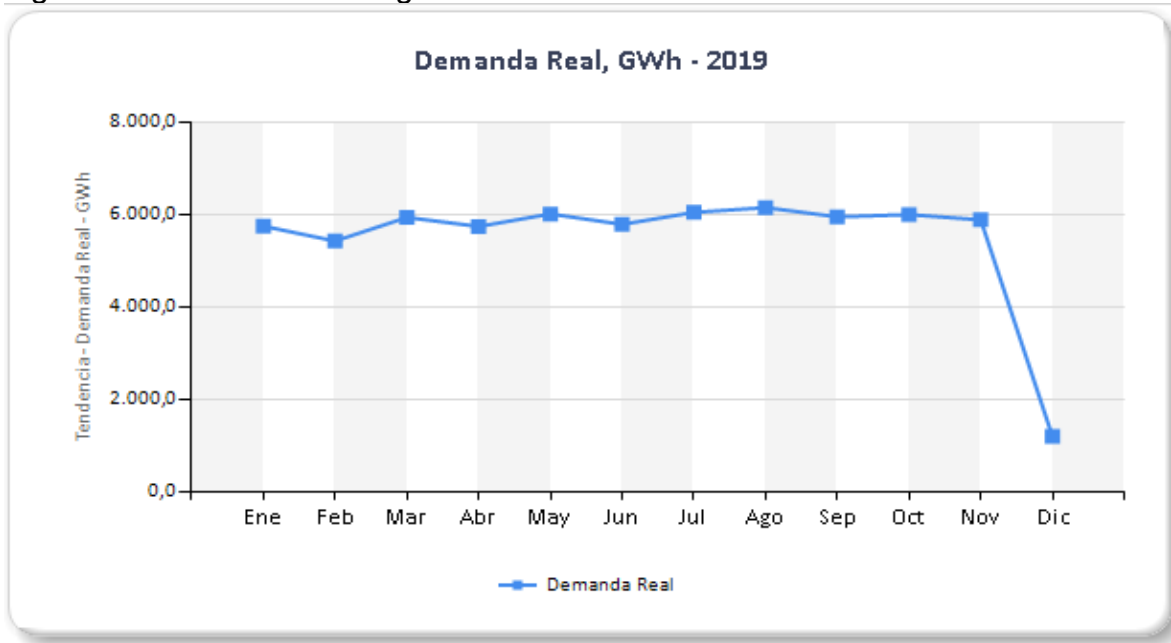
El agua es considerada una fuente de energía renovable la cual se encuentra disponible en muchos lugares del mundo, y una de sus principales aplicaciones es en una central hidroeléctrica.

En las centrales hidroeléctricas el agua contenida en el embalse es conducida a través de una tubería hasta la turbina donde la energía potencial del agua se convierte en energía cinética y luego en energía mecánica rotacional de un eje, el cual tiene acoplado un generador donde finalmente la energía mecánica de rotación se convierte en energía eléctrica gracias a sus dos componentes principales, el rotor que es la parte móvil y el estator que constituye la parte estática. Luego de que el agua es utilizada para la generación de energía, es devuelta nuevamente al río para ser aprovechada en otras actividades.

Colombia presenta una ubicación geográfica privilegiada con variados relieves y una gran riqueza hídrica, lo cual hace que el país cuente con un fuerte potencial para desarrollar proyectos hidroeléctricos de generación de energía. Esto se vislumbró desde finales del siglo XIX, cuando se empezó a estructurar el sistema energético colombiano. Con el tiempo se creó el Sistema Interconectado Nacional (SIN), conformado por varias centrales de

generación eléctrica y un sistema de distribución que las interconecta entre sí por el Sistema de Transmisión Nacional (STN). La empresa XM S.A. E.S.P, es la compañía encargada de operar el SIN de Colombia. En la figura1 se puede ver la demanda real de energía del año 2019.

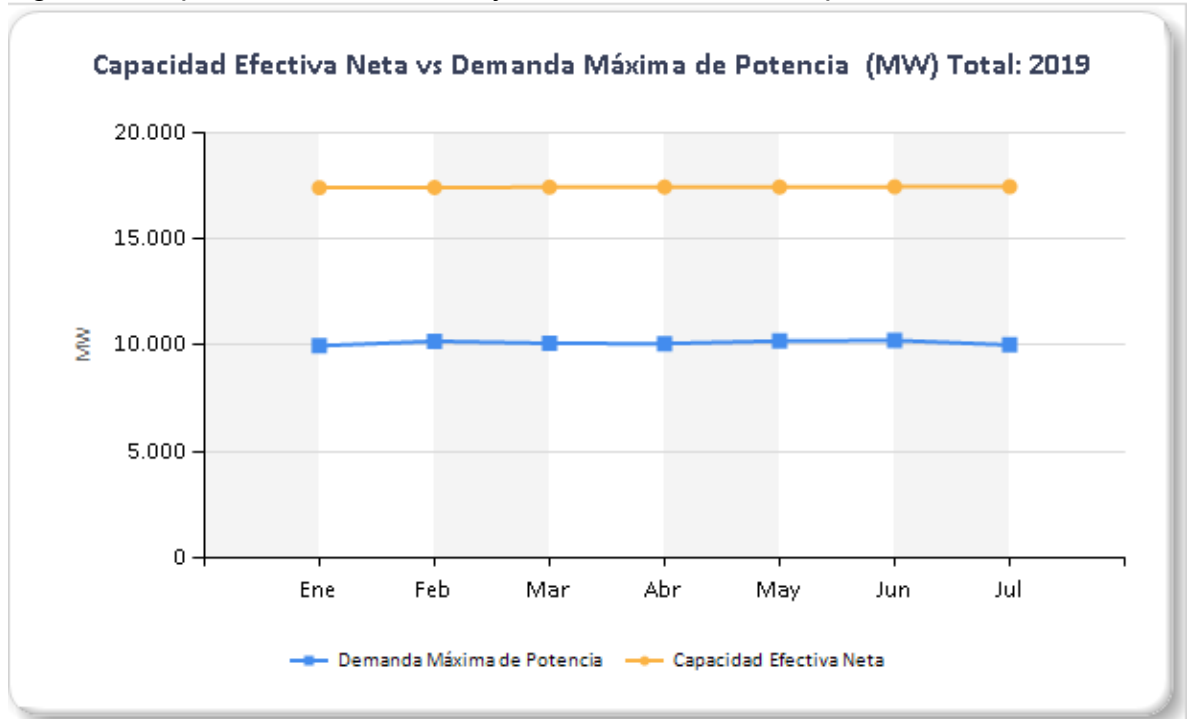
Figura 1. Demanda de energía en Colombia año 2019



Fuente: www.upme.gov.co

En la figura 2 se muestra la capacidad efectiva neta y la demanda máxima de potencia del año 2019.

Figura 2. Capacidad efectiva neta y demanda máxima de potencia – 2019



Fuente: www.upme.gov.co

4.4.1. COMPONENTES DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Los principales componentes de una central hidroeléctrica se pueden resumir así:

- **Presa:** Cumple la función de contener el agua y almacenarla en un embalse.
- **Tubería de conducción:** Elemento encargado de llevar el agua desde el embalse hasta la casa de máquinas.
- **Casa de máquinas:** Sitio donde se localizan las máquinas principales, tales como la turbina, el generador y los elementos de regulación y control.

- **Turbina:** Equipo que transforma la energía cinética del agua en energía mecánica.
- **Generador:** Equipo que transforma la energía mecánica en energía eléctrica.

4.4.2. TIPOS DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

Central a filo de agua: En estas centrales no se cuenta con embalse, y el agua es utilizada teniendo en cuenta las estaciones del año. En la temporada de lluvias la generación de energía es máxima y se deja pasar el agua excedente. Durante la época seca la generación disminuye y es posible que la generación se pare de acuerdo con los aportes de agua.

Central con embalse o de regulación: En estas centrales se utilizan presas para embalsar el agua y de esta forma regular el agua que pasa por las turbinas. Estas centrales son más costosas que las de filo de agua, pero a su vez permiten generar mayor energía debido al almacenamiento de agua en el embalse.

Central de acumulación por bombeo: Tiene dos embalses uno aguas arriba y otro aguas abajo. Cuando se requiere generar energía eléctrica el agua pasa por la turbina del embalse superior al embalse inferior, donde se almacena. Cuando la demanda de energía es inferior el agua es bombeada desde el embalse inferior al embalse superior para realizar nuevamente el ciclo productivo. Este proceso se realiza a través de un grupo de motores-

bomba o, alternativamente, las turbinas son reversibles es decir pueden funcionar como bombas y los generadores como motores.

Centrales mareomotrices: En estas centrales se utiliza la energía de las mareas para producir electricidad. Existen depósitos que se llenan con la marea, reteniendo el agua, que luego es liberada por medio de unos conductos que aumentan la presión y llevan el agua hasta las turbinas para generar la energía. Son centrales de alto costo de mantenimiento. Además su construcción es solo posible en lugares donde la diferencia entre la marea alta y la baja sea de al menos 5 metros.

4.4.3. CLASIFICACIÓN DE LAS HIDROELÉCTRICAS.

Los criterios de clasificación de las centrales varían con cada país. La clasificación que se emplea en Colombia es la adoptada por la UPME (Unidad de Planeación Minero Energética) del Ministerio de Minas y Energía sugerida por la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) para las centrales hidroeléctricas, y que se describe a continuación:

Picocentrales: Con una capacidad instalada entre 0,5 y 5 kW, operación a filo de agua, aplicable a zonas no interconectadas o casos aislados de zonas interconectadas.

Microcentrales: Con capacidad instalada entre 5 y 50 kW, operación a filo de agua, aplicable a zonas no interconectadas o casos aislados de zonas interconectadas.

Minicentrales: Con capacidad instalada entre 50 y 500 kW, operación a filo de agua, aplicable a zonas no interconectadas o casos aislados de zonas interconectadas.

Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH): Con capacidad instalada entre 500 y 20.000 kW, operación a filo de agua, aplicable a zonas no interconectadas y zonas interconectadas.

Centrales Hidroeléctricas (CH): Con capacidad instalada mayor de 20 MW, aplicable a zonas interconectadas, con participación obligada en el despacho eléctrico.

4.4.4. DESCRIPCIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA URRA 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 15.600 Km².

El conjunto hidroeléctrico de Urra I se compone principalmente de:

- Un embalse de 7.677,946 hectáreas de área y 1.644,91 Mm³ 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 con compuertas fusibles y (2) compuertas tipo clapetas.
- Obra de desvío (2 túneles), uno de ellos sin descarga de fondo y actualmente taponado con concreto.
- Una estructura de toma tipo rejas 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. Tiene una altura máxima de 44 m, longitud de 136 m, ancho de 22.5 m, y 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 200 toneladas cada uno, la capacidad de los dos ganchos auxiliares es de 32 y 5 toneladas. La casa de máquinas cuenta con 8 compuertas de descarga de dimensiones 6,20 m * 7,26 m cada una, y una grúa pórtico para operación de dichas compuertas con una capacidad de 2*25 toneladas.

Se cuenta con dos subestaciones de alta tensión, una de 230 kV de propiedad de ISA INTERCOLOMBIA y otra de 110 kV de propiedad de la empresa URRRA S.A. E.S.P., que están ubicadas a la orilla del río Sinú sobre la margen derecha. Se han previsto 3 salidas de 230 kV; una hacia la línea Urabá, Cerro matoso 1 y Cerro matoso 2, y tres (3) salidas de 110 kV; hacia Tierralta y los servicios auxiliares de casa de máquinas de 110 kV a 34.5 kV y 110 kV a 13.8 kV.

4.4.5. ELEMENTOS DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA URRRA I.

Presa

La presa está conformada por un terraplén zonificado con núcleo central de gravas arcillosas y espaldones en gravas limpias, tiene una altura de 75 m terminando en una cresta de 660 m de longitud y 12 m de ancho. El volumen de la presa es de 3.883.589 m³.

El dique auxiliar está localizado sobre la margen derecha contiguo a la presa, posee una altura de 55 metros, terminando en una cresta de 660 metros de longitud y 12 metros de ancho. El volumen del relleno es de 2.604.285 m³.

Las divisorias conforman rellenos de refuerzo en los cerros naturales que confinan el embalse.

Estructura de toma

La estructura de toma tiene las funciones de realizar la captación, la conducción del agua por medio de los túneles de carga hacia las turbinas generadoras en casa de máquinas y tiene los pozos para el manejo de las compuertas de guarda y servicio.

En la estructura de toma se encuentran las rejas metálicas que impiden el paso de elementos extraños por los túneles y que puedan dañar las turbinas. Sobre la losa de cubierta +137 se encuentran las grúas pórtico de 7 y 45 toneladas utilizadas para maniobrar las rejas metálicas y las compuertas de guarda y servicio, respectivamente.

En cada pozo se encuentra instalada una (1) compuerta de servicio y en el pozo 1 se encuentra instalada la única compuerta de guarda.

Rebosadero

El rebosadero es una estructura en concreto de 196,4 metros de longitud, con una capacidad de descarga de 9.600 m³/s. En el año 2010 el rebosadero fue equipado con un sistema de 22 compuertas fusibles y 2 compuertas tipo clapetas.

Túneles de carga y pozos subterráneos de compuertas

De las obras subterráneas principales construidas se encuentran los cuatro túneles de carga y los cuatro pozos de compuertas. Los cuatro túneles de carga alimentan a las cuatro unidades generadoras de la casa de

máquinas, conformados en su mayor extensión por un blindaje de acero y que empalma con la junta dresser a su llegada a casa de máquinas.

Túneles de desvío

Se construyeron dos (2) túneles de desvío, uno de los cuales posee en su parte central la cámara de compuertas de alta presión, y donde se alojan (2) compuertas de guarda y (2) compuertas de servicio, los tableros de control, y ductos y tuberías de desaireación. En el túnel de desvío N°2 se ubicó en la entrada una compuerta semiesférica y que fue finalmente retirada. En la salida de los túneles de desviación se ubicaron (7) tablonces de cierre de 6,5 toneladas cada uno los cuales son maniobrados a través de una viga pescante que engancha a cada tablón, lo iza y lo lleva por medio de un malacate a su posición final.

Casa de máquinas

La casa de máquinas es una edificación de tipo superficial que está conformada por las siguientes estructuras principalmente: La junta dresser (que empalma el blindaje del túnel de carga con el caracol de las turbinas de cada unidad), tubería de desfogue, depósito de compuertas, compuertas de desfogue, canal de descarga, área de montaje, patio de los transformadores, caseta diesel, sala de equipos eléctricos, sala de equipos mecánicos, sala de recirculación y tratamiento de aceite, sistema de agua

potable y contra incendios, sistema de tratamiento de aguas negras, entre otros.

Especial atención se debe dar a los dos elementos principales de la unidad generadora: La turbina y el generador.

Turbina

Tipo francis de 85 MW por unidad, donde se distingues: Inicialmente **las partes embebidas**, como **el caracol** (diseñado para proporcionar un flujo uniforme de agua al distribuidor a partir del conducto a presión), **el antidistribuidor** (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 anillo de descarga** (crea la cámara del rodete y sirve para dar forma al flujo aguas abajo del rodete), **el cono de descarga** (blindaje de acero de forma cónica formado por cuatro partes unidas por soldaduras) **el blindaje del cono de eyección**(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), **el blindaje del foso de turbina** (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). También están **los mecanismos de trabajo**, como **el distribuidor** que sirve para regular el flujo de agua a través de la turbina y la potencia de salida de la unidad generadora, y para impedir el

acceso de agua al rodete durante una parada de la unidad. El distribuidor 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. **Los álabes móviles** son fabricados en acero inoxidable, y cada uno de ellos se apoya en tres cojinetes que no requieren lubricación. Por medio de la fuerza de accionamiento de los servomotores se logra la rotación de los álabes móviles. La fuerza de **los servomotores** es transferida a los álabes móviles por medio de un anillo de operación de eslabones, pines y manivelas. **Los cuatro (4) servomotores** realizan la rotación de los alabes móviles. **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 4.700 mm. El rodete se asegura al eje de la turbina por medio de 20 pernos de acero que transmiten el torque y soportan los esfuerzos radiales. **El eje de la turbina** que está diseñado para transmitir el torque producido por el rodete de la turbina al rotor del generador. **El sello del eje de la turbina**, 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 cojinete guía de la turbina** es diseñado 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, el cojinete guía soporta las cargas radiales debidas a los desbalanceos mecánicos,

hidráulicos y eléctricos de la unidad y no impide el movimiento axial del eje. **Los cuatro (4) enfriadores de aceite del cojinete guía de la turbina**, hechos de tubos de cobre sin costura, cuerpo cilíndrico y tapas y láminas guías interiores.

Generador

Compuesto principalmente por los siguientes elementos: **El estator**, formado por la estructura, el núcleo, los devanados del estator conectados a las barras colectoras y las barras conductoras de fases y neutro. Fue construido en seis secciones que se unen por medio de placas topes y pernos. El estator tiene dos capas de barras de devanados en toda su circunferencia, una sobre otra, y tres terminales de fase y seis neutrales que salen del estator al foso del generador. El aislamiento de las barras es clase F. En algunas ranuras del núcleo se colocan indicadores de variación de resistencia con la temperatura (RTD), los que son colocados en el fondo sirven para monitorear la temperatura del núcleo y los que están entre las barras monitorean la temperatura promedio del devanado. **El rotor**, formado por una extensión del eje, cubo, araña, llanta, polos con bobinas de campo, conductores con corriente desde los anillos rozantes al devanado de campo y el **cojinete guía del generador**. El aislamiento de los polos es clase F. **El cojinete de empuje**, diseñado para soportar la carga axial del peso de las partes rodantes del generador y turbina y de la fuerza axial debida al flujo de agua que actúa sobre el rodete. El cojinete de

empuje es autolubricado, la rotación de la base rodante causa una continua lubricación de aceite entre el patín y los segmentos y restaura la capa de aceite entre las dos superficies rodantes. **Un sistema de enfriamiento de aceite de los cojinetes de empuje y guía del generador**, donde el aceite es enfriado fuera del foso del generador, y luego enviado hasta los cojinetes de empuje y guía a través de bombas de aceite que son accionadas automáticamente o manualmente. El arranque automático de las bombas hace parte de la secuencia general para el arranque de la unidad. **Un sistema de frenado**, con gatos de frenado los cuales se usan al parar el generador y levantar el rotor durante actividades de mantenimiento. Los frenos de unidad pueden aplicarse cuando la velocidad de rotación es menor al 20% de la velocidad nominal. El tiempo de aplicación de los frenos hasta parar la unidad es de 1,5 minutos aproximadamente. **Un sistema de ventilación**, las partes activas del generador son enfriadas con ayuda de un circuito cerrado de ventilación cuyos enfriadores de aire están dispuestos en intervalos uniformes sobre la estructura del estator, y donde el rotor actúa como un ventilador centrífugo creando la presión requerida para la circulación del aire. El generador cuenta con **un sistema de monitoreo de temperatura e instrumentos**, que mide la temperatura del embobinado del estator y del núcleo del estator con ayuda de detectores de cambio de resistencia con la temperatura (RTD) montados en las ranuras entre las barras y en el fondo de la ranura respectivamente. La temperatura del cojinete de empuje se

monitorea por detectores de cambio de resistencia con la temperatura (RTD) montados en todos los segmentos y alarmas de temperatura del aceite montadas en dos segmentos. En el cojinete guía se monitorean los segmentos con RTD y alarmas de temperatura. El generador cuenta con **calentadores eléctricos** que previenen la condensación de la humedad durante los periodos inactivos del generador, y se ubican debajo de los embobinados del estator.

Tabla 1. 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	175,00m ³ /s
Descarga mínima para el nivel +128,5	132,60m ³ /s
Descarga mínima para el nivel +107.0	107,40 m ³ /s
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)	50 $\mu\Omega$
Masa volumétrica del SF6	
Nominal	1.5 bar \pm 0.1 bar
Primer Nivel (P1)	6.4 bar – P2 +0.2 \pm 0.05 bar
Segundo Nivel (P2)	6.2 bar \pm 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
Motor	220 V 50/60/ Hz

Fuente: Manual de operación y mantenimiento de la central hidroeléctrica Urra I.

En la figura 3 se pueden apreciar los principales elementos de una unidad generadora de la central hidroeléctrica Urra I.

Figura 3. Corte unidad turbina generador

Casa de Máquinas

Altura: 44 m.

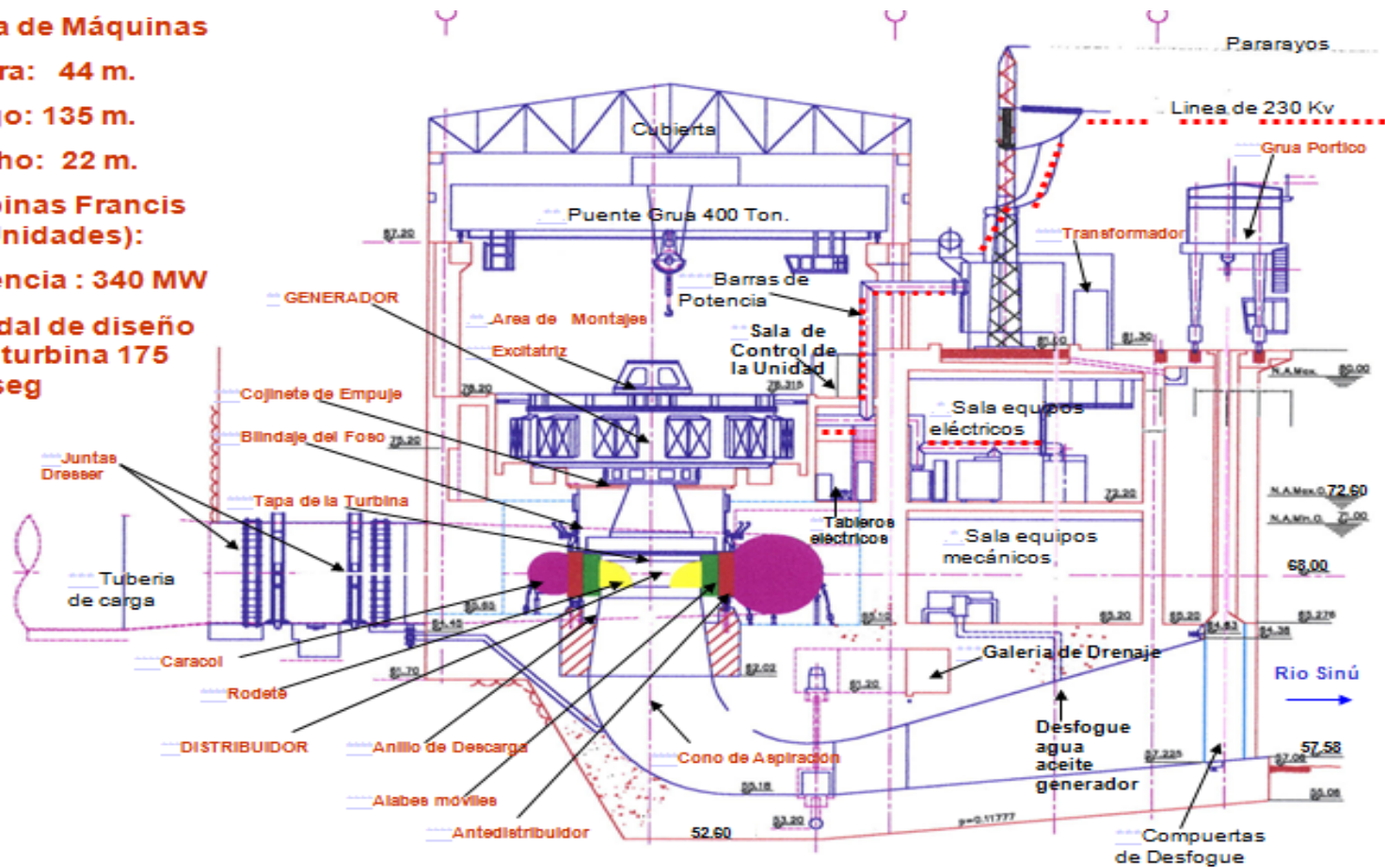
Largo: 135 m.

Ancho: 22 m.

**Turbinas Francis
(4 Unidades):**

Potencia : 340 MW

**Caudal de diseño
por turbina 175
m3/seg**



Fuente: Manual de operación y mantenimiento de la central hidroeléctrica Urra I.

5. DESARROLLO DEL PLAN DE TRABAJO

5.1. DIAGNÓSTICO ACTUAL

Los planes de mantenimiento que existen actualmente para los equipos instalados en la Central Hidroeléctrica Urra I tuvieron sus orígenes en las recomendaciones dadas por los fabricantes de los equipos y que desde la entrada en operación de la planta en el año 2000 se vienen ejecutando. Es decir, las actividades de mantenimiento se elaboraron con las instrucciones establecidas en los manuales de operación y mantenimiento y con la frecuencia determinada por el fabricante. Con el pasar de los años estas tareas de mantenimiento se han venido ajustando teniendo en cuenta las recomendaciones dadas por el mantenedor y la experiencia adquirida con el tiempo.

Con el fin de establecer estrategias encaminadas a mejorar el proceso de elaboración y revisión constante de los planes de mantenimiento y tomar decisiones que logren aumentar la confiabilidad y disponibilidad de los equipos, se ha elaborado una matriz DOFA cuyo tema de análisis es: Elaboración de planes de mantenimiento. Dicha matriz se puede visualizar en el anexo 1.

Dentro de las estrategias de ataque y de refuerzo que arrojó la matriz DOFA se encuentran:

- Aplicar el conocimiento y la experiencia que tiene el personal en la elaboración de los planes de mantenimiento con base en una metodología establecida.
- Optimizar la planeación del mantenimiento aplicando metodologías actuales para hacer más eficientes los procesos.

Al enfocarse en estas estrategias es necesario revisar la forma en la cual se elaboran los planes de mantenimiento y crear un proceso metodológico y continuo donde se puedan plantear mejoras a las actividades que ejecutan los mantenedores, revisar sus frecuencias o establecer nuevas actividades en busca de mejorar la confiabilidad de los equipos. Parte importante en este proceso

consiste en reducir una (1) de las diez y seis (16) grandes pérdidas que establece la metodología TPM, como son las pérdidas por fallas en las máquinas.

5.2. ESTABLECIMIENTO DE UNA METODOLOGÍA DE ANÁLISIS

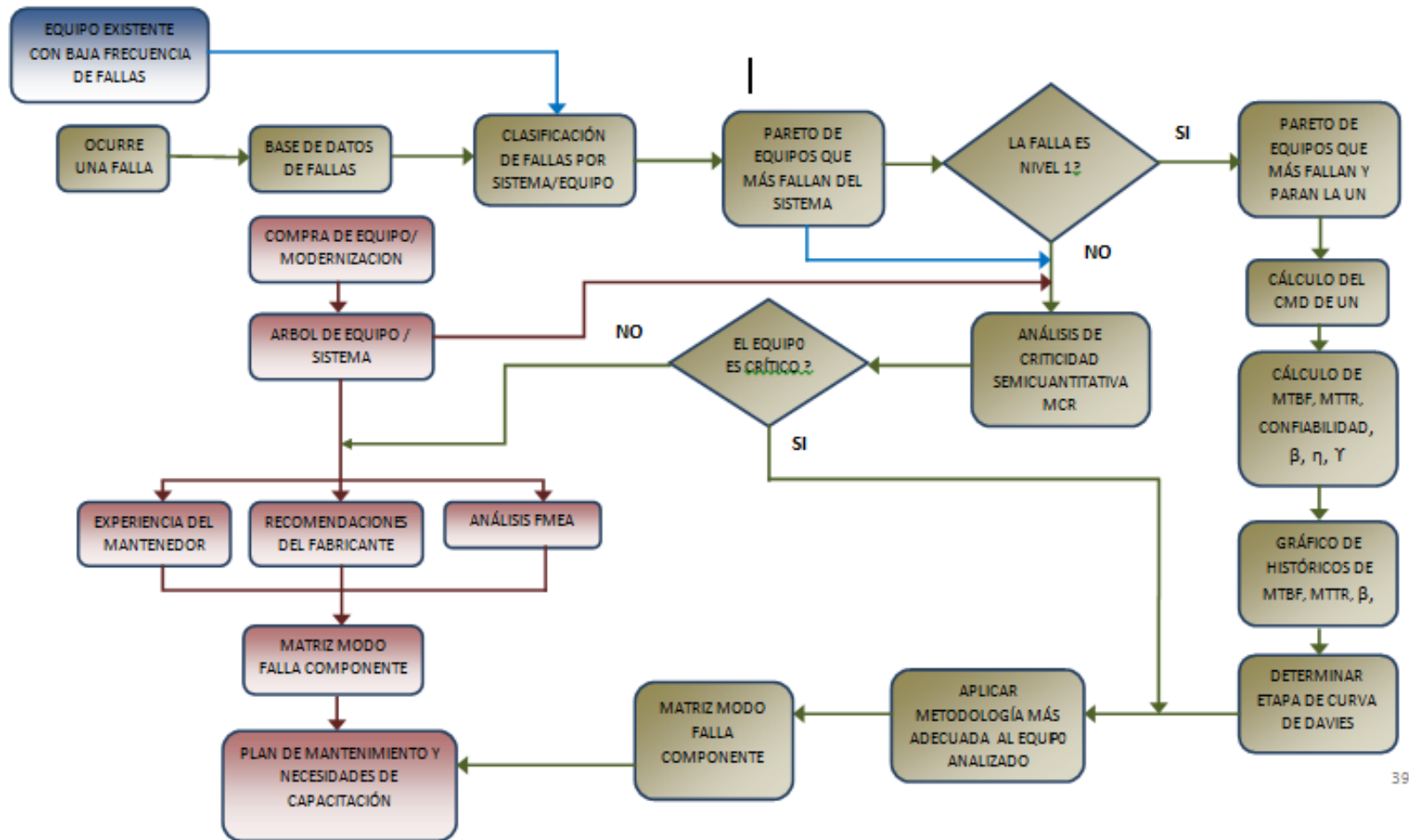
Teniendo en cuenta los resultados de la matriz DOFA y que en la actualidad los planes de mantenimiento de los equipos de la central hidroeléctrica Urra I son revisados sin aplicar una metodología de análisis específica, se planteó un modelo que abarca los equipos existentes en la planta, y la implementación de planes de mantenimiento al momento de adquirir equipos nuevos o realizar modernizaciones. La fuente primaria para aplicar este modelo planteado se encuentra en la bitácora de fallas de equipos, donde se registran todas las fallas ocurridas a los activos y las acciones correctivas para llevar al equipo en falla a estar disponible nuevamente. Se pretende con este modelo que tanto los equipos que entren en falla como los que no, sean analizados bajo esta metodología de tal forma que continuamente se puedan realizar revisiones a los planes de mantenimiento y elaborar propuestas de mejoramiento de manera sistemática.

Algunas de las herramientas utilizadas en el modelo propuesto para mejorar los planes de mantenimiento de la planta son:

- Diagramas de Pareto
- Análisis de criticidad de equipos
- Análisis de causa raíz – RCA
- Cálculos de Confiabilidad, Mantenibilidad y Disponibilidad – CMD
- Análisis de modos de falla y sus efectos – FMEA

La metodología propuesta para el mejoramiento de los planes de mantenimiento de los equipos de la Central Hidroeléctrica Urra I basada en el análisis de fallas, se puede resumir en la figura 4:

Figura 4. Flujograma metodología para mejoramiento de los planes de mantenimiento de equipos de la Central Hidroeléctrica Urra I.



39

Fuente: El autor

5.2.1. CASO 1. OCURRE UN FALLA EN UN EQUIPO.

Base de datos de fallas: En caso de ocurrir una falla en un equipo de la planta se realiza el reporte en la bitácora de fallas de manera física y digital, tal como se hace en la actualidad y se envían los respectivos correos informativos a las personas correspondientes con el fin de analizar y corregir la falla y dejar el equipo disponible lo antes posible. La figura 5 presenta reportes en la bitácora de fallas actual en medio digital.

Figura 5. Bitácora de falla en medio digital

BITACORA DE FALLAS TODOS LOS DEPARTAMENTO								
Informe de Fallas Abiertas y Cerradas								
◆◆Consecutivo	Operador reporte	Fecha reporte	Ubicacion	Sistema	Equipo	Categoria	Descripcion	Operador recibe
335	HERNAN ORTEGA	2006-10-23	CASA DE MAQUINAS	S. DE VENTILACION Y AIRE ACONDICIONADO (20DVM)	VENTILADOR DE EXTRACCION 20DVM011ZV - SALA DE BATE	Nivel 2	ES UNA PRUEBA	HERNAN ORTEGA
336	HERNAN ORTEGA	2006-10-24	UNIDAD 1 (01GTA)	TRANSFORMADOR DE POTENCIA 01GTA001TP (13,8/241,5 k	TABLERO 01GTA 232AR - CONTROL Y MANDO REFRIGERACION	Nivel 2	ESTAMOS EN PRUEBA VERIFICANDO QUE LA INFORMACION SALGA COMPLETA EN LOS INFORMES.	HERNAN ORTEGA
340	ALEX CONTRERAS	2006-10-25	UNIDAD 4 (04GTA)	SISTEMA DE AGUA DE ENFRIAMIENTO	FILTRO DE 40 uC 04SRG F5	Nivel 3	Fuga por la tubería de drenaje.	ALEX CONTRERAS
341	PEDRO VILLAMIZAR	2006-11-01	CASA DE MAQUINAS	CONTADORES DE ENERGIA	3_20LGA - PRINCIPAL CONSUMO CASA MAQ.	Nivel 3	El contador 3_20LGA se encuentra con un atraso de 1 hora con respecto a la hora del centralog	PEDRO VILLAMIZAR
342	OSCAR VALENCIA	2006-11-03	UNIDAD 3 (03GTA)	SISTEMA SAP	MOTOR-BOMBA M2	Nivel 2	"Presenta las alarmas: ""falla MCB unidad"", 03GTASF_F circuito motor falla"", no cancela. El arrancador SF2 en el tablero 03GTA227CR no repone."	JOSE URIEL ROJAS
343	PEDRO VILLAMIZAR	2006-11-03	UNIDAD 3 (03GTA)	SISTEMA SAP	TABLERO 03SKH 239CR - ARRANCADOR BOMBA No 2	Nivel 2	"Presenta las alarmas ""Falla MCB unidad"" y 03 GTASF-F circuito	PEDRO VILLAMIZAR

Fuente: Base de datos bitácora de fallas del operador

Clasificación de las fallas: Una vez la falla es reportada se ingresa su registro en un archivo donde se clasifican las fallas por sistema o equipo, teniendo en cuenta la taxonomía de equipos de la planta (ver ejemplo de la taxonomía de equipos en la tabla 2).La taxonomía mostrada es para una unidad de generación.

Tabla 2. Taxonomía del Grupo Turbina Generador según ISO-14224:2016.

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

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
- 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

SUB UNIDAD Nivel 6	ITEM MANTENIBLE Nivel 7
	<ul style="list-style-type: none"> - Tablero de Control del SAP - Bomba P9 - Enfriador de aceite - Solenoide Inyección Aire - Arrancador de bombas - Tuberías y válvulas
- Regulador de Velocidad	<ul style="list-style-type: none"> - 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	<ul style="list-style-type: none"> - 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	<ul style="list-style-type: none"> - Enfriadores - Tuberías - Instrumentación - Válvulas - Bomba fugas aceite cojinetes
- Sistema de agua de enfriamiento SRG	<ul style="list-style-type: none"> - 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 - Filtro de 40 micras 0*SRG F5 - Instrumentación - Válvulas
- Sistema de frenado	<ul style="list-style-type: none"> - Control - Micro interruptores - Solenoides - Relés - Frenos
- Generador	<ul style="list-style-type: none"> - Rotor unidad - Estator unidad - Barras conductoras de generador - Cojinetes (empuje generador y guía generador)

SUB UNIDAD Nivel 6	ITEM MANTENIBLE Nivel 7
- Sistema de circulación de aceite del generador	<ul style="list-style-type: none"> - Enfriadores del generador - Instrumentación del generador - Calefacción del generador - Filtro mecánico de aceite - Filtro magnético de aceite - Tuberías - Enfriadores de aceites - Tanque de circ. Aceite generador - Bomba enfriamiento aceite P6 - Bomba enfriamiento aceite P7 - Instrumentación - Tablero de Control de Lubricación Cojinetes
- Transformador de potencia	<ul style="list-style-type: none"> - Tablero control y mando refrigeración - TEC (control electrónico del transformador ABB) - Grupo de refrigeración (radiador y bomba) - Parte activa (núcleo, devanados, aislamiento, aceite) - Cuba principal y tanque conservador - Aisladores - Protecciones - Instrumentación
- Sistema contra Incendio Transf de potencia	<ul style="list-style-type: none"> - Sensores - Tanque agua - Sistema de Control
- Control y Protecciones del Grupo	<ul style="list-style-type: none"> - Protecciones - Tablero de control - Autómata
- Distribución 440V 04LKA	<ul style="list-style-type: none"> - Interruptores
- Sistema de Aire Alta Presión	<ul style="list-style-type: none"> - Instrumentación - Tubería - Acumulador
- Bahía 230 kv unidad	<ul style="list-style-type: none"> - Interruptor de Unidad U*** - Seccionador - Transformadores de corriente

Fuente: 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 Hidroeléctrica Urra I Tierralta – Córdoba.

En la actualidad no se cuenta con una clasificación de las fallas por subunidades (sistemas), lo cual dificulta realizar análisis de fallas. Con este proyecto se clasifican las fallas por subunidades (sistemas) como herramienta facilitadora para

plantear propuestas encaminadas a optimizar los planes de mantenimiento de los equipos. Ejemplo de esta clasificación se puede observar en la figura 6 donde se muestran las fallas ocurridas en el sistema de excitación de la unidad 1. Los registros corresponden a la bitácora de fallas que se lleva actualmente en la central de forma digital desde el año 2006, y fueron clasificados por subunidades (sistemas).

Figura 6. Clasificación de fallas por subunidades (sistemas)

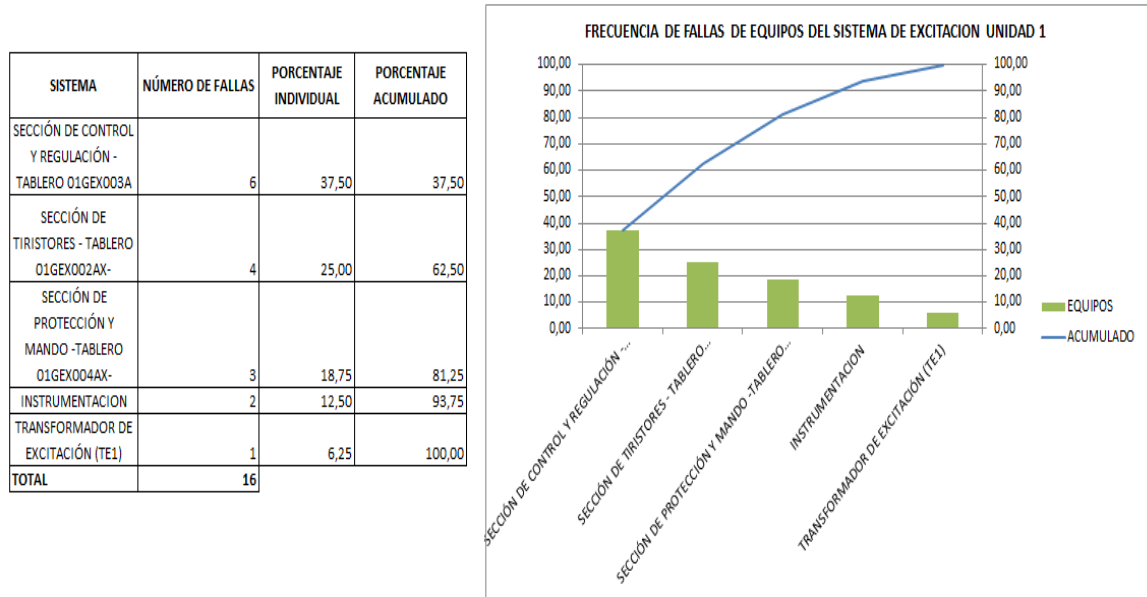
conse	fechar	horar	ubica	sistema	equipo	catago	arear	desfalla	notir
363	12/12/2006	12/12/2006 08:58	UNIDAD 1 (01GTA)	SISTEMA DE EXCITACIÓN INSTRUMENTACIÓN		Nivel 3	Proteccion y control	Se observa en el display del PLC telemecanique una lectura de potencia activa de 49.6 MW, mientras que la lectura en el medidor PECA es de 79 MW.	SI
389	20/02/2007	20/02/2007 20:33	UNIDAD 1 (01GTA)	SISTEMA DE EXCITACIÓN Y REGULACIÓN - TABLERO 01GEX003A	SECCIÓN DE CONTROL	Nivel 2	Proteccion y control	Durante el proceso de sincronizacion no entro la excitacion inicial dando disparo externo por TMLE. este disparo se presento dos(2) veces, normalizando la excitacion la segunda vez (marcha estado estable vacio con excitacion)	SI
559	23/11/2007	23/11/2007 05:56	UNIDAD 1 (01GTA)	SISTEMA DE EXCITACIÓN Y REGULACIÓN - TABLERO 01GEX003A	SECCIÓN DE CONTROL	Nivel 1	Proteccion y control	"Se encuentran alarmas del sistema AVR1 y AVR2 con la indicacion (r12); Hay excitacion y no hay el 95% F nominal, sin reset. Adicionalmente se observa que el pulsador de sistema de excitacion ARRANQUE, se quedo con el led encendido, indicando que la excitacion esta en servicio; la unidad tiene condiciones iniciales presentes."	SI
571	16/12/2007	16/12/2007 05:57	UNIDAD 1 (01GTA)	SISTEMA DE EXCITACIÓN EXCITACIÓN (TE1)	TRANSFORMADOR DE EXCITACIÓN	Nivel 1	Proteccion y control	Se presentó alarma temperatura alta transformador excitación unidad 1 01GEX001TS 13.8kV/560V se encontró el relé de temperatura, enganchado, alarmado y no cancela.	SI
637	07/06/2008	07/06/2008 01:24	UNIDAD 1 (01GTA)	SISTEMA DE EXCITACIÓN MANDO - TABLERO 01GEX004AX-	SECCIÓN DE PROTECCIÓN Y	Nivel 2	Proteccion y control	En el proceso de parada se presentó una alarma transitoria en la unidad 1 en el sistemas de protecciones. Se revisó y se encontró el interruptor SF18 120VAC que alimenta la iluminación y tomas del tablero 01GEX004AX,disparado.Además se encontró el contactor KL2.2 enganchado mecánicamente causando señal de excitación arranque, se desbloqueo y canceló la señal errada.	SI
671	15/09/2010	15/09/2010 09:25	UNIDAD 1 (01GTA)	SISTEMA DE EXCITACIÓN INSTRUMENTACIÓN		Nivel 3	Proteccion y control	En el proceso de sincronizacion de la unidad esta no manda pulso de cierre al interruptor principal	SI

Fuente: el autor

Diagrama de Pareto de equipos que más fallan de cada subunidad (sistema):

Con las fallas clasificadas en el paso anterior, es posible realizar un análisis de Pareto donde se puedan identificar los equipos o componentes que más fallan en cada sistema con el fin de definir estrategias dirigidas a tratar dichas fallas (ver figura 7).

Figura 7. Diagrama de Pareto de equipos que más fallas del sistema de excitación



Fuente: el autor

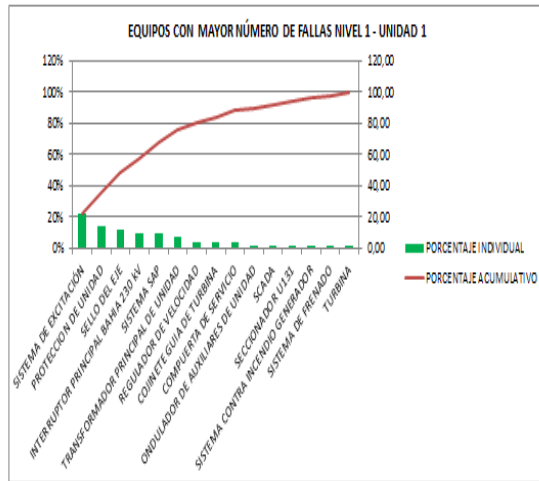
Clasificación de la falla en nivel 1, 2 y 3: Las fallas de los equipos de la central se clasifican en niveles teniendo en cuenta el grado de afectación en la generación de energía eléctrica. Fallas nivel 1 son las que producen parada directa de la generación. Fallas nivel 2 son aquellas fallas que tienen un potencial en convertirse en una falla nivel 1 en caso de darle un tratamiento no adecuado. Fallas nivel 3 son aquellas que no afectan la generación de energía de la planta. En este paso se determina si la falla analizada se encuentra en el nivel 1 o no. En caso positivo se realizará un análisis más profundo de las causas de la falla, y en caso negativo el tratamiento es realizar un análisis de criticidad de equipos.

Para fallas nivel 1.

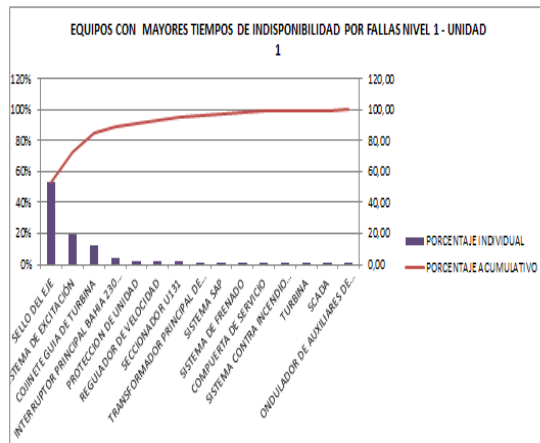
Análisis de Pareto de equipos que más fallan y provocan parada de la unidad: Dada la importancia de las fallas nivel 1 se realiza un análisis especial de estas fallas por unidad generadora las cuales provocan pérdida de producción de energía, utilizando diagramas de Pareto clasificados por mayor número de fallas y

por aquellas que causan mayores tiempos de indisponibilidad de la unidad generadora (ver figura 8). Para el ejemplo se han tomado las fallas nivel 1 de la unidad generadora N°1.

Figura 8. Diagramas de Pareto en fallas nivel 1.



CLASIFICACIÓN DE FALLAS NIVEL 1 DE LA UNIDAD 1			
EQUIPOS CON MAYOR NÚMERO DE FALLAS	CANTIDAD DE FALLAS	PORCENTAJE INDIVIDUAL	PORCENTAJE ACUMULATIVO (%)
SISTEMA DE EXCITACIÓN	11	22,00	22,00
PROTECCION DE UNIDAD	7	14,00	36,00
SELLO DEL EJE	6	12,00	48,00
INTERRUPTOR PRINCIPAL BAHIA 230 KV	5	10,00	58,00
SISTEMA SAP	5	10,00	68,00
TRANSFORMADOR PRINCIPAL DE UNIDAD	4	8,00	76,00
REGULADOR DE VELOCIDAD	2	4,00	80,00
COJINETE GUIA DE TURBINA	2	4,00	84,00
COMPUERTA DE SERVICIO	2	4,00	88,00
ONDULADOR DE AUXILIARES DE UNIDAD	1	2,00	90,00
SCADA	1	2,00	92,00
SECCIONADOR U131	1	2,00	94,00
SISTEMA CONTRA INCENDIO GENERADOR	1	2,00	96,00
SISTEMA DE FRENADO	1	2,00	98,00
TURBINA	1	2,00	100,00
TOTAL	50		



CLASIFICACION DE EQUIPOS POR TIEMPO DE INDISPONIBILIDAD	TIEMPO DE INDISPONIBILIDAD (MITR)	PORCENTAJE INDIVIDUAL	PORCENTAJE ACUMULATIVO (%)
SELLO DEL EJE	90:41:00	53,63	53,63
SISTEMA DE EXCITACIÓN	32:19:00	19,11	72,75
COJINETE GUIA DE TURBINA	21:29:00	12,71	85,45
INTERRUPTOR PRINCIPAL BAHIA 230 KV	6:24:00	3,79	89,24
PROTECCION DE UNIDAD	4:02:00	2,39	91,62
REGULADOR DE VELOCIDAD	3:13:00	1,90	93,52
SECCIONADOR U131	2:57:00	1,74	95,27
TRANSFORMADOR PRINCIPAL DE UNIDAD	2:17:00	1,35	96,62
SISTEMA SAP	2:01:00	1,19	97,81
SISTEMA DE FRENADO	1:18:00	0,77	98,58
COMPUERTA DE SERVICIO	0:47:00	0,46	99,04
SISTEMA CONTRA INCENDIO GENERADOR	0:34:00	0,34	99,38
TURBINA	0:30:00	0,30	99,67
SCADA	0:17:00	0,17	99,84
ONDULADOR DE AUXILIARES DE UNIDAD	0:16:00	0,16	100,00
TOTAL	169:05:00	10000,00%	

Fuente: el autor

Cálculos de Confiabilidad, Mantenibilidad y Disponibilidad (CMD): Existen varias alternativas que difieren en su metodología y en su fundamentación técnica, aunque persiguen lo mismo; unas son más adecuadas que otras en función del entorno y de las características del grado posible o no de reparación de los

elementos, como también del grado de madurez técnico y científico de las personas o de la empresa que los utiliza. Se destacan los siguientes modelos:

Método de cálculos puntuales (promedios): Se basa en el establecimiento de promedios de cada uno de los parámetros de fallas, reparaciones, tiempos útiles y demás variables por calcular; su utilización es muy simple y adecuada para personas o empresas que en su vida no han practicado con parámetros CMD. Sus resultados no son muy aceptables, pero es muy útil para aprender a dominar los algoritmos de cálculo de cada una de las diferentes opciones de disponibilidad. Además mediante este método se tiene la desventaja de que varias curvas de confiabilidad o de mantenibilidad pueden entregar los mismos valores de MTTR o MTBF, lo cual resta credibilidad a este método. Es decir, se puede obtener el mismo tiempo promedio entre fallas o de reparaciones para casos totalmente diferentes o antagónicos.

Este método es el actualmente utilizado para los cálculos de CMD de las unidades generadoras de la central.

Métodos de distribuciones: Utiliza los mismos conceptos de disponibilidad, mantenibilidad y confiabilidad del modelo puntual, pero en vez de utilizar el promedio de los valores de tiempos útiles, fallas, de mantenimientos planeados, de demoras, utiliza diferentes distribuciones que modelan mucho mejor que uno simple el comportamiento de las variables CMD en el tiempo y de sus parámetros. En general, es un buen procedimiento aplicable tanto a elementos o máquinas reparables o no. Tiene muy buena aceptación mundial y es de aplicación sencilla. Cuando se requiere desarrollar estrategias y acciones concretas de mantenimiento y producción, es mejor utilizar las distribuciones para el análisis de la confiabilidad y mantenibilidad. Existen muchas distribuciones que pueden simular adecuadamente tanto la confiabilidad como la mantenibilidad, y por ende, la disponibilidad para condiciones particulares y específicas, entre las que se destacan la distribución normal, exponencial, Weibull, Gamma, Log normal, binomial, Poisson entre otras.

Para la caracterización del comportamiento de una variable o atributo como distribuciones de probabilidad teóricas (como las normal, Weibull, exponencial etc.) lo adecuado es, teniendo una muestra de datos válidos estadísticamente, someter el conjunto de datos a una serie de pruebas estadísticas. El proceso que se lleva a cabo para la caracterización de los datos con el fin de modelarlos con distribuciones de probabilidad teóricas, se denomina Prueba de Bondad de Ajuste, entre las que se cuentan KOLMOGOROV-SMIRNOF, o CHI-CUADRADO, que son dos de las más usadas.

Para el caso de las unidades de generación de la Central Hidroeléctrica Urrá I, el primer paso consistió en la obtención, tabulación, la manipulación y el tratamiento de los datos. En el caso de las fallas que provocan parada de planta (fallas nivel 1) los datos fueron tabulados teniendo en cuenta el historial, tomando como ejemplo las fallas de los equipos de la unidad 1 la cual tiene registros desde el año 2001, obteniéndose tiempos de operación entre fallas y duración de los mantenimientos correctivos producto de dichas fallas, como se muestra en el cuadro 1.

Cuadro 1. Tiempos entre fallas y duración de mantenimientos correctivos

UNIDAD	FECHA SALIDA	HORA DE SALIDA	FECHA ENTRADA	HORA DE ENTRADA	TIEMPO DE INDISPONIBILIDAD (TTR)	HORAS TOTALES ENTRE EVENTOS	HORAS DE PARADA OPERATIVA, AMBIENTAL, FORZADA EXTERNA	HORAS OPERATIVAS ENTRE FALLAS	CAUSA DE DISPAROS	EQUIPO EN FALLA
1	15/02/2000	08:14:00	15/02/2000	08:43:00	0:29:00	0:00:00			Activación de un sensor de bajo nivel en el tanque sumidero	SISTEMA SAP
1	23/02/2000	14:05:00	23/02/2000	15:03:00	0:58:00				Verificación de una tarjeta electronica en el sistema de excitación	SISTEMA DE EXCITACIÓN
1	25/02/2000	10:02:00	25/02/2000	11:00:00	0:58:00				Revisión canal de respaldo sistema de excitación	SISTEMA DE EXCITACIÓN
1	10/03/2000	11:04:00	10/03/2000	14:01:00	2:57:00				Salte de sincronismo por falla presentada en el seccionador UI31	SECCIONADOR UI31
1	21/03/2000	11:40:00	21/03/2000	12:58:00	1:18:00				Falsa señal frenos aplicados por perdida de polaridad 24 vcc	SISTEMA DE FRENADO
1	30/03/2000	14:50:00	30/03/2000	16:16:00	1:26:00				Falla sistema de excitación	SISTEMA DE EXCITACIÓN

Fuente: el autor

Una vez se cuenta con la información es necesario aplicar las pruebas de bondad de ajuste para encontrar cuál distribución se ajusta más a los datos obtenidos. Existen varias herramientas estadísticas o de simulación que permiten aplicar las pruebas de bondad de ajuste, dentro de ellas está EXPERTFIT, de FLEXSIM (www.flexsim.com) cuyos resultados se pueden observar en el anexo 2.

Al revisar los datos, para el caso de la duración de los mantenimientos correctivos después de ocurrida una falla nivel 1 y luego de una eliminación de datos atípicos la distribución que más se ajusta es la de Weibull con parámetro de forma 1,247059 y parámetro de escala 0,861436.

Con estos parámetros es posible calcular el MTTR o tiempo medio para reparar así:

El MTTR se calcula así; $MTTR = \eta * \text{Función Gamma} (1 + 1 / (\text{Beta}))$

Parámetro de forma = Beta

Parámetro de escala $\text{Eta} = \eta$

Función Gamma = Es una integral impropia, que no tiene solución analítica directa, con propiedades especiales que permiten su utilización en la generalización de la función factorial y el desarrollo de la transformada de Laplace. El desarrollo de la teoría de las probabilidades y la estadística descansa sobre la utilización de esta función para calcular funciones de distribución.

$MTTR = 0,861436 * \text{Función Gamma} (1 + 1 / (1,247059)) = 0,8028$ horas.

El cálculo del MTTR para la unidad 1 utilizando el método de los promedios simples arroja un valor de 1,24.

Al utilizar la distribución de Weibull se tiene la ventaja que es muy manejable y se acomoda a las tres zonas de la curva de la bañera o de Davies. La distribución de Weibull posee tres parámetros los cuales permiten obtener mejores ajustes que con otras distribuciones, los cuales son:

- Gamma- parámetro de posición (δ): El más difícil de estimar y por este motivo se asume con frecuencia que vale cero. Indica el lapso en el cual la probabilidad de falla es nula.
- Eta – parámetro de escala o característica de vida útil (η): Su valor es determinante para fijar la vida útil del producto o del sistema. Cuanto más alto, las máquinas pueden ser más robustas o de trabajos de mayor duración.
- Beta – parámetro de forma (β): Refleja la dispersión de los datos y determina la forma que toma la distribución.

De la misma forma se calcula el MTBF o tiempo medio entre fallas. Con los tiempos operativos entre una falla y otra, obtenidos desde el año 2001, se aplica la herramienta estadística EXPERTFIT de FLEXSIM (anexo 2) encontrando que la distribución que permite modelar de la mejor forma los datos es la distribución exponencial con un parámetro de escala 1.634,6422. De esta forma el valor esperado para el MTBF aplicando la distribución exponencial es de 1.634,6422 h. Por el método de cálculos puntuales se obtiene un valor de 2.003,58 horas para el MTBF.

Posteriormente se define la disponibilidad más adecuada de acuerdo con los datos que se poseen, teniendo en cuenta las expectativas de la empresa, y acorde con los elementos que se desea controlar. Para el caso de la Central Hidroeléctrica Urra I la disponibilidad más adecuada es la inherente o intrínseca, la cual es muy útil cuando se trata de controlar las actividades de mantenimientos no planeados (correctivos y/o modificativos). Su uso es posible cuando los promedios de tiempos útiles son mucho más grandes frente a los tiempos no operativos y los

tiempos de retraso o demoras administrativos o físicos son mínimos o tienden a cero. Sus parámetros son el tiempo medio entre fallas (MTBF) y el tiempo medio para reparar (MTTR). Sólo tiene en cuenta fallas o pérdidas de la función por razones propias del equipo y no por razones externas. Además no contempla los mantenimientos planeados.

La disponibilidad inherente o intrínseca se puede definir de la siguiente manera:

$$\text{Disponibilidad inherente} = \frac{\text{MTBF}}{\text{MTBF} + \text{MTTR}}$$

Para el caso de estudio tenemos,

$$\text{Disponibilidad inherente} = \frac{\text{MTBF}}{\text{MTBF} + \text{MTTR}} = \frac{1634,6422}{1634,6422 + 0,8028} = 0,9995$$

Al realizar una comparación entre los datos obtenidos con el método puntual de promedios de los últimos 3 años y el método de distribuciones para el cálculo de confiabilidad (MTBF), mantenibilidad (MTTR) y disponibilidad desde el año 2001, se obtienen los resultados de la tabla 3:

Tabla 3. Comparativo entre método de cálculos puntuales y distribuciones

	Método de cálculos puntuales (A)	Método de distribuciones (B)	A / B (%)
Mantenibilidad (h)	1,24	0,80	55
Confiabilidad (h)	2.003,58	1.634,64	22,57
Disponibilidad (%)	96,66	99,95	3,3

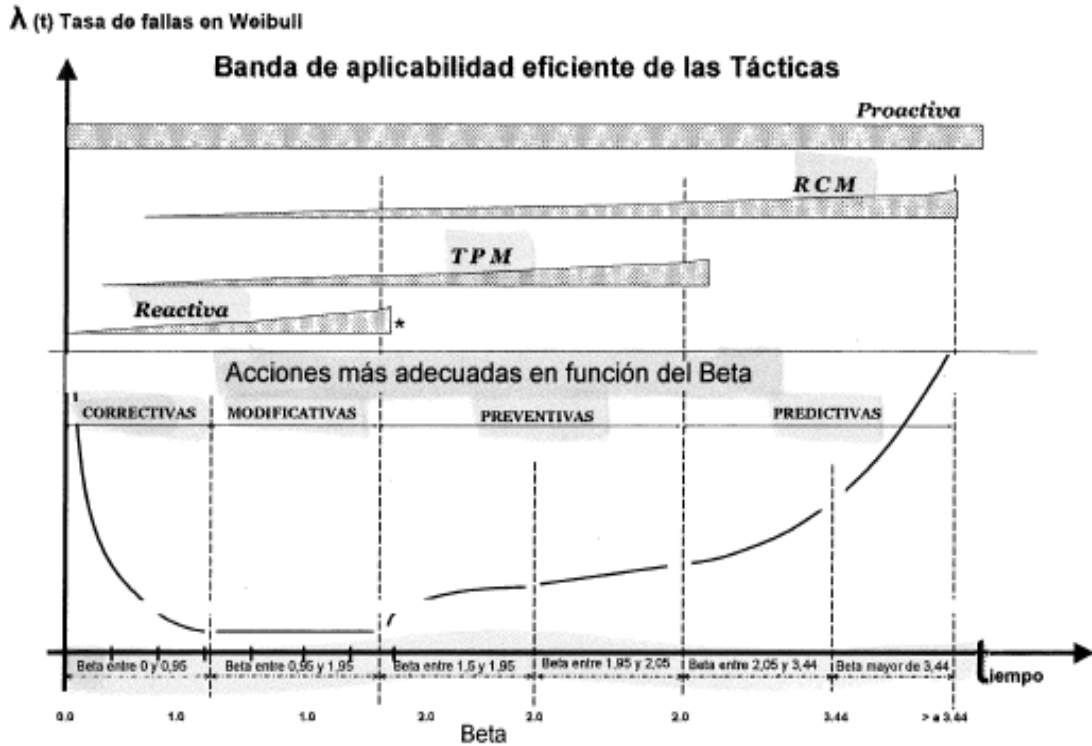
Fuente: el autor

Al comparar los resultados obtenidos por el método de cálculos puntuales con respecto al método de distribuciones se observa que la mantenibilidad es un 55 % superior por el método de cálculos puntuales y para el caso de la confiabilidad es un 22,57% superior. Revisando los resultados de la disponibilidad se observa que el método de cálculos puntuales arroja un resultado inferior con respecto al método de distribuciones un 3,3%.

Gráficos de históricos de MTBF, MTTR, beta y determinación de etapa de la curva de Davies: Realizados los cálculos de MTBF y MTTR y beta es posible graficar los históricos de estos parámetros con el fin de ir revisando la evolución de cada uno de ellos cada vez que ocurra una falla nivel 1. En el caso del parámetro beta para el ejemplo planteado se puede decir que el equipo en estudio se encuentra en la etapa I de la fase III de envejecimiento, y por tanto también es posible conocer cuáles serían las acciones más adecuadas en función del beta.

Aplicación de la metodología más adecuada al elemento analizado: Teniendo en cuenta el valor de beta obtenido es posible conocer que metodología de mantenimiento es la más apropiada para el elemento analizado, según se establece en la figura 9.

Figura 9. Tácticas de mantenimiento en función del parámetro Beta



Fuente: Mantenimiento, planeación, ejecución y control. Alberto Mora.

De acuerdo con los datos obtenidos las acciones más adecuadas en función del beta son las preventivas, especialmente las relacionadas con TPM en su mayor parte y RCM.

Una de estas metodologías se aplica en la actualidad cuando se presentan fallas nivel 1 que producen parada de la producción de energía, mediante un análisis ECF (Equipo Casa Fallas), donde a través del intercambio de ideas de un equipo interdisciplinario se muestra la secuencia cronológica de eventos ocurridos antes, durante y después de una falla, las posibles causas de la falla, las revisiones inmediatas realizadas, las acciones correctivas a corto plazo y las acciones preventivas para evitar que la falla se vuelva a presentar. Un análisis ECF realizado recientemente se puede apreciar en el anexo 3.

Matriz modo falla componente: La aplicación de esta matriz tiene relevancia en el sentido que brinda información importante sobre los modos de falla más frecuentes que ocurren en los equipos, de tal forma que podamos analizarlos y tomar acciones dentro de los planes de mantenimiento para evitar que dichas fallas se vuelvan a presentar. Para el caso en estudio se ha implementado la matriz modo falla componente para las fallas ocurridas en el año 2019, y se muestran en el anexo 4.

Mejora del plan de mantenimiento y planes de capacitación: Con base en el análisis ECF obtenido anteriormente y en la matriz modo falla componente, se emiten actividades de mantenimiento para el equipo en falla. También se puede utilizar la matriz modo falla componente como insumo para elaborar los planes de capacitación de la empresa teniendo en cuenta los modos de falla por tecnología que más se presentan y de esta forma afianzar los conocimientos del personal en dichos aspectos. Al revisar la matriz modo falla componente elaborada para el año 2019 se puede concluir que las capacitaciones se deberían enfocar a:

- Equipos de control.
- Elementos mecánicos.

Estos dos (2) aspectos constituyen el 73% de los modos de falla por tecnología presentados en el año 2019, y sobre los cuales se recomienda enfocar los planes de capacitación.

Esta matriz también permite establecer sobre qué sistema, equipo o componente se deben hacer seguimientos más estrictos o mejorar sus planes de mantenimiento, que para nuestro caso aplica para los equipos de la instrumentación de la turbina, la sección de control y regulación del sistema de excitación, la instrumentación y las válvulas reguladoras de presión del sistema de agua de enfriamiento, los aires acondicionado y la instrumentación de los sistemas contra incendio.

Para fallas nivel 2 Y 3: Para este tipo de fallas es necesario realizar un análisis de criticidad del equipo o componente fallado de acuerdo con la metodología planteada utilizando un modelo semi-cuantitativo, debido a que permite jerarquizar los activos utilizando criterios técnicos definidos por especialistas junto con criterios financieros, lo que le imprime un nivel bajo de subjetividad.

Para saber si un equipo o componente es crítico o no mediante esta metodología se utiliza la expresión matemática de la criticidad,

$$\text{Criticidad} = \text{Frecuencia de falla} \times \text{Consecuencia}$$

Se requiere entonces, definir cuáles son los factores de frecuencia y consecuencia de falla del equipo y realizar su evaluación.

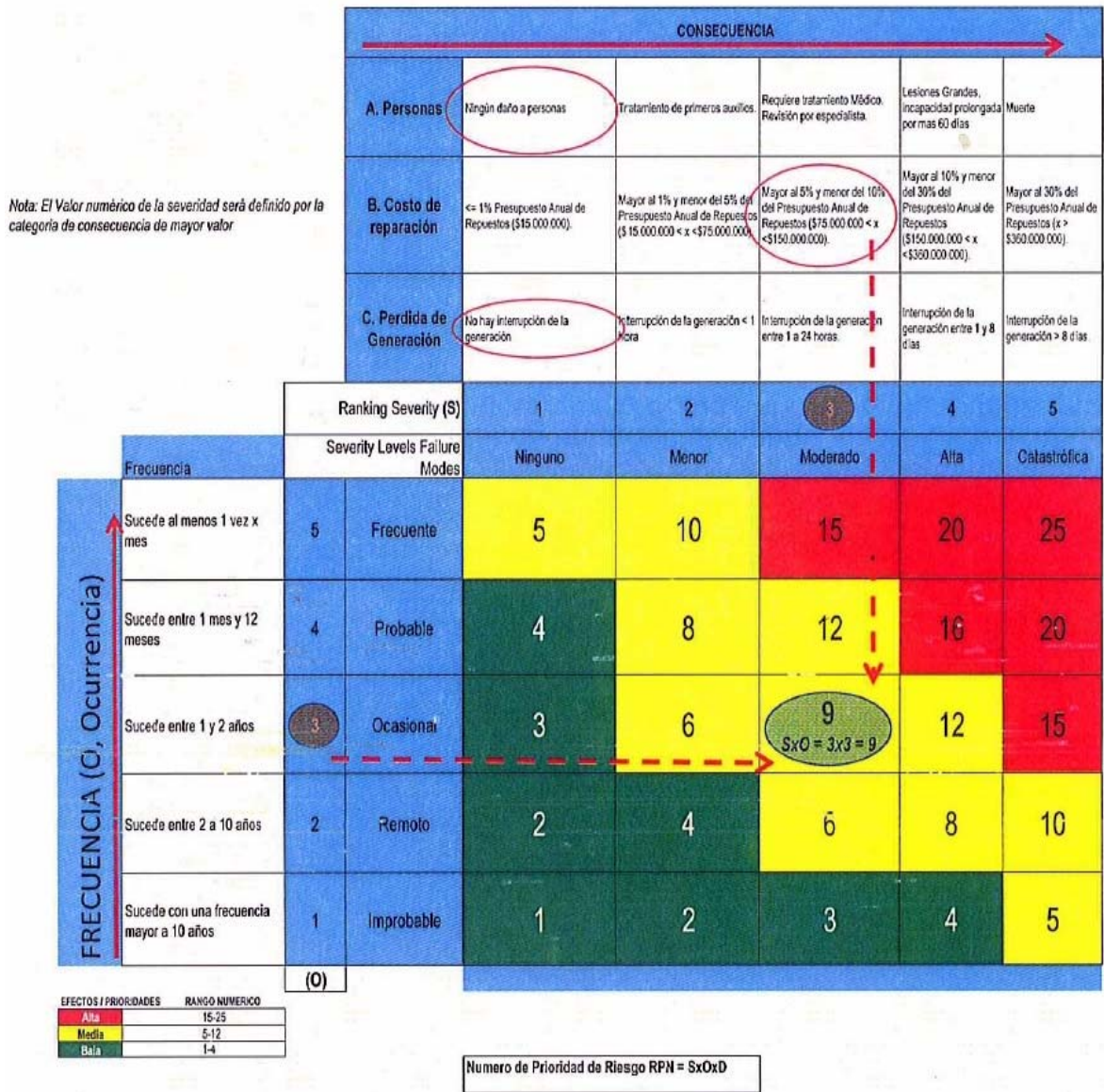
Los resultados de la evaluación de los factores se pueden representar en una matriz de criticidad de equipos, en donde el eje vertical lo conforman los niveles de frecuencia de fallas y el eje horizontal lo conforman los niveles de consecuencia de la falla. La matriz se divide en zonas donde se representan los niveles de criticidad.

La Central Hidroeléctrica Urra I cuenta con una matriz de criticidad elaborada en el año 2018, donde se establecieron como factores de consecuencia las siguientes categorías:

- ❖ Personas.
- ❖ Costos de Reparación.
- ❖ Pérdida de Generación.

Los factores de frecuencia también fueron definidos (ver anexo 5) y representados en la matriz de criticidad de equipos, como se evidencia en la figura 10.

Figura 10. Matriz de criticidad de equipos



Fuente: Manual de operación y mantenimiento de la central hidroeléctrica Urra I

Si luego de la evaluación de la criticidad el equipo resulta ser crítico, se le aplica la metodología del análisis ECF para luego establecer acciones que mejoren el plan de mantenimiento del equipo, tal como se hace para las fallas que producen parada de producción de energía (fallas nivel 1). Si el equipo resulta no ser crítico, se realizará un estudio FMEA (Análisis de Modos de Falla) y se tendrán en cuenta

las recomendaciones dadas por el fabricante del activo y la experiencia de la empresa mantenedora, para plantear las mejoras al plan de mantenimiento con sus respectivas frecuencias de intervención. En la Central Hidroeléctrica Urra I se cuenta con unos formatos para realizar análisis de modos de falla diseñados según la norma IEC 60812 Analysis Techniques for System Reliability. Part 2 Procedure for failure mode and effects analysis, pero esta metodología no es aplicada actualmente en ningún caso.

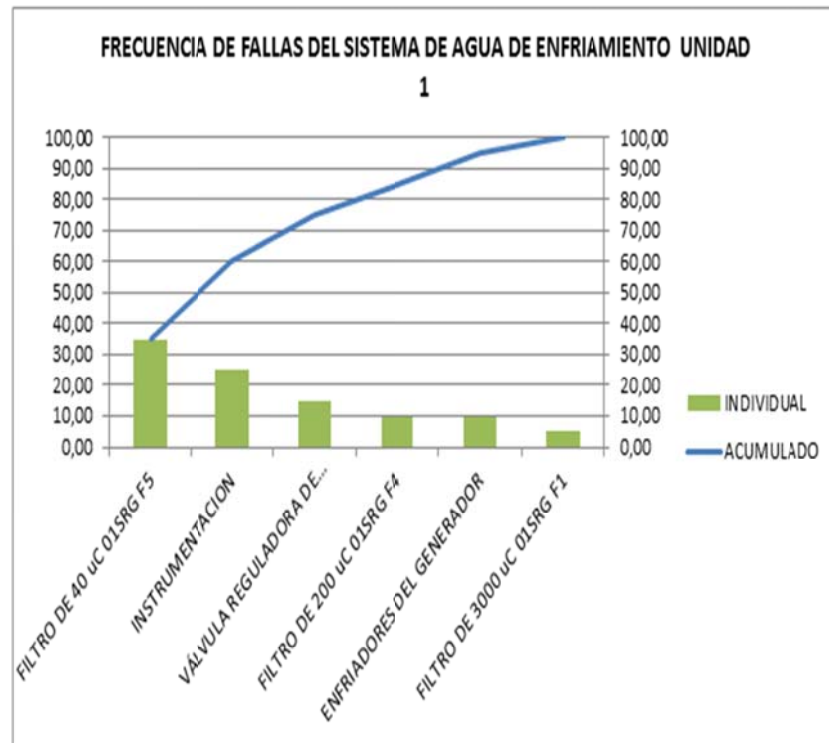
Con este proyecto se busca implementar la metodología FMEA para los casos de fallas nivel 2 y 3 en los equipos de la Central Hidroeléctrica Urra I, de tal forma que se puedan mejorar los planes de mantenimiento utilizando esta herramienta.

Como ejemplo aplicado a casos de fallas nivel 2 y 3, a continuación se presenta una evaluación de una falla nivel 2 ocurrida en una válvula reguladora de presión del sistema de agua de enfriamiento de la unidad 1.

Primero se accede a la base de datos de las fallas de la central y se clasifica la falla en el sistema o equipo correspondiente (sistema de agua de enfriamiento unidad 1). Posteriormente se realiza un diagrama de Pareto de los equipos que más fallan del sistema analizado tal como se ve en la figura 11.

Figura 11. Diagrama de Pareto sistema de agua de enfriamiento

SISTEMA /EQUIPO	NÚMERO DE FALLAS	PORCENTAJE INDIVIDUAL	PORCENTAJE ACUMULADO
FILTRO DE 40 µC 01SRG F5	7	35,00	35,00
INSTRUMENTACION	5	25,00	60,00
VÁLVULA REGULADORA DE PRESIÓN 01SRG PR1	3	15,00	75,00
FILTRO DE 200 µC 01SRG F4	2	10,00	85,00
ENFRIADORES DEL GENERADOR	2	10,00	95,00
FILTRO DE 3000 µC 01SRG F1	1	5,00	100,00
TOTAL	20		



Fuente: El autor

Se procede a realizar el análisis de criticidad semicuantitativo valorando los factores de frecuencia y consecuencia con los siguientes resultados:

Frecuencia: Categoría 2 (sucede entre 2 a 10 años)

Consecuencia

Personas: Categoría 1 (ningún daño a personas)

Costo de reparación: Categoría 1 (menor o igual a 15.000.000)

Pérdida de generación: Categoría 2 (Interrupción de la generación < 1 hora).

Se selecciona la consecuencia más severa, es decir la categoría 2.

Criticidad = 2 x 2 = 4

Como se muestra en la figura 10, el equipo en falla no es crítico. Posteriormente se hace un análisis FMEA tal como se muestra en el cuadro 2.

Cuadro 2. Análisis FMEA de la válvula reguladora de presión

ITEM MANTENIBLE	Cód. Func.	Función	Cód. FF	Descripción Falla Funcional	Cód.. MF	Modo de Falla	Descripción Efectos	Falla oculta
Cubierta inferior y superior	1	Proteger los componentes de la válvula reguladora	1	Incapaz de proteger los componentes de la válvula reguladora	1.1	Ruptura, daño estructural	Fuga de agua, La válvula no regula la presión	NO
Obturador	2	Dejar pasar el fluido a través de la válvula del punto de entrada a la salida	2	No permite el paso del agua a través de la válvula del punto de entrada a la salida	1.2	Obstrucción	No regula presión	NO
Vástago	3	Permitir el movimiento entre el diafragma actuador y el obturador	3	Incapaz de permitir el movimiento entre el diafragma actuador y el obturador	1.1 1.3 1.4	Ruptura, daño estructural Falla lubricación Sobreajustado	No regula presión, el vástago no se mueve	NO

ITEM MANTENIBLE	Cód. Func.	Función	Cód. FF	Descripción Falla Funcional	Cód.. MF	Modo de Falla	Descripción Efectos	Falla oculta
Manguito Glándula	4	Ajustar las estopas al vástago para evitar el paso de agua	4	Desajuste de las estopas al vástago, permite el paso de agua	1.5	Desajuste	Fuga de agua	NO
Diafragma actuador	5	Mover el vástago según la presión a la salida de la válvula reguladora	5	No mueve el vástago de acuerdo con la presión a la salida de la válvula reguladora	1.1	Ruptura, daño estructural	Pérdida de regulación de presión	NO
Palanca	6	Ejercer fuerza en contra de la presión a la salida de la válvula	6	No ejerce presión en contra de la presión a la salida de la válvula	1.6	Soltura	Pérdida de regulación de presión	NO
Tubería de retroalimentación	7	Conducir el agua desde la salida de la válvula hasta el diafragma actuador	7	Incapaz de conducir el agua desde la salida de la válvula hasta el diafragma actuador	1.2	Obstrucción	No regula presión	NO

Fuente: el autor

Utilizando la información de la falla se diligencia la matriz modo falla componente, y junto con el análisis FMEA, la experiencia del personal de mantenimiento y las recomendaciones del fabricante se revisan las estrategias de mantenimiento y se establecen mejoras al plan de mantenimiento. En el cuadro 3 se pueden visualizar las actividades de mantenimiento actuales con su frecuencia y las actividades propuestas para el mantenimiento de las válvulas reguladoras de presión del sistema de agua de refrigeración.

Cuadro 3. Actividades de mantenimiento para válvula reguladora de presión

Item	Actividades de mantenimiento actual	Frecuencia de mantenimiento actual	Actividades de mantenimiento propuestas	Frecuencia de mantenimiento propuesta
1	Verificar los reguladores de presión (estado de regulación, estado de membrana)	Mensual	<ul style="list-style-type: none"> *Verificar el estado de ajuste de las estopas. Realizar movimientos del vástago para verificar que se encuentre libre. *Realizar lubricación de partes móviles. *Revisión estado de la palanca y pesas. *Revisión de la estructura de la válvula y estado de pintura. 	Mensual
2	Revisar los reguladores de presión y su respectivo ajuste, eliminar fugas.	Anual	<ul style="list-style-type: none"> *Desarme de la válvula, limpieza de todas sus partes, eliminar suciedad y obstrucciones. *Realizar lubricación de partes móviles. *Verificar el correcto ajuste del vástago con varios movimientos de apertura y cierre. *Cambio de pasador de unión del vástago. *Revisión del estado del diafragma, cambio en caso necesario. *Eliminar suciedad, obstrucciones de la línea de retroalimentación de agua. *Revisar el estado de empaques y oring, cambiar si se requiere. *Armado del regulador de presión. 	Anual

Fuente: el autor

5.2.2. EQUIPOS EXISTENTES CON BAJA FRECUENCIA DE FALLAS

En el caso de equipos existentes en la planta pero que tengan una baja frecuencia de falla la metodología consistirá en realizar un análisis muy parecido al caso de los equipos con fallas nivel 2 y 3. Esto es, realizar una clasificación de las fallas históricas del sistema, elaborar un diagrama de Pareto con los equipos que más fallan del sistema en estudio, y realizar un análisis de criticidad semicuantitativo tal como se describió anteriormente con el fin de tener una evaluación de dicho aspecto. Debido a que son equipos de la planta que tienen baja frecuencia de fallas, resultarán siendo equipos no críticos, se aplicará luego la metodología FMEA y se diligenciará la matriz modo falla componente, ya expuesta en párrafos anteriores.

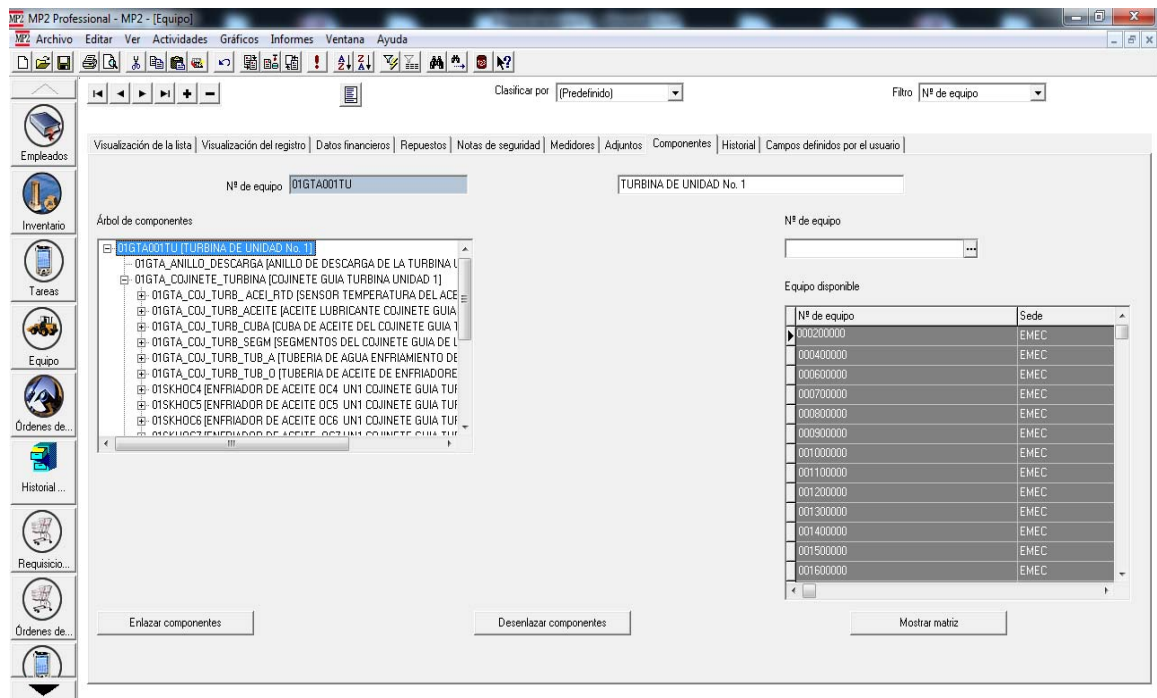
5.2.3. ADQUISICION DE EQUIPOS NUEVOS O MODERNIZACIONES

En el caso de compra de equipos nuevos o realizar modernizaciones se procederá inicialmente a elaborar el respectivo árbol de equipo con sus componentes y elementos principales e incluirlos en la base de datos del sistema de información para mantenimiento. Este árbol de equipo se realizará siguiendo la sintaxis o códigos de identificación que se utilizan actualmente y teniendo en cuenta la taxonomía de equipos presente en la norma ISO 14224. Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment.

- Identificación de la industria.
- Identificación de la categoría del negocio.
- Identificación de la instalación.
- Identificación de la planta o unidad.
- Identificación del sistema o sección (código y descripción).
- Identificación del equipo (código y descripción).
- Identificación de la subunidad (código y descripción).
- Identificación del componente o ítem mantenible (código y descripción).
- Identificación de la parte (código y descripción).

Cada parte o componente tendrá asociada una localización precisa que permita su identificación por cualquier usuario de la base de datos. Como ejemplo se presenta en la figura 12 la descomponetización realizada para la turbina como uno de los equipos principales de la central, y que el sistema de información para mantenimiento no tenía.

Figura 12. Descomponetización de la turbina



Fuente: Sistema de información MP2

Una vez realizado el árbol de equipos se procederá a realizar análisis de modos de fallas y sus efectos (FMEA) de los diferentes componentes que conforman el equipo o sistema, que junto con las recomendaciones del fabricante y la experiencia acumulada del mantenedor serán los insumos para la elaboración de un plan de mantenimiento, tal como se realizó en el caso de la falla nivel 2 y 3. Una vez se presenten fallas en los ítems mantenibles que conforman estos equipos nuevos o modernizados, se realizará el respectivo diligenciamiento de la matriz modo de falla componente.

6. CONCLUSIONES

La utilización del historial de las fallas que se presentan en los equipos de la central hidroeléctrica Urra I, su clasificación y estudio son una fuente de vital importancia para el mejoramiento de los planes de mantenimiento, debido a que permite identificar las fallas más frecuentes y tomar acciones para que no se presenten o que su impacto sea mínimo.

Al implementar una estrategia para el mejoramiento de los planes de mantenimiento cada vez que se presenten fallas, se hagan modernizaciones o se compren nuevos equipos permite también mejorar la disponibilidad de los equipos de la planta, lo cual impacta positivamente los indicadores del proceso de mantenimiento y permite a la gerencia tomar mejores decisiones enfocando sus esfuerzos los equipos críticos o los que impacten la producción de la planta.

El desarrollo de esta metodología permite a los líderes de los procesos de mantenimiento conocer de mejor forma el funcionamiento de los equipos analizados, contando cada día con un personal más capacitado.

El análisis actual que se hace de las fallas nivel 1 (las que provocan parada de la producción) se complementó con la incorporación de la matriz modo de falla componente de cuyas conclusiones se impactan los planes de mantenimiento y los programas de capacitación del personal. También se plantea la metodología para calcular la disponibilidad mediante el método de distribuciones.

Es de suma importancia que la información de las fallas sea llevada con gran responsabilidad, alimentando los respectivos registros con el fin de tener la información oportuna y de la cual se desprendan análisis ajustados a la realidad.

Con esta metodología se tiene una hoja de ruta con relación a la elaboración de los planes de mantenimiento cuando se realicen modernizaciones o adquisición de nuevos equipos, basados en un análisis FMEA, la experiencia del mantenedor y las sugerencias de los fabricantes.

7. RECOMENDACIONES

Se recomienda realizar el cálculo del MTBF y MTTR de las fallas nivel 1 en las unidades generadoras de la Central Hidroeléctrica Urra I utilizando técnicas de distribuciones con las cuales es posible tener mejores resultados de dichos indicadores que con el cálculo por métodos puntuales.

El uso de la metodología planteada en esta monografía de manera sistemática permitirá ajustar los planes de mantenimiento actuales utilizando técnicas de análisis, se recomienda su implementación paso a paso con el fin de realizar una buena documentación, interpretación de resultados con los jefes de mantenimiento y retroalimentación de las actividades de mantenimiento a ejecutar.

Se recomienda el uso de la matriz modo falla componente como herramienta para realizar planes de capacitación al personal técnico con el fin de mejorar sus competencias basados en los análisis de las fallas de los equipos de la planta.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] MORA GUTIERREZ Alberto. Mantenimiento, planeación, ejecución y control. Alfaomega. 2009.
- [2] PISTARELLI Alejandro. Manual de mantenimiento. Ingeniería, gestión y organización. 2010.
- [3] MOUBRAY Jhon. RCM II Mantenimiento Centrado en confiabilidad Español. 2004.
- [4] URRRA SA ESP. Manual de Operación y Mantenimiento de la Central Hidroeléctrica Urra I, Tierralta, Córdoba, 1998.
- [5] ACEVEDO Victor. 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 hidroeléctrica Urra I Tierralta-Córdoba. 2018.
- [6] ICONTEC. Norma técnica NTC-IEC 60812. Sistemas de gestión. Técnicas de análisis para confiabilidad de sistemas. Procedimiento para análisis de modo de falla y efectos. Bogotá. 2007.
- [7] Norma ISO 14224. Petroleum and natural gas industries — Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment. 2005
- [8] AMENDOLA Luigi. Construye tu sueño. Creative Leadership. Physical Asset Management – Asset Management Capacity and Culture – PMM Institute for Learning. Valencia - España.
- [9] www.flexsim.com
- [10] <https://www.upme.gov.co>
- [11] https://www.ecured.cu/Funci%C3%B3n_Gamma

ANEXOS

Anexo 1. Matriz DOFA elaboración de planes de mantenimiento.

Anexo 2. Resultados de la aplicación de software expertfit para pruebas de bondad de ajuste.

Anexo 3. Análisis ECF por disparo hidráulico de la unidad 4.

Anexo 4. Matriz modo falla componente año 2019.

Anexo 5. Determinación de factores para elaborar la matriz de criticidad de equipos.

Anexo 1. Matriz DOFA elaboración de planes de mantenimiento.

DOFA vs. ESTRATEGIAS (ELABORACIÓN DE PLANES DE MANTENIMIENTO)

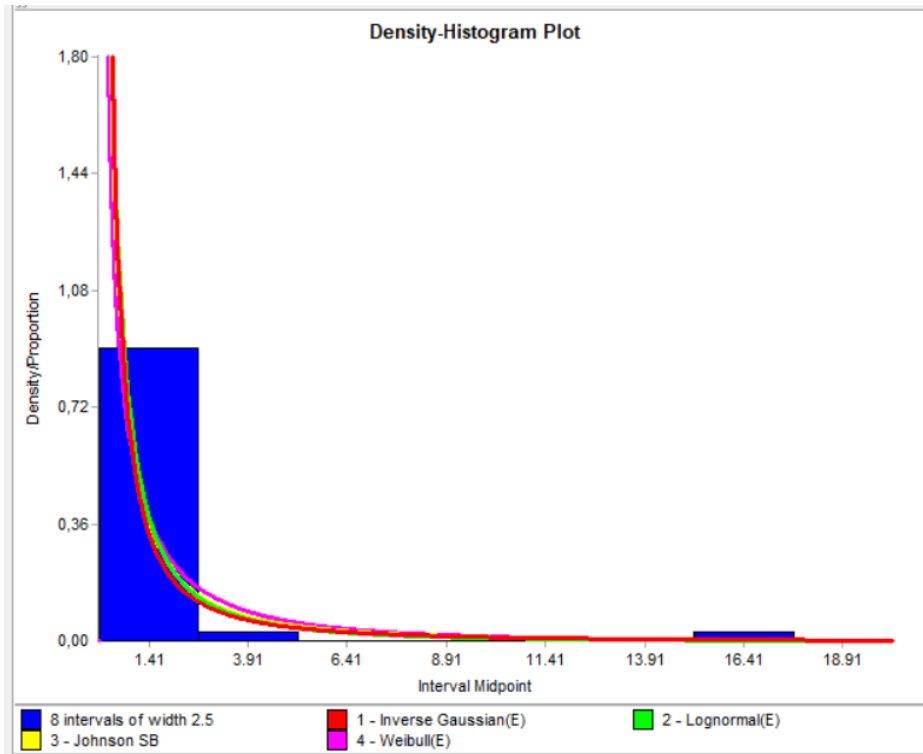
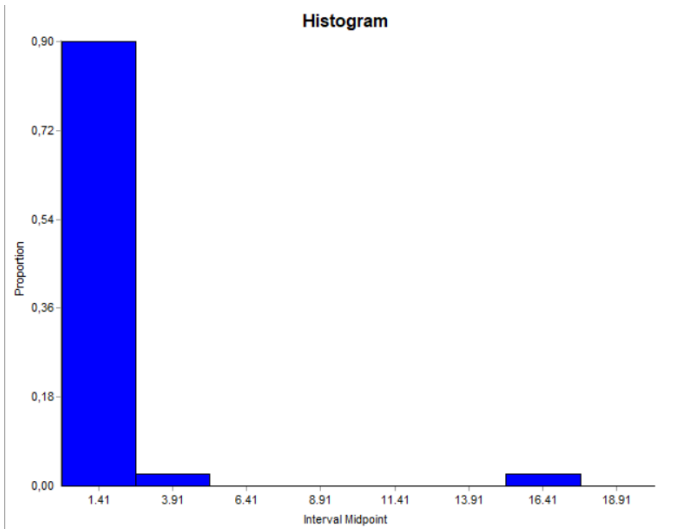
<p>FACTORES INTERNOS</p> <p>FACTORES EXTERNOS</p>	<p>FORTALEZAS(F)</p> <p>Conocimiento de técnicas de mantenimiento. Personal con experiencia y conocedor de los equipos. Conocimiento y dominio del Sistema de Información. Sentido de responsabilidad y cumplimiento.</p>	<p>DEBILIDADES (D)</p> <p>Planeación del mantenimiento deficiente Resistencia al cambio Comunicación inter procesos deficiente Trabajo en equipo deficiente</p>
<p>OPORTUNIDADES (O)</p> <p>Aplicación de metodologías de mantenimiento en otras centrales Mejoramiento del entrenamiento del personal operativo y mantenedor Mejoramiento de indicadores y rentabilidad del cliente</p>	<p>ESTRATEGIAS - FO</p> <p>Aplicar el conocimiento y la experiencia en la elaboración de los planes de mantenimiento con base en una metodología establecida. Capacitar al personal en las técnicas de mantenimiento para obtener mejoras indicadores de confiabilidad y disponibilidad.</p>	<p>ESTRATEGIAS - DO</p> <p>Optimizar la planeación del mantenimiento aplicando metodologías actuales para hacer más eficientes los procesos. Crear mecanismos que mejoran la comunicación e interacción interna entre los procesos.</p>
<p>AMENAZAS (A)</p> <p>Vulnerabilidad ante grandes competidores con planes establecidos Cambios en las especificaciones del contrato de AOM Dificultad en la adquisición de repuestos necesarios en mantenimiento</p>	<p>ESTRATEGIAS - FA</p> <p>Mantener una constante transferencia de conocimiento entre el personal para afrontar la competencia y ampliar el campo de acción de la empresa.</p>	<p>ESTRATEGIAS - DA</p> <p>Fortalecer el trabajo en equipo para estar preparados ante las amenazas del medio</p>

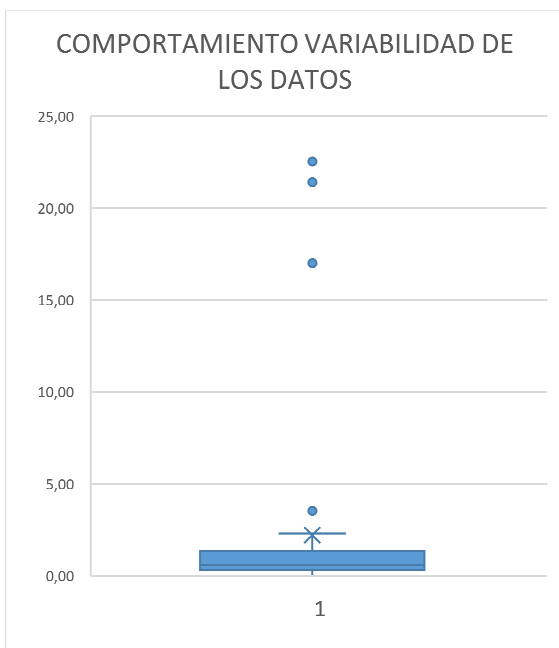
Anexo 1. Matriz DOFA elaboración de planes de mantenimiento.

Anexo 2. Resultados de la aplicación de software expertfit para pruebas de bondad de ajuste.

DURACIÓN DE LOS MANTENIMIENTOS CORRECTIVOS - TTR (horas)

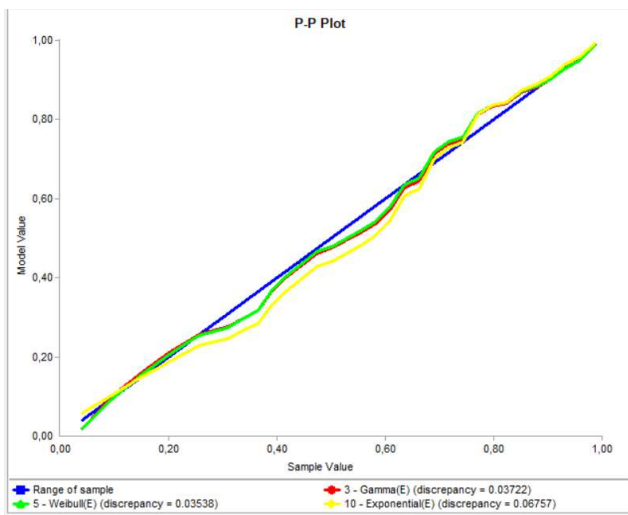
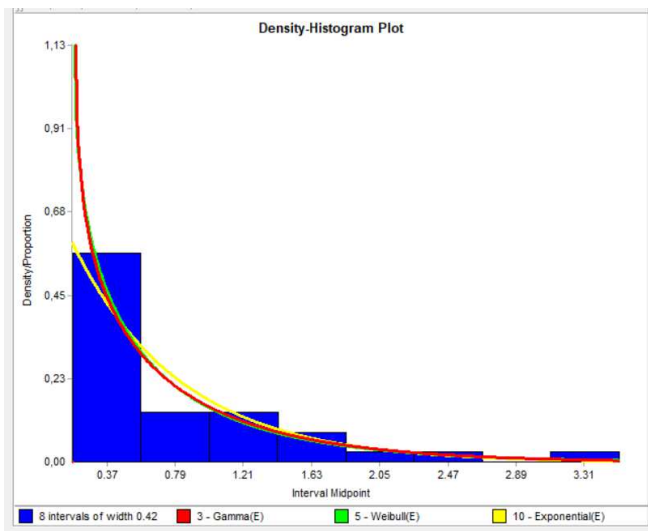
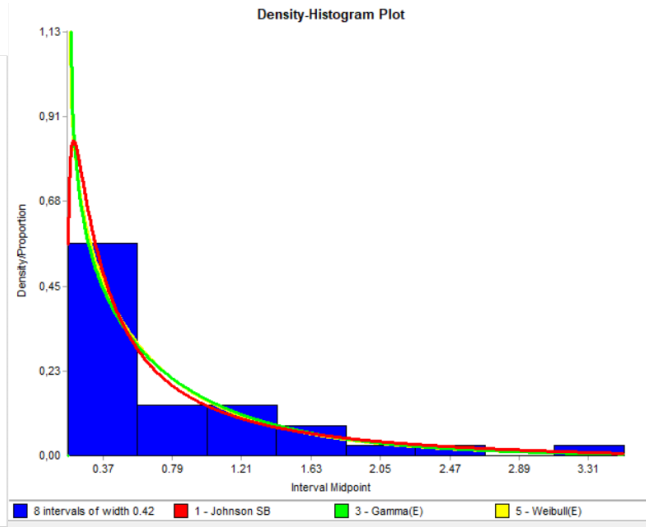
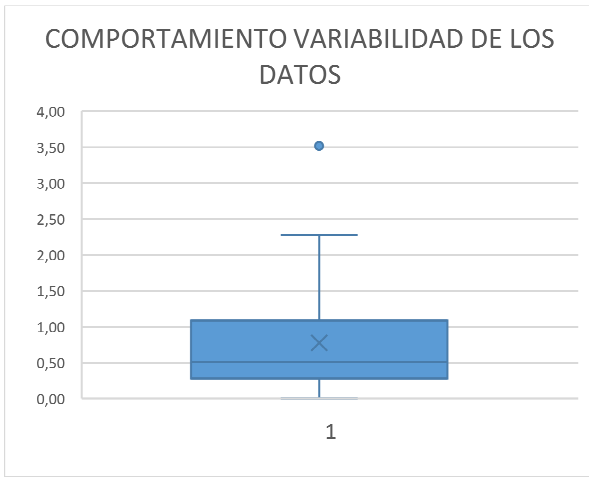
Data Characteristic	Value
Source file	Libro 1
Observation type	Real valued
Number of observations	40
Minimum observation	0.16667
Maximum observation	22.53333
Mean	2.26000
Median	0.56667
Variance	28.03618
Coefficient of variation	2.34289
Skewness	3.34380





Como se observa en las gráficas, la presencia de datos atípicos (todos los tiempos están en un rango de 0,1 a 3,7 horas, pero aparecen tres datos que superan las 17 horas) afecta el análisis y los resultados estadísticos de ajuste, en este caso los parámetros de las distribuciones. En ese caso, se recomienda eliminar los datos atípicos y generar las distribuciones de probabilidad que modelan dicho comportamiento con los datos restantes.

ELIMINANDO DATOS ATÍPICOS



Evaluando el modelo WEIBULL

Flexsim Representation of Model 17 - Weibull

Use:

When using a picklist option:

Distribution Weibull
 Location 0.000000
 Scale 0.861436
 Shape 1.247059

When using code:
 weibull(0.000000, 0.861436, 1.247059, <stream>)

Modelaría como Weibull(0.86; k=1.24)

Equal-Probable Chi-Square Test with Model 5 - Weibull(E)

Number of intervals 7
 Expected (model) count 5.28571
 Test statistic 3.29730

Warning: The test may not be statistically valid because a method other than maximum likelihood was used to estimate parameters.

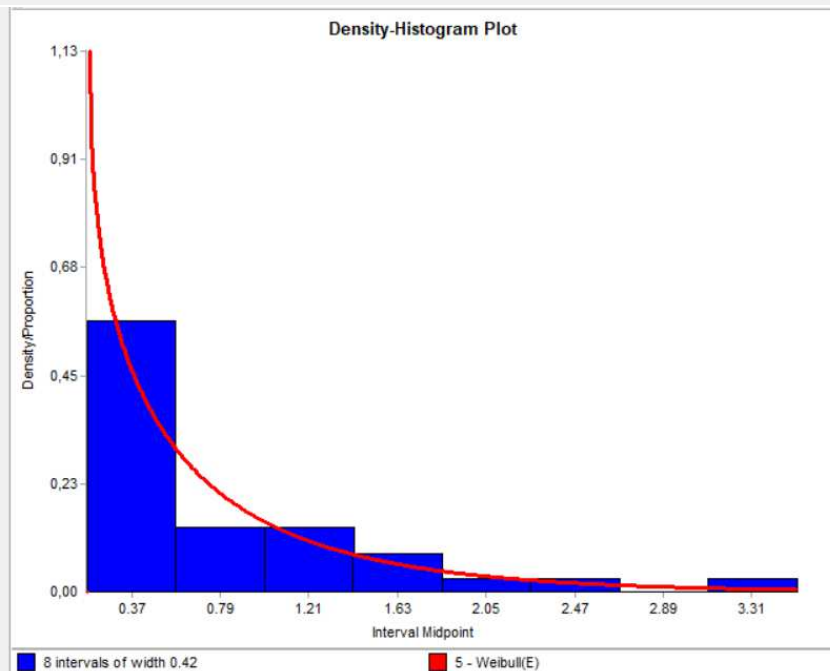
Degrees of Freedom	Observed Level of Significance	Critical Values for Level of Significance (alpha)				
		0.25	0.15	0.10	0.05	0.01
6	0.771	7.841	9.446	10.645	12.592	16.812
	Reject?	No				

Kolmogorov-Smirnov Test with Model 5 - Weibull(E)

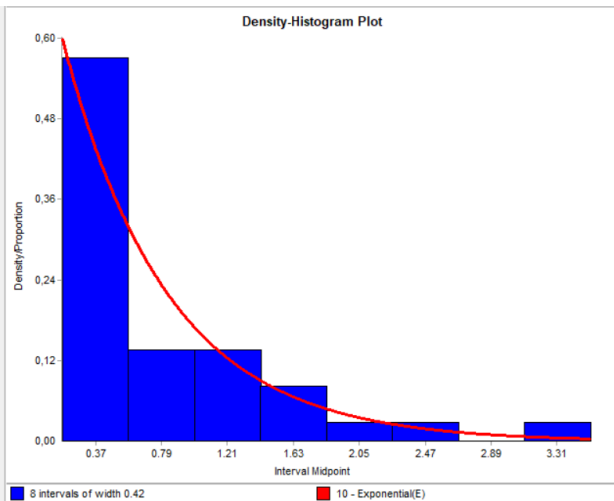
Sample size 37
 Normal test statistic 0.06182
 Modified test statistic 0.37605

Note: No critical values exist for this special case. The following critical values are for the case where all parameters are known, and are conservative.

Sample Size	Critical Values for Level of Significance (alpha)				
	0.150	0.100	0.050	0.025	0.010
37	1.113	1.197	1.328	1.447	1.592
Reject?	No				



Evaluando Exponencial



Kolmogorov-Smirnov Test with Model 10 - Exponential(E)

Sample size 37
 Normal test statistic 0.09452
 Modified test statistic 0.57493

Note: No critical values exist for this special case.
 The following critical values are for the case where
 all parameters are known, and are conservative.

Sample Size	Critical Values for Level of Significance (alpha)				
	0.150	0.100	0.050	0.025	0.010
37	1.113	1.197	1.328	1.447	1.592
Reject?	No				

Equal-Probable Chi-Square Test with Model 10 - Exponential(E)

Number of intervals 7
 Expected (model) count 5.28571
 Test statistic 5.94595

Warning: The test may not be statistically valid because a method
 other than maximum likelihood was used to estimate parameters.

Degrees of Freedom	Observed Level of Significance	Critical Values for Level of Significance (alpha)				
		0.25	0.15	0.10	0.05	0.01
6	0.429	7.841	9.446	10.645	12.592	16.812
	Reject?	No				

Flexsim Representation of Model 19 - Exponential

Use:

When using a picklist option:

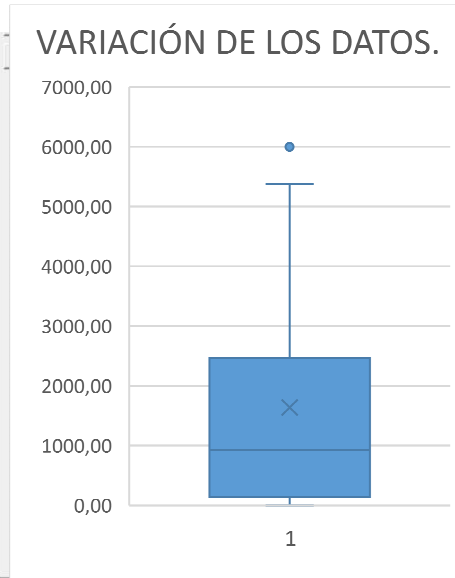
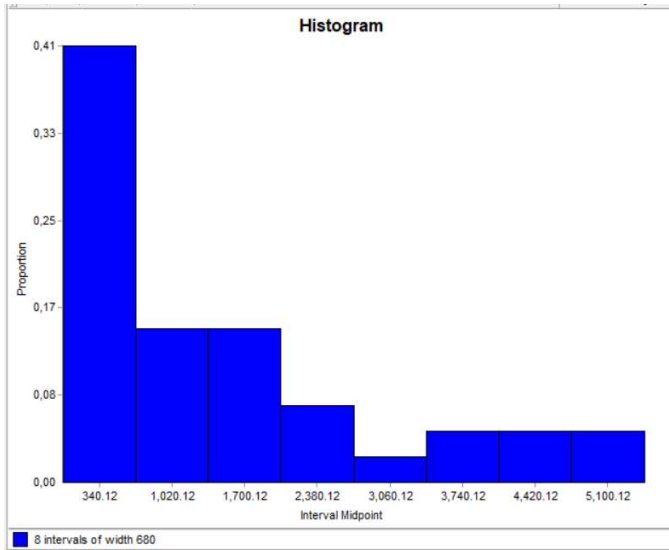
Distribution Exponential
 Location 0.000000
 Scale 0.795946

When using code:

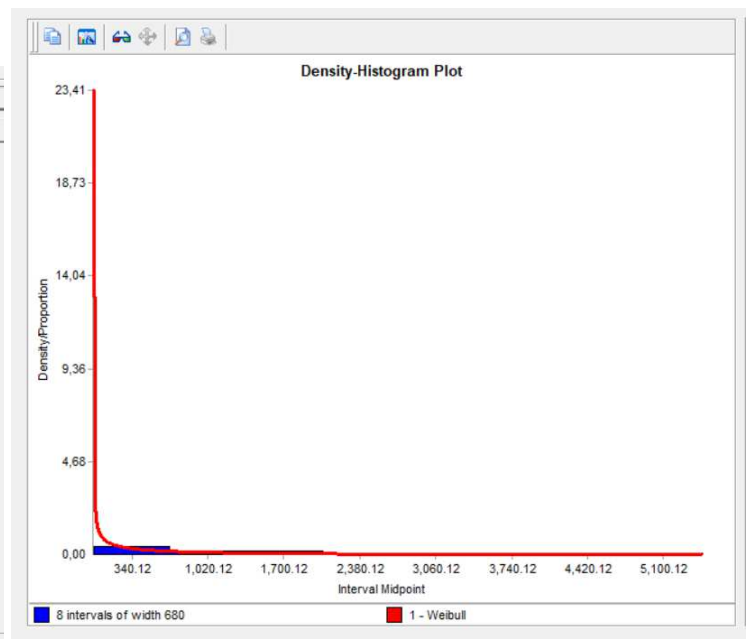
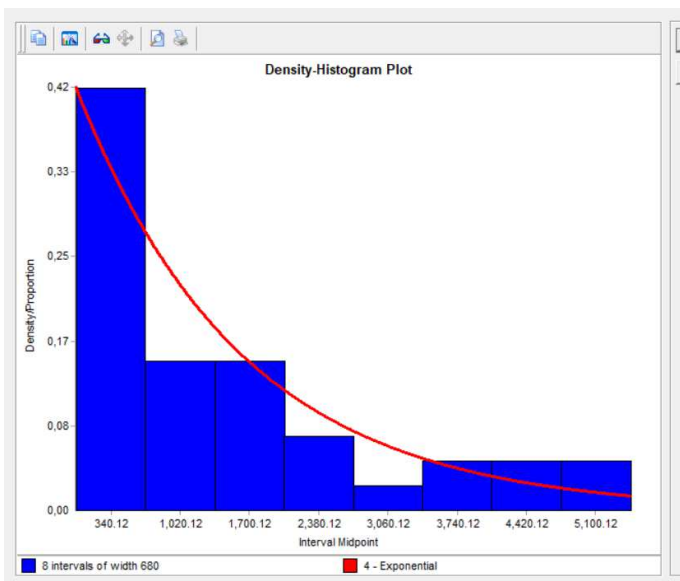
`exponential(0.000000, 0.795946, <stream>)`

Se modelaría con una **EXPONENCIAL(0.796)**

TIEMPO ENTRE FALLAS - TBF (horas)



Considerando todos los datos, incluyendo un par de ellos atípicos (serán considerados en el parámetro de la distribución).



Estadísticamente presenta algún ajuste a la WEIBULL pero la forma de la distribución se aleja de los datos reales. Se recomienda dejar la exponencial, válida para valores de alpha del 1% o 5%.

Equal-Probable Chi-Square Test with Model 2 - Exponential

Number of intervals: 8
 Expected (model) count: 5.125
 Test statistic: 12.26829

Degrees of Freedom	Observed Level of Significance	Critical Values for Level of Significance (alpha)				
		0.25	0.15	0.10	0.05	0.01
7	0.092	9.037	10.748	12.017	14.067	18.475
	Reject?	Yes			No	

Flexsim Representation of Model 2 - Exponential

Use:

When using a picklist option:

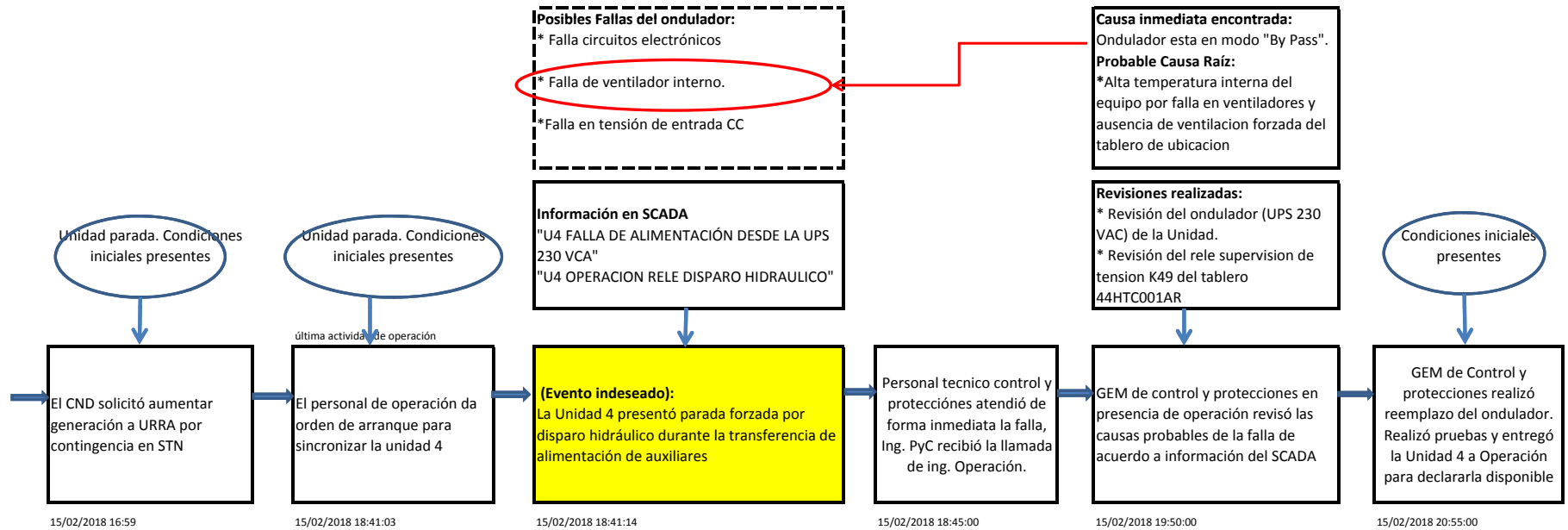
Distribution: Exponential
 Location: 0.000000
 Scale: 1634.642195

When using code:
 exponential(0.000000, 1634.642195, <stream>)

Modelaría como Exponencial(1634,64)

Anexo 3. Análisis ECF por disparo hidráulico de la unidad 4.

ANALISIS ECF PARA EVENTO DE FEBRERO 15 DE 2018
 UNIDAD 4
 EVENTO: FALLA EN SERVICIO. LA UNIDAD PRESENTÓ DISPARO HIDRÁULICO
 MODO DE FALLA: UST: UNEXPECTED SHUTDOWN (PARADA INESPERADA)



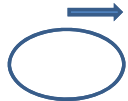
CONVENCIONES:



HECHOS VERIFICABLES



SUPUESTOS, HIPOTESIS



LINEA DE TIEMPO

CONDICIONES NECESARIAS

ACCIONES CORRECTIVAS: Reemplazo del ondulador de la Unidad 4 por el de la Unidad 2 que estaba en mantenimiento mayor. Reparación del ventilador del ondulador desmontado e instalación del equipo en la Unidad 2.

ACCIONES PREVENTIVAS: Mejorar el flujo de ventilación dentro del tablero del ondulador para mantener control de la temperatura y disminuir las entradas de contaminación al tablero para disminuir fallas de ventilación. Implementar señales de alarma del ondulador, realizar cambio del sistema de control para evitar falla recuperación de compuerta de servicio al tiempo de transferencia alimentación.

Anexo 4. Matriz modo falla componente año 2019.

Anexo 5. Determinación de factores para elaborar la matriz de criticidad de equipos.

ANEXO 5. Determinación de factores para elaborar la matriz de criticidad de equipos.

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.

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.

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

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.

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.