



**UNIVERSIDAD  
DE ANTIOQUIA**

**ANÁLISIS DE INDICADORES DE CONFIABILIDAD PARA  
LAS CENTRALES ELÉCTRICAS DE GENERACIÓN DE EPM**

Juan Camilo Villa Grajales  
Victoria Eugenia Vernaza Castrillón

Universidad de Antioquia  
Facultad de Ingeniería  
Medellín, Colombia

2020



Análisis de Indicadores de Confiabilidad para las Centrales Eléctricas de Generación de EPM

**Juan Camilo Villa Grajales**  
**Victoria Eugenia Vernaza Castrillón**

Monografía presentada como requisito parcial para optar al título de:  
Especialista en Gerencia de Mantenimiento

Asesor:  
Msc. Carlos Mario Tamayo Domínguez

Universidad de Antioquia  
Facultad de Ingeniería  
Medellín, Colombia  
2020

## *Dedicatoria*

*“A Dios muchas gracias por estar siempre guiándome, protegiéndome y acompañándome.*

*A mis padres que, con su esfuerzo y dedicación, me educaron e inculcaron valores que me han posibilitado ir alcanzando metas y formar una familia.*

*A mi familia por su paciencia y apoyo en el tiempo que no les he dedicado por continuar aprendiendo”*

***Juan Camilo Villa Grajales***

*A mis padres por su continuo apoyo y sus enseñanzas de perseverar*

*A mi esposo por sus aportes y constante colaboración que ha hecho que este proyecto sea posible*

*A mis hijos que son el motor de mi vida y mi mayor motivación para alcanzar mis metas.*

*Agradecimiento a Dios mi creador, por abrir todos los caminos y hacer posible este logro.*

*A los profesores por su constancia y estar pendiente del avance de nuestro trabajo*

***Victoria Eugenia Vernaza Castrillón***

# CONTENIDO

Pág.

INTRODUCCIÓN .....	1
1.1 Planteamiento del problema .....	1
1.2 Objetivos.....	4
1.2.1 Objetivo general .....	4
1.2.2 Objetivos específicos.....	4
2 MARCO TEÓRICO.....	5
2.1 Empresas Públicas De Medellín (EPM) .....	5
2.1.1 Reseña Histórica y Descripción de La Empresa. ....	5
2.1.2 Localización de La Empresa. ....	6
2.1.3 Misión Empresarial.. ....	7
2.1.4 Visión. ....	7
2.1.5 EPM-Energía. ....	7
2.2 Centrales Hidroeléctricas.....	8
2.2.1 Características de una hidroeléctrica.....	8
2.2.2 Funcionamiento de una Hidroeléctrica.. ....	8
2.2.3 Partes Principales de una Hidroeléctrica.....	9
2.2.4 Presa Hidráulica.. ....	9
2.2.5 Embalse.. ....	9
2.2.6 Toma de Agua.. ....	9
2.2.7 Tubería Forzada o Tubería de Presión o Impulsión.. ....	10
2.2.8 Aliviaderos.. ....	10
2.2.9 Casa de Máquinas o Sala de Turbinas.....	10
2.2.10 Transformadores.....	11
2.2.11 Líneas de Transporte de Energía Eléctrica.....	11
2.3 La generación de energía eléctrica y su enfoque en mantenimiento. ....	12
2.4 Cadena hidráulica Guatrón .....	15
2.4.1 Troneras.....	15
2.4.2 Guadalupe III.....	15
2.4.3 Guadalupe IV.. ....	16
2.5 Indicadores de mantenimiento.....	16

2.5.1	Disponibilidad..	18
2.5.2	Tiempo medio entre fallas.	20
2.5.3	Tiempo medio de reparación.	20
2.5.4	Confiabilidad.	20
2.6	Significancia de los equipos	24
2.6.1	ICGM.	24
2.6.2	Evaluación de criticidad de equipos.	27
3	METODOLOGÍA	29
3.1	Discriminación de información de eventos por unidad generadora	32
3.2	Cálculo de indicadores MBTF, MTTR y Disponibilidad	35
3.3	Gráficas de indicadores MTBF, MTTR y Disponibilidad.	37
3.4	Análisis por sistemas	42
3.4.1	Sistemas y clases de las unidades generadoras..	42
3.4.2	Discriminación de eventos F por clases..	49
3.4.3	Cálculo de la confiabilidad para cada clase, sistema y unidad generadora.	49
4	RESULTADOS.	53
4.1	Calidad de la información.	53
4.2	Indicadores.	53
4.2.1	Disponibilidad..	54
4.2.2	Confiabilidad.	54
5	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	55
6	REFERENCIAS.	57

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Componentes factor equipo.....	25
Tabla 2. Componentes factor trabajo. ....	25
Tabla 3. Criterios para la selección del código máquina.) .....	26
Tabla 4. Criterios para la elaboración del código trabajo. (Dounce, E. 2014, p.76).....	27
Tabla 5. Clasificación de los eventos .....	29
Tabla 6. Abreviaciones utilizadas por EPM para identificar las unidades generadoras en estudio. .....	29
Tabla 7. Conteo de cantidad de fallas (eventos F) para los años 2014, 2015, 2016 y 2017 de las unidades generadoras de Troneras, Guadalupe III y Guadalupe IV .....	32
Tabla 8. Conteo de tiempos de falla (eventos F) para los años 2014, 2015, 2016 y 2017 de las unidades generadoras de Troneras, Guadalupe III y Guadalupe IV .....	32
Tabla 9. Conteo de afectación en cuanto a energía no producida (eventos F) para los años 2014, 2015, 2016 y 2017 de las unidades generadoras de Troneras, Guadalupe III y Guadalupe IV .....	33
Tabla 10. Conteo de tiempos de los eventos por mes para cada unidad (en horas) (fragmento de la tabla).....	34
Tabla 11. Conteo de número de eventos F (forzados) y P (programados) por mes para cada unidad .....	34
Tabla 12. Indicadores MTBF, MTTR y Disponibilidad de las unidades generadoras de la central Guatron.....	36
Tabla 13. Confiabilidad de las unidades Guatrón a diferentes tiempos (t) de operación.....	52

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Mapa de la distribución de la cadena hidráulica de Guatrón.....	16
Figura 2. Costos de vida de un activo. (Parra. 2013) .....	18
Figura 3. Sistema en serie. ....	22
Figura 4. Sistema en paralelo .....	22
Figura 5. Sistema K de N .....	23
Figura 6. Ejemplo matriz de criticidad.....	28
Figura 7. Fragmento bitácora eventos 2014 centrales Guatron.....	30
Figura 8. MTBF 2014-2017 unidades generadoras Guatrón.....	38
Figura 9. MTTR 2014-2017 unidades generadoras Guatrón .....	38
Figura 10. Disponibilidad 2014-2017 unidades generadoras Guatrón.....	39
Figura 11. MTBF 2014-2017 GDPE42.....	39
Figura 12. MTTR 2014-2017 GDPE35.....	40
Figura 13. MTTR 2014-2017 GDPE36.....	40
Figura 14. Disponibilidad 2014-2017 GDPE35 .....	41
Figura 15. Disponibilidad 2014 GDPE35 .....	41
Figura 16. Disponibilidad 2017 GDPE35 .....	42
Figura 17. Modelo niveles de jerarquía. ISO55000. Tomado de Manual de taxonomía de activos Jerarquía de una central hidráulica. Grupo EPM .....	43
Figura 18. Ubicación del sector del negocio de generación de energía dentro del grupo EPM. Tomado de Manual de taxonomía de activos Jerarquía de una central hidráulica. Grupo EPM ...	44
Figura 19. Sistemas en que se divide una central hidráulica. Tomado de Manual de taxonomía de activos Jerarquía de una central hidráulica. Grupo EPM .....	44
Figura 20. División sistema almacenamiento. Tomado de Manual de taxonomía de activos Jerarquía de una central hidráulica. Grupo EPM .....	45
Figura 21. División sistema conducción. Tomado de Manual de taxonomía de activos Jerarquía de una central hidráulica. Grupo EPM .....	45
Figura 22. División sistema conversión I parte. Tomado de Manual de taxonomía de activos Jerarquía de una central hidráulica. Grupo EPM .....	46
Figura 23. División sistema conversión II parte. Tomado de Manual de taxonomía de activos Jerarquía de una central hidráulica. Grupo EPM .....	46

Figura 24. División subsistemas auxiliares de las turbinas y generadores. Tomado de Manual de taxonomía de activos Jerarquía de una central hidráulica. Grupo EPM .....	47
Figura 25. División sistema transformación. Tomado de Manual de taxonomía de activos Jerarquía de una central hidráulica. Grupo EPM .....	47
Figura 26. Códigos para cada clase de las unidades GDPE III, GDPE IV y TRON .....	49
Figura 27. Eventos H clasificados como F - año 2014.....	49
Figura 28. Compilación de eventos F por subsistemas en las unidades GDPE31, GDPE32, GDPE33 y GDPE34 .....	50
Figura 29. Compilación de eventos F por subsistemas en las unidades GDPE35, GDPE36, GDPE41 y GDPE42 .....	51
Figura 30. Compilación de eventos F por subsistemas en las unidades GDPE 43, TRON01 y TRON02 .....	52



## RESUMEN

La planeación de las actividades de mantenimiento exige cada vez más ser efectivas, por lo que deben incrementar la confiabilidad de los equipos (García, 2009), así como su disponibilidad, siendo esto mucho más relevante en el negocio de la generación de energía eléctrica (Endrenyi & Aboresheid, 2001).

El primer paso para poder llevar indicadores útiles en la planeación del mantenimiento, es que estos sean construidos mediante datos veraces y con la menor cantidad de información errónea, que pueda inducir a errores y con estos a análisis equivocados. Se debe realizar un análisis de la información del proceso, en donde se cuente con la descripción técnica de los equipos, sistemas, tiempo de ocurrencia de eventos, su duración, registro estandarizado, posible causa (si es registrado por los sensores de instrumentación) y carga del sistema. Es necesario relacionar la orden de servicio, si es creada en el momento del evento para realizar el seguimiento de esta y la efectividad de su solución.

El modelamiento del indicador de confiabilidad y disponibilidad se realiza con el propósito de ajustar la gestión del riesgo con la productividad y la rentabilidad y va de la mano con la calidad de actividades de mantenimiento que se ejecuten, así como de la calidad de los elementos, herramientas, materiales y conocimiento disponible. Los indicadores de mantenimiento de disponibilidad y confiabilidad proporcionan puntos de decisión en la programación de las actividades de mantenimiento.

**Palabras claves:** Indicadores, disponibilidad, confiabilidad, ICGM.

## **ABSTRACT**

The planning of maintenance activities increasingly demands to be effective, which is why they should increase the reliability of the equipment (García, 2009), as well as its availability, being this much more relevant in the business of electric power generation (Endrenyi & Aboresheid, 2001).

The first step to be able to carry useful indicators in maintenance planning is that they are built using truthful data and with the least amount of erroneous information, which can lead to errors and with these to wrong analyzes. An analysis of the process information must be carried out, which includes the technical description of the equipment, systems, time of occurrence of events, their duration, standardized record, possible cause (if it is recorded by the instrumentation sensors) and system load. It is necessary to relate the service order, if it is created at the time of the event, to track it and the effectiveness of its solution.

The modeling of the reliability and availability indicator is carried out with the purpose of adjusting risk management with productivity and profitability and goes hand in hand with the quality of maintenance activities that are executed, as well as the quality of the elements, tools, materials and knowledge available. Availability and reliability maintenance indicators provide decision points in scheduling maintenance activities

## INTRODUCCIÓN

### 1.1 Planteamiento del problema

De las principales metas de las empresas generadoras es tener una continuidad en el suministro eléctrico; es decir, poseer un sistema confiable, si su sistema de generación se encuentra operando bajo control su servicio será óptimo, y esto solo se logra con un mantenimiento efectivo, permitiendo a su vez bajos costos operativos.

El mantenimiento es también una función crítica de todo negocio sobre todo porque impacta en el servicio al cliente y presenta un riesgo en la producción de la planta, desde la calidad del producto, la seguridad en la operación y producción, como en el medio ambiente. La tendencia es minimizar las fallas inesperadas, ya que consumen los recursos de manera ineficiente o no contribuye con la producción esperada; esta situación generalmente impacta cuando se interviene un equipo por un paro no planeado, debido a la ocurrencia de fallas inesperadas, creando un efecto negativo en todos los aspectos críticos para el éxito de la empresa.

Cuando se centra el mantenimiento en la confiabilidad, se utiliza como una herramienta para tomar decisiones y permite dirigir en forma óptima el programa de mantenimiento, siendo un proceso de decisión estructurado, basado en estimar la fiabilidad de cada equipo y en el análisis de las consecuencias de las fallas funcionales para el sistema mismo.

Empresas Públicas de Medellín (EPM), con el objetivo de aumentar su eficiencia, maximizar sus recursos y disminuir sus costos, ha visto la necesidad de mejorar sus planes de mantenimiento, en su plan estratégico de negocios se está implementando junto con un nuevo software un modelo adecuado y unificado para la gestión del mantenimiento.

En esta propuesta se evalúa la información obtenida del sistema de información de eventos para plantear un modelo de análisis estadístico, que estime la fiabilidad de los principales activos asociados a la operación de centrales de generación, aplicados a Empresas Públicas de Medellín (EPM) empleando la información estadística y parámetros de mantenibilidad como variables

para establecer estimaciones de fiabilidad operativa basados en tasa de fallas, tiempo medio entre fallas, tiempos de reparación entre otros y así determinar la efectividad del mantenimiento considerando la afectación en la producción de energía.

De acuerdo a lo anterior y con el objetivo mayor de alcanzar un sistema con una alta confiabilidad en la generación de energía, a partir de una planeación óptima, implementando un conjunto de actividades alrededor del ciclo de vida del producto, estructurando procesos, correspondientes a la gestión de la confiabilidad, por ello la gestión de alcanzarla se convierte en una necesidad con una complejidad que requiere disponer de un personal capacitado para implementar métodos y procesos apropiados.

La confiabilidad ayuda a potenciar la gestión de Activos, para alcanzar un balance óptimo entre el costo, los riesgos y la ejecución. En este sentido la norma ISO 55000, de gestión de activos físicos, es una herramienta de apoyo en la implementación de objetivos, planes y actividades que minimizan los riesgos de falla y avería de los equipos del sistema de generación.

Teniendo en cuenta cuando se trabaja en el sistema de gestión, la operación y el mantenimiento, deben incorporar criterios de mantenibilidad, confiabilidad, operatividad y disposición final, siguiendo siempre las normas y metodologías internacionales como NTC 55000-1 garantizando calidad en la información de tal manera que permita tomar decisiones asertivas en la operación y la planeación del mantenimiento, y resoluciones como la del 2000<sup>1</sup>, en la cual se aborda la confiabilidad y la prestación eficiente del servicio público domiciliario de electricidad, y consiste en evaluar la firmeza específica de cada planta o unidad de generación y dar una mayor estabilidad al cargo en su variación anual.

---

<sup>1</sup> Resolución CREG-089 de 1999, la cual dictó normas relacionadas con el Período de Transición de que trata el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica y complementó algunas disposiciones de éste Reglamento, dispuso que antes del 31 de julio de 2000 la CREG establecería: Los Indicadores por defecto para los años 2 y 3 del Período de Transición; el esquema de compensación para los años 2 y 3 del Período de Transición; las reglas aplicables para establecer la responsabilidad cuando existan Operadores de Red –OR’s- conectados en serie; y los Valores Máximos Admisibles de los Indicadores DES y FES aplicables para el año 2 del Período de Transición.

Dada la importancia de esta temática para el negocio de generación, hay una necesidad de crear competencias y capacidades en torno al análisis de confiabilidad para la cual se requiere desarrollar un modelo descriptivo y cuantitativo de la confiabilidad de los activos de generación.

## 1.2 Objetivos

### 1.2.1 Objetivo general

Evaluar la información de los reportes que se generan en el Sistema de Información de salidas programadas y forzadas de las unidades de las centrales Guadalupe III, Guadalupe IV y Troneras, considerando los parámetros de mantenimiento para establecer un modelo de análisis estadístico, que permita a partir de indicadores de confiabilidad realizar la planeación óptima, de los mantenimientos y adecuada gestión de los activos para las centrales de generación de EPM.

### 1.2.2 Objetivos específicos

1. Establecer las tendencias de comportamiento en fallas de los sistemas en el funcionamiento de los generadores, mediante un análisis a la información recopilada en el Sistema de Información de eventos de generación en las centrales (Guadalupe III, Guadalupe IV y Troneras)
2. Identificar los datos más relevantes para poder realizar una planeación de mantenimiento y modelamiento óptimo, teniendo en cuenta el tiempo, las políticas y la normatividad con respecto a la gestión de activos (ISO 55000).
3. Analizar la información histórica de eventos y mantenimientos de las centrales de generación, con el fin estructurar una base de datos útil y optimizar la gestión de activos de la empresa.

## 2 MARCO TEÓRICO

### 2.1 Empresas Públicas De Medellín (EPM)

2.1.1 Reseña Histórica y Descripción de La Empresa. EPM es una empresa de servicios públicos domiciliarios que tiene un recorrido importante en el desarrollo de la región, con cifras y hechos de una responsabilidad social y ambiental que le da sentido a su origen, a su desarrollo y a su estrategia de negocios.

En su primera etapa, EPM sólo atendió a los habitantes de Medellín, la ciudad donde inició sus actividades en 1955. Desde entonces ha alcanzado un alto desarrollo que la sitúa a la vanguardia del sector de los servicios públicos en Colombia.

Organizada bajo la figura de “empresa industrial y comercial del Estado”, de propiedad del Municipio de Medellín, EPM imprime los más altos estándares internacionales de calidad a los servicios que presta: energía eléctrica, gas por red, agua y saneamiento.

“Experiencia, fortaleza financiera, transparencia y capacidad técnica, son los principales rasgos que identifican a esta organización, cuyo enfoque principal es su responsabilidad social y ambiental.” (EPM, 2018)

EPM, cabeza de este Grupo Empresarial, fue creada el 6 de agosto de 1955. A través del Acuerdo #58, el Consejo Administrativo de Medellín fusionó en establecimiento autónomo cuatro entidades hasta ese momento independientes: Energía, Acueducto, Alcantarillado y Teléfonos.

El 18 de noviembre de 1955 la Alcaldía de Medellín reglamentó la existencia de EPM con la expedición de los Estatutos (Decreto 375), y el 25 de noviembre de ese mismo año la sancionó el Gobernador. Pero fue sólo en enero de 1956 cuando realmente EPM inició su vida administrativa.

En 1989, el Acuerdo #002 incluyó en los Estatutos el manejo y mejoramiento del medio ambiente como parte del objeto social de EPM, y cambió el nombre del servicio telefónico por el

de telecomunicaciones. Este servicio fue escindido en 2007, constituyéndose la filial UNE EPM Telecomunicaciones.

Desde enero de 1998, EPM fue transformada en Empresa Industrial y Comercial del Estado, y en el 2020, para el ejercicio de sus actividades, se encuentra sometida a las disposiciones de la ley comercial.

Su patrimonio y sus rentas son propios y están totalmente separados de los bienes y de los fondos comunes del Municipio de Medellín. EPM no cuenta con aportes externos diferentes a la facturación por la prestación de sus servicios. Sus transferencias anuales al Municipio de Medellín, su dueño, son destinadas íntegramente a inversión social. Por su dinámica empresarial, EPM se ha convertido en una de las mayores empleadoras de la región.

Gracias a las transferencias económicas que entrega por ley y a la protección de los recursos naturales, progresan los municipios localizados en las zonas de influencia de sus obras y proyectos. También aporta a la calidad de vida de los sectores más desprotegidos de la población a través de los subsidios por tarifas y de programas con gran impacto social.

Por sus ejecutorias en el campo de los servicios públicos y por su sólida proyección nacional e internacional, EPM fue elegida como la mejor empresa del siglo XX en Colombia.

2.1.2 Localización de La Empresa. El Edificio EPM está localizado entre la Avenida del Río y la carrera 58, sector conocido como La Alpujarra II, contiguo a las instalaciones del Teatro Metropolitano y el Palacio de Exposiciones y Convenciones. Promueve el desarrollo urbano de la zona por el manejo del espacio público y la disposición de áreas libres, zonas verdes y espejos de agua.

Tras casi 40 años de ocupar el edificio Miguel de Aguinaga, sede principal de la empresa desde el año 1957, buena parte de su equipo humano se trasladó en 1996 a la nueva sede, en un proceso que culminó a mediados de 1997.



Así como el Miguel de Aguinaga se convirtió con el paso de los años en uno de los símbolos del viejo Medellín, el nuevo edificio de EPM, por su estructura, su arquitectura y su concepción de "inteligente", se ha convertido en el gran símbolo del Medellín contemporáneo.

2.1.3 Misión Empresarial. “Somos promotores del desarrollo sostenible en las comunidades donde opera el Grupo EPM” (EPM, 2020).

2.1.4 Visión. “En el 2022 seremos reconocidos como promotores de sostenibilidad en las comunidades donde opera el Grupo EPM” (EPM, 2020).

2.1.5 EPM-Energía. EPM- ENERGÍA ocupa un lugar destacado en el sector eléctrico de Colombia, con una participación del 21.11% de la demanda atendida en el país. Durante más de cinco décadas ha construido la columna vertebral del sistema hidroeléctrico en Colombia. Después de muchos años de experiencia en el desarrollo de este tipo de proyectos, avanza en la investigación para el aprovechamiento de otras fuentes energéticas, como una manera de contribuir a la sostenibilidad ambiental del planeta y, a su vez, abrir otros espacios para su crecimiento nacional e internacional.

Su manejo operativo y comercial, unido a la capacidad para relacionarse y construir confianza con el sector financiero de Colombia y del mundo, son las bases de un sistema de energía eléctrica con activos a 2010 por \$21.8 billones.

Capacidad efectiva neta del sistema de generación energía en 2011: 3,257.61 MW (megavatios), incluidos los 660 MW (megavatios) de Porce III.

Sistema de distribución energía: 16.2% del total nacional.

Gas por red: participación del 9% en el mercado colombiano.

Generación de Energía:

- Centrales hidroeléctricas: 25.
- Térmicas: 1, La Sierra, en el municipio de Puerto Nare, Antioquía.
- Parques eólicos: 1, Jepírachi, en la Alta Guajira colombiana.

EPM es garantía de confiabilidad para el sistema eléctrico colombiano. Su proceso “generación energía” acredita certificación de calidad en la operación y mantenimiento en sus principales centrales de generación.

Porce III es la más reciente central hidroeléctrica construida por EPM. La primera unidad, con capacidad de 660 megavatios, empezó a producir energía eléctrica en diciembre de 2010, y las tres máquinas restantes entrarán gradualmente al sistema en 2011, hasta llegar a su operación plena.

EPM desempeña un importante papel en el panorama eléctrico de Colombia, y ha asumido nuevos retos a través de la investigación en el campo de las energías alternativas. Es el caso de la experiencia pionera “Jepírachi”, que aprovecha la energía del viento, y las micro centrales, La Vuelta y La Herradura, que cumplen las condiciones establecidas por el Protocolo de Kioto como Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL).

## **2.2 Centrales Hidroeléctricas**

Una central hidráulica es aquella que utiliza energía hidráulica para la generación de energía eléctrica.

2.2.1 Características de una hidroeléctrica. Las dos características principales de una central hidroeléctrica, desde el punto de vista de su capacidad de generación de electricidad son: La potencia, que está en función del desnivel existente entre el nivel del medio embalse y el nivel medio de las aguas debajo de la central, y el caudal máximo turbinable, además de las características de las turbinas y de los generadores usados en la transformación. Potencia de una central puede variar desde unos pocos MW como en caso de las mini centrales hidroeléctricas hasta 14.000 MW.

La energía garantizada en un lapso de tiempo determinado, generalmente un año, que está en función del volumen útil del embalse, y de la potencia instalada.

2.2.2 Funcionamiento de una Hidroeléctrica. El agua cae desde la presa hasta unas turbinas que se encuentran en su base. Al recibir la fuerza del agua las turbinas comienzan a girar.

Las turbinas están conectadas a unos generadores, al girar, producen electricidad. La electricidad viaja desde los generadores hasta unos transformadores, donde se eleva la tensión para poder transportar la electricidad hasta los centros de consumo.

2.2.3 Partes Principales de una Hidroeléctrica: Una Central Hidroeléctrica está compuesta por Presa Hidráulica, Embalse, Tomas de Agua, Tubería Forzada o Tubería de Presión o Impulsión, Aliviaderos, Casa de Máquinas o Sala de Turbinas, Transformadores y Líneas de Transporte de Energía Eléctrica.

2.2.4 Presa Hidráulica. Se denomina Presa o Represa a una barrera fabricada con piedra, hormigón o materiales sueltos, que se construye habitualmente apoyado en una montaña o desfiladero, sobre un río o arroyo, se encarga de retener el agua en el cauce fluvial con diferentes finalidades: para su posterior aprovechamiento en abastecimiento o regadío; para elevar su nivel con el objetivo de derivarla a canalizaciones de riego; para proteger una zona de sus efectos dañinos; o para la producción de energía eléctrica.

Clases de presas:

- Presas de tierra
- Presa de hormigón

De gravedad: Tienen un peso adecuado para contrarrestar el momento de vuelco que produce el agua

De bóveda: Necesita menos materiales que las de gravedad y se suelen utilizar en gargantas en estas la presión provocada por el agua se transmite íntegramente a las laderas por el efecto del arco.

2.2.5 Embalse. Es el volumen de agua que queda retenido, de forma artificial, por la presa. Se suele colocar en un lugar adecuado geológica y topográficamente. Se puede emplear para generar electricidad, abastecer de agua las poblaciones, regadío, etc.

2.2.6 Toma de Agua. Las Tomas de Agua son construcciones que permiten recoger el agua para llevarlo hasta las turbinas por medios de canales o tuberías. Se sitúan en la pared

anterior de la presa, la que da al embalse. En el interior de la tubería, el agua transforma la energía potencial en cinética, es decir, adquiere velocidad.

Además de unas compuertas para regular la cantidad de agua que llega a las turbinas, poseen unas rejillas metálicas que impiden que elementos extraños como troncos, ramas, etc. puedan llegar a los álabes y producir desperfectos. Desde aquí, el agua pasa a la tubería forzada que atraviesa a presión el cuerpo de la presa.

Una presa sólo puede retener a un cauce natural, si retuviera un canal sería considerada una balsa. Las presas de hormigón son las más comunes y según su diseño hay 4 tipos diferentes: Presas de Gravedad, Presas de Contrafuertes, Presas de Arco-Bóveda y Presas de Tierra o Escollera.

**2.2.7 Tubería Forzada o Tubería de Presión o Impulsión.** Con el fin de impulsar al fluido y mejorar la capacidad de generación de la presa, el agua se hace correr a través de una gran tubería llamada Tubería Forzada o de Presión, especialmente diseñada para reducir las pérdidas de energía que se pudieran producir, llevando el agua hasta la turbina en la casa de máquinas, esta tubería tiene que soportar la presión que produce la columna de agua, además de soportar la sobre-presión que provoca el golpe de ariete en caso de parada brusca de la Central. Dependiendo de la orografía del terreno y de los factores medioambientales, la colocación de la tubería forzada será subterránea o exterior.

**2.2.8 Aliviaderos.** Aliviaderos, compuertas y válvulas de control. Todas las centrales hidroeléctricas disponen de dispositivos que permiten el paso del agua desde el embalse hasta el cauce del río, aguas abajo, para evitar el peligro por desbordamiento que podrían ocasionar las crecidas. En esos casos es necesario poder evacuar el agua sobrante sin necesidad de que pase por la central. Las compuertas y válvulas son los elementos que permiten regular y controlar los niveles del embalse. Existen distintos tipos de desagüe: los aliviaderos de superficie y los desagües de fondo o medio fondo.

**2.2.9 Casa de Máquinas o Sala de Turbinas.** En la Casa de Máquinas, denominada también Sala de Turbinas o Central, se encuentran los grupos eléctricos para la producción de la

energía eléctrica -Conjunto turbina-alternador, turbina y generador, así como los elementos de regulación y funcionamiento. El agua que cae de la presa hace girar las turbinas que impulsan los generadores eléctricos.

Las compuertas de entrada y salida se emplean para poder dejar sin agua la zona de las máquinas en caso de reparación o desmontaje. Según la disposición general de la casa de máquinas, las centrales se pueden clasificar en: Centrales al Exterior y Centrales Subterráneas.

2.2.10 Transformadores. Son el equipo que se encarga de convertir la corriente de baja tensión en una corriente de alta tensión y disminuir la intensidad de la corriente eléctrica. De este modo, se pierde menos energía en su transporte.

2.2.11 Líneas de Transporte de Energía Eléctrica. La electricidad producida se transporta por cables de alta tensión a las estaciones de distribución, donde se reduce la tensión mediante transformadores hasta niveles adecuados para los usuarios. Las líneas primarias pueden transmitir electricidad con tensiones de hasta 500.000 voltios o más. Las líneas secundarias que van a las viviendas tienen tensiones de 220 y 110 voltios.

Empresas Públicas de Medellín (EPM) es el primer comercializador de energía eléctrica del país para el mercado no regulado, brindando así servicios con una cobertura del 100% en todos los municipios del Valle de Aburrá y en los municipios de su área influencia en el departamento de Antioquia.

El Mercado de Energía Mayorista (MEM) en Colombia está clasificado en: mercado no regulado (MNR) al que pertenecen todos los clientes cuyo consumo mensual sea igual o superior a 55,000 KWh o que demanden una potencia promedio igual o superior a 0,1 MW, que su gran mayoría son grandes y medianos industriales y una parte del comercio; y mercado regulado (MR) al cual pertenece todos los demás clientes. En cualquier caso, los clientes deben ser representados ante el MEM por un agente comercializador.

En conjunto la capacidad efectiva neta de la empresa es de 3257,6 megavatios, el 23.5% de la capacidad instalada nacional. Estas plantas son supervisadas y controladas de manera remota desde un moderno Centro de Control situado en la ciudad de Medellín.

Anticipándose a las necesidades de abastecimiento energético del país, la empresa decidió avanzar en un proyecto hidroeléctrico llamado Ituango (2400 MW), en sociedad con el departamento de Antioquía.

La capacidad de almacenamiento útil de agua en sus embalses (calculada respecto a su mínimo físico) es de 1.6006 millones de m<sup>3</sup>, equivalente a 3.468,2 GWh, que constituyen el 21,2 % (en energía almacenada), de la capacidad de los embalses del sistema nacional (16.340 GWh).

Estos embalses son: Rio grande II, Troneras, Miraflores, Porce II, Quebradona, Playas, Peñol-Guatapé, uno de los más grandes del país y con la mayor capacidad de regulación y almacenamiento.

### **2.3 La generación de energía eléctrica y su enfoque en mantenimiento.**

El mantenimiento, la producción y las máquinas se relacionan entre sí a partir de premisas y normas de aceptación universal, siendo la relación entre producción y máquinas las que establecen los principios de la confiabilidad; la relación entre el área de mantenimiento y las máquinas se define por las reglas de mantenibilidad; la relación entre mantenedores y productores se da por una relación indirecta a través de los equipos y está gobernada por los cánones de la disponibilidad. Esta última relación muestra cuando las conversaciones entre producción y mantenimiento son sobre las máquinas, que puede ser mucho más fluida que cuando se da en forma directa entre los dos departamentos sobre otros temas que no se refieren a CMD.

“La confiabilidad, la mantenibilidad y la disponibilidad (CMD) son prácticamente las únicas medidas técnicas y científicas fundamentadas en cálculos matemáticos, estadísticos y probabilísticos que tiene el mantenimiento para su análisis y su evaluación integral y específica.” (Mesa, Ortiz y Pinzón, 2006). Por medio del CMD es como se puede planear, organizar, dirigir, ejecutar y controlar totalmente la gestión y la operación del mantenimiento.

La mayoría de las prácticas conocidas como TPM, RCM, proactivo, reactiva, clase mundial, PMO, RCM, Score Card, Centrada en objetivos, basada en riesgos, tero tecnología, etc., Se encuentran establecidas principalmente de los indicadores CMD, los cuales proveen los principios básicos estadísticos y proyectivos de las dos manifestaciones más importantes del mantenimiento: fallas y reparaciones. La mejor forma de controlar el mantenimiento y sus implicaciones es a través del componente confiabilidad y parámetros asociados (Viveros, P., Stegmaier, R., Kristjanpoller, F., Barbera, L., & Crespo, A., 2013).

La confiabilidad se mide a partir del número y la duración de las fallas. La mantenibilidad se cuantifica a partir de la cantidad y de la duración de las reparaciones, mientras que la disponibilidad se mide a partir de la confiabilidad y la mantenibilidad.

Todas estas técnicas fundamentan su establecimiento a partir de los indicadores CMD, los cuales proveen los principios básicos estadísticos y proyectivos de las dos manifestaciones más importantes de mantenimiento: fallas y reparaciones.

Teniendo presente que la Confiabilidad es la “capacidad de una entidad para desempeñar una función requerida, en condiciones establecidas durante un período de tiempo determinado” (Icontec. Guía Técnica Colombiana GTC 62, 1999, p.7). Es decir, que la Confiabilidad requerida se presenta cuando, una entidad hace lo que se quiere que haga y en el momento que se quiere que lo haga. Refiriéndose a “entidad” como una máquina, una planta industrial, un sistema, un activo y hasta una persona. La Confiabilidad impacta directamente sobre los resultados de la empresa, debiendo aplicarse no sólo a máquinas o equipos aislados sino a la totalidad de los procesos que constituyen la cadena de valor de la organización.

Aún con la importancia que representa la confiabilidad para la planificación en el mantenimiento de los sistemas eléctricos en la generación, su evaluación algunas veces obedece a criterios discrecionales de quien la realiza su planeación, o incluso, a diferencias en la información base utilizada para el efecto(Sierra E. 2010, p.42-46); no obstante, la regulación del sector eléctrico, consciente de la importancia de la confiabilidad y de la necesidad de disponer de metodologías y criterios unificados, ha definido lineamientos básicos al respecto que permiten identificar los datos más relevantes para poder realizar una planeación de mantenimiento y

modelamiento óptimo, teniendo en cuenta el tiempo, las políticas y la normatividad con respecto a la gestión de activos (ISO 55000).

El nuevo esquema de remuneración de cargo por confiabilidad en el mercado eléctrico y las implicaciones de la indisponibilidad sobre éste, de acuerdo a lo reglamentado en la resolución CREG-071 de 2006, hace necesario plantear prácticas y metodologías de optimización de mantenimiento de las plantas, para generar y mantener las oportunidades de competencia que le agregan valor a EPM. Las prácticas y metodologías enumeradas a continuación empleadas en EPM han contribuido al mejoramiento de la gestión de mantenimiento:

1. Análisis estadístico de fallas: Dentro de esta práctica, el Área Guatapé realiza la consolidación y codificación de datos de fallas desde el año 2003 hasta la fecha, realizando análisis estadístico en función de diferentes variables del proceso. Como resultado de este análisis se identifican e implementan las soluciones en cada una de las plantas.
2. Grupo de estudio en confiabilidad, mantenibilidad y disponibilidad [CMD], Se tienen las sesiones de estudio de asistencia voluntaria sobre conceptos básicos y avanzados de gestión de mantenimiento, cálculo e interpretación de indicadores, análisis de costo de ciclo de vida y modelamiento de la confiabilidad.
3. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM): A través de los grupos de análisis conformados por operadores, supervisores e ingenieros se han redefinido los programas de mantenimiento de sistemas críticos como los reguladores de velocidad de la Central Guatapé y el sistema de refrigeración de las unidades de la Central Playas. Se encuentran en análisis las unidades de generación de ambas centrales.
4. RCA: Esta metodología ha permitido establecer la causa raíz de dos eventos significativos de falla, proporcionando los criterios para la búsqueda e implementación de las estrategias de solución efectivas.



5. Optimización del Mantenimiento Planeado [PMO]: Con la participación de los técnicos y supervisores, se encuentran en análisis los planes de mantenimiento de los equipos periféricos de cada central.

Los procesos generadores de valor identifican oportunidades de optimización y maximización de los ingresos. Una estrategia de “confiabilidad operacional”, que enlaza la “confiabilidad humana”, la “confiabilidad de equipos”, la “confiabilidad de procesos” y el mantenimiento de equipos, como factores habilitadores de la misma, permite abrir nuevas formas de trabajo y colaboración, coordinando realidades y conocimientos adquiridos en los distintos entornos, para una interacción más estrecha de las diversas fases de gestión del mantenimiento. Dentro del entorno actual de negocio, el mantenimiento ha evolucionado para dejar de ser una necesidad dentro de las organizaciones y convertirse en un proceso que agrega calidad, seguridad y rentabilidad a la empresa (Rudnick)

## **2.4 Cadena hidráulica Guatrón**

La cadena hidráulica de Guatrón comprende las centrales hidroeléctricas de Troneras, Guadalupe III y Guadalupe IV. Esta cadena hidroeléctrica comparte el agua del embalse de Troneras y del embalse de Miraflores (ver Figura 1)

2.4.1 Troneras. Está ubicada en la jurisdicción del municipio de Carolina del Príncipe, por la vía que conduce de El Salto al embalse de Troneras. Esta central utiliza las aguas del río Concepción, después de haber recibido las desviaciones de los ríos Nechí, Pajarito y Dolores; cuyos aportes, junto con los provenientes del embalse de Miraflores y el río Guadalupe, alimentan el embalse de Troneras. Posee dos unidades generadoras de 20 MW de capacidad efectiva neta cada una, accionadas por turbinas tipo Francis de eje vertical, para una capacidad efectiva de 40 MW. Esta central le aporta anualmente al sistema una energía media de 242 GWh y una energía firme de 208 GWh.

2.4.2 Guadalupe III. Está localizada bajo el nivel de aguas de la central Troneras. Las aguas turbinadas de la planta Troneras, las desviadas del embalse Troneras (por medio de una válvula de cono o del vertedero cuando existe vertimiento) y las provenientes de la quebrada

Cañas gordas son represadas en una bocatoma y conducidas a la casa de máquinas de esta central, donde se alojan 6 unidades generadoras accionadas por turbinas tipo Pelton de eje vertical, de 45 MW cada una, para completar 270 MW de capacidad instalada (nominal y efectiva neta). Su contribución a la energía media anual del sistema de EPM es de 1.617 GWh y a la energía firme de 1.377 GWh.

2.4.3 Guadalupe IV. Está localizada al nordeste del departamento de Antioquia, a una distancia aproximada de 120 km de Medellín, por la carretera que de esta ciudad conduce a las poblaciones de Amalfi y Anorí. Las aguas turbinadas en Guadalupe III se descargan en un tanque de captación con capacidad para 22.000 m<sup>3</sup>, luego son conducidas por un túnel de 6,4 kilómetros a la casa de máquinas de Guadalupe IV. Esta instalación generadora tiene una capacidad nominal de 216 MW y capacidad efectiva neta de 202 MW, repartida en 2 unidades de 67 MW y una de 68 MW, movidas por turbinas tipo Francis de eje vertical. Sus aportes de energía al sistema contabilizan 1,205 GWh al año, de energía media; y 1,026 GWh al año, de energía firme.

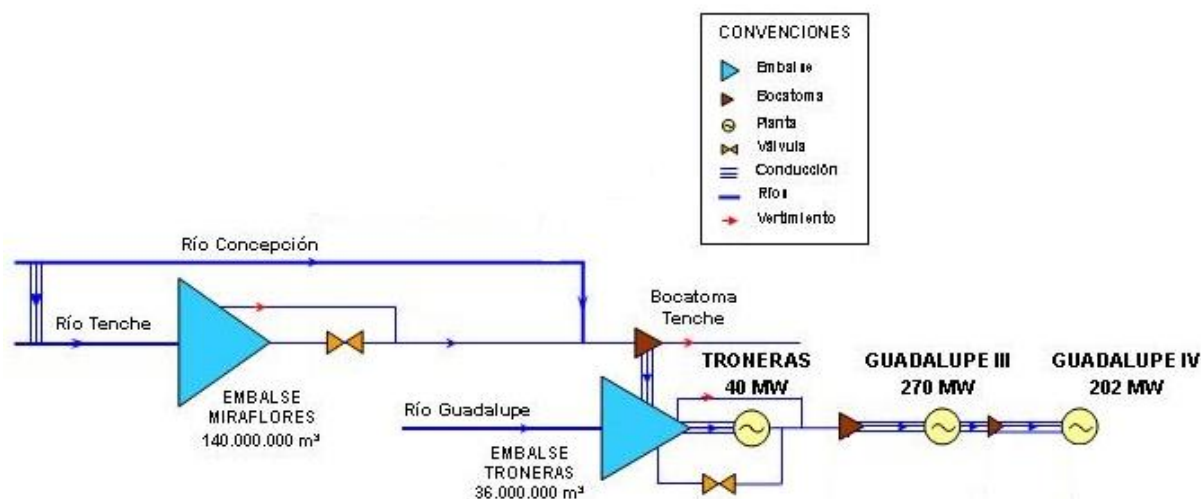


Figura 1. Mapa de la distribución de la cadena hidráulica de Guatrón.

## 2.5 Indicadores de mantenimiento

La información histórica de la base de datos confiables, se convierte en una herramienta que ayuda a la toma de decisiones. Por medio de esta información se da a conocer el funcionamiento de un activo, permite realizar cambios que pueden determinar algún aspecto en concreto, definir una serie de parámetros que evalúan los resultados que se están obteniendo en el área de

mantenimiento, de una manera cuantitativa y objetiva hacia la gestión empresarial. Todo esto se puede realizar a partir de indicadores que van a permitir medir y evaluar diferentes aspectos como la disponibilidad, la confiabilidad, la vida útil del activo que se pretende mantener, en este caso los generadores.

Los indicadores de gestión de mantenimiento permiten, evaluar una situación determinada con sus características o aspectos propios de la misma, su comportamiento a partir de un dato, pudiendo así evaluar su evolución, si lo está haciendo de forma adecuada o no. Una de las cosas que se debe definir es, cuáles serán esos indicadores. Se debe tener cuidado en la elección, pues se corre el riesgo de utilizar como tales, una serie de números que no aportan ninguna información útil; o tomar datos, procesarlos y obtener a cambio otros datos sin saber qué hacer con estos.

El indicador de disponibilidad de equipos, listando todas las paradas de cada uno de los equipos de la planta, la fecha y hora en que han ocurrido y su duración, la información compilada resultante serán datos, que como se presenta se puede tomar decisiones con base en esta. Si en esta lista, se suman los tiempos de parada de cada equipo y se calcula el tiempo que han estado en disposición de producir, se obtiene una lista con la disponibilidad calculada.

En una planta industrial, por ejemplo, de 500 equipos, esta lista contendrá datos, que no son útiles para la toma de decisiones, pudiendo llegar a tener algo de información mezclada. Si con esta lista se agrupan los equipos por instalación, planta, sistema, activo, etc., y se procesan de manera que se obtenga la disponibilidad de una de las líneas, áreas o zonas en su conjunto, el nuevo listado ahora sí contendrá información, que permitirá, tras un análisis adecuado, tomar decisiones acertadas sobre las actuaciones que se deben tener para realizar mejoras en los resultados.

Los indicadores de gestión de mantenimiento para utilizar en la empresa son muy variados, se debe categorizar y utilizar, acorde a lo que se quiere evaluar, es decir, entre ellos habrá que elegir aquellos que sean realmente útiles y que aporten información, de acuerdo al momento empresarial que viva la organización, para evitar convertirlos en una larga lista de datos. Además, hay que tener en cuenta que en la mayoría de los casos es necesario adaptarlos a cada planta de

generación, efectuando modificaciones que hagan que los indicadores seleccionados estén adaptados a las necesidades concretas de información.

Para el cálculo de los indicadores de gestión de mantenimiento se desarrollaron aplicaciones con hojas de cálculo para obtenerlos. En este caso se seleccionan con cuidado, además, se considera la frecuencia con la que se obtienen, para tener bajo control el comportamiento del activo en todo su ciclo de vida.

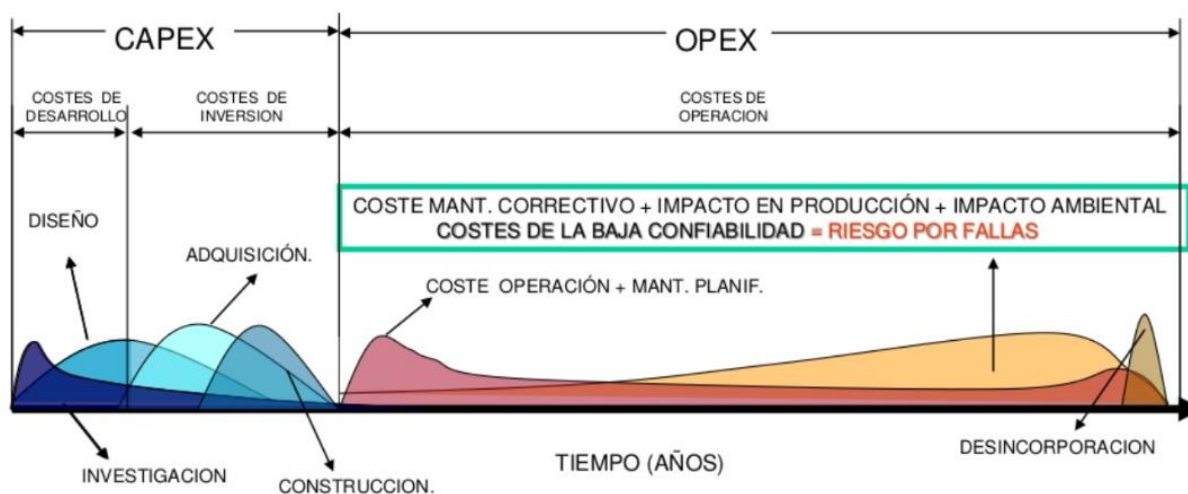


Figura 2. Costos de vida de un activo. (Parra, 2013)

La evolución del comportamiento de los indicadores de gestión permitirá tomar medidas preventivas a tiempo, además de anunciar los efectos en la producción que representa el estado de los activos durante su vida útil. Por ello, en los valores obtenidos en cada uno de los índices que se elijan se debe reflejar su evolución, mostrando junto al valor actual los valores de periodos anteriores (meses o años anteriores) para conocer si la situación mejora o empeora. También fijar un objetivo para cada uno de estos índices, de manera que la persona que lea el documento donde se exponen los valores alcanzados en el periodo que se analiza comprenda si el resultado obtenido es adecuado. En resumen, junto al valor del índice, deberían figurar el valor en periodos anteriores y el objetivo marcado.

2.5.1 Disponibilidad. Es la probabilidad de que el equipo funcione satisfactoriamente en el momento en que sea requerido después del comienzo de su operación, cuando se usa bajo condiciones estables. Esto se refiere, a la proporción del tiempo donde el equipo está en

disposición de producir, independientemente si se realiza o no por razones ajenas a su estado técnico. El objetivo del mantenimiento es asegurar que la instalación estará en disposición de producir un mínimo de horas determinado del año.

Los factores a tener en cuenta en el cálculo de la disponibilidad son los siguientes:

- Número de horas totales de producción.
- Número de horas de indisponibilidad total para producir, que pueden ser debidas a diferentes tipos de actuaciones de mantenimiento:
  - Intervenciones de mantenimiento programado que requieran parada de planta.
  - Intervenciones de mantenimiento correctivo programado que requieran parada de planta o reducción de carga.
  - Intervenciones de mantenimiento correctivo no programado que detienen la producción de forma inesperada y que por tanto tienen una incidencia en la planificación ya realizada de la producción de energía.
  - Número de horas de indisponibilidad parcial, es decir, número de horas que la planta está en disposición para producir, pero con una capacidad inferior a la nominal debido al estado deficiente de una parte de la instalación, que impide que ésta trabaje a plena carga.
  -

El cálculo se realiza como el cociente de dividir el nº de horas que un equipo ha estado disponible para producir y el nº de horas totales de un periodo:

$$\text{Disponibilidad} = \frac{\text{Horas Totales} - \text{Horas parada por mantenimiento}}{\text{Horas Totales}}$$

*Ecuación 1. Disponibilidad. (García, S. 2009, p. 5-6)*

Es usada en plantas de generación que estén dispuestas por líneas, en las que la parada de una máquina supone la paralización de toda la línea.

La disponibilidad es una consideración importante en sistemas relativamente complejos, como plantas de energía, satélites, plantas químicas y estaciones de radar. En dichos sistemas, una confiabilidad alta no es suficiente, por sí misma, para asegurar que el sistema esté disponible para cuando se necesite (Mora, 2009, p. 70).

En plantas industriales en las que los equipos no estén dispuestos por líneas, es eficaz definir una serie de equipos significativos, ya que calcular la disponibilidad de absolutamente todos los equipos será dispendioso, laborioso y aportará mínima información valiosa. Del total de equipos de la planta, se debe de seleccionar aquellos que tengan una importancia dentro del sistema productivo.

$$\text{Disponibilidad total} = \frac{\sum \text{Disponibilidad de equipos significativos}}{\text{No. de equipos significativos}}$$

*Ecuación 2. Disponibilidad total. (Renove Tecnologia)*

La disponibilidad por avería no tiene en cuenta, pues, las paradas programadas de los equipos.

2.5.2 Tiempo medio entre fallas. MTBF (Mean Time Between Failure, por sus siglas en ingles), permite conocer la frecuencia con que suceden las averías:

$$MTBF = \frac{\text{No. de Horas totales del periodo de tiempo analizado}}{\text{No. de averías}}$$

*Ecuación 3. Tiempo medio entre fallas (MTBF). (Renove Tecnologia)*

2.5.3 Tiempo medio de reparación. MTTR (Mean Time To Repair, por sus siglas en ingles), permite conocer la importancia de las averías que se producen en un equipo considerando el tiempo medio hasta su solución:

$$MTTR = \frac{\text{No. de horas de paro por avería}}{\text{No. de averías}}$$

*Ecuación 4. Tiempo medio de reparación (MTTR). (Renove Tecnologia)*

2.5.4 Confiabilidad. Se refiere a la capacidad de un componente, equipo o sistema, de no fallar durante el tiempo previsto para su funcionamiento bajo condiciones de trabajo perfectamente definidas. Por lo que la medida de la confiabilidad se relaciona con la frecuencia con que ocurren las fallas en el tiempo.

El modelo matemático utilizado para la determinación de la confiabilidad de equipos se desarrolla por medio de funciones exponenciales, debido a que presentan una buena aproximación para las aplicaciones prácticas. (Sánchez y Fernandez. 2011, p 81) (Zimmermann, 2017)

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

*Ecuación 5. Modelo de cálculo de la Confiabilidad para los equipos o subsistemas*

Dónde:

R(t): confiabilidad del componente [%]

t: tiempo en horas

$\lambda$ : tasa de fallas aleatorias

e: base de los logaritmos neperianos

La tasa de fallas  $\lambda$ , indica la variación en el tiempo de la probabilidad de que un componente, que haya funcionado durante un periodo dado, falle al instante siguiente.

En el desarrollo del modelo matemático para el cálculo de la confiabilidad se considera que los componentes (equipos) están en el periodo de vida útil, donde  $\lambda$  es constante. Existen bases de datos sobre fallas de equipos industriales, para las cuales, se considera que la tasa de fallas es casi constante. (OREDA, 2002). Acorde a esto, se define  $\lambda$  como:

$$\lambda = \frac{F}{T}$$

*Ecuación 6. Tasa de fallas*

Donde:

F: número de fallas (eventos F) en el periodo considerado

T: periodo de datos estadísticos considerado. Tiempo real de operación en el periodo considerado.

La función de confiabilidad R(t) permite estimar la probabilidad de que un componente (equipo), opere sin fallas por más de X tiempo.

Determinando la confiabilidad de los componente o equipos que conforman un subsistema o sistema se puede calcular la confiabilidad de estos subsistemas o sistemas desglosando estos en sistemas en serie o paralelo.

2.5.4.1 *Sistemas en serie.* En un sistema en serie los componentes están conectados uno detrás de otro, en donde la falla de cualquiera de sus componentes ocasiona la falla del sistema.

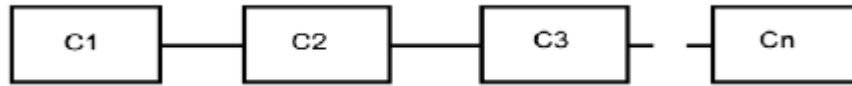


Figura 3. Sistema en serie.

La confiabilidad de un sistema en serie se calcula como el producto de la confiabilidad de cada uno de sus componentes. Siguiendo el esquema de la Figura 3 la confiabilidad del sistema se obtiene según la Ecuación 7:

$$R_S = R_1 * R_2 * \dots * R_n$$

Ecuación 7. Confiabilidad de un sistema en serie.

Donde:

$R_S$ : confiabilidad del sistema en serie

$R_1$ : confiabilidad del componente 1

$R_2$ : confiabilidad del componente 2

$R_n$ : confiabilidad del componente n-ésimo

2.5.4.2 *Sistemas en paralelo.* En un sistema en paralelo se requiere el funcionamiento de al menos un componente para que el sistema funcione. En este sistema los componentes son redundantes.

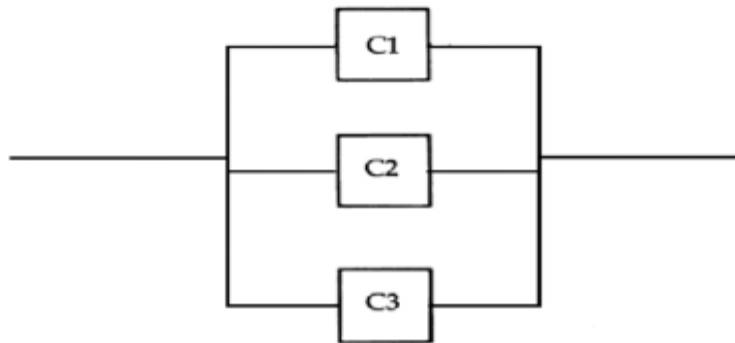


Figura 4. Sistema en paralelo

En la Figura 4 se muestra un sistema de componentes (equipos) en paralelo (sistema redundante).

Para este sistema la confiabilidad se obtiene mediante la Ecuación 8:

$$R_S = 1 - (1 - R_1) * (1 - R_2) * \dots * (1 - R_n)$$



*Ecuación 8. Confiabilidad de un sistema en paralelo*

Donde:

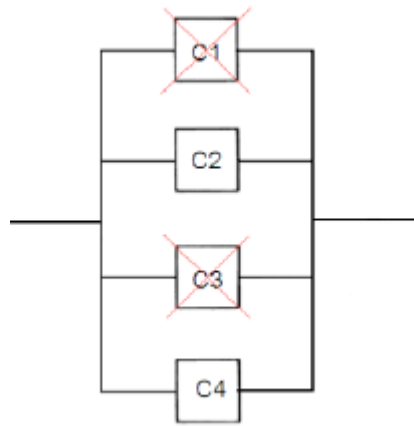
$R_S$ : confiabilidad del sistema en paralelo

$R_1$ : confiabilidad del componente 1

$R_2$ : confiabilidad del componente 2

$R_n$ : confiabilidad del componente n-ésimo

**2.5.4.3 Sistema estructura K de N.** La configuración K de N es una generalización del sistema en paralelo en la que se requiere el funcionamiento de K de los N componentes (equipos) para que el sistema funcione. Por ejemplo, un avión que tiene cuatro motores con al menos dos de ellos en funcionamiento puede volar, a esta configuración se le llama sistema 2 entre 4 (Mallor y Santos, 2003). En la Figura 5 se muestra el arreglo K de N componentes en operación. La confiabilidad de un sistema K de N, en el cual, la confiabilidad de cada uno de los componentes es diferente, se determina mediante la Ecuación 9 (Mallor y Santos, 2003):



*Figura 5. Sistema K de N*

$$R_S = R_1 * R_2 * \dots * R_n + (1 - R_1) * R_2 * \dots * R_n + (1 - R_2) * R_1 * \dots * R_n + \dots + (1 - R_n) * R_1 * R_2 * \dots$$

*Ecuación 9. Confiabilidad de un sistema estructura K de N*

Donde:

$R_S$ : confiabilidad del sistema K de N

$R_1$ : confiabilidad del componente 1

R<sub>2</sub>: confiabilidad del componente 2

R<sub>n</sub>: confiabilidad del componente n-ésimo

## 2.6 Significancia de los equipos

Los activos dentro del proceso productivo pueden cumplir diferentes funciones, operar durante lapsos distintos, conservar equipos de respaldo, ser fundamentales, complementarios o accesorios, tener varios grados de complejidad en sus actividades de mantenimiento e impactar en proporciones diferentes la producción y calidad de lo producido. Las anteriores características, son algunas de las razones para listar los equipos en orden de significancia y de esta manera priorizar las tareas de mantenimiento, así como el presupuesto asignado a estos y ser eficientes en el desempeño de las labores de mantenimiento, maximizando el impacto en la mejora de las condiciones de operación de los activos, a la vez que se optimizan los gastos.

Entre las metodologías o herramientas a utilizar para establecer la significancia de los equipos, se encuentran el índice ICGM (RIME por sus siglas en inglés) y el análisis de criticidad.

2.6.1 ICGM. El índice ICGM (Índice de clasificación para los gastos de conservación), que en Estados Unidos se conoce como RIME (Ranking Index for Maintenance Expenditure), es una herramienta que permite clasificar los gastos de mantenimiento interrelacionando los recursos sujetos a estos trabajos con la clase o tipo de trabajo que se debe realizar (Newbrough, E, 1974, p.315-335). El índice ICGM se compone de dos códigos:

1. Código máquina, identifica los recursos por atender (equipos, instalaciones y construcciones).
2. Código trabajo, identifica cada tipo de trabajo por realizar en dichos recursos.  
(Dounce, 2014, p. 72)

El índice ICGM se obtiene de la multiplicación de estos dos factores. Por tanto, se tiene que:

$$\text{Índice ICGM} = \text{código máquina} * \text{código trabajo}$$

*Ecuación 10. Índice ICGM. (Dounce, E.2014, p.71. Newbrough, E. 1974)*

La determinación del código máquina y el código de trabajo puede realizarse de dos maneras, la primera se basa en estudios sobre los dos factores que lo forman (equipo y trabajo, ver Tabla 1 y Tabla 2), de forma que, para el factor equipo se consideran tres componentes que se multiplican entre sí, y para el factor trabajo, se obtiene de la suma de los cinco componentes. La segunda metodología es el ICGM simplificado.

*Tabla 1. Componentes factor equipo (Dounce, E.2014, p.72).*

Factor	Componente
Equipo	Porcentaje de utilización
	Horas de trabajo en la semana
	168 horas que tiene la semana
	Porcentaje de rentabilidad (Porcentaje con el que contribuye a las utilidades de la empresa.)
	Factor de proceso (Grado en que una falla en este equipo afecta a otros.)

**2.6.1.1 ICGM simplificado.** El procedimiento ICGM simplificado hace uso de criterios ya establecidos, para selección del código máquina y código trabajo, listados en la Luego de **fixar el código máquina a los activos se procede a establecer el código trabajo, según sea la labor a realizar sobre cada activo, lo cual se enfoca en la productividad y calidad (Tabla 4). Ya con los dos códigos, se recurre a la Ecuación 10 y se obtiene el ICGM para cada activo, mediante la multiplicación de ambos valores.**

Los equipos con mayor ICGM son los de mayor prioridad en la programación de sus actividades. Este índice es una herramienta útil para distribuir el presupuesto de mantenimiento, iniciando por los activos cuyos valores son más altos (Dounce, E.2014, p.77).

2.6.1.2 **Tabla 3** y la

**2.6.1.3** **Tabla 4** respectivamente. Para realizar esta metodología, se debe contar con el listado de todos los activos mantenibles (infraestructura, máquinas, vías de acceso y demás activos físicos de la empresa sujetos de mantenimiento). Cada activo se debe analizar y valorar por un comité que esté integrado por personal que tenga conocimiento y experiencia en el manejo de estos activos en las áreas de mantenimiento, de producción y financiera.

*Tabla 2. Componentes factor trabajo. (Dounce, E.2014, p.72)*

Factor	Componente
--------	------------

Trabajo	Costo por pérdida de calidad (En el que se incurre si no se ejecuta la reparación y se afecta la calidad del producto.)
	Costo por pérdida de producción (En el que se incurre si no se ejecuta la reparación y se afecta la cantidad del producto.)
	Costo de mantenimiento aplazado (En el que se incurre si no se ejecuta la reparación; incluye mano de obra directa y materiales.)
	Costo por retrabajo (En el que se incurre si no se ejecuta la reparación y se afecta la cantidad de mano de obra que interviene en el proceso.)
	Costo por seguridad (En el que se incurre si no se ejecuta la reparación y afecta la seguridad de los trabajadores que intervienen en el proceso.)

La asignación del código máquina se da con base en la importancia que tenga el activo para el proceso, sin dejar de lado, aspectos como la rentabilidad del equipo, el grado de utilización y demás características que ayuden a categorizar el grado de significancia de cada activo dentro del proceso productivo (Tabla 3). Luego de fijar el código máquina a los activos se procede a establecer el código trabajo, según sea la labor a realizar sobre cada activo, lo cual se enfoca en la productividad y calidad (Tabla 4). Ya con los dos códigos, se recurre a la Ecuación 10 y se obtiene el ICGM para cada activo, mediante la multiplicación de ambos valores.

Los equipos con mayor ICGM son los de mayor prioridad en la programación de sus actividades. Este índice es una herramienta útil para distribuir el presupuesto de mantenimiento, iniciando por los activos cuyos valores son más altos (Dounce, E.2014, p.77).

*Tabla 3. Criterios para la selección del código máquina. (Dounce, E.2014, p.74)*

Código máquina	Concepto
10	<b>Recursos vitales.</b> Aquellos que influyen en más de un proceso, o cuya falla origina un problema de tal magnitud que la dirección de la empresa no está dispuesta a correr riesgos. Por ejemplo, líneas de distribución de vapor, gas, aire, calderas, hornos o subestación eléctrica.
9	<b>Recursos importantes.</b> Aquellos que, aunque están en la línea de producción, su función no es vital, pero sin los cuales no puede operar adecuadamente el equipo indispensable y, además, no existen máquinas redundantes o de reserva, como montacargas, grúas, frigoríficos, transportadores de material hacia las líneas de producción, etcétera.
8	<b>Recursos duplicados situados en la línea de producción,</b> similares a los anteriores (9), pero de los cuales existe reserva.

7	<b>Recursos que intervienen en forma directa en la producción</b> , por ejemplo: dispositivos de medición para control de calidad, equipos de prueba, equipos para manejo de materiales y máquinas de inspección, entre otros.
6	<b>Recursos auxiliares de producción sin remplazo</b> , tales como: equipo de aire acondicionado para el área de pruebas, equipos móviles, equipo para surtimiento de materiales en almacén.
5	<b>Recursos auxiliares de producción con remplazo</b> , similares al punto anterior, pero que sí tienen remplazo.
4	<b>Recursos de embalaje y pintura</b> , por ejemplo: compresores, inyectores de aire, máquinas de pintura de acabado final, y todo aquello que no sea imprescindible para la producción y de lo que, además, se tenga remplazo.
3	<b>Equipos generales</b> . Unidades de transporte de materiales o productos, camionetas de carga, unidad refrigeradora, equipos de recuperación de desperdicios, etcétera.
2	<b>Edificios para la producción y sistemas de seguridad</b> , alarmas, pasillos, almacenes, calles o estacionamientos.
1	<b>Edificios e instalaciones estéticas</b> . Todo aquello que no participa directamente en la producción: jardines, campos deportivos, sanitarios, fuentes, entre otros.

Tabla 4. Criterios para la elaboración del código trabajo. (Dounce, E. 2014, p.76)

Código trabajo	Descripción de trabajos
10	<b>Paros</b> . Todo aquello que se ejecute para atender las causas de pérdida del servicio de la calidad esperada, proporcionado por las máquinas, instalaciones y construcciones, vitales e importantes; o aquellos trabajos de seguridad para evitar pérdidas de vidas humanas o afectaciones a la integridad física de los individuos.
9	<b>Acciones preventivas urgentes</b> . Todo trabajo tendente a eliminar los paros o conceptos discutidos en el punto anterior (10), los cuales pudieran seguir en inspecciones, pruebas, avisos de alarmas, etcétera.
8	<b>Trabajos de auxilio a producción</b> . Modificaciones tendentes a optimizar la producción, o surgidas por cambios de producto o para mejorarlo.
7	<b>Acciones preventivas no urgentes</b> . Todo trabajo tendente a eliminar a largo plazo los paros o conceptos analizados en el punto (10); lubricación, atención de desviaciones con consecuencias a largo plazo, trabajos para eliminar o reducir la labor repetitiva, entre otros.
6	<b>Acciones preventivas generales</b> . Todo trabajo tendente a eliminar paros, acciones preventivas urgentes, acciones preventivas no urgentes y donde no se hayan visualizado posibles fallas.
5	<b>Acciones rutinarias</b> . Trabajos en maquinaria o equipos de repuesto, en herramientas de conservación y en rutinas de seguridad.
4	<b>Acciones para mejoría de la calidad</b> . Todo trabajo tendente a mejorar los resultados de producción y de conservación.
3	<b>3 Acciones para la disminución del costo</b> . Todo trabajo tendente a minimizar los costos de producción y conservación que no estén considerados en ninguna de las anteriores categorías (mejora del factor de potencia eléctrica en la planta o la fábrica, disminuir la temperatura de la caldera de suministro de agua caliente en verano, etcétera).
2	<b>Acciones de salubridad y estática</b> . Todo trabajo tendente a asegurar la salubridad y conservación de muebles e inmuebles donde el personal de limpieza no puede intervenir, debido a los riesgos o delicadeza del equipo que debe atenderse (pintura, aseo o desinfección de lugares como subestación eléctrica y salas de computación, entre otros).
1	<b>Acciones de aseo y orden</b> . Trabajos de distribución de herramienta y aseo de instalaciones del departamento de conservación.

2.6.2 Evaluación de criticidad de equipos. Permite jerarquizar los activos mantenibles, de acuerdo a su significancia relativa dentro del proceso productivo, basada en el concepto del riesgo ocasionado por la frecuencia de las fallas y las consecuencias de la ocurrencia de estas, y

el impacto generado en la producción, el costo de la reparación, en la seguridad y en el ambiente y las comunidades. Esta valoración faculta el proceso de asignación de recursos (económicos, humanos y técnicos), priorizando los equipos con mayor criticidad.

Esta evaluación se realiza mediante una matriz de criticidad (ver Figura 6), en donde:

- Frecuencia de falla: es el número de veces que falla un equipo.
- Impacto operacional: es la interrupción de la operación de un equipo por causa de una falla.
- Costo de reparación: son los gastos de reparación de los equipos a los que se puede llegar a incurrir.
- Impacto en la seguridad: se refiere a la seguridad de las personas, los equipos y las instalaciones.
- Impacto ambiental: los aspectos ambientales que pueden ser afectados como consecuencia de una falla.

Los equipos son evaluados de esta forma, utilizando como estándar la matriz de criticidad, cuyos criterios de evaluación son asignados por personal experto. En la Figura 6, se muestra a modo de ejemplo una matriz de criticidad con los pesos de cada criterio, los niveles de cada riesgo y la descripción de la escala o rango de cada criterio con referencia a los niveles de riesgo (CMMS, 2019).

		Matriz de criticidad					
		Peso	Valoración del nivel de riesgo				
	Muy bajo		Bajo	Medio	Alto	Muy alto	
Criterios	Frecuencia de falla	1	>=3 años	entre 1 y 3 años	entre 6 meses y 1 año	entre 1 y 6 meses	menos de 1 mes
	Impacto en la producción (por falla)	0,25	15 minutos	30 minutos	2 horas	12 horas	mayor a 12 horas
	Costo de reparación	0,1	menos de 100.000 COP	hasta 1'000.000 COP	hasta 10 millones COP	hasta 30 millones COP	mayor a 30 millones COP
	Impacto en la seguridad	0,3	Daños leves sin incapacidad	Daños con incapacidad menor a 3 días	Daños con incapacidad menor a 30 días	Daños con incapacidad mayor a 30 días o discapacidad menor al 10%	Muerte o discapacidad mayor al 10%
	Impacto ambiental y en la comunidad	0,35	Sin impactos negativos	Impactos negativos menores reversibles	Impactos negativos reversibles sin afectación a la comunidad	Impactos negativos reversibles con afectación a la comunidad	Impactos negativos irreversibles con afectación a la comunidad

Figura 6. Ejemplo matriz de criticidad

### 3 METODOLOGÍA

El punto de partida es la información suministrada por EPM, la cual está comprendida por las bitácoras de los eventos registrados en los años 2014, 2015, 2016 y 2017 para las unidades generadoras de las centrales Guatrón (ver Figura 7). En las mencionadas se incluye por cada registro (evento) la información de la unidad generadora, fecha de inicio y final, observaciones (realizada por el operador que lo registra), tipo de evento, sistema o causa de este, potencia indisponible (energía que se deja de generar por la unidad), frecuencia (cantidad de eventos), tiempo e impacto de la energía no transformada (generada e ingresada a la red eléctrica).

Un evento es un suceso que ocurre cuando una unidad generadora es desconectada del sistema de transmisión (apertura del interruptor) o cuando su capacidad para generar varía. Los eventos se clasifican en 5 tipos, según se definen en la Tabla 5.

*Tabla 5. Clasificación de los eventos*

<b>H</b>	Operación	Se refiere a la no operación de la unidad por no ser ofertada o despachada.
<b>F</b>	Forzada	Intervalo de tiempo que comprende el inicio de un evento, tal como una falla o corrección de emergencia y que indisponga la unidad.
<b>P</b>	Programada	Intervalo de tiempo en que un evento, tal como un mantenimiento, indisponga la unidad estando respaldado por una consignación programada.
<b>D</b>	Derrateo	Período en el cual la unidad no tiene capacidad para operar a su potencia efectiva, sin estar respaldada por una consignación planeada.
<b>DP</b>	Derrateo Programado	Período en el cual la unidad no tiene capacidad para operar a su potencia efectiva, pero está respaldada por una consignación programada.

En la bitácora se utilizan abreviaciones para identificar las unidades generadoras, las cuales se presentan en la Tabla 6.

*Tabla 6. Abreviaciones utilizadas por EPM para identificar las unidades generadoras en estudio.*

Abreviación	Unidad
GDPE31	Guadalupe III unidad 1
GDPE32	Guadalupe III unidad 2





- EMB (Embalse): Este sistema se refiere a todos los eventos que impiden el suministro adecuado de la energía potencial por problemas en captación, falta de agua y otros. En las térmicas se asimila al suministro de combustible
- GEN (Generador): Sistema que hace referencia a eventos en el generador, incluyendo rotor y estator. Se excluye el regulador de tensión (AVR).
- INT (Interruptor): Evento causado por el interruptor de las unidades.
- LIN (Línea): Evento causado por indisponibilidad de la línea de transmisión de energía.
- LUB (Lubricación): Sistemas de lubricación de aceite de las unidades de generación.
- MOD (Modernización): Proceso programado en el cual se realiza una rehabilitación, modernización, actualización tecnológica o repotenciación de una Central.
- MTTO (Mantenimiento): Causa que refiere al mantenimiento programado, ya sea periódico, anual, semestral, entre otros. Pueden hacer parte del Plan Integrado de Mantenimiento o estar respaldados por una consignación programada.
- PROT (Protecciones): Eventos causados por acción en las protecciones, las cuales han dado disparos y no se informa la causa básica del evento.
- REF (Refrigeración): Sistema de refrigeración de la Central.
- REGW (Regulador de Velocidad): Hace referencia a todo el sistema oleo hidráulico y de control del regulador de velocidad.
- SA (Servicios Auxiliares): Incluye los servicios auxiliares mecánicos y eléctricos, se exceptúan el sistema de refrigeración y de lubricación.
- TRF (Trasformador): Se refiere a los transformadores elevadores de la tensión del generador.
- TUR (Turbina): Este sistema hace referencia a eventos ocurridos en las turbinas, incluyendo distribuidor o alguno de sus elementos (álabes fijos y móviles, pernofusibles, inyectores) y rodete, entre otros; se excluye el regulador de velocidad (REGW).
- VLV (Válvula): Se refiere a la válvula principal de guarda de la turbina o las válvulas en la conducción.
- CONT (Control): Se refiere a fallas en los sistemas de control.
- COM (Comunicaciones): Se refiere a fallas en los sistemas de comunicaciones de la unidad o la central.

### 3.1 Discriminación de información de eventos por unidad generadora

La información esta agrupada por año y se organiza por cada unidad generadora para realizar en primera instancia el conteo de eventos por año para cada unidad generadora, en cuanto a cantidad eventos F (forzada), tiempo de los eventos y afectación en cuanto a la cantidad de energía eléctrica dejada de producir. El conteo de eventos F se muestra en la Tabla 7, el conteo de tiempos de falla (tiempo no operativo debido a los eventos F) se muestra en la Tabla 8 y el conteo de la cantidad de energía eléctrica dejada de producir (afectación en la generación por los eventos F) se muestra en la Tabla 9.

Tabla 7. Conteo de cantidad de fallas (eventos F) para los años 2014, 2015, 2016 y 2017 de las unidades generadoras de Troneras, Guadalupe III y Guadalupe IV

Unidad	Cantidad de Fallas				Total
	2014	2015	2016	2017	
GDPE31	15	6	17	23	61
GDPE32	8	11	18	9	46
GDPE33	19	12	18	13	62
GDPE34	8	7	19	6	40
GDPE35	10	10	17	11	48
GDPE36	8	7	20	12	47
GDPE41	19	20	17	14	70
GDPE42	24	16	28	15	83
GDPE43	13	11	21	13	58
TRON01	15	7	10	7	39
TRON02	4	9	15	22	50

Del conteo de eventos F, se encuentra que la unidad GDPE42 es la que mayor número de eventos presenta con un total de 83 eventos entre el 2014 al 2017

Tabla 8. Conteo de tiempos de falla (eventos F) para los años 2014, 2015, 2016 y 2017 de las unidades generadoras de Troneras, Guadalupe III y Guadalupe IV

Unidad	Tiempo de Fallas (h)				Total
	2014	2015	2016	2017	
GDPE31	253,9	12,0	18,9	75,13	360,01
GDPE32	26,6	14,3	40,7	99,10	180,62
GDPE33	223,4	60,8	30,6	23,68	338,40
GDPE34	15,5	9,9	33,3	33,08	91,68
GDPE35	298,3	805,0	22,1	39,97	1165,42
GDPE36	272,8	126,6	27,1	21,72	448,20
GDPE41	74,5	85,3	17,5	44,50	221,78

GDPE42	67,7	82,4	30,9	43,05	224,05
GDPE43	17,5	125,6	166,0	23,57	332,71
TRON01	239,2	14,7	79,4	14,88	348,21
TRON02	6,2	28,4	99,1	47,83	181,52

La unidad GDPE35 fue la que más tiempo estuvo detenida por eventos forzados (fallas) entre los años 2014 al 2017.

Tabla 9. Conteo de afectación en cuanto a energía no producida (eventos F) para los años 2014, 2015, 2016 y 2017 de las unidades generadoras de Troneras, Guadalupe III y Guadalupe IV

Unidad	Afectación de Fallas (MW-h)				Total
	2014	2015	2016	2017	
GDPE31	11426,3	541,5	852,0	3381,0	16200,7
GDPE32	1195,5	642,7	1830,0	4459,5	8127,7
GDPE33	10052,2	2734,5	1375,0	1065,8	15227,5
GDPE34	696,7	444,0	1496,3	1488,7	4125,7
GDPE35	13425,0	36227,2	993,0	1798,5	52443,7
GDPE36	12276,8	5695,5	1219,5	977,3	20169,0
GDPE41	4991,5	5722,3	1169,2	2981,5	14864,4
GDPE42	4538,1	5521,9	2067,0	2884,4	15011,3
GDPE43	1139,0	8416,3	11120,9	1579,0	22255,2
TRON01	4784,7	294,3	1587,7	297,7	6964,3
TRON02	124,0	567,7	1982,0	956,7	3630,3

Cada unidad de la central Guadalupe III tiene una capacidad de producción de 45MW, se encuentra que la unidad GDPE35 es la que tuvo una mayor afectación en cuanto a la energía que se dejó de producir entre los años 2014 al 2017.

El haber realizado este conteo por año y haber encontrado que la unidad GDPE42 es la que más eventos forzados a presentado entre los años 2014 al 2017 y que la unida GDPE35 es la que más afectación en tiempo de producción a sufrido por los eventos forzados presentados entre los años 2014 y 2017, proporciona una aproximación general al desempeño de las unidades en este periodo de tiempo y brinda un foco inicial para analizar en detalle lo ocurrido en estas unidades.

Posterior a esto se hace un conteo de los tiempos para los eventos F, P, H, D y DP, y un conteo para la cantidad de eventos F y P registrados en la bitácora, siendo organizados por cada categoría de evento para cada mes del año en cada unidad, de acuerdo a como se muestra en la Tabla 10 y en la

Tabla 11; donde S es el tiempo operativo en horas de cada unidad en cada mes y se calculó mediante la:

$$S = \#días\ del\ mes * 24[horas] - F - P - H$$

Ecuación 11. Cálculo tiempo operativo

En la Tabla 10 solo se observan los tiempos de los eventos F, P, H, D, DP y S para las unidades GDPE31 y GDPE32, a modo de ejemplo, ya que se realizó el conteo para todas las unidades objeto del estudio entre los años 2014 al 2017.

Tabla 10. Conteo de tiempos de los eventos por mes para cada unidad (en horas) (fragmento de la tabla)

	GDPE31						GDPE32						
	F	P	H	D	DP	S	F	P	H	D	DP	S	
2014	Enero	102,45	0	256,42	0	0	385,13	16,18	0	132,7	0	0	595,12
	Febrero	0,27	10	268,57	0	0	393,16	0	0	51,61	0	0	620,39
	Marzo	0	0	299,22	0	0	444,78	0	0	85,68	0	0	658,32
	Abril	0	0,63	145,38	0	0	573,99	0	9,55	45,82	0	0	664,63
	Mayo	65,05	23,07	60,45	0	0	595,43	2,58	23,06	79,33	0	0	639,03
	Junio	2	0,65	104,83	0	0	612,52	3,88	0	43,12	0	0	673
	Julio	0	0	223,6	0	0	520,4	0	9,1	19,9	0	0	715
	Agosto	0	0	173,12	0	0	570,88	0	0	13,57	0	0	730,43
	Septiembre	1,53	0	128,82	0	0	589,65	0,8	0	33,6	0	0	685,6
	Octubre	2,78	80,9	68,43	0	0	591,89	0	72,02	6,68	0	0	665,3
	Noviembre	79,65	0	23,45	0	0	616,9	2,77	0	2,93	0	0	714,3
	Diciembre	0,18	0	155,03	0	0	588,79	0,35	8,37	81,02	0	0	654,26
2015	Enero	0,48	0	256,68	0	0	486,84	0	0	256,33	0	0	487,67
	Febrero	0	8,8	216,93	0	0	446,27	0	0	201,38	0	0	470,62
	Marzo	0	0	327,68	0	0	416,32	0	0	346,85	0	0	397,15
	Abril	3,68	0	212,05	0	0	504,27	0	8,77	213,1	0	0	498,13
	Mayo	0	0	85,87	0	0	658,13	0,47	546	49,62	0	0	147,91
	Junio	1,07	9	58,42	0	0	651,51	0	720	0	0	0	0
	Julio	0	0	94,77	0	0	649,23	1,43	190,43	99,2	0	0	452,94
	Agosto	0	599,52	0	0	0	144,48	4,25	60,08	45,75	0	0	633,92
	Septiembre	0	720	0	0	0	0	0,18	0	320,57	0	0	399,25
	Octubre	0	422,68	126,78	0	0	194,54	0,55	48	245,3	0	0	450,15
	Noviembre	6	0	317,85	0	0	396,15	7,4	8,52	316,48	0	0	387,6
	Diciembre	0,8	0	384,2	0	0	359	0	0	383,65	0	0	360,35

Tabla 11. Conteo de número de eventos F (forzados) y P (programados) por mes para cada unidad

GDPE31	GDPE32	GDPE33	GDPE34	GDPE35	GDPE36
--------	--------	--------	--------	--------	--------

	F	P	F	P	F	P	F	P	F	P	F	P	
2014	Enero	1	0	1				1					
	Febrero	1	1			6	1		1	3		2	1
	Marzo	0	0									1	
	Abril	0	1		2		1	1	1	1	2		1
	Mayo	6	1	1	1	1	1	1	1	1	1		1
	Junio	1	1	2		2	1	1	1	1			1
	Julio	0	0		1			2					1
	Agosto	0	0							1	1	1	
	Septiembre	2	0	1		5	1	1		1			1
	Octubre	1	2		1	2	1		2		1	1	2
	Noviembre	2	0	2		2		1			1		
	Diciembre	1	0	1	1	1				2	1		
2015	Enero	2								2			
	Febrero		1			1	1	1	1	5		1	
	Marzo					1							
	Abril	1			1			1			1		
	Mayo			1	1	2				1		1	
	Junio	1	1		1		1	2	1			1	1
	Julio			2	5	1	1						1
	Agosto		1	3	1						1	1	
	Septiembre		1	1		2		2				1	
	Octubre		1	1	1	1	1		1			1	1
	Noviembre	1		3	1	3		1		1			
	Diciembre	1								1	1	1	

Con estos valores identificados para cada unidad se procede a calcular los indicadores de MTBF, MTTR y Disponibilidad para las unidades, con los cuales se pueden realizar mejores análisis del comportamiento de las fallas en las unidades

### 3.2 Cálculo de indicadores MBTF, MTTR y Disponibilidad

Con la información organizada y cuantificados los tiempos y número de eventos por mes para cada unidad se calculan los indicadores de MBTF, MTTR y Disponibilidad de acuerdo a la Ecuación 3, Ecuación 4 y Ecuación 1 respectivamente, las cuales se adaptaron según la información organizada (tablas 6 y 7), mediante una hoja de cálculo, obteniendo los resultados

mostrados en la Tabla 12 (la Tabla 12 solo muestra los resultados de los indicadores calculados para las unidades GDPE31 y GDPE32 en los años 2014 y 2015, aunque este cálculo se realizó para todas las unidades entre los años 2014 al 2017).

$$MTBF = \frac{\# \text{ días por mes} * 24[\text{horas}]}{\# \text{ eventos } F}$$

$$MTTR = \frac{\# \text{ horas en eventos } F}{\# \text{ eventos } F}$$

$$\text{Disponibilidad} = \frac{S + H}{\# \text{ días por mes} * 24[\text{horas}]}$$

Donde S es el tiempo operativo en horas de cada unidad en cada mes y H es la sumatoria de tiempos de los eventos H en cada mes (Se refiere a la no operación de la unidad por no ser ofertada o despachada)

Tabla 12. Indicadores MTBF, MTTR y Disponibilidad de las unidades generadoras de la central Guatron

		GDPE31			GDPE32			
	Días por mes	MTBF	MTTR	Disponibilidad	MTBF	MTTR	Disponibilidad	
2014	Enero	31	744,00	102,45	86,2%	744,00	16,18	97,8%
	Febrero	28	672,00	0,27	98,5%	---	---	100,0%
	Marzo	31	---	---	100,0%	---	---	100,0%
	Abril	30	---	---	99,9%	---	---	98,7%
	Mayo	31	124,00	10,84	88,2%	744,00	2,58	96,6%
	Junio	30	720,00	2,00	99,6%	360,00	1,94	99,5%
	Julio	31	---	---	100,0%	---	---	98,8%
	Agosto	31	---	---	100,0%	---	---	100,0%
	Septiembre	30	360,00	0,77	99,8%	720,00	0,80	99,9%
	Octubre	31	744,00	2,78	88,8%	---	---	90,3%
	Noviembre	30	360,00	39,83	88,9%	360,00	1,39	99,6%
	Diciembre	31	744,00	0,18	100,0%	744,00	0,35	98,8%
	Enero	31	372,00	0,24	99,9%	---	---	100,0%
	Febrero	28	---	---	98,7%	---	---	100,0%
	Marzo	31	---	---	100,0%	---	---	100,0%

	Abril	30	720,00	3,68	99,5%	---	---	98,8%
	Mayo	31	---	---	100,0%	744,00	0,47	26,5%
2015	Junio	30	720,00	1,07	98,6%	---	---	0,0%
	Julio	31	---	---	100,0%	372,00	0,72	74,2%
	Agosto	31	---	---	19,4%	248,00	1,42	91,4%
	Septiembre	30	---	---	0,0%	720,00	0,18	100,0%
	Octubre	31	---	---	43,2%	744,00	0,55	93,5%
	Noviembre	30	720,00	6,00	99,2%	240,00	2,47	97,8%
	Diciembre	31	744,00	0,80	99,9%	---	---	100,0%

### 3.3 Gráficas de indicadores MTBF, MTTR y Disponibilidad

Con los indicadores MTBF, MTTR y Disponibilidad ya calculados, se puede graficar el comportamiento de estos para cada unidad generadora mes a mes, establecer comparativos entre unidades similares (de la misma central), comparar el desempeño de cada unidad año a año, comparar el desempeño de todas las unidades frente a un mismo indicador mes a mes, evaluar metas propuestas frente al comportamiento esperado de las unidades referente a estos indicadores y así mismo se pueden realizar varias comparaciones más.

Como se observa en la tabla 3, 4 y 5 la unidad GDPE42 fue la que presenta el mayor número de eventos entre los años 2014 al 2017, así mismo se encuentra que la unidad GDPE35 es la que tiene mayor tiempo de afectación por eventos forzados y a su vez es la que mayor cantidad de energía deja de producir.

El análisis realizado con base en las inferencias que se puedan hacer a partir de los datos y los resultados plasmados en las tablas requiere un lapso moderado, por lo que lo más indicado para realizar análisis más rápidos, que ayuden en la comprensión de los comportamientos de las centrales en cuanto a estos indicadores y a la toma de decisiones acertadas sobre las acciones a realizar, para mejorar los resultados sobre los objetivos propuestos en cuanto al mantenimiento y desempeño de los activos, es mediante el gráfico de los indicadores escogidos.

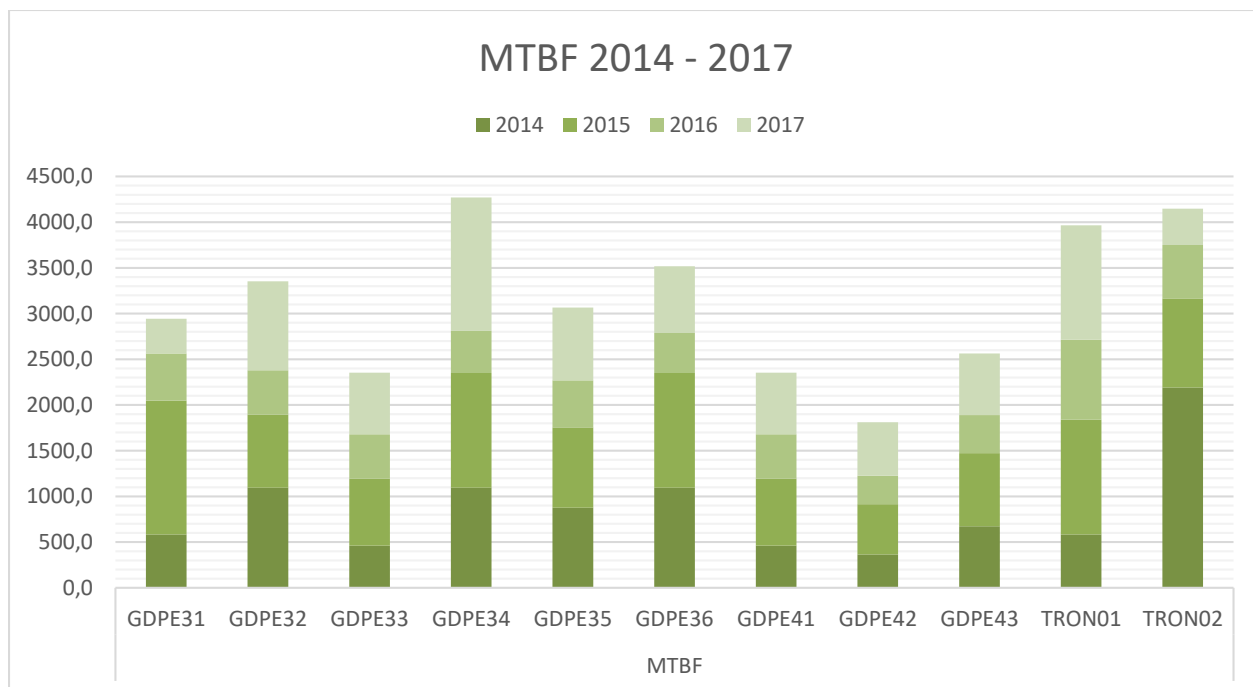


Figura 8. MTBF 2014-2017 unidades generadoras Guatrón

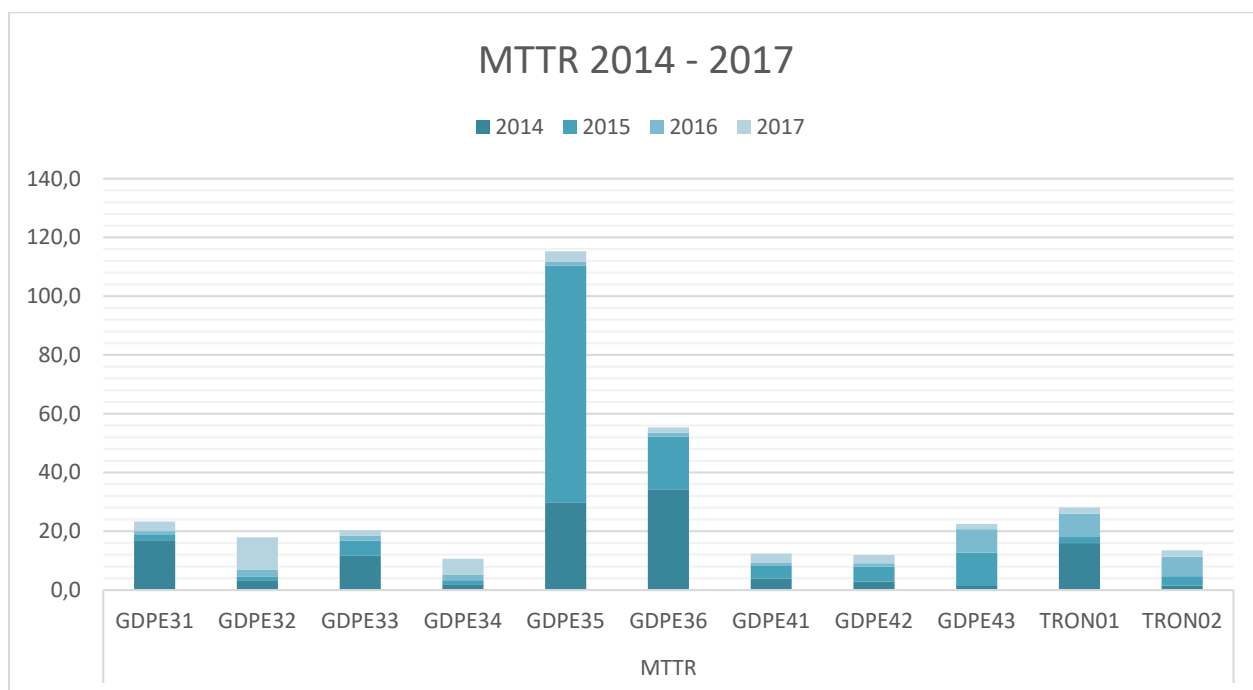


Figura 9. MTTR 2014-2017 unidades generadoras Guatrón



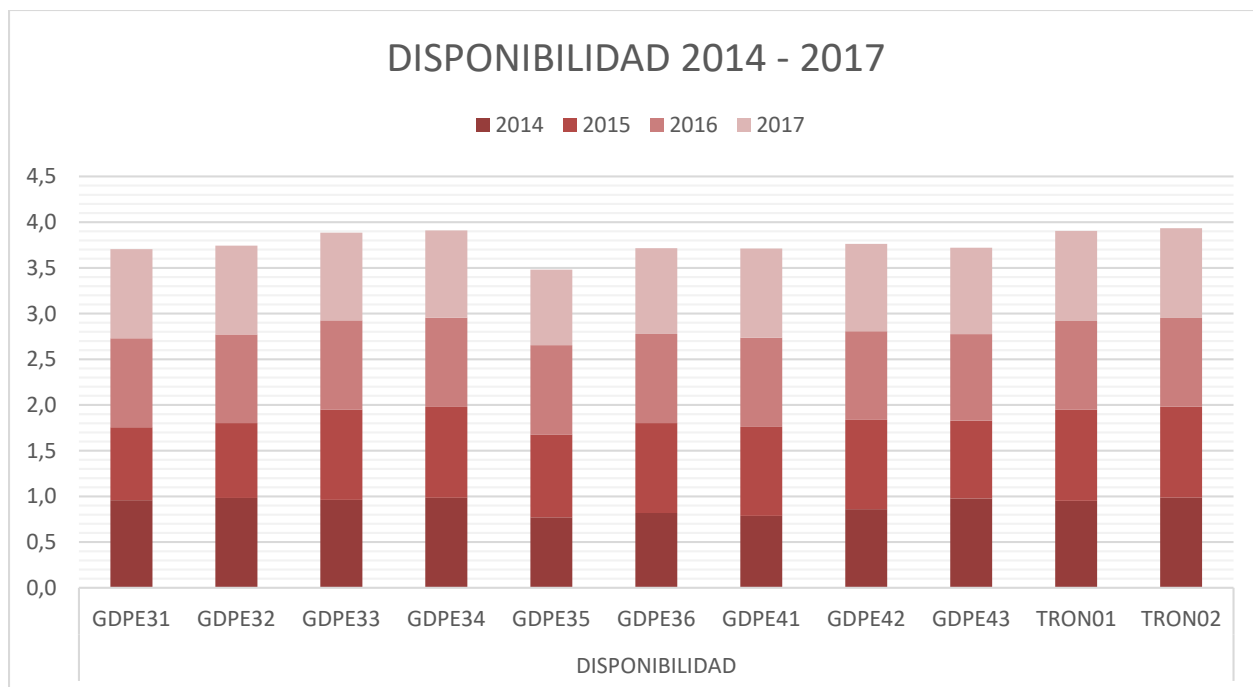


Figura 10. Disponibilidad 2014-2017 unidades generadoras Guatrón

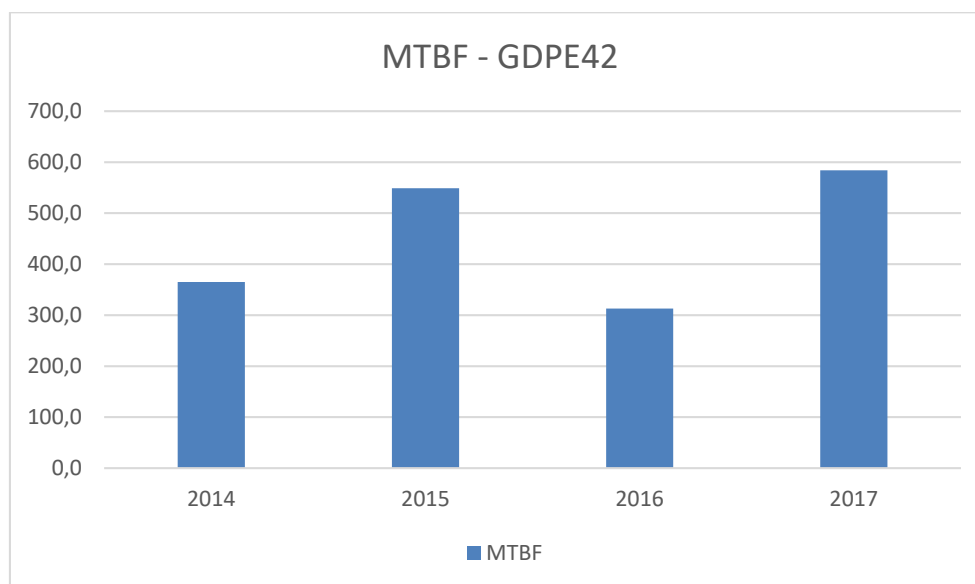


Figura 11. MTBF 2014-2017 GDPE42

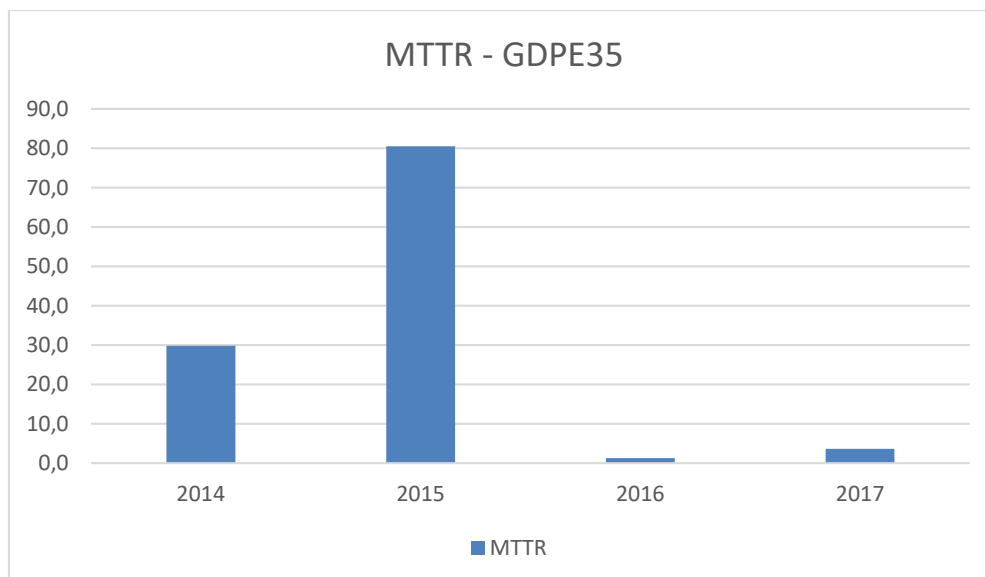


Figura 12. MTTR 2014-2017 GDPE35

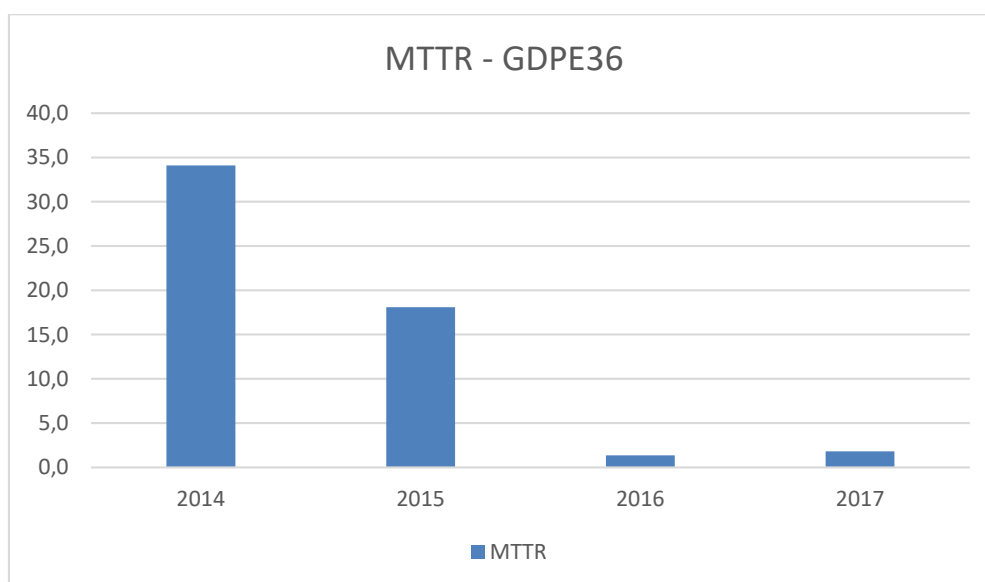
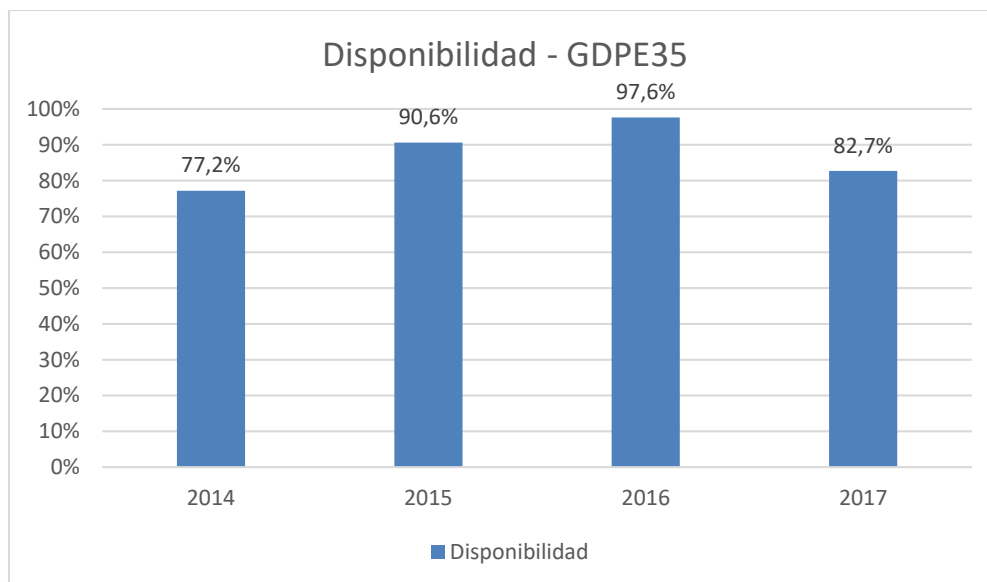
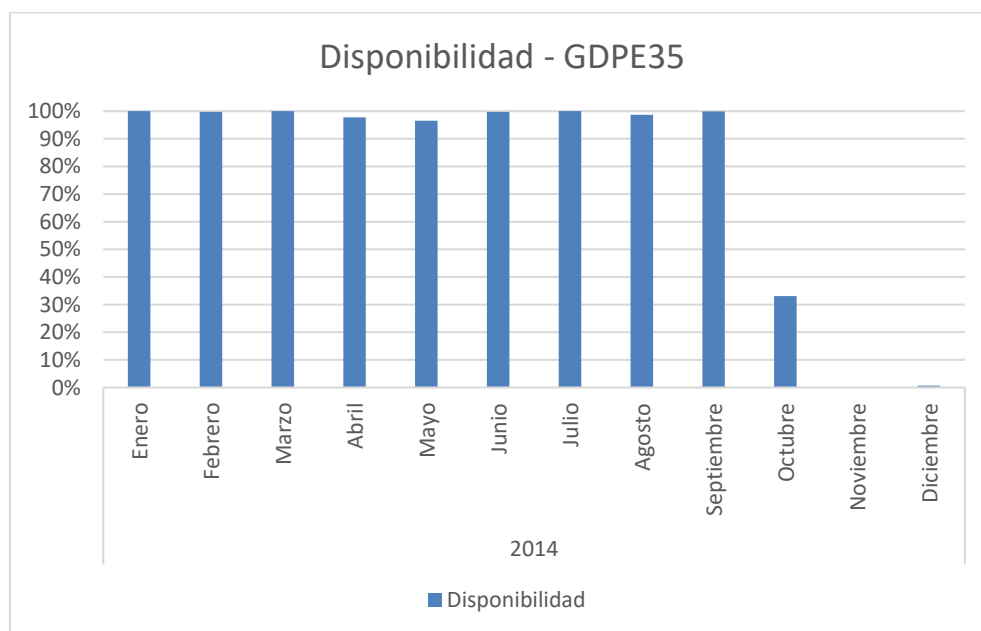


Figura 13. MTTR 2014-2017 GDPE36



*Figura 14. Disponibilidad 2014-2017 GDPE35*



*Figura 15. Disponibilidad 2014 GDPE35*

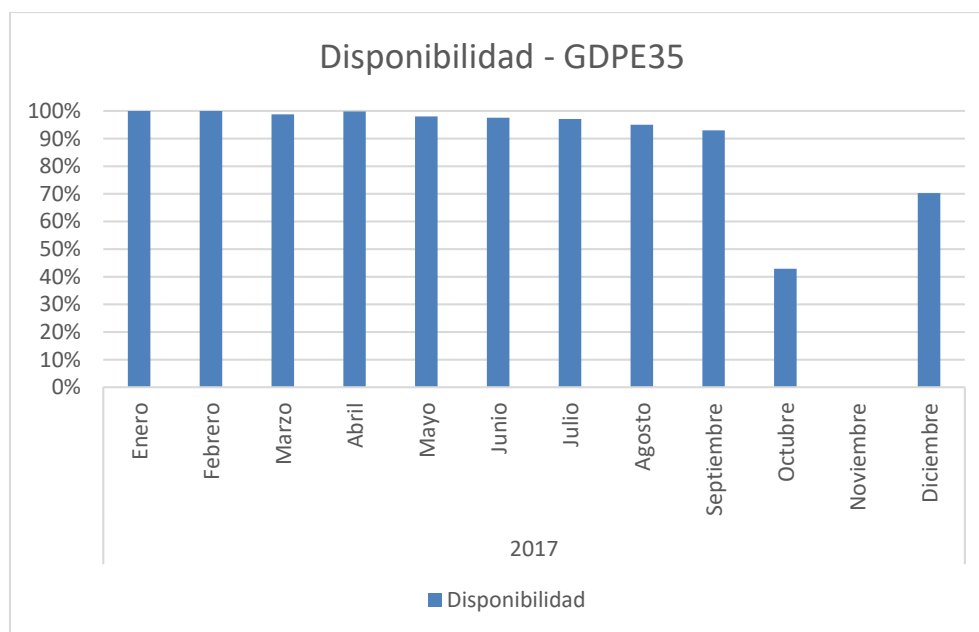


Figura 16. Disponibilidad 2017 GDPE35

### 3.4 Análisis por sistemas

El análisis por sistemas se realiza con el fin de darle un aprovechamiento a la información consignada en las bitácoras, se debe analizar por cada una de ellos, por lo que se procede a discriminar los eventos, según donde ocurran, de esta manera enfocar la gestión de mantenimiento a mejorar la condición de estos sistemas e incrementar la disponibilidad de las unidades, a la vez que se disminuyen los eventos F.

Siguiendo los lineamientos de la norma ISO 55000, se dividen las unidades generadoras en subsistemas acordes al Manual de taxonomía de activos – jerarquía de una central hidráulica de EPM

3.4.1 Sistemas y clases de las unidades generadoras. Se codifican los diferentes sistemas y clases en que se dividen las centrales hidráulicas de Guatrón, siguiendo la Jerarquía establecida por EPM. Entre las figuras 17 a la 25 se observa la jerarquía de las centrales hidráulicas.

Cada unidad se compone de 5 plantas y se clasifican en (ver Figura 19):

- Ra – Almacenamiento

- Rb – Conducción
- Rc – Conversión
- Rd – Transformación
- Re – Terrenos y servidumbres (se omite este sistema en las siguientes divisiones por no tener incidencia directa en la operación de las centrales)

Se utilizan las letras a, b, c, d y e para simplificación en la referencia de los sistemas más adelante.



Figura 17. Modelo niveles de jerarquía. ISO55000. Tomado de Manual de taxonomía de activos Jerarquía de una central hidráulica. Grupo EPM

En la Figura 20 se observa como la planta de almacenamiento [Ra] se divide en dos sistemas: Embalse [Ra1] y Obras almacenamiento [Ra2]. Así mismo Embalse se divide en 3 clases (Compuertas vertimiento [Ra11], Auxiliares eléctricos [Ra12] y Auxiliares mecánicos [Ra13]) y Obras almacenamientos se divide en 5 clases (Presa [Ra21], Vertedero [Ra22], Estructura

descarga fondo [Ra23], Tanques desarenadores [Ra24] y Túneles y canales intermedios o derivadores [Ra25]). Siguiendo la secuencia anterior se tabulan todas las secciones de las centrales (ver Figura 26).

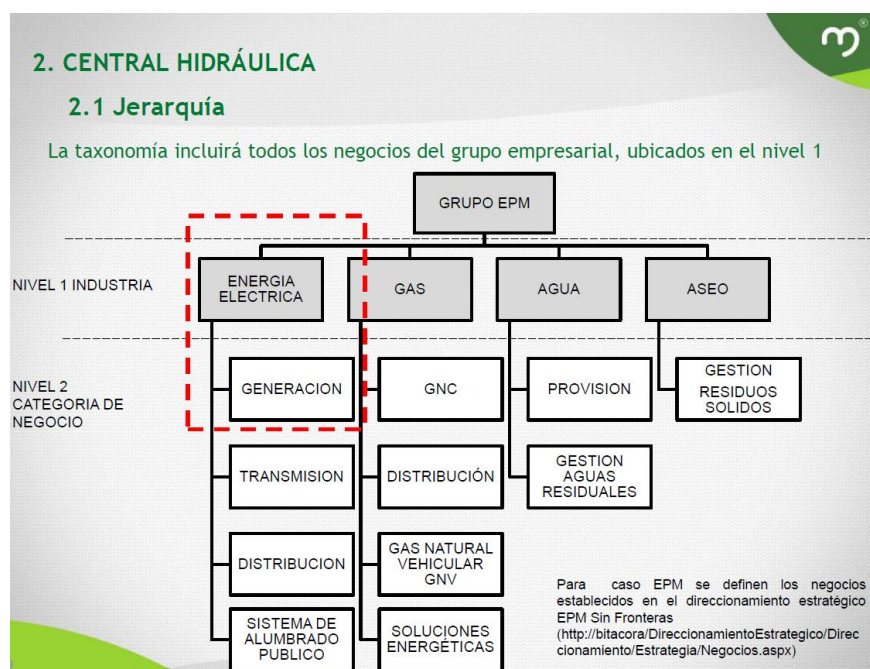


Figura 18. Ubicación del sector del negocio de generación de energía dentro del grupo EPM. Tomado de Manual de taxonomía de activos Jerarquía de una central hidráulica. Grupo EPM

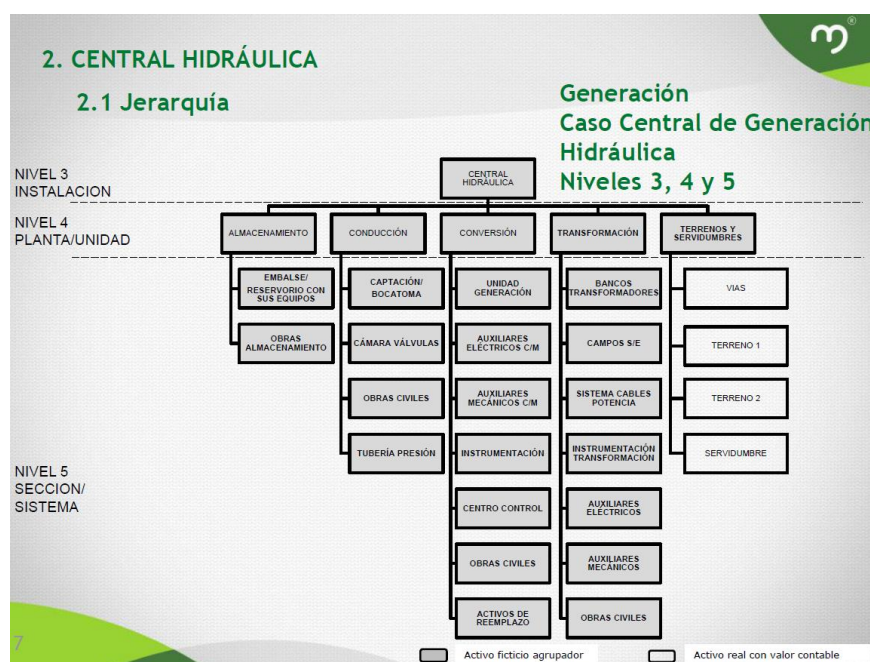


Figura 19. Sistemas en que se divide una central hidráulica. Tomado de Manual de taxonomía de activos Jerarquía de una central hidráulica. Grupo EPM

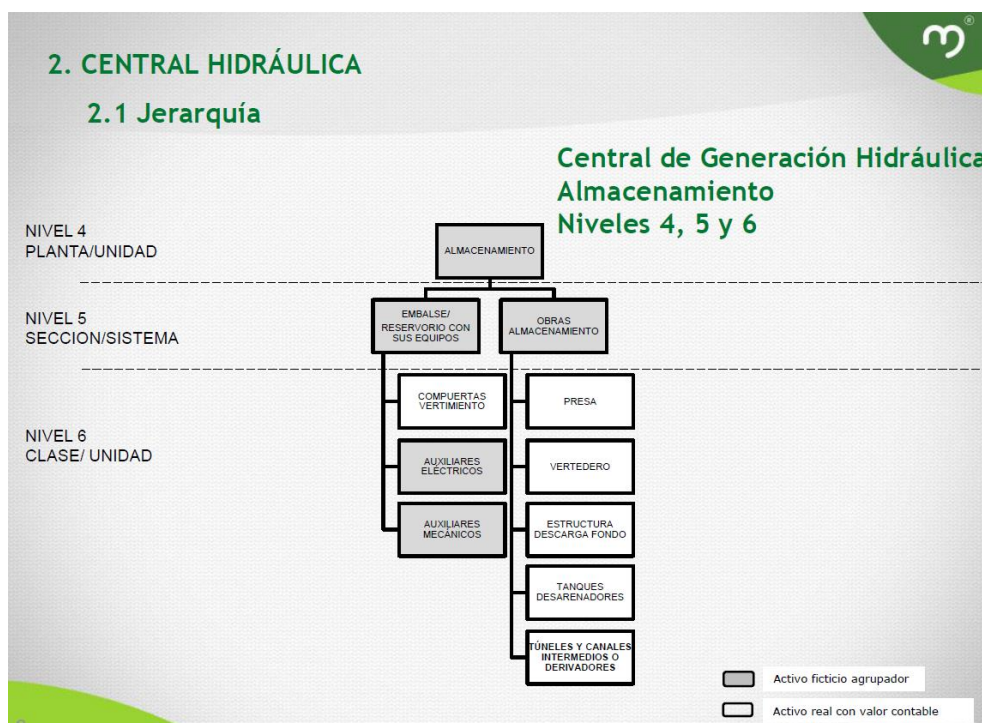


Figura 20. División sistema almacenamiento. Tomado de Manual de taxonomía de activos Jerarquía de una central hidráulica. Grupo EPM

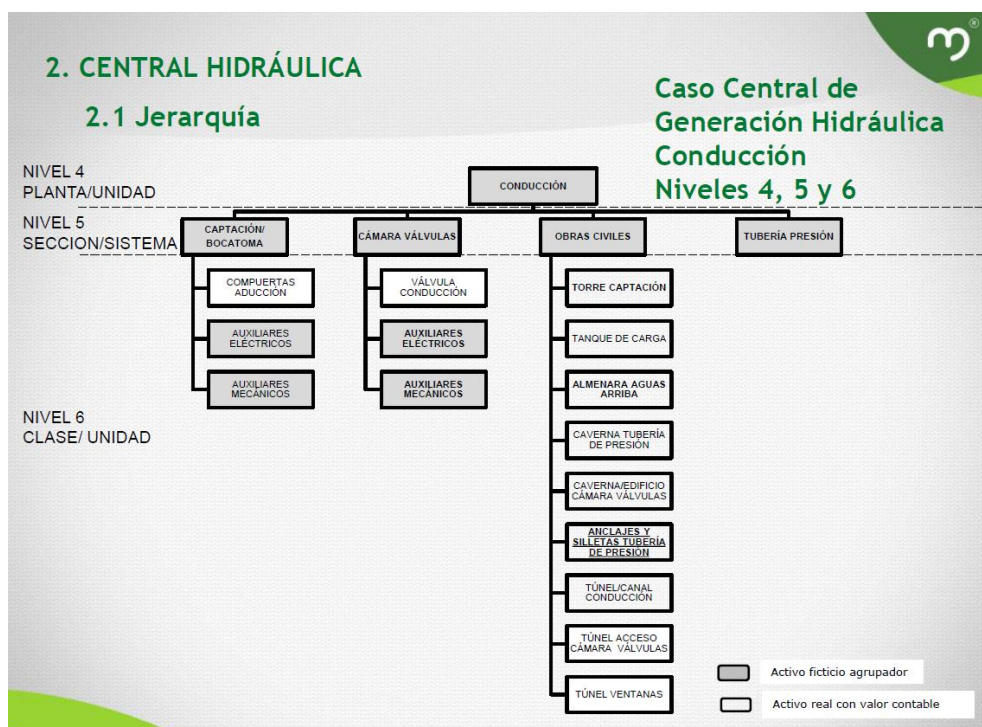


Figura 21. División sistema conducción. Tomado de Manual de taxonomía de activos Jerarquía de una central hidráulica. Grupo EPM

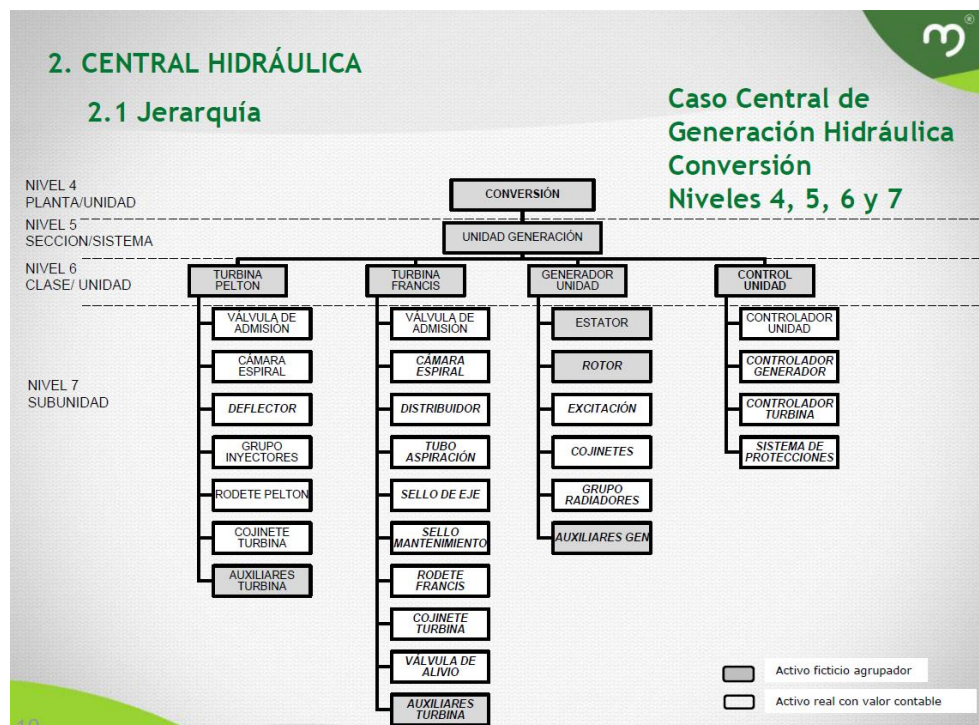


Figura 22. División sistema conversión I parte. Tomado de Manual de taxonomía de activos Jerarquía de una central hidráulica. Grupo EPM

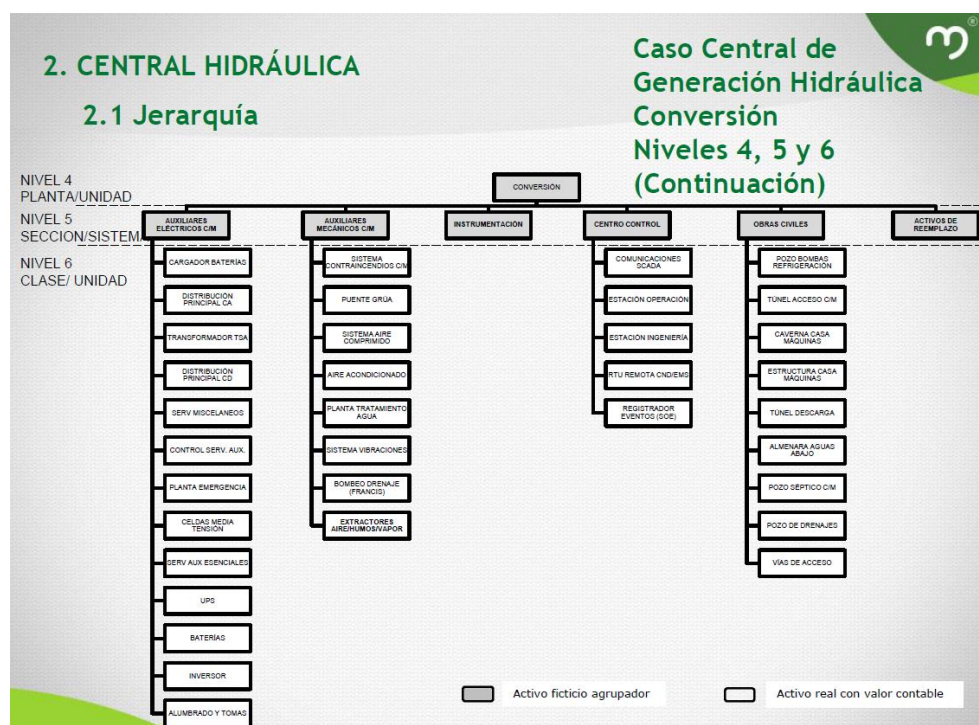


Figura 23. División sistema conversión II parte. Tomado de Manual de taxonomía de activos Jerarquía de una central hidráulica. Grupo EPM



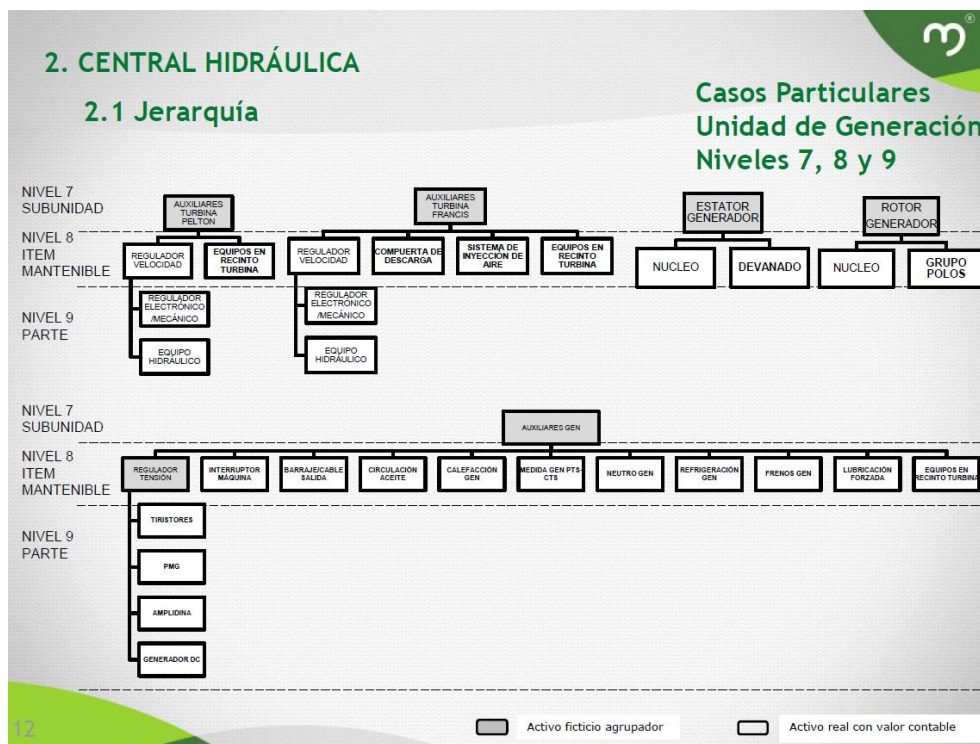


Figura 24. División subsistemas auxiliares de las turbinas y generadores. Tomado de Manual de taxonomía de activos Jerarquía de una central hidráulica. Grupo EPM

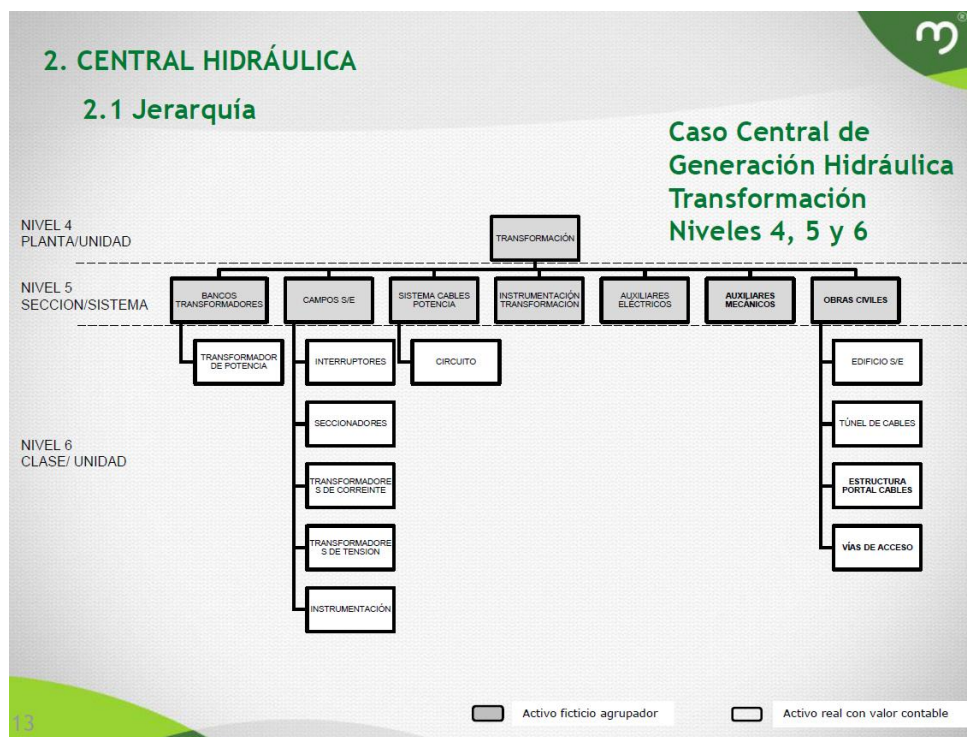


Figura 25. División sistema transformación. Tomado de Manual de taxonomía de activos Jerarquía de una central hidráulica. Grupo EPM

Jerarquía - Unidad GDPE III			Código	Jerarquía - Unidad GDPE IV y TRON			Código	
Almacenamiento	Embalse/ Reservorio	Compuertas vertimiento	Ra11	Almacenamiento	Embalse/ Reservorio	Compuertas vertimiento	Ra11	
		Auxiliares eléctricos	Ra12			Auxiliares eléctricos	Ra12	
		Auxiliares mecánicos	Ra13			Auxiliares mecánicos	Ra13	
	Obras almacenamiento	Presa	Ra21		Obras almacenamiento	Presa	Ra21	
		Vertedero	Ra22			Vertedero	Ra22	
Estructura descarga fondo	Ra23	Estructura descarga fondo	Ra23					
Tanques desarenadores	Ra24	Tanques desarenadores	Ra24					
Tuneles y canales intermedios o derivadores	Ra25	Tuneles y canales intermedios o derivadores	Ra25					
Conducción	Captación/ Bocatoma	Compuertas aducción	Rb11	Captación/ Bocatoma	Compuertas aducción	Rb11		
		Auxiliares eléctricos	Rb12		Auxiliares eléctricos	Rb12		
		Auxiliares mecánicos	Rb13		Auxiliares mecánicos	Rb13		
	Cámara válvulas	Válvula conducción	Rb21	Cámara válvulas	Válvula conducción	Rb21		
		Auxiliares eléctricos	Rb22		Auxiliares eléctricos	Rb22		
		Auxiliares mecánicos	Rb23		Auxiliares mecánicos	Rb23		
	Obras civiles	Torre captación	Rb31	Obras civiles	Torre captación	Rb31		
		Tanque de carga	Rb32		Tanque de carga	Rb32		
		Almenara aguas arriba	Rb33		Almenara aguas arriba	Rb33		
		Caverna tubería de presión	Rb34		Caverna tubería de presión	Rb34		
		Caverna/ edificio cámara válvulas	Rb35		Caverna/ edificio cámara válvulas	Rb35		
		Anclajes y silleas tubería de presión	Rb36		Anclajes y silleas tubería de presión	Rb36		
		Túnel/ canal conducción	Rb37		Túnel/ canal conducción	Rb37		
		Túnel acceso cámara válvulas	Rb38		Túnel acceso cámara válvulas	Rb38		
		Túnel ventanas	Rb39		Túnel ventanas	Rb39		
		Tubería presión	Rb4		Tubería presión	Rb4		
	Turbinas	Turbinas pelton	Válvula de admisión	Rc111	Turbinas francis	Válvula de admisión	Rc12a	
			Cámara espiral	Rc112		Cámara espiral	Rc12b	
			Deflector	Rc113		Distribuidor	Rc12c	
Grupo inyectores			Rc114	Tubo aspiración		Rc12d		
Rodete pelton			Rc115	Sello de eje		Rc12e		
Cojinete turbina			Rc116	Sello mantenimiento		Rc12f		
Auxiliares turbinas		Regulador de velocidad	Rc117	Auxiliares turbinas	Regulador de velocidad	Rc12j		
		Equipos en recinto turbina	Rc117a		Compuerta de descarga	Rc12j2		
			Rc117b		Sistema de inyección de aire	Rc12j3		
Generador unidad		Estator	Núcleo	Rc1311	Estator	Núcleo	Rc1311	
			Devanado	Rc1312		Devanado	Rc1312	
				Rc132		Rotor	Rc132	
		Auxiliares generador	Excitación	Rc133	Auxiliares generador	Excitación	Rc133	
			Cojinetes	Rc134		Cojinetes	Rc134	
			Grupo radiadores	Rc135		Grupo radiadores	Rc135	
			Regulador tensión	Rc136a		Regulador tensión	Rc136a	
			Interruptor máquina	Rc136b		Interruptor máquina	Rc136b	
			Barraje/ cable salida	Rc136c		Barraje/ cable salida	Rc136c	
			Circulación aceite	Rc136d		Circulación aceite	Rc136d	
			Calefacción gen	Rc136e		Calefacción gen	Rc136e	
			Medida gen PTS-CTS	Rc136f		Medida gen PTS-CTS	Rc136f	
			Neutro gen	Rc136g		Neutro gen	Rc136g	
			Refrigeración gen	Rc136h		Refrigeración gen	Rc136h	
Frenos gen		Rc136i	Frenos gen	Rc136i				
Lubricación forzada		Rc136j	Lubricación forzada	Rc136j				
Equipos en recinto turbina		Rc136k	Equipos en recinto turbina	Rc136k				
Control unidad		Controlador unidad	Controlador unidad	Rc141	Controlador unidad	Controlador unidad	Rc141	
			Controlador generador	Rc142		Controlador generador	Rc142	
			Controlador turbina	Rc143		Controlador turbina	Rc143	
			Sistema de protecciones	Rc144		Sistema de protecciones	Rc144	
		Auxiliares eléctricos C/M	Cargador baterías	Cargador baterías	Rc2a	Cargador baterías	Cargador baterías	Rc2a
				Distribución principal CA	Rc2b		Distribución principal CA	Rc2b
				Transformador TSA	Rc2c		Transformador TSA	Rc2c
	Distribución principal CD			Rc2d	Distribución principal CD		Rc2d	
	Serv miscelaneos			Rc2e	Serv miscelaneos		Rc2e	
	Control serv aux			Rc2f	Control serv aux		Rc2f	
	Planta emergencia			Rc2g	Planta emergencia		Rc2g	
	Celda media tensión			Rc2h	Celda media tensión		Rc2h	
	Serv aux esenciales			Rc2i	Serv aux esenciales		Rc2i	
	UPS			Rc2j	UPS		Rc2j	
Auxiliares mecánicos C/M	Baterías	Baterías	Rc2k	Baterías	Baterías	Rc2k		
		Inversor	Rc2l		Inversor	Rc2l		
		Alumbrado y tomas	Rc2m		Alumbrado y tomas	Rc2m		
		Sistema contraincendios C/M	Rc31		Sistema contraincendios C/M	Rc31		
Instrumentación	Puentes grúa	Puentes grúa	Rc32	Puentes grúa	Puentes grúa	Rc32		
		Sistema aire comprimido	Rc33		Sistema aire comprimido	Rc33		
		Aire acondicionado	Rc34		Aire acondicionado	Rc34		
		Planta tratamiento de agua	Rc35		Planta tratamiento de agua	Rc35		
		Sistema vibraciones	Rc36		Sistema vibraciones	Rc36		
		Bombeo drenaje	Rc37		Bombeo drenaje	Rc37		
		Extractores aire/humo/vapor	Rc38		Extractores aire/humo/vapor	Rc38		
		Instrumentación	Rc4		Instrumentación	Rc4		
Centro control	Comunicaciones Scada	Comunicaciones Scada	Rc51	Comunicaciones Scada	Comunicaciones Scada	Rc51		
		Estación operación	Rc52		Estación operación	Rc52		
		Estación ingeniería	Rc53		Estación ingeniería	Rc53		
		RTU remota CND/EMS	Rc54		RTU remota CND/EMS	Rc54		
		Registrador eventos (SOE)	Rc55		Registrador eventos (SOE)	Rc55		
Obras civiles	Pozos bombas refrigeración	Pozos bombas refrigeración	Rc61	Pozos bombas refrigeración	Pozos bombas refrigeración	Rc61		
		Túnel acceso C/M	Rc62		Túnel acceso C/M	Rc62		
		Caverna casa máquinas	Rc63		Caverna casa máquinas	Rc63		
		Estructura casa máquinas	Rc64		Estructura casa máquinas	Rc64		
		Túnel descarga	Rc65		Túnel descarga	Rc65		
		Almenara aguas abajo	Rc66		Almenara aguas abajo	Rc66		
		Pozo séptico C/M	Rc67		Pozo séptico C/M	Rc67		
		Pozo drenajes	Rc68		Pozo drenajes	Rc68		
		Vías de acceso	Rc69		Vías de acceso	Rc69		

	Bancos transformadores	Transformador de potencia	Rd1		Bancos transformadores	Transformador de potencia	Rd1	
	Transformación	Campos S/E	Interruptores		Rd21	Campos S/E	Interruptores	Rd21
Seccionadores			Rd22	Seccionadores	Rd22		Rd22	
Transformadores de corriente			Rd23	Transformadores de corriente	Rd23		Rd23	
Transformadores de tensión			Rd24	Transformadores de tensión	Rd24		Rd24	
Instrumentación			Rd25	Instrumentación	Rd25		Rd25	
Sistema cables potencia		Circuito	Rd3	Sistema cables potencia	Circuito	Rd3	Rd3	
Instrumentación transformación			Rd4	Instrumentación transformación			Rd4	
Auxiliares eléctricos			Rd5	Auxiliares eléctricos			Rd5	
Auxiliares mecánicos			Rd6	Auxiliares mecánicos			Rd6	
Obras civiles		Edificio S/E	Rd71	Obras civiles	Edificio S/E	Rd71	Rd71	
		Túnel de cables	Rd72		Túnel de cables	Rd72	Rd72	
		Estructura portal cables	Rd73		Estructura portal cables	Rd73	Rd73	
		Vías de acceso	Rd74		Vías de acceso	Rd74	Rd74	

Figura 26. Códigos para cada clase de las unidades GDPE III, GDPE IV y TRON

3.4.2 Discriminación de eventos F por clases. Los registros de la bitácora se analizan para asignarle una sección a cada evento F. Durante el análisis de la información contenida en la bitácora se encuentran algunos registros que no correspondían a la clasificación de los eventos, ya que fueron categorizados como eventos F, aunque en realidad eran eventos H (ver Figura 27). También se nota que, en la categoría de sección se pueden presentar dificultades al momento de registrar los eventos por parte de los operadores, siendo posible que un evento F asociado a los cojinetes de la turbina, por un problema en el sistema de lubricación puede ser catalogado como COJ o LUB.

A	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	
Tipo	Generación	Central	Unidad	Fecha1	Fecha2	Observ	TIPO	Sisten	PotIndis	Frecuer	Mes	TMR	Impacto[MW]
Hidraulica	Guadalupe III	GDPE34	15/04/2014 11:00	15/04/2014 18:00	Bajo nivel de agua en el embalse.	F	EMB	45	1	4	7	315	
Hidraulica	Guadalupe III	GDPE35	15/04/2014 11:00	15/04/2014 18:00	Bajo nivel de agua en el embalse.	F	EMB	45	1	4	7	315	
Hidraulica	Troneras	TRON01	2014/04/15 11:00	2014/04/15 18:00	Bajo nivel de agua en el embalse.	F	EMB	20	1	4	7	140	

Figura 27. Eventos H clasificados como F - año 2014

Luego del análisis de cada registro y la asociación de cada evento a un sistema de la unidad se realiza, un nuevo conteo de los eventos F con el respectivo tiempo y sección en que se genera, los cuales se tabulan y se muestran en las figuras 28, 29 y 30.

3.4.3 Cálculo de la confiabilidad para cada clase, sistema y unidad generadora. Para el cálculo de la confiabilidad de cada clase se calcula en primera instancia la tasa de fallas  $\lambda$ , mediante la Ecuación 6, con el número de eventos F y el tiempo en servicio S, para el periodo comprendido entre los años 2014 al 2017. Ya con la tasa de fallas  $\lambda$  calculada para cada clase de cada unidad se calcula la confiabilidad puntual para cada clase mediante la Ecuación 5 y un tiempo t de 24h.

GDPE31				GDPE32				GDPE33				GDPE34				
Año	Sección	F	Tiempo (h)	Año	Sección	F	Tiempo (h)	Año	Sección	F	Tiempo (h)	Año	Sección	F	Tiempo (h)	
2014	c116	7	167,12	2014	c116	1	0,37	2014	c116	1	83,37	2014	c1171	3	2,9	
	c132	2	79,65		c1171	1	1,88		c1171	1	0,6		c141	1	0,2	
	c133	3	4,23		c133	1	2,4		c1361	1	2,47					
	c144	1	0,11		c1361	1	0,35		c141	1	0,2					
2015				d11	1	16,18	2015	c144	1	0,3	2015	c116	2	0,48		
	c116	1	1,07	c116	3	1,58		c25	1	0,95		c1171	1	1,85		
	c1171	2	0,48	c1171	5	3,3		c55	5	2,33		c131	1	0,33		
	c133	1	3,68	c133	2	3,4		d11	5	127,78		c1369	1	1,05		
2016	c1363	1	0,80	2016	b21	2	0,98	2016	c141	1	0,1	2016	c144	1	0,15	
	b21	2	1,18		c116	8	25,37		b12	1	0,55		b12	1	0,48	
	c113	2	1,30		c1171	1	0,4		b21	5	9,52		b21	5	4,97	
	c116	2	0,50		c133	1	0,88		c111	1	1,1		c113	1	1,57	
	c1171	1	0,75		c210	4	7,78		c116	1	0,28		c116	3	0,8	
	c133	1	0,90		c51	1	4,93		c1171	4	2,27		c1171	1	9,63	
	c1361	1	5,28		2017	b37	3		19,78	c1368	1		3,82	c131	1	0,12
	c141	1	0,17			c111	1		22,67	c210	3		7,67	c1361	1	3
c210	4	7,90	c116	2		55,15	c51	1	4,93	c210	4	7,38				
c4	1	0,33	c133	1		1,08	2017	b37	1	5,78	c51	1	4,93			
d4	1	0,13	c141	2	0,42	c114		1	1,18	2017	b37	1	5,78			
b37	3	19,78	2017	c111	1	22,67		c116	2		2,58	c111	1	4,75		
c111	2	25,33		c116	2	55,15		c1171	4		5,5	c1171	2	10,07		
c114	1	5,60		c141	2	0,42	c141	2	4,27		c141	1	0,32			
c1171	13	17,28					d11	2	2,9	d11	1	12,17				
c133	1	0,18				d5	1	1,47								
c1363	2	6,60														
c141	1	0,35														

Figura 28. Compilación de eventos F por subsistemas en las unidades GDPE31, GDPE32, GDPE33 y GDPE34

El siguiente es un ejemplo de cálculo en la unidad GDPE31, clase c116 que es el cojinete turbina, el cual presenta entre los años 2014 al 2017 10 eventos F. Esta unidad tiene un tiempo en servicio en el periodo de 2014 al 2017 de 23150,58h, por lo que:

$$\lambda = \frac{F}{S} \rightarrow \frac{10}{23150,58} \rightarrow \lambda = 0,000431955$$

$$R(t) = e^{-\lambda t} \rightarrow e^{-0,000431955 \cdot 24} \rightarrow R(24h) = 98,969\%$$

Para encontrar los valores de confiabilidad puntuales (t=24h), se procede a calcular la confiabilidad de cada sistema y unidad. Dado que la operación de las unidades está configurada en serie con respecto a sus clases, la confiabilidad resultante de cada unidad es el producto de la confiabilidad de cada clase, lo que indica que, si cualquier clase presenta un evento F, la unidad completa detiene su generación.

GDPE35				GDPE36				GDPE41				GDPE42			
Año	Sección	F	Tiempo (h)	Año	Sección	F	Tiempo (h)	Año	Sección	F	Tiempo (h)	Año	Sección	F	Tiempo (h)
2014	c114	2	1,38	2014	c1171	2	0,98	2014	b11	1	4,1	2014	b11	1	4,22
	c1171	2	1,18		c131	1	244,08		c12101	4	4,18		c116	0	0
	d11	2	283,38		c133	1	24,62		c123	4	13,8		c12101	1	0,77
			c141		1	0,25	c132		1	24,2	c128		2	14,36	
			c31	1	0,08	c134	1		19,12	c141	13		9,45		
						c1361	4		4,95	c29	1		1		
						c55	1		0,25	d1	1	0,35			
2015	c1172	1	1,58	2015	c1361	1	19,73	2015	b21	1	0,25	2015	b21	2	2,65
	c133	1	0,73		c141	2	2,15		b37	1	36,15		b37	1	35,98
	c1361	1	7,85		c1171	2	39,13		b4	1	16,43		b4	1	13,62
	c141	1	2,63		c115	1	15		c123	3	3,83		c12101	2	0,93
	d11	5	786,25				c127		1	1,28	c128		2	0,8	
						c128	2		1,58	c1368	3		2,52		
							c1361		2	0,82	c141	2	1,65		
							c1368	3	2,4	d1	2	15,27			
							c141	3	0,92						
							d1	2	15,27						
2016	b12	1	0,47	2016	b12	1	0,52	2016	b21	1	1,13	2016	c121	2	6,3
	b21	4	4,83		b21	4	4,88		c123	4	3,82		c12101	6	3,5
	c116	2	1,7		c116	2	0,62		c128	2	0,67		c128	3	3,82
	c1171	2	0,33		c1171	6	4,03		c132	1	2,18		c133	1	0,87
	c1361	1	0,25		c1368	2	4,13		c1361	1	0,85		c1361	7	5,12
	c210	4	8,22		c210	3	7,52		c1368	1	0,43		c1368	1	0,43
	c29	1	0,88	c51	1	4,93	c141		3	1,23	c141	4	1,83		
	c51	1	4,93				d1	1	0,78	c55	1	3,07			
2017	b37	1	5,78	2017	b37	1	5,78	2017	b21	4	13,42	2017	b21	1	7,67
	c1171	5	14,05		c114	1	1,18		b31	1	0,43		b31	1	0,35
	c141	2	2,53		c116	1	0,18		c12101	2	2,62		c12101	3	7,38
	c4	1	0,22		c1171	8	14,25		c123	1	2,05		c141	4	2,78
	d5	2	17,38		c141	1	0,32		c128	2	12,17		c4	1	2
							c4	1	2						

Figura 29. Compilación de eventos F por subsistemas en las unidades GDPE35, GDPE36, GDPE41 y GDPE42

La confiabilidad al ser modelada en función del tiempo real de operación, posibilita estimarla a determinado tiempo de operación y con base en esto, proyectar la realización del mantenimiento de sistemas específicos, con el fin de regresarla a su condición básica e incrementar la confiabilidad de toda la unidad.

GDPE43				TRON01				TRON02			
Año	Sección	F	Tiempo (h)	Año	Sección	F	Tiempo (h)	Año	Sección	F	Tiempo (h)
2014	b11	1	4,03	2014	c12101	1	0,5	2014	c123	1	4,5
	c12101	1	0,87		c123	5	11,87		c131	1	0,47
	c123	2	1,37		c141	1	0,47		c141	1	0,43
	c128	1	0,35		c144	1	0,37				
	c1361	1	0,28		c4	4	2,23				
	c1362	1	1,7		c63	1	216				
	c141	3	4,72								
	c29	1	0,95								
2015	b21	2	2,22	2015	c123	1	9,45	2015	b21	1	0,33
	b4	1	16,48		c1361	5	4,7		c123	1	6,23
	c123	1	1,27		c29	1	0,57		c1361	3	16,6
	c128	3	96,55						c141	2	0,65
	c1368	2	2,72						c29	1	0,48
	c4	1	0,48						d1	1	4,08
2016	c123	2	3,2	2016	c123	1	0,77	2016	c12101	1	4,92
	c128	3	143,53		c128	1	53,17		c128	2	58,97
	c1361	1	0,23		c132	1	5,92		c134	1	0,32
	c1362	1	0,3		c1361	2	5,55		c1361	4	7,78
	c141	3	1,33		c141	1	0,28		c141	2	3,78
	c55	5	2,7		c29	1	7,25		c29	1	7,13
2017	b31	1	0,35	2017	c12101	1	0,12	2017	c12101	1	0,77
	c12101	2	1,93		c123	1	2,43		c123	2	3,92
	c123	3	3,85		c128	2	3,9		c1312	1	0,62
	c128	1	1,85		c1368	1	2,22		c132	2	5,42
	c141	1	0,33		d1	1	0,47		c1361	11	20,65
	c29	1	1,28						c1368	2	3,15
	c4	1	2						c141	1	7,15
									d1	1	0,42

Figura 30. Compilación de eventos F por subsistemas en las unidades GDPE 43, TRON01 y TRON02

El ejercicio de calcular la confiabilidad para cada unidad a tiempos de 24h, 100h, 250, 500h y 1000h se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 13. Confiabilidad de las unidades Guatrón a diferentes tiempos (t) de operación.

Tiempo t	24	100	250	500	1000
GDPE31	94,262%	78,175%	54,035%	29,198%	8,525%
GDPE32	96,043%	84,516%	65,666%	43,121%	18,594%
GDPE33	94,559%	79,206%	55,834%	31,174%	9,718%
GDPE34	96,683%	86,890%	70,375%	49,527%	24,529%
GDPE35	95,515%	82,598%	62,005%	38,446%	14,781%
GDPE36	95,677%	83,182%	63,107%	39,825%	15,860%
GDPE41	93,454%	75,420%	49,399%	24,403%	5,955%
GDPE42	92,776%	73,166%	45,791%	20,968%	4,397%
GDPE43	94,890%	80,367%	57,902%	33,527%	11,240%
TRON01	96,984%	88,020%	72,686%	52,833%	27,913%
TRON02	95,716%	83,325%	63,378%	40,168%	16,135%

## 4 RESULTADOS

### 4.1 Calidad de la información.

Uno de los aspectos revelados en el análisis detallado de la información consignada en las bitácoras, es la importancia de registrarla en el momento de la ocurrencia de los eventos por parte del área de producción (operadores de sala de control de las unidades), ya que es con base en la bitácora y no en las ordenes de trabajo, que se han calculado los indicadores de confiabilidad, disponibilidad, MTBF y MTTR; esto se da, ya que las ordenes de trabajo se pueden realizar después de ocurrido cada evento, y no siempre se crea una orden de trabajo para realizar acciones correctivas a los equipos.

Frente a la información consignada se encuentra que al registrar el tipo de evento y el tiempo asociado a este en las unidades GDPE42 y GDPE43, en donde se registraron como eventos F (forzados) la falta de agua por obstrucción en los canales de GDPE III, lo cual debe de estar consignado como eventos H. Al comparar la sumatoria de los tiempos F de las unidades GDPE42 y GDPE43 en la tabulación inicial con respecto a la tabulación posterior al análisis de cada registro, se encontró una diferencia del 49,4% en la unidad GDPE42 y del 37% en la unidad GDPE43.

En la categoría sistema de la bitácora se reúnen secciones genéricas y causas de fallas, lo que no permite una adecuada categorización de los eventos, dando pie a ambigüedades en el reporte del evento, lo cual dificulta e introduce errores en el momento de realizar análisis de fallas en las unidades, así como en la agrupación de causas de los eventos e identificación de malos actores.

### 4.2 Indicadores

Los indicadores de mantenimiento como la disponibilidad y la confiabilidad son importantes en la gestión de mantenimiento de las unidades generadoras, ya que de acuerdo a las normas colombianas hay recargos al usuario por la confiabilidad de la oferta de energía eléctrica, siendo responsabilidad del generador cumplir con esta, so pena de multas por incumplimiento en la

generación. Así que es tan importante que las unidades no presenten eventos forzados durante su operación y que éstas estén disponibles la mayor cantidad de tiempo posible para elevar la rentabilidad del negocio.

4.2.1 Disponibilidad. La unidad con menor disponibilidad en el periodo evaluado fue GDPE35 con un 87%. Esta fue afectada en gran medida por la falla del transformador de potencia fase R a finales del 2014 y principios del 2015. Si bien las unidades con menor confiabilidad de GDPE III son la 1 y la 3, la unidad 5 fue afectada por el alto MTTR (ver figuras 8 a 16).

4.2.2 Confiabilidad. Las unidades con menor confiabilidad (mayor probabilidad de falla a medida que operan sin ser llevadas a su condición básica de operación) son GDPE42, GDPE41, GDPE31 y GDPE33, las cuales al ser proyectas a las 1000 horas de operación están por debajo del 10%. En la unidad GDPE42 se encuentra que la mayor cantidad de eventos forzados están en la clase del control de la unidad, seguido por el regulador de tensión y el regulador de velocidad. En la unidad GDPE31 se observa que las clases con mayor número de eventos forzados son el regulador de velocidad, seguido del cojinete turbina. Mediante el análisis del indicador de confiabilidad se pueden identificar las oportunidades de mejora en los activos, así como proyectar la ejecución de los mantenimientos programados mediante la función de probabilidad y asumiendo valores topes para la confiabilidad dentro de la gestión del riesgo.



## 5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- El conocimiento de la información utilizada en el mantenimiento industrial de una empresa, incide en las estrategias a desarrollar, la descripción de situaciones y los datos deben ser precisos, con el fin de conocer las barreras o inconvenientes y también facilitadores, que dicho personal implicado encuentre para que se produzca una adecuada transmisión y utilización de dicho conocimiento primordial, definiendo así las actividades estratégicas que realiza el departamento de mantenimiento y la manera en que repercuten en la empresa.
- El indicador de confiabilidad modelado establece una curva probabilística de falla de las unidades generadoras, considerando la relación entre las clases de las unidades, el histórico de las fallas en el periodo analizado (2014 al 2017) y la proyección de operación de estas en el tiempo. Este indicador puede ser ajustado según el periodo de tiempo que se requiera analizar o actualizarlo descartando los datos más antiguos e incorporando los más actuales (año 2018 y lo corrido del 2019)
- La transparencia de la información es un factor requerido, en orden que los resultados proyectados para la programación del mantenimiento apunten a mejorar la condición de los activos, ya que errores tanto en la frecuencia de los eventos F, como en los tiempos asignados a estos, afectan en gran medida la función de confiabilidad, obteniendo valores no ajustados dentro del comportamiento real de las unidades
- Es recomendable cambiar la columna sistema o los parámetros de salida de esta que tiene en el momento y colocar la lista de las clases que componen las unidades, de forma tal que los operadores puedan registrar adecuadamente la clase, subunidad e ítem mantenible (niveles 6, 7 y 8 dentro de la jerarquía) y poder llevar los indicadores tanto de confiabilidad como de disponibilidad por cada uno de estas clases.
- Para la captura de la información, buscando que esta sea normalizada desde el origen, se debe de manejar una instrucción intuitiva, guiada y parametrizada en el registro de los

eventos en las bitácoras, de manera que no influya el operador y se tengan registros sin ambigüedades y ajustados a los eventos.

- El seguimiento y análisis de la disponibilidad junto con el MTTR apunta a la planeación del mantenimiento de equipos que pueden tener una alta confiabilidad pero que en caso de fallar ocasionan altos tiempos de indisponibilidad de las unidades, siendo necesaria la ejecución de actividades predictivas sobre estas unidades, clases y subunidades (de tener lugar la ejecución de estos).
- Se recomienda la utilización del ICGM o un análisis de criticidad para las subunidades de las plantas de generación, que en conjunto con los indicadores de confiabilidad y disponibilidad permitan optimizar la planeación de las diferentes actividades de mantenimiento.
- La metodología desarrollada en esta monografía por medio del análisis de los indicadores de MTTR, MTBF, disponibilidad y confiabilidad, partiendo de los eventos registrados en las bitácoras de producción, no tiene su utilidad exclusivamente con la empresa de donde se obtuvieron los datos para su análisis, ya que esta metodología puede ser replicada y extender su utilización a otras empresas donde se lleve un registro de todos los eventos en la labor productiva y se establece la gestión de activos basada en la norma ISO 55000.
- La jerarquización de las subunidades que componen los generadores mediante el ICGM o un análisis de criticidad, como herramienta adicional, que acompañe la programación de las actividades de mantenimiento, junto con los análisis de disponibilidad, confiabilidad, MTTR y MTBF es una sugerencia como trabajo a desarrollar mediante una monografía en la especialización de Gerencia de Mantenimiento.

## 6 Referencias

- CMMS (2019). *Evaluación de criticidad de equipos – Método de jerarquización*. Recuperado de <https://cmms.pe/gestion-de-mantenimiento/evaluacion-de-criticidad-de-equipos-metodo-de-jerarquizacion/>
- Dounce, Enrique. (2014). *La productividad en el mantenimiento industrial*. México: Grupo editorial Patria
- EPM (2018). *Sistema de Generación de Energía EPM, Presentación general de la empresa pública de energía*. Recuperado de <https://www.epm.com.co/site/home/nuestra-empresa/nuestras-plantas/energia/centrales-hidroelectricas>.
- EPM (2020). *Misión y Visión*. Recuperado de <https://www.grupo-epm.com/site/fundacionepm/actualidad/informedegestion2015/cercaniayaporte/misionyvision>
- Endrenyi & Aboresheid. *The Present Status of Maintenance Strategies and the Impact of Maintenance on Reliability*. IEEE Transactions On Power Systems, vol. 16, no. 4, november, 2001
- Fibertel, Juan. (2007) RCM-Mantenimiento centrado en Confiabilidad, Recuperado de <https://www.gestopolis.cmc/rcm-mantenimiento-centrado-en-confiabilidad>
- García, Santiago. (2009). *Ingeniería de mantenimiento. Manual práctico para la gestión eficaz del mantenimiento*.
- Gil, Francisco y Segovia, Jaime. *Registro Histórico de fallas y modelo de confiabilidad para la central hidroelectrica de San Carlos*. Monografía U de A.
- González, Francisco Javier (Artegraf). (2004). *Auditoría del mantenimiento e indicadores de gestión*. España

- ICONTEC. (1999). Guía Técnica Colombiana GTC 62.
- Mallor, Fermín y Santos Javier (2003). Fiabilidad de componentes y sistemas. España
- Medel, Granela y De La Paz, Estrella. Mantenimiento y Fiabilidad. Seminario Internacional. Editorial Universidad Central de Las Villas. Cuba. 1998
- Mesa, D., Ortiz, Y., Pinzón, P. (2006). La confiabilidad, la disponibilidad y la mantenibilidad, disciplinas modernas aplicadas al mantenimiento. *Scientia et Technica Año XII*, (No 30), mayo de 2006 UTP. ISSN 0122-170. Pág. 155-160
- Mora, Luis Alberto. (Alfaomega Grupo Editor). (2009). Mantenimiento. Planeación, ejecución y control. Mexico
- NEWBROUGH, E. T., Administración del Mantenimiento Industrial. Editorial Diana, México (1974)
- OREDA (2002). Offshore Reliability data handbook, Fourth edition.
- Parra, Carlos Alberto. (2013). Técnicas de ingeniería de confiabilidad aplicadas en el análisis de costos de ciclo de vida (ACCV) de un activo industrial. *I congreso de mantenimiento ACP (Autoridad del canal de Panamá)*
- Ramírez, F., Valencia, D. y Cerezo, J. *Manual de taxonomía de activos Jerarquía de una central hidráulica*. Grupo EPM. (22 de marzo 2017)
- Renove Tecnología. Indicadores de disponibilidad. *Instituto de ingeniería de mantenimiento No.16*. Recuperado de <http://www.renovetec.com/590-mantenimiento-industrial/110-mantenimiento-industrial/300-indicadores-en-mantenimiento>

- Rudnick, H. *El mantenimiento como una fuente de rentabilidad*. Recuperado de <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno06/OED/mantenimiento.htm>
- Sánchez, Ramón. Fernández, Manuel. Martínez, Eder. Valdez, Roberto. (noviembre 2011). Análisis de confiabilidad de una planta de fuerza. IX congreso internacional en innovación y desarrollo tecnológico (CIINDET), 80-88
- SIERRA E., LAGES S. (2010) Ingeniería Energética Vol. XXXI, No. 3/2010 septiembre – Diciembre p 42 – 48 ISSN 1815 – 5901
- Stevenson, William. (Alfaomega Grupo Editor) (2004). Estadística para administración y economía conceptos y aplicaciones. México.
- Viveros, P., Stegmaier, R., Kristjanpoller, F., Barbera, L., & Crespo, A. (2013). Propuesta de un modelo de gestión de mantenimiento y sus principales herramientas de apoyo. *Ingeniare. Revista chilena de ingeniería*, 21(1), 125-138. Recuperado de <https://dx.doi.org/10.4067/S0718-33052013000100011>
- Zimmermann, José Sobrino. (26 de enero, 2017). Alpha Manufacturas. Recuperado de <http://www.alphamanufacturas.com/confiabilidad-versus-disponibilidad/>