

**UNIVERSIDAD CENTROAMERICANA JOSÉ SIMEÓN CAÑAS  
UNIVERSIDAD DON BOSCO**



**“IMPLEMENTACIÓN DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN  
CONFIABILIDAD EN EL DEPARTAMENTO ELÉCTRICO DE LA CENTRAL  
GEOTÉRMICA DE BERLÍN”**

**TRABAJO DE INVESTIGACIÓN PREPARADO PARA LA FACULTAD DE  
POSTGRADOS UCA**

**Y**

**CENTRO DE ESTUDIOS DE POSTGRADOS UDB**

**PARA OPTAR AL GRADO DE  
MAESTRO EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO INDUSTRIAL**

**POR**

**MARIO ADALBERTO PACHECO ACOSTA  
ALEJANDRO FIDEL SERRANO SANABRIA**

**NOVIEMBRE 2019**

**ANTIGUO CUSCATLÁN, EL SALVADOR, C.A.**

### **Rectores**

Andreu Oliva de la Esperanza, S.J.  
Mario Rafael Olmos Argueta, SDB.

### **Secretarias Generales**

Silvia Elinor Azucena de Fernández  
Yesenia Xiomara Martínez Oviedo

### **Decana de Postgrados UCA**

Nelly Arely Chévez Reynosa

### **Decana Facultad de Ingeniería**

Claudia Lucía de Guadalupe Chacón Pineda

### **Directores de la Maestría en Gerencia de Mantenimiento Industrial**

Laura Beatriz Orellana UCA

José Luis Martínez UDB

### **Director de Tesis**

Carlos Parra

# Índice

|  |     |
|--|-----|
| Índice de tablas.....  | iii |
| Índice de gráficas.....  | iv  |
| Índice de Ilustraciones.....   | iv  |
| <b>I. INTRODUCCIÓN</b> .....   | 1   |
| <b>II. OBJETIVO GENERAL</b> .....  | 2   |
| <b>III. OBJETIVOS ESPECÍFICOS</b> .....  | 2   |
| <b>IV. ALCANCES</b> .....  | 2   |
| <b>V. ANTECEDENTES</b> .....   | 3   |
| 5.1 La Central Geotérmica de Berlín .....  | 3   |
| 5.2 Situación actual del mantenimiento en la CGB.....  | 5   |
| 5.2.1 Disponibilidad de la unidad N° 1 y N° 2 de la CGB .....                                  | 7   |
| 5.2.2 Fallas del Sistema Turbogenerador de la unidad N°1 .....                                 | 9   |
| 5.2.3 Fallas del Sistema Turbogenerador de la unidad N°2 .....                                 | 11  |
| <b>VI. MARCO TEÓRICO</b> .....   | 15  |
| 6.1 Mantenimiento Centrado en Confiabilidad .....  | 15  |
| 6.2 Primeros pasos para la aplicación del MCC.....   | 18  |
| 6.2.1 Formación del equipo natural de trabajo .....  | 18  |
| 6.2.2 Selección del sistema y definición del contexto operacional .....                        | 19  |
| 6.3 AMEF: Análisis de los Modos y Efectos de Fallo. ....                                       | 25  |
| 6.3.1 Definición de funciones.....   | 25  |
| 6.3.1.1 <i>Estándares de ejecución</i> .....   | 27  |
| 6.3.1.2 <i>Registro de estándares de ejecución asociados a cada función de cada activo.</i> 28 |     |
| 6.3.2 Definición de falla y falla funcional .....  | 28  |
| 6.3.2.1 <i>Estándares de funcionamiento y fallas</i> .....                                     | 28  |
| 6.3.3 Definición de modo de falla asociado a cada fallo funcional.....                         | 29  |
| 6.3.3.1 <i>Nivel de identificación de los modos de fallos</i> .....                            | 30  |
| 6.3.3.2 <i>Causas raíces de los fallos funcionales</i> .....                                   | 30  |
| 6.3.3.3 <i>Registro de los modos de fallos</i> .....   | 31  |
| 6.4 Proceso de decisión del RCM .....  | 32  |
| 6.4.1 Estableciendo los efectos de falla .....   | 32  |
| 6.4.1.1 <i>Categoría de las consecuencias de los modos de fallos</i> .....                     | 32  |
| 6.4.1.2 <i>Modos de fallos ocultos</i> .....   | 33  |
| 6.4.1.3 <i>Proceso de selección de las actividades de mantenimiento bajo el enfoque RCM</i>    | 33  |
| 6.4.1.4 <i>Factibilidad técnica y tareas preventivas</i> .....                                 | 34  |

|              |  |           |
|--------------|--|-----------|
| 6.4.1.5      | <i>Otras tareas del RCM</i> .....  | 36        |
| 6.5          | Consideraciones ambientales dentro de la CGB .....   | 37        |
| <b>VII.</b>  | <b>METODOLOGÍA</b> .....   | <b>39</b> |
| 7.1          | Creación del grupo de trabajo .....  | 39        |
| 7.2          | Criticidad y definición del contexto operacional .....   | 40        |
| 7.2.1        | Análisis de criticidad de los sistemas de la U1 en la CGB.....   | 40        |
| 7.2.2        | Contexto operacional del Sistema de turbo-generador de la U1-2 en la CGB....                                   | 44        |
| 7.2.3        | AMEF Análisis de los modos y efectos de fallo .....  | 49        |
| 7.2.4        | Plan de mantenimiento general con base a decisión en MCC.....  | 66        |
| <b>VIII.</b> | <b>BENEFICIOS Y LIMITANTES DE LA IMPLEMENTACION DEL RCM EN LA CENTRAL<br/>GEOTÉRMICA DE BERLÍN</b> .....       | <b>76</b> |
| <b>IX.</b>   | <b>CONCLUSIONES</b> .....  | <b>79</b> |
| <b>X.</b>    | <b>BIBLIOGRAFIA</b> .....  | <b>81</b> |
| <b>XI.</b>   | <b>ANEXOS</b> .....  | <b>82</b> |
| 11.1         | Resultados iniciales de aplicar la metodología de criticidad en los sistemas de la<br>unidad 1 de la CGB ..... | 82        |
| 11.2         | Resultados finales de la jerarquización de equipos mediante el método de criticidad.<br>86                     |           |
| 11.3         | Hoja de registro RCM – AMEF, mostrado en orden de prioridad .....  | 91        |
| 11.4         | Hoja de plan de mantenimiento general, luego de aplicado el RCM .....  | 98        |
| 11.5         | Instructivo para el mantenimiento del Generador .....  | 105       |

## Índice de tablas

|  |    |
|--|----|
| Tabla 1. Potencia e ingresos por cada unidad generadora de la Central Geotérmica de Berlín. .  | 3  |
| Tabla 2. Histórico del % de disponibilidad para las unidades 1 y 2 de la CGB. ....   | 8  |
| Tabla 3. Histórico de fallas reportadas para la Unidad 1 de la CGB.....  | 9  |
| Tabla 4. Histórico de fallas ocurridas solo en el sistema de excitación de la Unidad 1 de la CGB.<br>.....                                 | 10 |
| Tabla 5. Histórico de fallas ocurridos en la Unidad 2 de la CGB. ....  | 11 |
| Tabla 6. Histórico de fallas ocurridos en el sistema de excitación de la Unidad 2 de la CGB. ....  | 13 |
| Tabla 7. Integrantes y sus características del grupo natural de trabajo para aplicar RCM en la<br>unidad 1 y 2 de la CGB. ....             | 39 |
| Tabla 8. Sistemas pertenecientes a la Unidad 1-2 de la CGB.....  | 40 |
| Tabla 9. Equipos y sistemas críticos de la Unidad 1-2, que resultaron luego de jerarquizar<br>utilizando la metodología de criticidad..... | 42 |
| Tabla 10. Elementos que forman parte del diagrama Entradas Proceso Salidas. ....   | 47 |
| Tabla 11. Análisis de modos de fallas del caso en estudio y el impacto económico que<br>representan.....                                   | 50 |
| Tabla 12. Plan de mantenimiento según la falla funcional detectada, bajo criterios RCM. ....   | 67 |
| Tabla 13. Análisis de factibilidad de los programas de mantenimientos creados con base al<br>MCC.....                                      | 74 |

## Índice de gráficas

|   |    |
|---|----|
| Gráfica 1. Histórico de número de fallas reportadas por año en la Unidad 1 de la CGB.....       | 9  |
| Gráfica 2. Histórico de número de fallas ocurridas por año en la Unidad 2 de la CGB.....        | 12 |
| Gráfica 3. Ejemplo del modelo de criticidad para la selección de sistemas en el RCM. ....       | 22 |
| Gráfica 4. Ejemplo de un diagrama de entradas-procesos-salidas en el RCM.....                   | 24 |
| Gráfica 5. Etapas que se ejecutaron para poder aplicar el RCM en la CGB. ....                   | 39 |
| Gráfica 6. Resultados obtenidos para la Unidad 1-2 luego de jerarquizar según la criticidad. .. | 42 |
| Gráfica 7. Distribución de los modos de fallos encontrados para determinar al más crítico. .... | 75 |

## Índice de Ilustraciones

|   |    |
|---|----|
| Ilustración 1. Proceso de generación en la central geotérmica.....                    | 4  |
| Ilustración 2. Flujograma de selección de actividades de mantenimiento.....           | 34 |
| Ilustración 3. Componentes que participan en la generación de energía eléctrica ..... | 46 |
| Ilustración 4. Diagrama a grandes rasgos de la generación de energía eléctrica.....   | 46 |

## I. INTRODUCCIÓN

Las actividades de mantenimiento en la Central Geotérmica Berlín están siendo reestructuradas esto debido a que cada día se vuelve más exigente el cumplimiento de los contratos para la generación de energía eléctrica, esto ha producido buscar mejorar la disponibilidad y confiabilidad de los equipos, reducir el MTTR (Mid Time To Repair), aumentar el MTBF (Mid Time Between Failures), cumplir con la generación programada en los contratos y reducir costos de mantenimiento.

La implementación de la metodología de gestión de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad MCC surgió como una posible medida para lograr lo expuesto anteriormente ya que es una de las principales y más efectivas herramientas para mejorar y optimizar el mantenimiento en las organizaciones. En el documento presente se exponen los resultados de una prueba piloto que busca aplicar el MCC dentro del área de mantenimiento eléctrico dentro de la Central Geotérmica de Berlín. El documento cuenta con tres grandes secciones que lo fundamentan; se inicia con los Antecedentes, exponiendo la situación previa a la aplicación del MCC, la segunda sección importante es la de Marco Teórico, donde con base a una investigación de diferente bibliografía se ha seleccionado material didáctico que sirve para comprender mejor en que consiste el MCC. Finalmente, está la sección de metodología, donde se expone todo lo relacionado a la puesta en marcha del proyecto de implementación del MCC dentro del área de mantenimiento eléctrico.

El documento cuenta con una sección donde se exponen los beneficios y limitantes que el grupo de investigación encontró mientras desarrollaba el trabajo y también cuenta con las respectivas conclusiones luego de que el equipo de trabajo haya realizado un análisis exhaustivo de los activos correspondientes.

El resultado esperado al aplicar la metodología MCC es la obtención de las tareas más adecuadas para que los planes de mantenimiento sean lo más eficaces posibles, reflejándose esto en un menor costo operativo, un aumento en disponibilidades en vida útil y menos paradas por mantenimientos no planeados.

## II. OBJETIVO GENERAL

- Establecer los lineamientos para la implementación de un mantenimiento basado en confiabilidad en el área eléctrica de la planta LaGeo Berlín.
- Implementación del MCC del sistema Turbogenerador de la Unidad No.1 y No.2 de la Central Geotérmica de Berlín.

## III. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Identificar equipos y sistemas eléctricos críticos cuyo mantenimiento está a cargo del departamento eléctrico de la planta LaGeo Berlín.
- Exponer la teoría del MCC detallando lo que se tiene que tomar en cuenta para la implantación del MCC.
- Definir el contexto operacional del generador y sistemas asociados
- Realizar el diagrama de entrada-proceso-salida del sistema del generador.
- Determinar las fallas funcionales de los sistemas asociados que se estén en estudio.
- Identificar los modos de fallas que provocan los fallos funcionales.
- Evaluar riesgos e impactos de los modos de fallos.
- Determinar cuáles tipos de fallas son los que tienen más impacto.
- Elaborar un plan de mantenimiento para disminuir los riesgos y las fallas.

## IV. ALCANCES

- ❖ El alcance del proyecto es implementar el MCC en el sistema turbogenerador de las unidades No.1 y No.2 en la Central Geotérmica de Berlín.
- ❖ Se sistematizará la propuesta detalladamente y quedará a discreción de la gerencia de la planta implementar la metodología MCC en las demás áreas de mantenimiento dentro de la planta.

## V. ANTECEDENTES

### 5.1 La Central Geotérmica de Berlín

La Central Geotérmica de Berlín es una planta generadora de energía eléctrica que utiliza vapor geotérmico como principal recurso para tal fin. Cuenta con 4 unidades generadoras de electricidad que trabajan las 24 horas del día durante los 365 días del año, por tal motivo, la energía eléctrica producida en la planta representa generación base para el consumo de energía de El Salvador.

Para las unidades generadoras de Berlín se programa un paro por unidad después de dos años continuos de trabajo, de esta forma, se procura brindar un mantenimiento adecuado a todos los equipos garantizando alta disponibilidad de las unidades. A continuación, se presenta una tabla con la potencia de cada unidad y los ingresos monetarios aproximados individuales, asumiendo el costo de la electricidad en 120US\$/MWh.

*Tabla 1. Potencia e ingresos por cada unidad generadora de la Central Geotérmica de Berlín.*

| Unidad generadora | Capacidad instalada | Ingresos aproximados por unidad |
|-------------------|---------------------|---------------------------------|
| U1                | 28 MW               | 3025 US\$/h                     |
| U2                | 28 MW               | 3025 US\$/h                     |
| U3                | 44 MW               | 4980 US\$/h                     |
| U4                | 9.2 MW              | 900 US\$/h                      |

Cada unidad generadora cuenta con varios sistemas que juegan un papel fundamental en la generación, si falla alguno puede implicar una baja en la carga o incluso salir de línea y parar de generar electricidad.

Los sistemas más importantes dentro de la planta son:

- 1- **Sistema de vapor principal:** Este sistema es el encargado de llevar el vapor de los pozos a la turbina, en la planta. En todo el recorrido el vapor pasa por procesos de separación de humedad para asegurar que entre vapor seco a la turbina.

2- **Sistema de turbogenerador:** Compuesto por turbina y generador, la primera gira impulsada por la energía del vapor a 3600 RPM. La turbina está acoplada al generador que aprovecha la energía del giro para generar un campo magnético en el estator y así convertir la energía mecánica a eléctrica.

3- **Subestación y transmisión:** La subestación convierte el voltaje 13.8kV proveniente del generador al voltaje de transmisión del sistema.

4- **Sistema de aceite de lubricación:** Es el encargado de lubricar las partes mecánicas principalmente los cojinetes del turbo generador.

5- **Sistema de aceite de control:** Es el encargado de suministrar presión de aceite a las válvulas de control para que estén puedan abrir o cerrar, según se requiera.

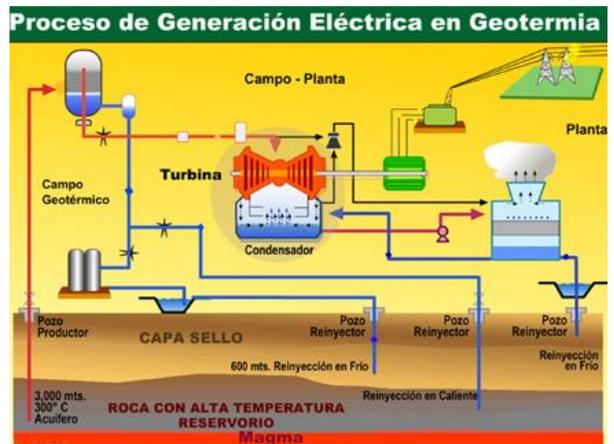


Ilustración 1. Proceso de generación en la central geotérmica

6- **Sistema de circuito de enfriamiento primario:** Se ocupa de enfriar el aceite de control; el agua proveniente de la torre interactúa con el aceite de control para que este baje su temperatura.

7- **Sistema de circuito de enfriamiento secundario:** Encargada de enfriar el aceite de lubricación; el agua proveniente de la torre interactúa con el aceite de lubricación para que este baje su temperatura.

8- **Sistema de aire comprimido:** Es el encargado de proporcionar presión de aire a las válvulas de control.

9- **Sistema de condensado:** Es el encargado de bajar la temperatura del vapor hasta el punto de condensación, luego es enviado a la torre de enfriamiento.

10- **Torres de enfriamiento:** Son las encargadas de bajar la temperatura del agua de condensado hasta temperatura ambiente.

11- **Sistema de eyectores:** El sistema de eyectores extrae y condensa los gases provenientes del condensador que no se han condensado.

12- **Sistema de monitoreo y control:** Es el encargado de monitorear todas las señales del proceso de todos los sistemas, además permite controlar todas las variables manteniendo el proceso seguro y en operaciones normales. En el sistema de monitoreo se cuenta con transmisores que luego son trasladadas a un PLC (Controlador Lógico Programable, por su significado en español).

El mantenimiento en la Central de Berlín está dividido en diferentes áreas, cada una desarrolla una técnica que permite mantener la funcionalidad de los sistemas antes descritos.

Entre estas áreas se encuentra la eléctrica, que se encarga del mantenimiento de equipos entre los que están: motores eléctricos, paneles con sus interruptores, transformadores, subestación y generador eléctrico.

#### 5.2 Situación actual del mantenimiento en la CGB

La unidad genera las 24 horas, los siete días de la semana. Únicamente deja de operar cuando se somete a mantenimientos mayores que duran 21 días y se programan cada dos años. Aparte tiene indisponibilidad planificada dos días cada año para inspección boroscópica de la turbina y por mantenimiento de la subestación. Siempre que está disponible se encuentra generando. Los tiempos en que salen a mantenimiento

cualquiera de sus sistemas y equipos principales, se aprovechan a realizar inspección y mantenimiento a los otros equipos.

Para comprender completamente la situación actual del mantenimiento en la Central Geotérmica de Berlín es necesario conocer las siguientes definiciones:

1. "MTBF" es la sigla de "Mean Time Between Failure" o "Tiempo Medio de Vida entre Fallos". Literalmente se refiere al promedio de tiempo transcurrido entre una falla y la siguiente. Es usual que considera como el tiempo promedio que algo funciona hasta que falla y necesita ser reparado. Los MTBF proporcionan una medida acertada de la calidad del producto que diseñamos, fabricamos, vendemos, compramos o que tenemos a cargo para el mantenimiento.

2. "MTTR" o "Tiempo Medio Para Reparar", es el tiempo promedio que toma reparar algo después de una falla. Muestra el período en el que podemos reparar un equipo hasta llevarlo a su estado de operación.

3. "MUT" o "Mean Up Time" es Tiempo Promedio en Operación (arriba) o Tiempo promedio para fallar (MTTF). Tiempo medio de funcionamiento entre fallos.

4. Disponibilidad: es la capacidad de un activo o componente para realizar una función requerida bajo condiciones y un intervalo de tiempo dado. Se define de la siguiente manera:

$$D = \frac{MTBF}{(MTBF + MTTR)}$$

Donde:

- D: Disponibilidad.
- MTBF (Mean Time Between Failure): Tiempo medio de vida entre fallas.
- MTTR (Mean Time To Repair): Es el tiempo promedio para reparar.

5. Disponibilidad operacional total: es la capacidad de un activo para estar en un estado (arriba) para realizar una función requerida bajo condiciones establecidas en un instante dado de tiempo o durante un determinado intervalo de tiempo, asumiendo que los recursos externos necesarios se han proporcionado. Se define de la siguiente manera:

$$Do = \frac{MUT}{(MUT + MTTR)}$$

Donde:

- Do: Disponibilidad operacional.
- MTTR (Mean Time To Repair): Es el tiempo promedio para reparar.
- MUT (Mean Up Time): Es tiempo promedio en operación (arriba) o tiempo promedio para fallar (MTTF)

6. Mantenibilidad se relaciona básicamente con el diseño y la complejidad del equipo, con el personal calificado que realice el mantenimiento, con las herramientas disponibles y con los procedimientos de mantenimiento.

El parámetro fundamental para calcular la mantenibilidad lo constituye el tiempo medio de reparación de los fallos (MTTR). Cuando el MTTR de un determinado equipo es alto, se entiende que el equipo tiene una baja mantenibilidad (mientras más tiempo duren las reparaciones de los fallos asociadas a un equipo, su mantenibilidad irá disminuyendo). En el caso contrario, de que el tiempo medio de reparación de los fallos de un determinado equipo sea bajo, se considera que el equipo tiene una alta mantenibilidad.

La unidad No.1 y la No.2 tiene procesos y equipos idénticos. Se pueden intercambiar los equipos y repuestos.

#### 5.2.1 Disponibilidad de la unidad N° 1 y N° 2 de la CGB

La unidad genera las 24 horas los siete días de la semana. Únicamente sale a mantenimientos mayores programados que duran 21 días y suceden cada dos años.

También tiene indisponibilidad programada dos días cada año para inspección boroscópica de la turbina y por mantenimiento de la subestación.

*Tabla 2. Histórico del % de disponibilidad para las unidades 1 y 2 de la CGB.*

| Año  | Disponibilidad % |          |
|------|------------------|----------|
|      | Unidad 1         | Unidad 2 |
| 2000 | 91.90            | 90.90    |
| 2001 | 98.60            | 98.98    |
| 2002 | 92.47            | 99.31    |
| 2003 | 99.56            | 95.03    |
| 2004 | 95.22            | 99.58    |
| 2005 | 99.56            | 94.94    |
| 2006 | 94.32            | 99.05    |
| 2007 | 99.61            | 94.61    |
| 2008 | 96.00            | 99.48    |
| 2009 | 99.30            | 95.43    |
| 2010 | 94.90            | 98.88    |
| 2011 | 99.05            | 94.23    |
| 2012 | 95.60            | 99.57    |
| 2013 | 98.34            | 94.40    |
| 2014 | 92.80            | 97.73    |
| 2015 | 99.39            | 93.15    |
| 2016 | 99.90            | 99.57    |
| 2017 | 94.33            | 92.50    |
| 2018 | 89.37            | 99.46    |

El porcentaje de disponibilidad en la tabla 2 incluye todos los sistemas y el tiempo que se estuvo entregando energía a la red durante al año. En el 2014 y 2015 bajó el porcentaje porque se cambió el DCS (Sistema de control distribuido). En el 2017 se hizo una sustitución y reparación en el rotor del generador de la Unidad No. 2 por recomendación del fabricante, en el 2018 sucedió lo mismo en la Unidad No. 1. La disponibilidad del sistema del generador es mucho mayor que los valores mostrados en la tabla adjunta.

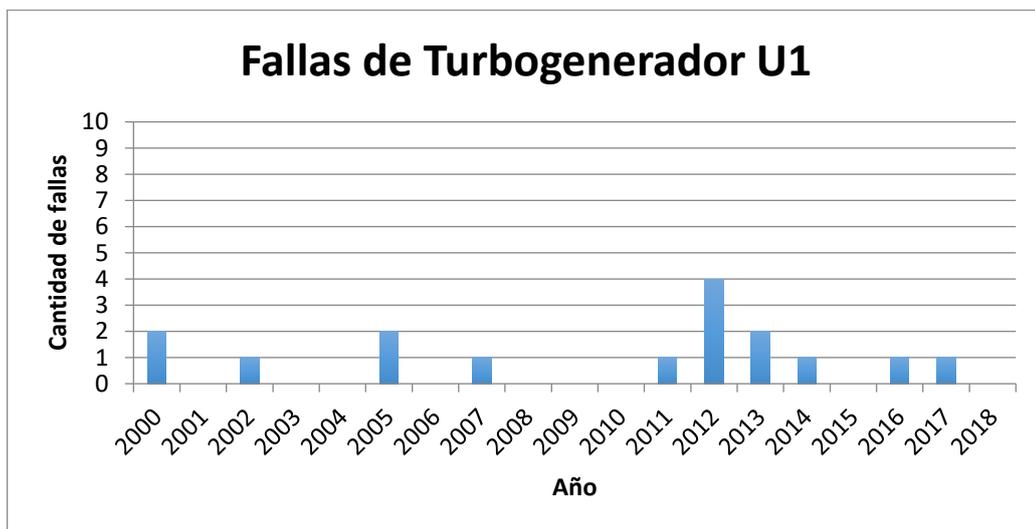
## 5.2.2 Fallas del Sistema Turbogenerador de la unidad N°1

Tabla 3. Histórico de fallas reportadas para la Unidad 1 de la CGB.

|       | Fuera de línea | En línea       |       |  |        |      |
|-------|----------------|----------------|-------|--|--------|------|
| TBF   | YY/MM/DD       | YY/MM/DD       | TTR   | Razones del disparo  | Unidad | Año  |
| 7.00  | 00/06/07 12:08 | 00/06/07 12:44 | 00:36 | Perdida de excitación ( U1)  | 1      | 2000 |
| 0.40  | 00/06/19 08:36 | 00/06/19 23:18 | 14:42 | Perdida de excitación ( U1)  | 1      | 2000 |
| 27.70 | 02/10/10 00:00 | 02/10/10 05:14 | 05:14 | Falla interruptor 52G (U1)   | 1      | 2002 |
| 31.53 | 05/04/26 17:30 | 05/04/26 17:46 | 00:16 | Protección de rele de perdida de excitación (U1)                     | 1      | 2005 |
| 5.73  | 05/10/18 16:57 | 05/10/18 17:20 | 00:23 | Disparo por actuación del diferencial 86G1(U1)                       | 1      | 2005 |
| 11.47 | 06/10/02 15:16 | 06/10/02 15:48 | 00:32 | Falla RTD de cojinete No. 1 generador TI-1639(U1)                    | 1      | 2006 |
| 13.53 | 07/11/18 18:07 | 07/11/18 18:27 | 00:20 | Alta temperatura en cojinete No. 1 del generador(U1)                 | 1      | 2007 |
| 0.02  | 07/11/19 05:07 | 07/11/19 06:21 | 01:14 | Alta temperatura en cojinete No. 1 del generador(U1)                 | 1      | 2007 |
| 0.00  | 07/11/19 09:05 | 07/11/19 09:33 | 00:28 | Alta temperatura en cojinete No. 1 del generador(U1)                 | 1      | 2007 |
| 38.80 | 11/02/13 11:05 | 11/02/13 21:56 | 10:51 | Disparo por falla de diodos de excitación                            | 1      | 2011 |
| 21.30 | 12/10/22 21:41 | 12/10/22 23:52 | 02:11 | Disparo por falla en sistema de excitación                           | 1      | 2012 |
| 0.30  | 12/11/01 09:34 | 12/11/01 09:52 | 00:18 | Disparo por falla en sistema de excitación                           | 1      | 2012 |
| 0.18  | 12/11/06 17:43 | 12/11/06 17:51 | 00:08 | Disparo por falla en sistema de excitación                           | 1      | 2012 |
| 0.37  | 12/11/15 10:11 | 12/11/15 10:56 | 00:45 | Cambio de tarjeta de AVR   | 1      | 2012 |
| 3.90  | 13/03/12 09:33 | 13/03/12 09:47 | 00:14 | Disparo por perdida de excitación (AVR)                              | 1      | 2013 |
| 8.20  | 13/11/18 00:17 | 13/11/18 01:12 | 00:55 | Disparo por Alta posición del diferencial Z-1636C                    | 1      | 2013 |
| 0.01  | 13/11/18 06:39 | 13/11/18 07:06 | 00:27 | Disparo por Alta posición del diferencial Z-1636C                    | 1      | 2013 |
| 0.02  | 13/11/18 18:11 | 13/11/18 19:02 | 00:51 | Disparo por Alta posición del diferencial Z-1636C                    | 1      | 2013 |
| 0.00  | 13/11/18 22:42 | 13/11/18 23:38 | 00:56 | Disparo por Alta posición del diferencial Z-1636C                    | 1      | 2013 |
| 6.60  | 14/05/06 18:48 | 14/05/06 19:13 | 00:25 | Disparo por falla en AVR   | 1      | 2014 |
| 25.90 | 16/07/03 11:00 | 16/07/03 11:40 | 00:40 | Disparo de unidad por falla de AVR                                   | 1      | 2016 |
| 15.00 | 17/10/03 08:00 | 17/10/03 15:30 | 07:30 | Salida de emergencia por fuga de aceite en generador de unidad No. 1 | 1      | 2017 |

9.91

02:16



Gráfica 1. Histórico de número de fallas reportadas por año en la Unidad 1 de la CGB.

De la Gráfica 1 (número fallas vrs. año de falla) se concluye que hubo un total de 22 fallas de equipos principales y auxiliares que han sacado de operación al turbogenerador.

El MTTR del generador con el total de las fallas de la Unidad No.1 es de 2:16 horas. Al principio en la puesta en marcha se tuvo una falla del sistema de excitación de 14:42. Si la quitamos el MTTR baja a 1:40. La otra falla que ocupó bastante tiempo es el daño en el diodo de la excitación que ocupó 10:41, sin esta falla el MTTR baja a 1:13 por un total de 20 fallas.

Hay que priorizar el mantenimiento al sistema de excitación y en especial a los diodos de excitación ya que su reparación requirió 10:41.

El tiempo promedio entre fallas MTBF de equipos principales y auxiliares que han sacado de operación al turbo-generador de la Unidad No.1 es de 9.91 meses. Incluyendo un total de 22 fallas.

Tabla 4. Histórico de fallas ocurridas solo en el sistema de excitación de la Unidad 1 de la CGB.

|       | Fuera de línea | En línea       |       |  |        |      |
|-------|----------------|----------------|-------|--|--------|------|
| TBF   | YY/MM/DD       | YY/MM/DD       | TTR   | Razones del disparo                              | Unidad | Año  |
| 7.00  | 00/06/07 12:08 | 00/06/07 12:44 | 00:36 | Perdida de excitación ( U1)                      | 1      | 2000 |
| 0.40  | 00/06/19 08:36 | 00/06/19 23:18 | 14:42 | Perdida de excitación ( U1)                      | 1      | 2000 |
| 59.23 | 05/04/26 17:30 | 05/04/26 17:46 | 00:16 | Protección de rele de perdida de excitación (U1) | 1      | 2005 |
| 69.57 | 11/02/13 11:05 | 11/02/13 21:56 | 10:51 | Disparo por falla de diodos de excitación        | 1      | 2011 |
| 21.30 | 12/10/22 21:41 | 12/10/22 23:52 | 02:11 | Disparo por falla en sistema de excitación       | 1      | 2012 |
| 0.30  | 12/11/01 09:34 | 12/11/01 09:52 | 00:18 | Disparo por falla en sistema de excitación       | 1      | 2012 |
| 0.18  | 12/11/06 17:43 | 12/11/06 17:51 | 00:08 | Disparo por falla en sistema de excitación       | 1      | 2012 |
| 0.37  | 12/11/15 10:11 | 12/11/15 10:56 | 00:45 | Cambio de tarjeta de AVR                         | 1      | 2012 |
| 3.90  | 13/03/12 09:33 | 13/03/12 09:47 | 00:14 | Disparo por perdida de excitación (AVR)          | 1      | 2013 |
| 14.80 | 14/05/06 18:48 | 14/05/06 19:13 | 00:25 | Disparo por falla en AVR                         | 1      | 2014 |
| 25.90 | 16/07/03 11:00 | 16/07/03 11:40 | 00:40 | Disparo de unidad por falla de AVR               | 1      | 2016 |

18.45

02:49

Entonces, han ocurrido 11 fallas por problemas en el sistema de excitación y en los diodos del sistema de excitación. El MTBF de este tipo de fallas es de 18.45 meses. El MTTR de esta clase de fallas es de 2:49 horas. En el año 2014 se solicitó una revisión y reparación del fabricante, se compraron repuestos y se sustituyeron partes; desde ese año únicamente se reporta una falla.

Las demás fallas han sido puntuales y ocurridas en un mismo día por la misma razón:

- Fallas en interruptor 52G, una (1) falla.
- Falla de RTD de cojinete No.1, una (1) falla.

- Alta temperatura en cojinete No.1, tres (3) fallas ocurridas un lapso de 15 horas.
- Disparo por alta posición del diferencial Z-1636C, cuatro (4) fallas ocurridas en un lapso de 22 horas.
- Por fuga de aceite en sistema de lubricación, una (1) falla.

La disponibilidad del sistema del generador No.1 con todas las fallas y tiempos de reparación en la Unidad número uno es:

$$D = \frac{MTBF}{(MTBF + MTTR)}$$

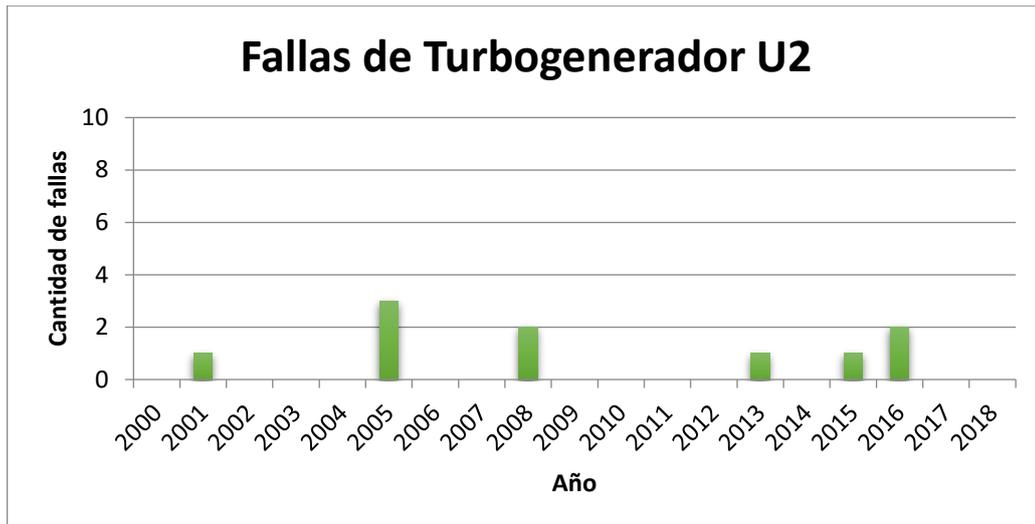
$$D = \frac{9.91}{(9.91 + 0.00314815)}$$

$$D = 99.97\%$$

### 5.2.3 Fallas del Sistema Turbogenerador de la unidad N°2

Tabla 5. Histórico de fallas ocurridos en la Unidad 2 de la CGB.

|       | Fuera de línea | En línea       |       |   |        |      |
|-------|----------------|----------------|-------|---|--------|------|
| TBF   | YY/MM/DD       | YY/MM/DD       | TTR   | Razones del disparo   | Unidad | Año  |
| 20.00 | 01/08/01 11:15 | 01/08/01 13:11 | 01:56 | Falla diodos rotatorios gen U2  | 2      | 2001 |
| 42.73 | 05/02/22 12:04 | 05/02/22 18:44 | 06:40 | Protección de falla de diodos de excitación (U2)                                      | 2      | 2005 |
| 7.83  | 05/10/17 22:05 | 05/10/17 23:02 | 00:57 | Salida por fuga de agua en enfriador del generador(U2)                                | 2      | 2005 |
| 0.37  | 05/10/28 19:57 | 05/10/28 20:15 | 00:18 | Disparo por actuación del diferencial 86G2(U2)  | 2      | 2005 |
| 0.00  | 05/10/28 22:03 | 05/10/28 22:09 | 00:06 | Disparo por actuación del diferencial 86G2 (U2)                                       | 2      | 2005 |
| 26.13 | 08/01/02 09:24 | 08/01/02 13:07 | 03:43 | Fuga de aceite en cojinete No.1 del generador(U2)                                     | 2      | 2008 |
| 5.23  | 08/06/09 16:02 | 08/06/09 17:11 | 01:09 | Alta temperatura en cojinete No.2 del generador(U2)                                   | 2      | 2008 |
| 65.80 | 13/12/03 05:34 | 13/12/03 05:55 | 00:21 | Alta posición del diferencial Z-2636C   | 2      | 2013 |
| 16.50 | 15/04/18 16:00 | 15/04/19 09:28 | 17:28 | Indisponible del día anterior por falla de diodos PMG                                 | 2      | 2015 |
| 8.67  | 16/01/09 09:17 | 16/01/09 17:15 | 07:58 | Salida de emergencia para revisión del generador por fuga de aceite en devanado       | 2      | 2016 |
| 1.13  | 16/02/13 22:11 | 16/02/14 21:38 | 23:27 | Disparo por mala operación en el generador. Inspección de aislamiento y del generador | 2      | 2016 |
| 17.67 |                |                | 05:49 |   |        |      |



Gráfica 2. Histórico de número de fallas ocurridas por año en la Unidad 2 de la CGB.

La Unidad No.2 ha tenido un total de 11 fallas de equipos principales y auxiliares que sacaron de operación al turbo-generador. El MTTR del generador con el total de las fallas de la Unidad No.2 es de 5:49 horas.

Se tuvieron dos fallas de los diodos de la excitación, si se quitan del cálculo el MTTR baja a 4:26 horas. Se tuvo una fuga de aceite que contaminao el devanado del generador, por lo cual se tuvo que inspeccionar y limpiar; estas acciones tardaron 7:58 horas, si se quita este tiempo el MTTR baja a 3:59 Horas.

La otra falla que ocupó bastante tiempo (23:27 horas) fue por un error de operación. Se tuvo que inspeccionar y revisar el generador para garantizar que tuviera un buen aislamiento. Sin esta falla, el MTTR baja a 1:12 horas por un total de 7 fallas.

Hay que priorizar el mantenimiento al sistema de lubricación, excitación y en especial a los diodos de excitación. Es muy importante registrar el aislamiento, es decir, limpiar para garantizar la vida útil del generador.

Se concientizó al personal de operación de las maniobras que realizan y se realizó un interlock físico para evitar que ellos vuelvan a repetir este tipo de maniobras que puede dañar al generador.

El MTBF de equipos principales y auxiliares que han sacado de operación al turbo-generador de la Unidad No.2 es de 17.67 meses, incluyendo un total de 11 fallas.

Tabla 6. Histórico de fallas ocurridos en el sistema de excitación de la Unidad 2 de la CGB.

|        | Fuera de línea | En línea       |       |  |        |      |
|--------|----------------|----------------|-------|--|--------|------|
| TBF    | YY/MM/DD       | YY/MM/DD       | TTR   | Razones del disparo  | Unidad | Año  |
| 20.00  | 01/08/01 11:15 | 01/08/01 13:11 | 01:56 | Falla diodos rotatorios gen U2   | 2      | 2001 |
| 42.73  | 05/02/22 12:04 | 05/02/22 18:44 | 06:40 | Protección de falla de diodos de excitación (U2)   | 2      | 2005 |
| 121.87 | 15/04/18 16:00 | 15/04/19 09:28 | 17:28 | Falla de diodos PMG  | 2      | 2015 |
| 9.80   | 16/02/13 22:11 | 16/02/14 21:38 | 23:27 | Disparo por mala operación en el generador.<br>Inspección de aislamiento y del generador | 2      | 2016 |
| 48.60  |                |                | 12:22 |  |        |      |

Se contabilizan 4 fallas por problemas en los diodos del sistema de excitación y la mala operación que produjo que se dañaran los diodos. El MTBF de este tipo de fallas es de 48.60 meses. El MTTR de esta clase de fallas es de 12:22 horas. En el 2014 se solicitó una revisión y reparación del fabricante. Se compraron repuestos y se sustituyeron partes. Desde ese año únicamente se han tenido 2 fallas, una fue por mala operación.

Las demás fallas han sido puntuales y ocurrieron en un mismo día por la misma razón:

- Falla por fuga de agua del enfriador, una (1) falla.
- Falla en conexión de sistema de protección del diferencial 86G2, dos (2) fallas ocurridas en un lapso de 2 horas.
- Alta temperatura en cojinete No.2, una (1) falla.
- Disparo por alta posición del diferencial Z-2636C, una (1) falla.
- Por fuga de aceite en sistema de lubricación, dos (2) fallas.

La disponibilidad del sistema del generador No.2 con todas las fallas y tiempos de reparación en la Unidad numero dos es:

$$D = \frac{MTBF}{(MTBF + MTTR)}$$

$$D = \frac{48.60}{(48.60 + 0.01717593)}$$

$$D = 99.96\%$$

Se está registrando todas las actividades y costos de mantenimiento. La disponibilidad, confiabilidad, MTBF, MTTR, MUT, mantenibilidad.

Esto facilita para poder mejorar constantemente la gestión del mantenimiento y poder priorizar en los activos que más fallan, que producen más pérdidas de producción.

Además, toda esta información es para comparar antes y después de la implementación del MCC.

## VI. MARCO TEÓRICO

El mantenimiento de maquinaria en la industria debe ser cada día de mejor calidad y adecuado, esto con el fin de procurar una alta confiabilidad de que una maquina continúe haciendo aquello que debe hacer para mantener siempre la entrada de ganancia a la empresa y también evitar accidentes en el entorno.

La industria de la aviación fue pionera en considerar lo anterior y desarrolló lo que se conoce como MSG-3. Tienen sus orígenes en la época de la Segunda Guerra Mundial, en donde el mantenimiento a las aeronaves no era muy riguroso, y debido a que tenía que ofrecer óptimas condiciones, la vida útil de los equipos de vuelo era reducida. Para solucionar lo anterior, se mejoraron los materiales, haciéndolos más resistentes y ligeros; pero además de eso fue necesario implementar nuevos procesos para eficientar el mantenimiento.

Para dichas aeronaves se desarrollaron nuevos programas de mantenimiento, que resultaron en una notable rentabilidad en el negocio pues realizaban reparaciones con base a dichos programas y se evitaba tener que cambiar por componentes nuevos aquellos que se podían reparar.

El mantenimiento MSG-3 engloba un programa de mantenimiento programado para aeronaves en su totalidad, es decir, cubriendo sus partes, componentes, motores, sistemas y lo que se refiere a sus estructuras. [Coronel y Tellez, 2007: p27].

Fuera de la industria aeronáutica, el concepto de MSG-3 se conoce como “Mantenimiento Centrado en Confiabilidad” o RCM (Reliability-centred Maintenance, por su significado en inglés), desarrollando durante un período de 30 años, a partir de un reporte del Departamento de Defensa de los Estados Unidos. En el documento se brindaba una descripción integral del desarrollo y la aplicación del RCM en la industria de la aviación civil, sentando las bases para muchos trabajos de RCM fuera de esa industria.

### 6.1 Mantenimiento Centrado en Confiabilidad

“El MCC sirve como una guía para identificar las actividades de mantenimiento con sus respectivas frecuencias a los activos más importantes de contexto operacional”, [Parra,

2009: p 7]. La aplicación y el futuro éxito de esta técnica depende principalmente del buen análisis que se haga dentro del contexto operacional que se aborda, generalmente este análisis está a cargo de un equipo de trabajo dedicado a esta tarea.

Se define el MCC como la “Filosofía de gestión del mantenimiento, en la cual un equipo multidisciplinario de trabajo, se encarga de optimizar la confiabilidad operacional de un sistema que funciona bajo condiciones de trabajo definidas, estableciendo las actividades más efectivas de mantenimiento en función de la criticidad de los activos pertenecientes a dicho sistema, tomando en cuenta los posibles efectos que originarán los modos de fallos de estos activos, a la seguridad, el ambiente y a las operaciones” [Parra, 2009: p 7].

La evolución del mantenimiento ha avanzado, desde la simple idea de solventar fallas, para la época donde la industria estaba poco mecanizada y los tiempos de paradas no eran de gran importancia, hasta nuestra actualidad, donde además de solventar fallas se toma en consideración el medio ambiente, dar mayor vida a los equipos y disponibilidad para la producción, además de proporcionar un producto de mayor calidad y obtener mayor costo-eficacia.

Respecto a los intereses anteriores, el RCM contempla [Moubray, 2004: p 19]:

- Mayor seguridad e integración ambiental. El RCM actúa para minimizar o eliminar todos los riesgos identificables relacionados con la seguridad de los equipos y el ambiente, de esta forma mejorar la actitud de las personas en relación al ambiente.
- Mejor funcionamiento operacional (cantidad, calidad de producto y servicio al cliente). El RCM se asegura que el tipo de mantenimiento elegido sea el más efectivo para cada activo físico y que se tomarán las medidas necesarias en los casos que el mantenimiento no pueda ayudar, esto permite grandes mejoras en el desempeño de los activos físicos existentes donde se les requiere.
- Mayor costo-eficacia del mantenimiento. El RCM asegura que todo lo que se gasta para el mantenimiento se invierta en las áreas en las que pueda tener los mejores resultados y para sistemas de mantenimiento ya existentes el RCM reduce la cantidad de trabajo de rutina entre un 40% y 70%.

- Mayor vida útil de componentes costosos. Debido al cuidadoso énfasis en el uso de técnicas de mantenimiento a condición.
- Una base de datos global. Posibilita la adaptación a circunstancias cambiantes sin tener que reconsiderar todas las políticas de mantenimiento.
- Mayor motivación personal. Crean en las personas involucradas un sentido de pertenencia y un mayor entendimiento del activo en su contexto operacional.
- Mejor trabajo en equipo. Provee un lenguaje técnico que es fácil de entender para cualquier persona que tenga alguna relación con el mantenimiento.

La teoría del MCC se plantea siete preguntas básicas acerca de los activos o sistemas a los que se interesa aplicar esta metodología, las preguntas son las siguientes:

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

Se obtienen las respuestas a las preguntas anteriores según se vaya desarrollando la metodología del MCC, por ejemplo, la primera pregunta se relaciona con el primer análisis que se hace sobre el sistema al que se aplicará el MCC, ya que el contexto operacional donde está dicho sistema debe estar completamente claro.

De la pregunta 2-4 se relacionan al desarrollar el Análisis de Modo y Efectos de Fallos para finalmente las últimas preguntas obtienen su respuesta al realizar una lógica de decisiones del MCC aplicado. Se desarrollará con más detalle en el desarrollo del presente documento.

## 6.2 Primeros pasos para la aplicación del MCC

Como se expuso antes, existen siete preguntas a las que hay que darle respuesta en el proceso de la aplicación del MCC, un recurso muy importante es la información con la que ya cuenta la empresa donde se piensa aplicar; esta información va desde datos técnicos de todos los equipos, fechas de compra, modificaciones en los equipos, descripciones de los procesos dentro de la planta, por mencionar algunos. Esta información es de gran ayuda al momento de querer aplicar el MCC y la puede tener la presidencia o gerente de la empresa. En caso de que exista carencia de ella, es necesario hacer un registro de planta para obtenerla y es por esto que surge la necesidad de tener a un equipo de trabajo inmerso en la aplicación del MCC.

### 6.2.1 Formación del equipo natural de trabajo

Dentro del contexto del MCC se define al equipo natural de trabajo como el conjunto de personas de diferentes funciones o áreas dentro de la organización que trabajan juntas por un período de tiempo determinando en un clima de potencia de energía, para analizar problemas comunes de los distintos departamentos, apuntando al logro de un objeto común.

En el supuesto que una persona que aplica el mantenimiento llega a conocer bien las máquinas, no implica que ya conozca todos los procesos que hacen los equipos. Para evitar que esto pase, y bajo esa premisa, el equipo natural debe estar formado por al menos una persona de cada área dentro de la empresa.

Para integrar el equipo natural de trabajo se deben llenar ciertos perfiles. A continuación, se detallan:

- Operador: Experto en manejo/operación de sistemas y equipos.
- Mantenedor: Experto en reparación y mantenimiento de maquinaria.
- Programador: Visión sistemática de la actividad.
- Especialista: Experto en área.
- Ingeniero de procesos: Visión global del negocio.
- Facilitador: Asesor metodológico, juega un papel importante ya que esta persona guiará el proceso de implementación del MCC. Se encarga de asegurar que el proceso de implantación del MCC se haga de forma ordenada y efectiva.

### 6.2.2 Selección del sistema y definición del contexto operacional

El siguiente paso dentro de la aplicación del MCC es definir dónde se aplicará, dicho de diferente manera, se tiene que definir el nivel de detalle o profundidad con la que se aplicará el MCC, estas pueden ser las siguientes [Parra, 2009: p 11].:

- Parte: El nivel con más detalle que se puede lograr, se examinan todas las piezas internas con las que está ensamblado un equipo.
- Equipo: Es un grupo de partes ubicadas dentro de un paquete identificable y cumple al menos una función de relevancia como ítem independiente.
- Sistema: Es un grupo de equipos que cumplen una serie de funciones requeridas por una planta. En general, las plantas están compuestas por varios sistemas.
- Planta: Está compuesto por varios sistemas que funcionan en conjunto para proveer un bien o producto de salida, luego de haber manipulado recursos o materiales de entrada.
- Área: La profundidad de este nivel está constituida por un grupo lógico de plantas que funcionan en conjunto para proveer varios productos de salida de una o distintas clases.

“La experiencia de analistas expertos en MCC, ha demostrado claramente que la mayor eficiencia y significancia de los resultados obtenidos por el MCC, es a partir del análisis a los sistemas” y se tendrán variados componentes dentro de estos sistemas, es por eso que se debe definir cuáles de estas representan mayor importancia o criticidad, para iniciar la aplicación en aquella que resulte más importante y percibir los beneficios desde el primer momento. Para resolver lo anterior se propone el modelo de jerarquización de sistemas [Parra, 2009: p 12].

El sistema de jerarquización para MCC considera los siguientes aspectos:

- Sistemas con un alto contenido de tareas de Mantenimiento Preventivo (MP) y/o costes de MP.
- Sistemas con un alto número de acciones de Mantenimiento Correctivo durante los últimos dos años de operación.
- Sistemas con alta contribución a paradas de plantas en los últimos dos años.

- Sistemas con altos riesgos con respecto a aspectos de seguridad y ambiente.
- Equipos genéricos con un alto coste global de mantenimiento.
- Sistemas donde no existe confianza en el mantenimiento existente.

Esta metodología permite jerarquizar sistemas, instalaciones y equipos, en función de su impacto global, con el fin de optimizar el proceso de asignación de recursos (económicos, humanos y técnicos). El termino crítico y la definición de criticidad pueden tener diferentes interpretaciones y dependerán del objetivo que se está tratando de jerarquizar. La herramienta que se detallará genera resultados semicuantitativos, basados en la teoría del Riesgo (Frecuencia de fallos x Consecuencias).

Riesgo= Frecuencia x Consecuencia

Frecuencia= # de Fallos en un tiempo determinado

Consecuencia= ((Impacto Operacional x Flexibilidad) + Costes de Mtto  
+ Impacto SAH)

CRITICIDAD TOTAL/Riesgo= Frecuencia de fallos x Consecuencia

Los factores ponderados de cada uno de los criterios a ser evaluados por la expresión de riesgo son los siguientes:

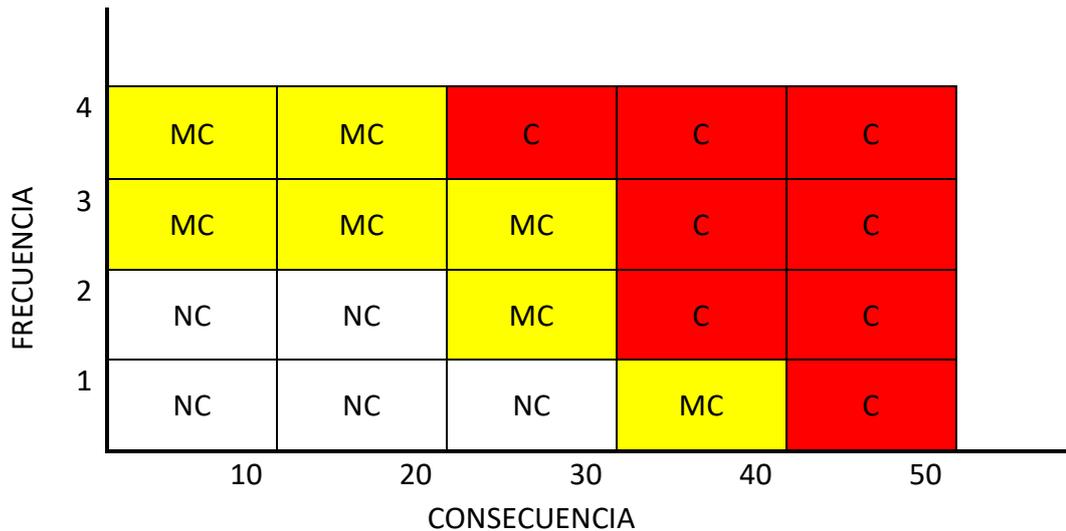
- Frecuencia de fallas:
  - Pobre mayor a 2 fallas/año – Valoración:4
  - Promedio 1 – 2 fallas/año – Valoración: 3
  - Buena 0.5 – 1 fallas/año – Valoración: 2
  - Excelente menos de 0.5 fallas/año – Valoración 1
- Impacto operacional:
  - Pérdida de todo el despacho – Valoración: 10
  - Parada del sistema o subsistema y tiene repercusión en otros sistemas – Valoración: 7
  - Impacto en niveles de inventario o calidad – Valoración: 4
  - No genera ningún efecto significativo sobre operaciones y producción – Valoración: 1
- Flexibilidad Operacional:

- No existe opción de producción y no hay función de repuesto – Valoración: 4
- Hay opción de repuesto compartido/almacén – Valoración: 2
- Función de repuesto disponible – Valoración: 1
- Costos de Mantenimiento:
  - Mayor o igual a US \$ 20,000.00 – Valoración: 2
  - Inferior a US \$ 20,000.00 – Valoración: 1
- Impacto en Seguridad Ambiente Higiene (SAH):
  - Afecta la seguridad humana tanto externa como interna y requiere la notificación a entes externos de la organización – Valoración: 8
  - Afecta el ambiente/instalaciones – Valoración: 7
  - Afecta las instalaciones causando daños severos – Valoración: 5
  - Provoca daños menores (ambiente-seguridad) – Valoración 3
  - No provoca ningún tipo de daños a personas, instalaciones o al ambiente – Valoración: 1

Estos factores serán designados por el grupo natural de trabajo para luego ser evaluados en la ecuación de criticidad total/riesgo, se tendrá como 200 el valor máximo de criticidad. Para obtener el nivel de criticidad de cada sistema se toman los valores totales individuales de cada uno de los factores principales: frecuencia y consecuencias y se ubican en la matriz de criticidad – valor de consecuencia en el eje X y valor de frecuencia en el eje Y.

La matriz de criticidad permite jerarquizar los sistemas en tres áreas:

- Áreas de Sistemas No Críticos (NC).
- Áreas de Sistemas de Media Criticidad (MC).
- Áreas de Sistemas Críticos (C).



Gráfica 3. Ejemplo del modelo de criticidad para la selección de sistemas en el RCM.

Luego de tener definidos qué sistema es el que representa mayor criticidad para la empresa, el siguiente paso es definir las funciones que debe cumplir el sistema seleccionado. Para lograr definir bien estas funciones es necesario tener un claro entendimiento del contexto en el que funciona. Por ejemplo, si se tienen dos activos idénticos operando en distintos sistemas, puede resultar en planes de mantenimiento completamente distintos si sus contextos operativos son diferentes. Entonces, antes de que el equipo natural de trabajo comience a analizar, se debe dedicar un tiempo para redactar el contexto operacional del sistema detectado como crítico o al que se le quiera aplicar el MCC.

El contexto operacional debe incluir [Parra, 2009: p 15].:

- Perfil de operación.
- Ambiente de operación.
- Calidad/disponibilidad de los insumos requeridos (Combustible, aire, etc).
- Alarmas, monitoreo de primera línea.
- Políticas de repuestos, recursos y logística.
- P&ID's del sistema.
- Esquemáticos del sistema y/o diagramas de bloque.
- Manuales de diseño y operación de los sistemas.

### 6.2.2.1 Diagramas Entrada Proceso Salidas

Los diagramas de entrada proceso salida son herramientas graficas que facilitan la visualización del contexto operacional. Dichos diagramas están compuestos por tres elementos principales: las entradas, los procesos y las salidas principales.

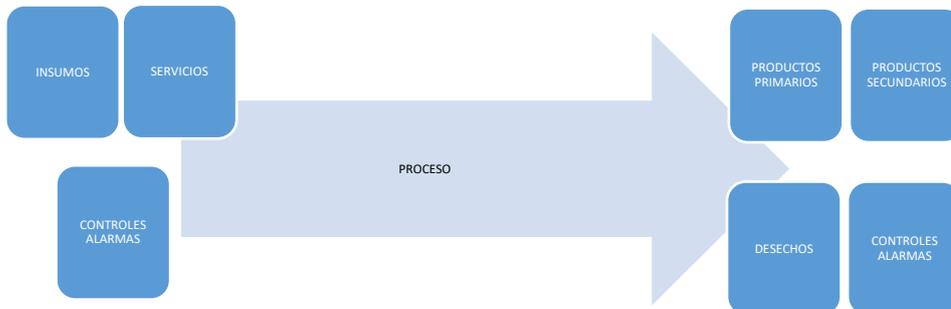
Las entradas pueden ser de tres clases [Parra, 2009: p 16]:

- **Materia prima:** recursos tomados directamente por el proceso (sistemas/equipo) para transformarlos o convertirlos (gas, crudo, madera).
- **Servicios:** recursos utilizados por el proceso (sistemas/equipo), necesarios para la transformación de la materia prima (electricidad, agua, vapor).
- **Controles:** estos constituyen un tipo especial de entradas, referidos a los sistemas de control y sus efectos sobre los equipos o procesos pertenecientes al área en cuestión. Este tipo de entradas, generalmente, no necesitan ser registradas como una función separada ya que su fallo siempre está asociado a una pérdida de salida en alguna parte del proceso.

En referencia a los outputs o salidas de un área, estas van asociadas a las funciones inherentes a cada sistema, equipo o parte (dependiendo del nivel de detalle seleccionado). Respecto a los outputs estos se clasifican de la siguiente manera:

- **Productos primarios:** estos constituyen los principales propósitos del sistema/equipo/parte (dependiendo del nivel de detalle), es decir su razón de existencia. Los productos primarios son generalmente especificados por la tasa de producción y los estándares de calidad aplicados a los outputs.
- **Productos secundarios:** estos productos se derivan de funciones principales que cumple el sistema/equipo/parte dentro del proceso, la pérdida de los productos secundarios puede causar, en la mayoría de casos, la perdida de las funciones primarias y sus consecuencias pueden ser catastróficas.
- **Funciones de protección:** son un especial grupo de funciones las cuales protegen tanto al personal como a los procesos.
- **Funciones de control:** es realizada por equipos de control especial y su objetivo básico es prevenir los posibles fallos que pueden ocurrir en el proceso a partir del control de variables específicas.

Por su parte, los procesos deben ser registrados como una descripción de una función a ejecutar por el sistema/equipo (dependiendo del nivel de detalle seleccionado) en un lugar específico, con el fin de concentrar los esfuerzos de mantenimiento sobre la función que esté siendo analizada (que actividades de mantenimiento deben ejecutarse para que el activo cumpla la función dentro del contexto operacional).



Gráfica 4. Ejemplo de un diagrama de entradas-procesos-salidas en el RCM.

### 6.3 AMEF: Análisis de los Modos y Efectos de Fallo.

El Análisis de los Modos y Efectos de Fallos (AMEF) “es un método sistemático que permite identificar los problemas antes que estos ocurran y pueden afectar o impactar a los procesos y productos en un área determinada, bajo un contexto operacional dado” [Parra, 2009: p 18]. Es a partir del desarrollo del AMEF que se obtendrá la información necesaria para poder prevenir las consecuencias o efectos de los posibles fallos, mediante la selección adecuada de actividades de mantenimiento.

En términos generales, el AMEF trata de encontrar, para los activos en análisis, todos los modos o formas de fallo, identificando las posibles consecuencias o efectos de las fallas en tres grandes criterios dentro del MCC: Seguridad humana, ambiente y operaciones (producción).

#### 6.3.1 Definición de funciones

Es necesario identificar todas las funciones y los parámetros de funcionamiento que realizan los activos físicos que están bajo análisis, ya que parte del MCC es asegurarse que esas funciones se cumplan. “El MCC define el término función como el propósito o la misión de un activo en un contexto operacional específico (cada activo puede tener más de una función en el contexto operacional)” [Parra, 2009: p 19]. Las funciones evidentes para un activo pueden ser divididas en cinco categorías:

1. Funciones primarias. Las empresas adquieren los activos físicos por una o probablemente más razones, estas son descritas por definiciones de funcionamiento que se conocen como funciones primarias, ya que son la razón principal por la que se adquirió el activo físico, y por tanto deben ser definidas lo más preciso como sea posible. Dichas funciones primarias son generalmente fáciles de reconocer, usualmente el nombre de la mayoría de los activos físicos industriales se basa en su función primaria. La descripción de cualquier función siempre contendrá claramente definidos los estándares a los cuales el activo será operado y mantenido. [Martínez, 2012: p 26].

2. Funciones secundarias. Como se expuso anteriormente, la mayoría de los activos físicos cumplen con una o más funciones adicionales además de la primaria, estas son conocidas como funciones secundarias. “Estas son usualmente menos obvias que las funciones primarias, pero las consecuencias podrían generar sus fallos pueden ser más serias que las consecuencias originadas por las fallas de una función primaria, hecho por el cual se justifica el invertir gran cantidad de tiempo y esfuerzo para su análisis con el fin de preservar el buen funcionamiento de este tipo de funciones.

Las funciones secundarias, son aquellas otras funciones que el activo está en capacidad de cumplir en adición a los outputs principales descritos por las funciones primarias” [Parra, 2009: p 20]. Generalmente las funciones secundarias pueden ser: De contención, soporte, apariencia y seguridad e higiene.

3. Funciones de protección. La complejidad de los activos a mantener se ha vuelto más diverso que el número de formas de fallas que puedan existir para un solo activo, trayendo consigo un crecimiento en la variedad y severidad de las consecuencias de fallos. Para contrarrestar esto se ha vuelto común el uso de equipos de protección en los activos a mantener.

Estos equipos de protección solo actúan cuando algo malo está ocurriendo en el activo al que fue asignado, es decir, cuando el activo deja de cumplir con sus funciones principales. No obstante, el propósito de dichos equipos es proteger en primer lugar el recurso humano de los posibles efectos de la falla. De forma general los equipos de protección cumplen con las siguientes funciones:

- Llamar la atención de los operadores por condiciones anormales por medio de luces de seguridad y alarmas de ruido, equipos que responden a los efectos de las fallas.
- Apagar los activos cuando sucede la falla.
- Eliminar o descubrir condiciones anormales, las cuales podrían generar fallos cuyos efectos causarían daños bastante serios.

4. Funciones de control. Estos dispositivos cumplen con funciones de control en los activos que están bajo análisis. Se encargan de tomar mediciones con elementos especiales, estos captan señales (temperatura, presión, flujo y otros) traduciéndolas a valores específicos y comparadas con rangos normales de operación, establecidos previamente, permiten controlar y vigilar el buen funcionamiento de los procesos.
  
5. Funciones subsidiarias. Se refiere a funciones realizadas en el proceso principal por equipos especiales adecuados a procesos específicos que no están relacionados directamente con el producto final del proceso principal.

#### *6.3.1.1 Estándares de ejecución*

Luego de haber identificado las funciones de los activos es necesario definir bajo qué circunstancias ese mismo activo está o no cumpliendo la función que se supone debe cumplir y para poder determinar esto se deben definir los estándares de ejecución asociados a las funciones de los activos. En RCM se define como [Parra, 2009: p 23]:

“El parámetro que permite especificar, cuantificar y evaluar de forma clara la misión de un activo con respecto a la función que según la confiabilidad de diseño o la capacidad de diseño es capaz el activo de cumplir, o con respecto a la función que se espera (desea) que el activo cumpla dentro de un contexto operacional específico”

Se tienen dos estándares de ejecución asociados a las funciones, estos son:

- El estándar de ejecución deseado (refiriéndose al parámetro funcional que se desea o espera conseguir del activo en el contexto operacional)
- El estándar de ejecución asociado a la confiabilidad inherente o a la capacidad inherente (refiriéndose al parámetro funcional que es capaz de realizar un activo según su confiabilidad o capacidad de diseño)

Con esto el MCC reconoce dos aspectos relacionados con los estándares de ejecución:

- La capacidad inherente (de diseño) y la confiabilidad inherente (de diseño) limitan las funciones de cada activo. Esto es que un activo se limita en sus funciones al realizar su diseño.
- El mantenimiento no puede aumentar ni la confiabilidad ni la capacidad del activo más allá de su nivel inherente (de diseño). Significa esto que, aunque se le aplique un mantenimiento superior al activo, no implica que necesariamente se le incrementará la capacidad su capacidad, ya que esta fue definida en su diseño.

Con lo anterior decimos que, si un estándar de aplicación de un activo está dentro de los límites de capacidad de diseño, este activo será mantenible; por otro lado, si los estándares de aplicación esta sobre la capacidad de diseño del activo, este se volverá no mantenible. [Parra, 2009: p 24].

#### *6.3.1.2 Registro de estándares de ejecución asociados a cada función de cada activo.*

Finalmente se debe llevar un registro del estándar de ejecución deseado para cada activo, esto al momento de describir las funciones del mismo. Esto ayuda para justificar las funciones que, de cada activo bajo el contexto operacional indicado, además esto justifica por qué el activo fue adquirido.

#### *6.3.2 Definición de falla y falla funcional*

El adquirir un activo implica que los encargados de mantenimiento esperan que ese activo cumpla con la función asignada a él; pero cuando esa función se deja de cumplir, se dice que el activo falló. “Se define falla como la incapacidad de cualquier activo de hacer aquello que sus usuarios quieren que haga” [Martínez, 2012: p 30] y se define falla funcional como “la incapacidad de cualquier activo físico de cumplir una función según un parámetro de funcionamiento aceptable” [Martínez, 2012: p 31].

##### *6.3.2.1 Estándares de funcionamiento y fallas*

Que una maquina esté funcionando correctamente o esté fallando se determina mediante el estándar de funcionamiento, dado que el estándar de funcionamiento se aplica a funciones individuales, “falla” puede ser definida precisamente por la definición de falla funcional. Para los estándares de funcionamiento se tienen los siguientes aspectos:

- Falla total y parcial. Cuando es falla total se refiere a que el activo perdió por completo la capacidad para realizar la tarea para la cual ha sido diseñado. Por su parte, la falla parcial hace referencia a que el activo sigue realizando una función, pero por debajo de los estándares para los que se ha diseñado.
- Fallas funcionales y el contexto operacional. El contexto operacional define si una maquina está o no en falla; significa entonces que al tener dos equipos similares no es correcto asumir que ambos estén en falla ya que estos pueden tener diferente contexto operacional.

### 6.3.3 Definición de modo de falla asociado a cada fallo funcional

En este punto se habrá trabajado definiendo las funciones de los activos, sus estándares de ejecución y sus fallos; haber definido muy bien los dos términos primeros repercutirán en el tipo de mantenimiento que cada activo tendrá ya que este será el requerido según el contexto operacional.

Por su parte, los fallos funcionales se definen como la incapacidad de cualquier activo físico de cumplir una función según un parámetro de funcionamiento aceptable para el usuario, estas tienen causas físicas que originan la aparición de las mismas, estas causas son denominados modos de falla.

Cada una de las actividades de mantenimiento, luego de estar con base al contexto operacional de cada activo, también deben responder a solucionar los modos de fallas presentes en cada equipo asociado a cada falla funcional (pueden haber más de un modo de falla por falla funcional). El atacar directamente a los modos de falla es la principal diferencia entre el mantenimiento tradicional y el MCC.

Con respecto a los modos de fallos y la correcta identificación de estos, es necesario que el grupo de trabajo tenga claro los siguientes aspectos:

- Niveles de fallo.
- Causa raíces de fallos funcionales.
- Modos de fallos con sus respectivos niveles de ocurrencia que deben ser registrados.

#### *6.3.3.1 Nivel de identificación de los modos de fallos*

La descripción del modo de fallo debe ser acorde al nivel de identificación, estos deben ser coherentes y pueden ser referidos a nivel de partes, equipos, sistema. El grupo de trabajo del RCM debe tener en cuenta que es casi seguro que el nivel de detalle al cual se puedan identificar los modos de fallos, será siempre mayor que el nivel de detalle al cual se identifican las funciones y los fallos funcionales de un determinado activo. Por ejemplo, si el sistema constituye el nivel de detalle seleccionado para identificar las funciones y los fallos funcionales, los posibles niveles a los cuales se identificarán los modos de fallos serán: grupos de equipos, equipos individuales o partes de equipos” [Parra, 2009: p 31].

#### *6.3.3.2 Causas raíces de los fallos funcionales*

La pregunta: ¿Qué causó la ocurrencia de la falla funcional?, es el inicio para lograr analizar la causa raíz de los fallos funcionales. Responder esta pregunta será una buena guía para obtener la descripción de la causa raíz o las que estén asociadas al fallo funcional del activo en estudio. Hay que tener cuidado de no confundir los efectos que producen las fallas con los modos de falla que causan esos efectos.

Es necesario identificar todas las probables razones por las que un activo podría fallar o dejar de cumplir el estándar de ejecución deseado. Algunas categorías de causas raíces de los fallos funcionales son:

- Suciedad. Un elemento común, suciedad causada por polvo o elementos ajenos al activo podrían interferir en su desempeño diario o inclusive en el producto final.
- Lubricación inadecuada. Este factor se asocia a dos modos de fallos, el primero relacionado al desgaste excesivo y el segundo a las propiedades químicas del lubricante que podrían causar oxidación o costras entre las partes móviles.
- Operación incorrecta. En algunas plantas es el factor más común, ya que hay desinformación acerca de cómo usar las maquinas o hasta de los procesos mismos. Este factor incluye modos de fallos como poner a trabajar la máquina a velocidades fuera de rango, mala secuencia de uso, mal uso del activo, arranques o paradas rápidas, entre otras.

### *6.3.3.3 Registro de los modos de fallos*

Finalmente, se procede con el registro de los modos de fallos, se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones [Parra, 2009: p 32]:

- Modos de Fallos asociados a un activo, ocurridas anteriormente en un contexto operacional similar o parecido.
- Modos de Fallos asociados a un activo, que sin haber ocurrido aún en el actual contexto operacional o en uno similar, tienen una probabilidad de fallo razonable (identificada estadísticamente).
- Modos de Fallos asociados a un activo, cuyos efectos sean severos para la seguridad humana, el ambiente o las operaciones.

## 6.4 Proceso de decisión del RCM

### 6.4.1 Estableciendo los efectos de falla

Se denomina efecto de falla a lo que de hecho sucede al producirse cada modo de falla y estos describen qué ocurrió cuando el modo de falla aparece. Se debe diferenciar entre efecto de falla y consecuencia de falla, estos términos no son iguales. Un efecto de falla responde a la pregunta ¿Qué Ocurre?, mientras que una consecuencia de falla responde a la pregunta ¿Qué importancia tiene? [Martínez y Márquez, 2012: p 36].

Al hacer la descripción de un efecto de falla se debe tener en cuenta los siguientes aspectos:

- La evidencia (si la hubiese) de que ha producido la falla.
- Las maneras (si las hubiese) en que la falla supone una amenaza para la seguridad o el medio ambiente.
- Las maneras (si las hubiese) en que afecta a la producción o a las operaciones.
- Los daños físicos (si los hubiese) causados por la falla.
- Qué debe hacerse para reparar la falla.

#### *6.4.1.1 Categoría de las consecuencias de los modos de fallos*

Existen tres factores que definen las categorías dentro de las consecuencias de los modos de fallos, estos factores son:

- Del contexto operacional.
- Del estándar de ejecución deseado, asociado a una determinación función.
- De los efectos o consecuencias físicas que provocan la ocurrencia de cada modo de fallo.

La combinación de los tres factores en cada modo de fallo hace que tengan la característica de impactar a la seguridad, al ambiente o a las operaciones. En el MCC se han clasificado las consecuencias de los modos de fallos en cuatro categorías, estas son:

- Modo de fallos con consecuencias ocultas. Generados a partir de las funciones ocultas o no evidentes que presentan algunos activos. La aparición de modos

de fallos con consecuencias ocultas no será evidente dentro del desarrollo normal de las operaciones de un determinado sistema.

- Modos de fallos con consecuencias sobre la seguridad humana y el ambiente. Estas surgen a partir de funciones evidentes en los activos, cuyos fallos funcionales afectaran principalmente a la seguridad humana y en segundo lugar al ambiente.
- Modos de fallos con consecuencias operacionales. Estos afectan a las operaciones, parten de funciones evidentes, cuyas fallas funcionales afectaran de forma importante a la producción o a las operaciones.
- Modos de fallos con consecuencias no operacionales. Originadas a partir de funciones evidentes, cuyos fallos funcionales no afectaran de forma importante (aceptables) a la seguridad, ambiente o a las operaciones

#### *6.4.1.2 Modos de fallos ocultos*

Para poder identificar los modos de fallos ocultos el grupo de trabajo deberá tomar como base la siguiente pregunta: ¿Será la pérdida de función causada por este modo de fallo, por sí mismo, ser evidente dentro del desarrollo de las operaciones bajo circunstancias normales? Si la respuesta es afirmativa, el modo de fallo será evidente de lo contrario la falla será oculta (no evidente) [Parra, 2009, p 37].

#### *6.4.1.3 Proceso de selección de las actividades de mantenimiento bajo el enfoque*

##### *RCM*

Una vez que se tiene completo el AMEF, el equipo natural de trabajo deberá seleccionar “el tipo de actividad de mantenimiento que ayude a prevenir la aparición de cada modo de fallo previamente identificado, a partir del árbol lógico de decisión (herramienta diseñada por el MCC, que permite seleccionar el tipo de actividad de mantenimiento más adecuada para evitar la ocurrencia de cada modo de fallo o disminuir sus posibles efectos). Luego de seleccionar el tipo de actividad de mantenimiento a partir del árbol lógico de decisión, se tiene que especificar la acción de mantenimiento a ejecutar asociada al tipo de actividad de mantenimiento seleccionada, con su respectiva frecuencia de ejecución, teniendo en cuenta que uno de los objetivos principales del MCC, es evitar o al menos reducir las posibles

consecuencias a la seguridad humana, al ambiente y a las operaciones, que traerán consigo la aparición de los distintos modos de fallos” [Parra, 2009, p 40].

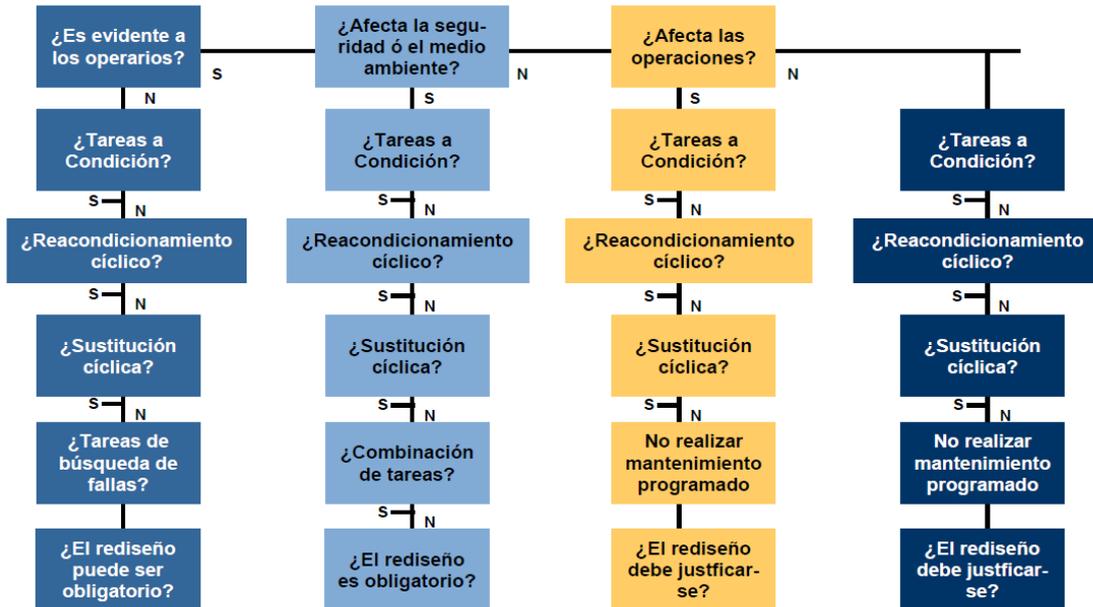


Ilustración 2. Flujograma de selección de actividades de mantenimiento.

#### 6.4.1.4 Factibilidad técnica y tareas preventivas

Las acciones que pueden tomarse para manejar las fallas pueden dividirse en dos categorías:

1. **Tareas Proactivas.** Son tareas que se llevan a cabo antes de que ocurra una falla, el fin de estas es prevenir que el activo llegue a su estado de falla. Tradicionalmente estas tareas son llamadas “mantenimiento predictivo” o “mantenimiento preventivo”, aunque MCC utiliza términos de reacondicionamiento cíclico, sustitución cíclica y mantenimiento a condición.
  - a. Tareas proactivas. Lo usual en las plantas industriales es hacerles mantenimiento de rutina a los activos con los que se cuentan, esta práctica responde a patrones de falla relacionados con la edad y es aplicada a elementos muy simples y también a elementos muy complejos que sufren de un modo de falla dominante. Las fallas

relacionadas con la edad también se relacionan con fatiga, oxidación, corrosión y evaporación.

- b. Tareas de reacondicionamiento y sustitución cíclica. Estas tareas se dan cuando los modos de falla ocurren después de la vida útil del activo, si una pieza o componente sobrevive luego de su vida útil, es posible sacar el activo de servicio antes de que entre en etapa de desgaste y se puede tomar acciones para prevenir que falle o por lo menos para reducir las consecuencias de la falla, haciendo esto, se reestablecen la capacidad inicial de un elemento o un componente. Si esta acción se repite en intervalos fijos sin intentar determinar la condición de la pieza o componente afectado antes de someterlo a proceso de reacondicionamiento, la acción se conoce como reacondicionamiento cíclico [Moubray, 2004, p 138].

Por su parte, las tareas de sustitución cíclica “Consisten en descartar un elemento o componente antes o en el límite de edad definida, independientemente de su condición en ese momento [Moubray, 2004, p 139].

- c. Tareas a condición. El crecimiento de nuevos tipos de manejo de falla se debe a la continua necesidad de prevenir ciertos tipos de falla, y la creciente ineficacia de las técnicas clásicas para hacerlo. “Las tareas a condición consisten en chequear si hay fallas potenciales, para que se pueda actuar para prevenir la falla funcional o evitar las consecuencias de la falla funcional” [Moubray, 2004, p 149]. Estas tareas reciben ese nombre porque los elementos que se inspeccionan se dejan en servicio a condición de que continúen cumpliendo con los parámetros de funcionamiento especificados. Estos también se conocen como mantenimiento predictivo (porque se trata de predecir si – y posiblemente cuando- el elemento va a fallar, teniendo como base su comportamiento actual.

2. **Acciones a falta de.** Son tareas que tratan el estado de falla y son elegidas cuando no es posible identificar una tarea proactiva efectiva. Las “acciones a falta de” incluyen búsqueda de falla, rediseño y mantenimiento correctivo. El RCM reconoce tres categorías de acciones “a falta de”:
- a. **Búsqueda de fallas:** Las tareas de búsqueda de falla implican revisar periódicamente funciones ocultas para determinar si han fallado mientras que las tareas basadas en la condición implican revisar si algo está por fallar, fuera de la condición en la que se dejó trabajando.
  - b. **Rediseño.** Implica hacer de una sola vez a las capacidades iniciales de un sistema, es decir, rediseñarlo. Esto incluye modificaciones al equipo y también cubre los cambios de una sola vez a los procedimientos.
  - c. **Ningún mantenimiento programado.** Aquí no se considera en tratar de anticipar o prevenir los modos de falla y se deja que la falla simplemente ocurra, para luego repararla. Esta tarea “a falta de” se conoce por mantenimiento a rotura.

#### *6.4.1.5 Otras tareas del RCM*

Hasta este punto el RCM ha ofrecido criterios y técnicas para poder decidir que tarea proactiva es factible aplicar dentro del contexto operacional que se tiene, pero cuando ninguna de estas es la indicada es necesario tomarse otras acciones, se presentan las siguientes tareas [Moubray, 2004, p 16]:

- **Para fallas ocultas.** La tarea proactiva vale la pena si reduce significativamente el riesgo de la falla asociado con esa función a un nivel tolerablemente bajo. Si esto no es posible, debe realizarse una tarea de búsqueda de falla oculta, de no dar resultados satisfactorios indicará que el componente puede ser rediseñado.
- **Para fallas con consecuencias ambientales o para la seguridad.** Las tareas proactivas solo son positivas si por si sola reduce el riesgo de falla a un nivel muy bajo, o directamente lo elimina. Si no puede encontrarse una tarea que reduzca el riesgo a niveles aceptables, entonces el componente debe ser rediseñado o debe cambiarse el proceso.

- **Para fallas con consecuencias operacionales.** Las tareas proactivas valdrán la pena si el costo total de realizarla a lo largo de un cierto período de tiempo es menor al costo de las consecuencias operacionales más el costo de la reparación en el mismo periodo de tiempo. Es decir que la tarea debe justificarse en lo económico. Si esto no pasa, la decisión “a falta de” inicial es: ningún mantenimiento programado. De ocurrir esto y las consecuencias operacionales siguen siendo inaceptables, entonces la decisión “a falta de” secundaria es el rediseño.
- **Por fallas con consecuencias no operacionales.** Solo vale la pena una tarea proactiva si el costo de la tarea a lo largo de un período de tiempo es menor al costo de reparación en el mismo tiempo. Entonces estas tareas también deben tener justificación en el terreno económico. Si no se justifica, la decisión “a falta de” inicial es: ningún mantenimiento programado, y si los costos son demasiado elevados entonces la siguiente decisión “a falta de” secundaria es el rediseño.

#### 6.5 Consideraciones ambientales dentro de la CGB

La definición del MCC que trata este proyecto de implementación en la Central Geotérmica de Berlín le da mucha relevancia al medioambiente, por lo que esta sección tratará sobre aquellos elementos que de una u otra forma tengan un nivel de impacto en el entorno natural y la disposición final de estos.

Los elementos que intervienen en el sistema de turbo generador de la unidad 1 y unidad 2 y luego de hacer su función se convierten en desecho se reducen a: Aceites de lubricación y piezas metálicas. El tratamiento que estos sobrantes reciben para evitar que terminen contaminando el medioambiente que los rodea es conforme a lo que exige el Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales de El Salvador (MARN) en el Reglamento Especial en Materia de Sustancias, Residuos y Desechos Peligrosos.

En el caso del sistema del turbogenerador las piezas metálicas se pueden vender a una empresa que las recicla o ser reutilizadas dentro de la planta. En el caso de los aceites lubricantes luego de haber sido utilizados y cumplido su tiempo de uso, son recolectados en un confinamiento controlado dentro de la misma planta geotérmica,

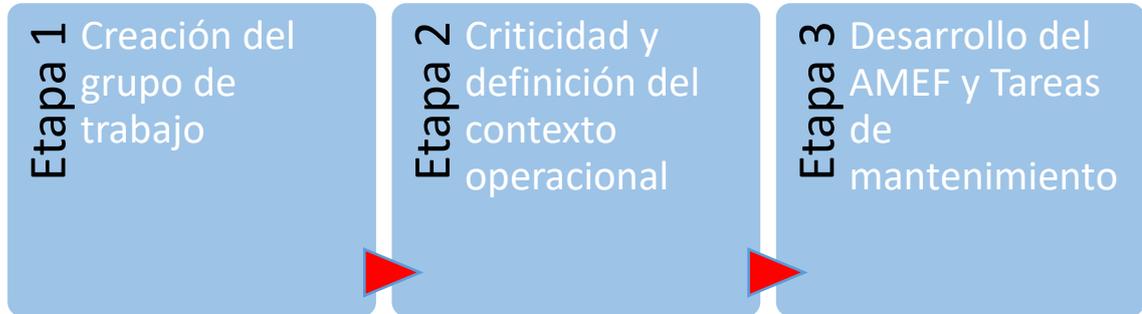
este confinamiento presenta un letrero donde se indica que el desecho que se encuentra dentro son aceites/desecho peligroso, dando cumplimiento a los artículos 36 – 38 del Reglamento.

Luego de estar los residuos en el confinamiento controlado dentro de la planta se recolectan por un tiempo, esperando que se recolecten más. Finalmente, todo el aceite que se recolectó será retirado hacia un sitio de disposición adecuada, que cuente con el permiso ambiental correspondiente y que esté inscrito en el MARN y en el Ministerio de Salud de El Salvador (MINSAL).

En el caso de la Central Geotérmica de Berlín, se tiene una empresa externa (Geocycle, una división de Holcim) que cada cierto tiempo llega a retirar los aceites o lubricantes usados y material contaminado con ellos para proceder para en su tratamiento final.

## VII. METODOLOGÍA

Para realizar la aplicación de la metodología MCC se hizo en tres grandes etapas, estas son:



Gráfica 5. Etapas que se ejecutaron para poder aplicar el RCM en la CGB.

### 7.1 Creación del grupo de trabajo

Como primer gran paso para la aplicación del MCC en la Unidad No. 1 y en la Unidad No.2 de la CGB se conformó el grupo natural de trabajo. Inicialmente, este grupo de trabajo estaría limitado solamente al área eléctrica ya que este proyecto es un modelo que luego se aplicará en las demás áreas de la planta.

Teniendo como referencia al área eléctrica, los integrantes del grupo natural de trabajo deberían cumplir con al menos una de los siguientes requerimientos:

- Pertener al área eléctrica.
- Conocer las operaciones y sistemas de la Unidad 1 y 2 de la CGB.
- Conocer la metodología MCC

El grupo natural de trabajo quedó de la siguiente manera:

Tabla 7. Integrantes y sus características del grupo natural de trabajo para aplicar RCM en la unidad 1 y 2 de la CGB.

| Nombre           | Característica  |
|------------------|---|
| Fidel Serrano    | • Pertenece al Área Eléctrica                             |
|                  | • Conoce los sistemas de la Unidad 1 y 2                  |
|                  | • Conoce sobre la metodología MCC                         |
| Carlos Melgar    | • Conoce las operaciones de la Unidad 1 y 2               |
| Mario Pacheco    | • Pertenece al Área Eléctrica                             |
|                  | • Conoce sobre la metodología MCC                         |
| Eduardo Ascencio | • Encargado de Seguridad Industrial e Higiene Ocupacional |
| Carlos Parra     | • Experto en RCM  |

Se llevaban a cabo dos tipos de reuniones, la primera interna con integrantes del grupo que conocían los sistemas y operaciones de la Unidad No. 1-2 y los que pertenecían al área eléctrica, estas reuniones eran de carácter interno y se realizaban con una frecuencia de una vez por semana. El segundo tipo de reuniones era con el experto en MCC, estas reuniones se llevaban a cabo con una frecuencia de cada 15 días. Para ambas reuniones hubo un tiempo muerto de al menos dos meses ya que la planta estuvo en un mantenimiento mayor y esto imposibilitaba las reuniones.

## 7.2 Criticidad y definición del contexto operacional

### 7.2.1 Análisis de criticidad de los sistemas de la U1 en la CGB.

Para la aplicación de MCC en la CGB, se utilizó el nivel de detalle de equipos y sistemas.

La Unidad No. 1-2 de la CGB cuenta con 12 sistemas, estos son:

Tabla 8. Sistemas pertenecientes a la Unidad 1-2 de la CGB.

| Pertenece a: | Nombre del sistema                    | Código           |
|--------------|---------------------------------------|------------------|
| UNIDAD 1-2   | Circuito de enfriamiento Principal    | B-PC-U1-SENFPPAL |
|              | Circuito de enfriamiento secundario   | B-PC-U1-SENFSEC  |
|              | Sistema de aceite de lubricación      | B-PC-U1-SACLUB   |
|              | Sistema de aceite de control          | B-PC-U1-SACCONT  |
|              | Sistema de eyectores y remoción gases | B-PC-U1-SEYECT   |
|              | Sistema de alimentación estabilizada  | B-PC-U1-SALIMEST |
|              | Sistema de aire comprimido            | B-PC-U1-SACOMP   |
|              | Sistema de vapor principal            | B-PC-U1-SVAPP    |
|              | Sistema de transformación de energía  | B-PC-U1-STRAENE  |
|              | Sistema de condensado                 | B-PC-U1-SCOND    |
|              | Sistema de turbo generador            | B-PC-U1-STURBGEN |
|              | Sistema de control distribuido        | B-PC-U1-SCD      |

La cantidad de equipos se detallará en los anexos de este trabajo.

Al aplicar el modelo de criticidad, se utilizaron los siguientes detalles:

- Frecuencia de fallas:
  - Excelente 0-0.5fallas/año – Valoración:1
  - Promedio 0.5 – 1 fallas/año – Valoración: 2
  - Pobre de 1- 1.5 fallas/año – Valoración 3
- Impacto operacional:
  - Pérdida de generación – Valoración: 10
  - Reducción de generación – Valoración: 7

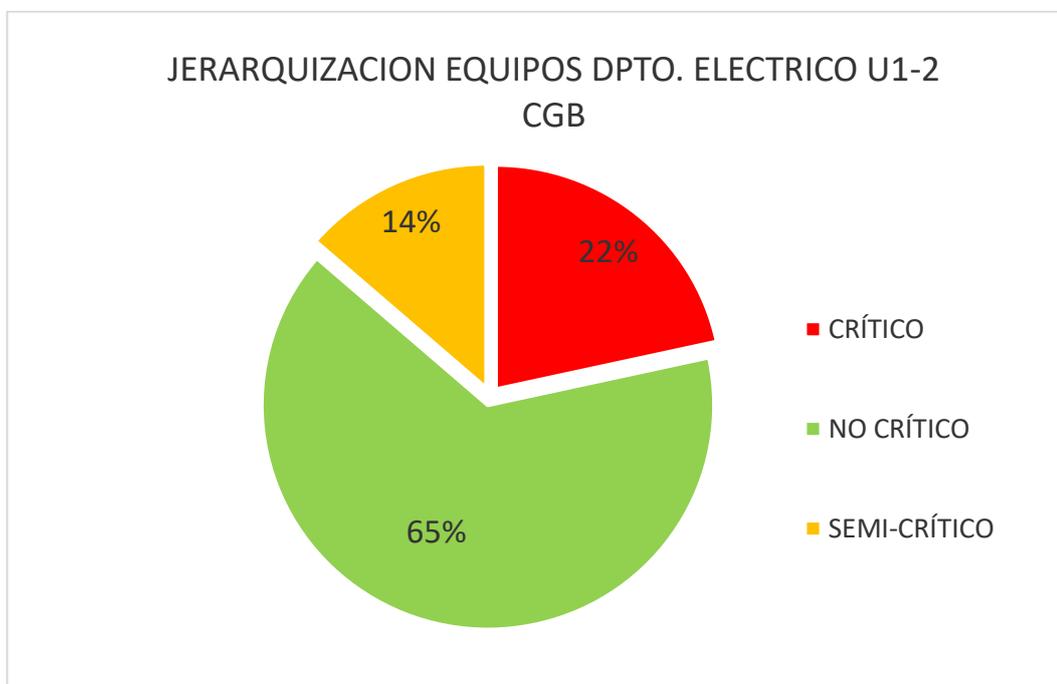
- Paradas de sistemas o subsistemas y tienen repercusión en otros sistemas – Valoración: 4
- No genera ningún efecto en operaciones y producción – Valoración: 1
- Flexibilidad Operacional:
  - No se cuenta con unidades de reserva para cubrir la producción, tiempos de reparación y logística muy grandes – Valoración: 4
  - Se cuenta con unidades de reserva que logran cubrir de forma parcial el impacto de producción, tiempos de reparación y logística intermedios – Valoración: 2
  - Se cuenta con unidades de reserva en línea, tiempos de reparación y logística pequeños – Valoración: 1
- Costos de Mantenimiento:
  - Mayor o igual a US \$ 20,000.00 – Valoración: 2
  - Inferior a US \$ 20,000.00 – Valoración: 1
- Impacto en Seguridad Ambiente Higiene (SAH):
  - Evento catastrófico: muerte y/o Alto impacto ambiental – Valoración: 8
  - Evento que genera: lesión incapacitante/ afectación sensible al ambiente – Valoración: 6
  - Evento que genera: daños a la integridad física de los activos y/o afectación moderada al medio ambiente – Valoración: 4
  - Evento que genera: impactos menores en la seguridad y/o incidente ambiental controlable (no genera daños ambientales – Valoración 2
  - No provoca ningún tipo de daños a personas, instalaciones o al ambiente – Valoración: 1

A los sistemas que integran la Unidad 1 y Unidad 2, y a los equipos dentro de ella, se les aplicó las mismas formulas expuestas en la sección 6.2.2. Para la aplicación dentro de la CGB, se tienen los siguientes detalles respecto a la matriz de criticidad:

- Valor máximo de 150 pts
- Se considera crítico (C) si el puntaje se encuentra entre: 45 – 150pts
- Se considera semi crítico (SC) si el puntaje se encuentra entre: 30 – 44.99pts

- Se considera no crítico (NC) si el puntaje se encuentra entre: 0 – 29.99pts

Los resultados que se obtuvieron son los siguientes:



Gráfica 6. Resultados obtenidos para la Unidad 1-2 luego de jerarquizar según la criticidad.

Los resultados obtenidos indican que de los doce sistemas que componen a la Unidad 1-2 de la CGB, solamente seis tienen equipos críticos. Mayor detalle en los ANEXOS, 11.1.

El listado obtenido se muestra en el siguiente cuadro:

Tabla 9. Equipos y sistemas críticos de la Unidad 1-2, que resultaron luego de jerarquizar utilizando la metodología de criticidad.

| Código de equipo | Equipo                                 | Código de Sistema | Sistema                              |
|------------------|--|-------------------|--------------------------------------|
| B-1APD-SWGR-MT1  | Centro de potencia 4.16 kV Unidad 1    | B-PC-U1-SALIM416  | Sistema de alimentación 4.16 kV      |
| B-ASP-1          | Panel de servicios auxiliares Unidad 1 | B-PC-U1-SCD       | Sistema de control distribuido       |
| B-1APC-SWB-PC1   | Centro de potencia 480 v Unidad 1      | B-PC-U1-SALIM480  | Sistema de alimentación 480 V        |
| B-1APC-MCC-1     | Centro Control de Motores Unidad 1     | B-PC-U1-SALIM480  |                                      |
| B-12APH-DC-1     | Panel de distribución DC1              | B-PC-U1-SALIMEST  | Sistema de alimentación estabilizada |

| Código de equipo | Equipo  | Código de Sistema | Sistema                              |
|------------------|---|-------------------|--------------------------------------|
| B-1PP-XF-TP1     | Transformador principal Unidad 1                  | B-PC-U1-STRAENE   | Sistema de transformación de energía |
| B-1PP-XF-TU1     | Transformador de unidad, Unidad 1                 | B-PC-U1-STRAENE   |                                      |
| B-GEN1-BRG1      | Cojinete 1 generador Unidad 1                     | B-PC-U1-STURBGEN  | Sistema turbo generador U1           |
| B-EHC-U1         | Gobernador turbina Unidad 1                       | B-PC-U1-SCONMAN   |                                      |
| B-GEN1-BRG2      | Cojinete 2 generador Unidad 1                     | B-PC-U1-STURBGEN  |                                      |
| B-1PP-SWGR-52G1  | Centro de potencia 15 kV Unidad 1                 | B-PC-U1-SCONGEN   |                                      |
| B-1PP-BKR-52G1   | Interruptor conexión del generador 52G1           | B-PC-U1-SCONGEN   |                                      |
| B-GS-G1-1        | Interruptor de tierra lado del generador Unidad 1 | B-PC-U1-SCONGEN   |                                      |
| B-GS-G1-2        | Interruptor de tierra lado de la carga Unidad 1   | B-PC-U1-SCONGEN   |                                      |
| B-25AS/G1        | Relevador auto sincronismo Unidad 1               | B-PC-U1-SPROTGEN  |                                      |
| B-GEN1           | Generador de Unidad 1                             | B-PC-U1-STURBGEN  |                                      |
| B-AVR-1          | Regulador automático de voltaje generador U1      | B-PC-U1-STURBGEN  |                                      |
| B-PMG-GEN1       | Generador de imanes permanentes Unidad 1          | B-PC-U1-STURBGEN  |                                      |

Los sistemas críticos relacionados al área eléctrica de la U1 y U2 son:

1. Sistema de alimentación 4.16 kV
2. Sistema de control distribuido
3. Sistema de alimentación 480 V
4. Sistema de alimentación estabilizada
5. Sistema de transformación de energía
6. Sistema turbo generador U1-2

En total hay 19 equipos críticos. De esos 19 equipos críticos 12 son del sistema del turbogenerador. 63.16% de los equipos críticos eléctricos están relacionados con el generador. A todos los 6 sistemas críticos equipos hay que realizarles el AMEF y aplicarles el MCC. Pero se comenzará con el que tiene más criticidad que es el generador y sus sistemas afines al sistema del turbogenerador.

## **CONTEXTO OPERACIONAL DEL SISTEMA TURBOGENERADOR:**

### **1. PROPÓSITO**

Generar energía eléctrica a 13.8kV, 60 Hz. La cantidad de energía que se genere dependerá de la fuerza motriz transmitida a través del eje de la turbina al generador.

### **2. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA**

El sistema está constituido por:

- Sistema de enfriamiento
- Sistema de lubricación
- Sistema de arranque
- Regulador automático de voltaje
- Excitatriz
- Sincronizador automático
- Sistema de medición y protección del generador
- Sistema de conexión e interconexión

### **3. DESCRIPCIÓN ESPECÍFICA DEL PROCESO**

A la turbina-generador se le da orden de arranque y comienza a girar hasta llegar a los 3600 RPM. Al alcanzar esta velocidad se cierra el interruptor de campo del generador. Al cerrarse el interruptor de campo se comenzará a tener voltaje de salida del generador de 13,800 VAC, 60 HZ.

Luego el sincronizador de generador a la red comienza a variar el voltaje, la secuencia de fases y el ángulo de fase del generador con la red para poder sincronizar sin dañar el generador. Al tener igual el voltaje interno con el de la red se cierra el interruptor de potencia que une el generador con la red. En sincronismo de control del gobernador, la excitatriz y el AVR se comienza a inyectar energía a la red a través del generador. La toma de carga puede ser lenta o rápida según necesidad del usuario.

La cantidad de potencia activa, reactiva, que se inyecta es por necesidad de la red siempre y cuando esté en los parámetros de operación del generador. Igual el voltaje, frecuencia tienen que estar en los parámetros normales de operación del generador.

#### **4. EQUIPOS PRINCIPALES**

El sistema está formado por equipos de medición, regulador automático de voltaje-excitatriz, sistema de sincronización automático, sistema de conexión e interconexión, sistema de lubricación, enfriamiento y sistema de protección del generador.

#### **5. DIAGRAMA ENTRADA - PROCESO - SALIDA**

##### **ENTRADAS**

- Estado del interruptor de potencia y de campo del turbo generador.
- Velocidad, temperatura, vibración del turbo generador.
- Voltaje, corriente y frecuencia del turbo generador.
- Temperatura y vibración del turbogenerador.
- Voltaje y frecuencia de la red.
- Orden de arranque del turbo generador

##### **PROCESO:**

Generar energía eléctrica a 13,000VAC, 60 Hz en los parámetros normales de operación.

##### **SALIDAS:**

Voltaje de generación de 13.8kV, 60 Hz y una potencia de 3MW (Se puede llegar hasta 29 MW en una hora).

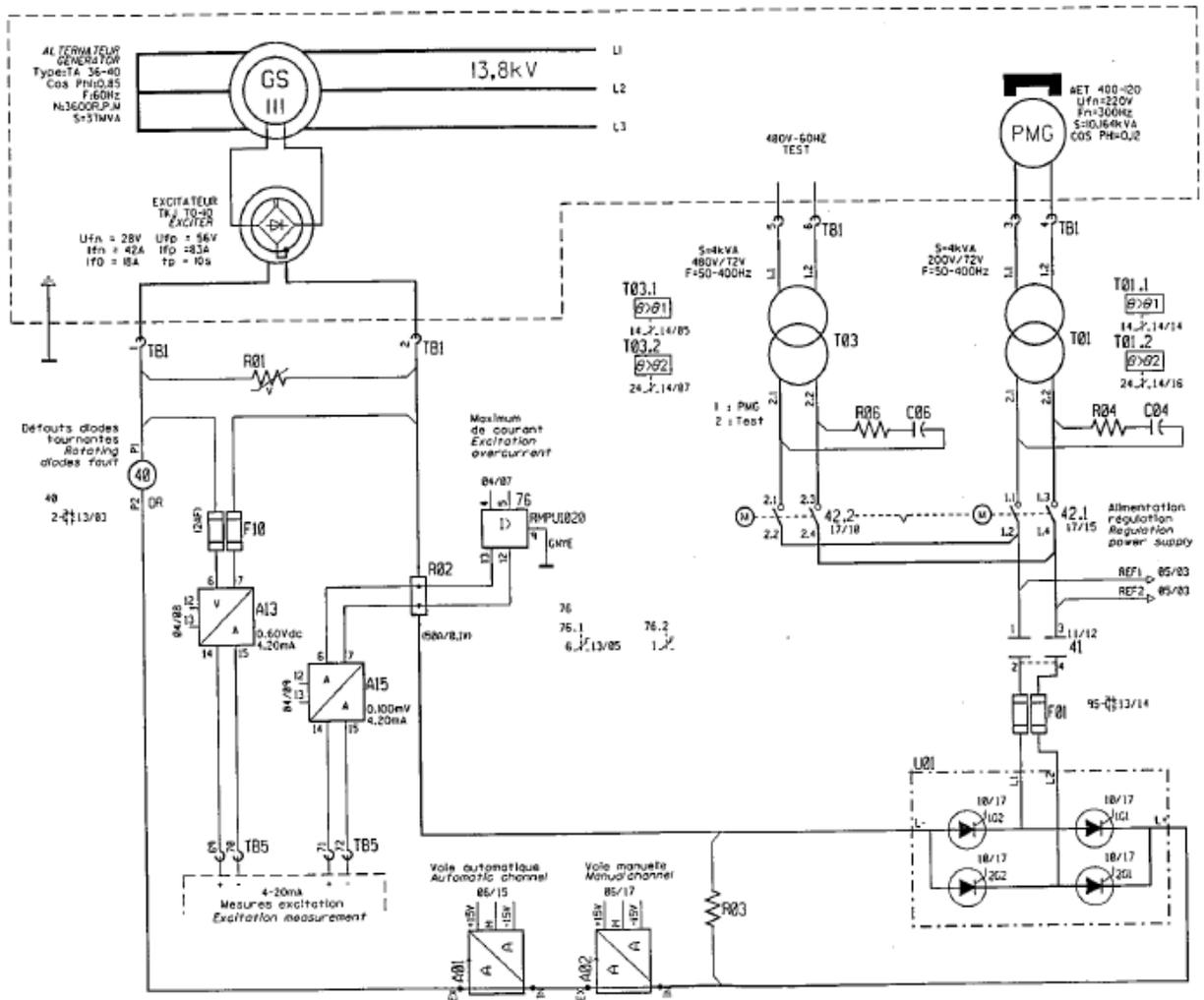


Ilustración 3. Componentes que participan en la generación de energía eléctrica

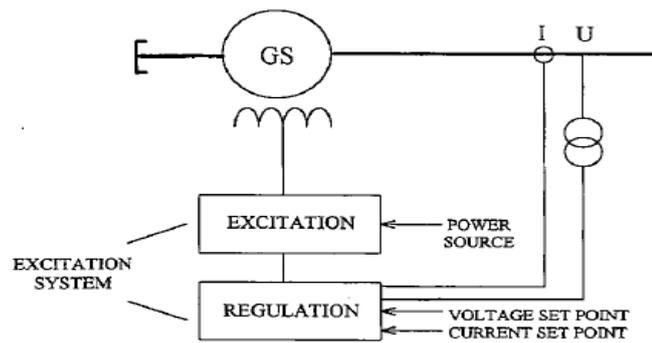


Ilustración 4. Diagrama a grandes rasgos de la generación de energía eléctrica

Los componentes que intervienen en el diagrama de entrada proceso salida se muestran a continuación:

Tabla 10. Elementos que forman parte del diagrama Entradas Proceso Salidas.

| <b>DIAGRAMA EPS DEL SISTEMA DE TURBOGENERADOR</b>   |  |   |   |
|---|--|---|---|
| <b>ENTRADA</b>  | <b>PROCESO</b>   |   | <b>SALIDA</b>   |
|   | Generar energía eléctrica en los parámetros normales de operación del turbo generador. |   |   |
|   | <b>SUBPROCESOS</b>   | <b>EQUIPOS PRINCIPALES</b>  |   |
| Orden de arranque del generador<br>Estado del interruptor de potencia y de campo del generador. | Subsistema de control de arranque  | 1. Interruptor de potencia del generador 52GU1-2<br>2. Interruptor de campo del generador 41GU1-2   | Apertura o cierre de interruptor de potencia del generador 52GU1-2<br><br>Apertura o cierre de interruptor de campo del generador 41GU1-2 |
| Agua de enfriamiento  |  | 3. Sistema de enfriamiento.<br>3.1 Motor-bomba<br>3.2 Tubería de agua<br>3.3 Intercambiador de calor<br>3.4 Medidor de temperatura de agua de entrada<br>3.5 Medidor de temperatura de agua de salida   | Energía eléctrica. Generación a 13,8 KV, 60 HZ y una potencia inicial de 3 MW (se puede llegar hasta 29 MW en una hora)                   |
| Aceite de Lubricación   |  | 4. Sistema de lubricación.<br>4.1 Bomba principal<br>4.2 Motor-bomba auxiliar<br>4.3 Motor-bomba DC<br>4.4 Tubería de aceite<br>4.5 Cojinete lado de la turbina (DE)<br>4.6 Cojinete lado del generador (NDE)<br>4.7 Interruptores de presión<br>4.8 Recirculadora de aceite<br>4.9 Desgasificadora de aceite<br>4.10 Manómetros de presión de aceite<br>4.11 Transmisores de presión de aceite |   |
| <b>ENTRADA</b>  | <b>PROCESO</b>   |   | <b>SALIDA</b>   |

|   | Generar energía eléctrica en los parámetros normales de operación del generador. |  |
|---|--|--|
|   | <b>SUBPROCESOS</b>   | <b>EQUIPOS PRINCIPALES</b>   |
| Velocidad, temperatura, vibración del generador<br><br>Voltaje, corriente y frecuencia del generador. |  | 5. Monitoreo<br>5.1 RTDs<br>5.2 Transductores de vibración<br>5.3 Sensores de vibración                            |
|   |  | 6.1 CTs generador<br>6.2 VTs generador   |
|   |  | 7.1 CTs red<br>7.2 VTs red   |
|   |  | 8.1 PMG AET 400-120<br>8.2 Excitatriz TKJ-70-10  |
| Voltaje y frecuencia de la red.   | Controlar el voltaje y la potencia reactiva                                      | 9.1 Sincronizador automático Basler BE1-25 <sup>a</sup><br>9.2) Relé de Verificación sincronismo 25/27(SM)         |
|   | Sincronizar la unidad generadora   | 10.1 Medidores analógico<br>10.2 Medidores digital   |
|   | Medición de generador  | 11.1 Relevador principal SEL-300G<br>11.2 Relevador secundario Beckwith M-3425A<br>11.3 Módulo Bentley Nevada 3500 |
|   | Protección el generador  |  |

### 7.2.3 AMEF Análisis de los modos y efectos de fallo

El siguiente paso es realizar el Análisis de los modos y efectos de fallo para los sistemas críticos de la Unidad 1-2 de la CGB. Se encontraron 6 funciones principales, estas se muestran en la tabla número 11 en donde además se ha incluido el cálculo para conocer el monto económico que genera cada falla; la tabla 11 esta ordenada de manera decreciente, desde la falla que tiene mayor impacto económico, hasta la falla que representa un menor costo.

En la tabla 11 se detallan las 6 funciones detectadas, sus fallas funcionales y los modos de falla que el grupo de trabajo natural encontró.

La frecuencia de fallas y el tiempo de reparación según cada tipo de fallas que se ha utilizado se ha tomado del histórico de fallas del generador de la Unidad N° 1 y N° 2 (Tabla 3 y 5). El costo de generación por hora de generación en una unidad es US\$ 3025.00 (Tabla 1).

Tabla 11. Análisis de modos de fallas del caso en estudio y el impacto económico que representan.

| # | Función  | #   | Falla Funcional   | #    | Modo de falla   | Frecuencia de eventos por año fallas/año | Efecto de Falla  | TPPR horas | Imp. Prod. \$/hora | Costos directos por falla \$/falla | Imp. SHA \$/falla | Riesgo \$/año |
|---|--|-----|---|------|---|--|--|------------|--------------------|------------------------------------|-------------------|---------------|
| 1 | <b>Inicio de arranque del proceso de generación.</b> | 1.a | No se puede iniciar el proceso de arranque. No se tienen todos los permisos para poder iniciar el proceso de arranque | 1.a1 | Falla de sensores de medición de velocidad de la turbina. | 0.50                                     | Evidente / No evidente:<br>Si Afecta<br>SHA: No<br>Efecto operacional (síntomas): Falla en el gobernador que no puede controlar la velocidad de la turbina porque no recibe la velocidad de la turbina. y del rotor del generador. Acción correctiva: Revisión que las señales de velocidad del gobernador estén funcionando bien. Verificar que los sensores de velocidad estén midiendo correctamente. | 2          | \$3,025            | \$200                              | \$0.0             | \$3,125       |

| # | Función | # | Falla Funcional | #    | Modo de falla                               | Frecuencia de eventos por año fallas/año | Efecto de Falla  | TPPR horas | Imp. Prod. \$/hora | Costos directos por falla \$/falla | Imp. SHA \$/falla | Riesgo \$/año |
|---|---------|---|-----------------|------|---|--|--|------------|--------------------|------------------------------------|-------------------|---------------|
|   |         |   |                 | 1.a2 | Falla del sistema de control del gobernador | 0.25                                     | Evidente / No evidente:<br>Si es evidente<br>Afecta SHA: No<br>Efecto operacional (síntomas): Falla en el gobernador que no puede controlar la velocidad de la turbina.<br>Acción correctiva:<br>Revisión que el gobernador esté funcionando bien.<br>Verificar que el CPU, y las tarjetas de entrada y salida estén funcionando. Revisión que esté recibiendo y enviando todas las señales de entrada y salida. | 3          | \$3,025            | \$4,000                            | \$0.0             | \$3,269       |

| # | Función | # | Falla Funcional | #    | Modo de falla   | Frecuencia de eventos por año fallas/año | Efecto de Falla   | TPPR horas | Imp. Prod. \$/hora | Costos directos por falla \$/falla | Imp. SHA \$/falla | Riesgo \$/año |
|---|---------|---|-----------------|------|---|--|---|------------|--------------------|------------------------------------|-------------------|---------------|
|   |         |   |                 | 1.a3 | Falla del sensor de temperatura de cojinetes o devanado | 0.17                                     | Evidente / No evidente: Si. En el mímico se muestra alta temperatura del generador.<br>Afecta SHA: No.<br>Efecto operacional (síntomas): Se muestra un valor de temperatura muy alto.<br>Acción correctiva: Verificar efectivamente que la temperatura mostrada sea falsa. Revisar tendencias de temperatura en el DCS. Cambiar la RTD en cojinete o buscar una RTD en espera en el devanado del estator. | 2          | \$3,025            | \$200                              | \$0.0             | \$1,042       |

| # | Función                            | #   | Falla Funcional  | #    | Modo de falla                                | Frecuencia de eventos por año fallas/año | Efecto de Falla   | TPPR horas | Imp. Prod. \$/hora | Costos directos por falla \$/falla | Imp. SHA \$/falla | Riesgo \$/año |
|---|------------------------------------|-----|--|------|--|--|---|------------|--------------------|------------------------------------|-------------------|---------------|
| 2 | Energizar el sistema de excitación | 2.a | No se puede encender el sistema de excitación porque no se tiene alimentación eléctrica. | 2.a1 | Falla en el generador de imanes permanentes. | 0.11                                     | Evidente / No evidente: No evidente/Oculta. No se encienden los led de encendido y energizado<br>Afecta SHA: No<br>Efecto operacional (síntomas): No se energiza el sistema de excitación. Acción correctiva: El sistema de alimentación se puede conmutar al bus de 480VAC. Ya después se puede determinar si la falla es en lo imanes del generador o en el cableado. | 3          | \$3,025            | \$15,000                           | \$0.0             | \$2,675       |
|   |                                    |     |  | 2.a2 | Falla del transductor de velocidad de giro.  | 0.06                                     | Evidente / No evidente: No evidente/Oculta<br>Afecta SHA: No<br>Efecto operacional (síntomas): No se energiza el sistema de excitación. Acción correctiva: Verificar que al alcanzar la velocidad del 90% de 3600 RPM cierre el contacto que el energizar la excitación.  | 3          | \$3,025            | \$400                              | \$0.0             | \$557         |

| # | Función | # | Falla Funcional | #    | Modo de falla                     | Frecuencia de eventos por año fallas/año | Efecto de Falla   | TPPR horas | Imp. Prod. \$/hora | Costos directos por falla \$/falla | Imp. SHA \$/falla | Riesgo \$/año |
|---|---------|---|-----------------|------|-----------------------------------|--|---|------------|--------------------|------------------------------------|-------------------|---------------|
|   |         |   |                 | 2.a3 | Falla en selector para energizar. | 0.07                                     | Evidente / No evidente:<br>No es evidente/ Oculta<br>Afecta SHA: No afecta la SHA<br>Efecto operacional (síntomas): Operador acciona la maneta para comenzar a energizar, pero no responde, en el mímico se observa que el voltaje inyectado no varía/aumenta.<br>Acción correctiva:<br>Cuadrilla de instrumentistas y electricistas verifican el conexionado de dicha maneta | 3          | \$3,025            | \$400                              | \$0.0             | \$632         |

| # | Función  | #   | Falla Funcional                          | #    | Modo de falla  | Frecuencia de eventos por año fallas/año | Efecto de Falla  | TPPR horas | Imp. Prod. \$/hora | Costos directos por falla \$/falla | Imp. SHA \$/falla | Riesgo \$/año |
|---|--|-----|--|------|--|--|--|------------|--------------------|------------------------------------|-------------------|---------------|
| 3 | Cierre del interruptor de campo de forma manual (41) | 3.a | No se realiza el cierre del interruptor. | 3.b1 | Falla de contactos MOC, que dan el estado del interruptor 52G y del 41G. | 0.07                                     | Evidente / No evidente: No evidente/ Oculta<br>Afecta SHA: No<br>Efecto operacional (síntomas): Se tienen todos los permisos y se intenta cerrar, pero no lo hace. Acción correctiva: Se revisa eléctricamente toda la cadena de permisos para determinar la causa. Ahí se define que es el contacto de indicación de estado del 52G | 4          | \$3,025            | \$500                              | \$0.0             | \$840         |
|   |  |     |  | 3.b2 | Falla del selector manual de cierre del 41G                              | 0.07                                     | Evidente / No evidente: No evidente/ Oculta<br>Afecta SHA: No<br>Efecto operacional: Se tienen todos los permisos y se intenta cerrar, pero no lo hace. Acción correctiva: Se revisa la cadena de cierre y se encuentra que el contacto NO del selector no cierra al ordenarse cerrar.   | 3          | \$3,025            | \$400                              | \$0.0             | \$632         |

| # | Función                         | #   | Falla Funcional   | #    | Modo de falla                           | Frecuencia de eventos por año fallas/año | Efecto de Falla  | TPPR horas | Imp. Prod. \$/hora | Costos directos por falla \$/falla | Imp. SHA \$/falla | Riesgo \$/año |
|---|---------------------------------|-----|---|------|---|--|--|------------|--------------------|------------------------------------|-------------------|---------------|
| 4 | Generar voltaje a 13.8kV, 60Hz. | 4.a | No genera voltaje . Cuando se cierra el interruptor de campo comienza a generar voltaje y se dispara. | 4.a1 | Falla en los transformadores de voltaje | 0.13                                     | Evidente / No evidente:<br>Si es evidente<br>Afecta SHA: No<br>Efecto operacional (síntomas): Se está mostrando bajo voltaje en las 3 fases. Acción correctiva: Se revisa que los transformadores de voltaje estén funcionando bien y que estén bien conectados. Revisión de los fusibles de los transformadores de voltaje. Revisión de transductores de voltaje. | 5          | \$3,025            | \$600                              | \$0.0             | \$2,097       |

| # | Función | # | Falla Funcional | #    | Modo de falla                         | Frecuencia de eventos por año fallas/año | Efecto de Falla  | TPPR horas | Imp. Prod. \$/hora | Costos directos por falla \$/falla | Imp. SHA \$/falla | Riesgo \$/año |
|---|---------|---|-----------------|------|---------------------------------------|--|--|------------|--------------------|------------------------------------|-------------------|---------------|
|   |         |   |                 | 4.a2 | Falla en los transductores de voltaje | 0.13                                     | Evidente / No evidente:<br>Si es evidente<br>Afecta SHA: No<br>Efecto operacional (síntomas): Se está mostrando bajo voltaje en las 3 fases. Acción correctiva: Se revisa que los transformadores de voltaje estén funcionando bien y que estén bien conectados. Revisión de los fusibles de los transformadores de voltaje. Revisar funcionamiento y ajuste de transductor. | 3          | \$3,025            | \$600                              | \$0.0             | \$1,290       |

| # | Función | # | Falla Funcional | #    | Modo de falla  | Frecuencia de eventos por año fallas/año | Efecto de Falla   | TPPR horas | Imp. Prod. \$/hora | Costos directos por falla \$/falla | Imp. SHA \$/falla | Riesgo \$/año |
|---|---------|---|-----------------|------|--|--|---|------------|--------------------|------------------------------------|-------------------|---------------|
|   |         |   |                 | 4.a3 | Falla del sistema de excitación (diodos, devanado del rotor) | 0.17                                     | Evidente/ No evidente:<br>No evidente/ Oculta.<br>Afecta SHA: No<br>Efecto operacional (síntomas): Se activa una señal visual y audible en el panel mímico, no se energiza el generador.<br>Acción correctiva:<br>Revisar diodos y aislamiento del rotor. | 10.68      | \$3,025            | \$600                              | \$0.0             | \$5,486       |

| # | Función  | #   | Falla Funcional   | #    | Modo de falla                        | Frecuencia de eventos por año fallas/año | Efecto de Falla  | TPPR horas | Imp. Prod. \$/hora | Costos directos por falla \$/falla | Imp. SHA \$/falla | Riesgo \$/año |
|---|--|-----|---|------|--------------------------------------|--|--|------------|--------------------|------------------------------------|-------------------|---------------|
| 5 | Sincronizar el generador a la red. Cerrar el interruptor del generador 52G | 5.a | No se sincroniza. El sincronizador no manda señal de cierre al interruptor del generador. | 5.a1 | Falla del transductor de temperatura | 0.10                                     | Evidente / No evidente:<br>Si. En el mímico se muestra alta temperatura del generador.<br>Afecta SHA: No.<br>Efecto operacional (síntomas): Se muestra un valor de temperatura muy alto.<br>Acción correctiva:<br>Verificar efectivamente que la temperatura mostrada sea falsa.<br>Revisar tendencias de temperatura en el DCS. Revisar funcionamiento y ajuste de transductor. | 2          | \$3,025            | \$600                              | \$0.0             | \$665         |

| # | Función | # | Falla Funcional | #    | Modo de falla                      | Frecuencia de eventos por año fallas/año | Efecto de Falla   | TPPR horas | Imp. Prod. \$/hora | Costos directos por falla \$/falla | Imp. SHA \$/falla | Riesgo \$/año |
|---|---------|---|-----------------|------|------------------------------------|--|---|------------|--------------------|------------------------------------|-------------------|---------------|
|   |         |   |                 | 5.a2 | Falla del sincronizador automático | 0.07                                     | Evidente / No evidente: No evidente/ Oculta. Se le da orden para que sincronice y pasa mucho tiempo y no lo hace.<br>Afecta SHA: No Efecto operacional (síntomas): No sincroniza. Acción correctiva: Revisar que lleguen las señales de Voltaje, frecuencia de la red y del generador. Comparar ambas señales para ver si se tiene el permisivo de sincronizar. | 8          | \$3,025            | \$4,000                            | \$0.0             | \$1,880       |

| # | Función | # | Falla Funcional | #    | Modo de falla                        | Frecuencia de eventos por año fallas/año | Efecto de Falla  | TPPR horas | Imp. Prod. \$/hora | Costos directos por falla \$/falla | Imp. SHA \$/falla | Riesgo \$/año |
|---|---------|---|-----------------|------|--------------------------------------|--|--|------------|--------------------|------------------------------------|-------------------|---------------|
|   |         |   |                 | 5.a3 | Falla de las válvulas de gobernación | 0.22                                     | Evidente / No evidente:<br>No evidente/ Oculta.<br>Se le da el comando que sincronice y pasa mucho tiempo y no sincroniza.<br>Afecta SHA: No<br>Efecto operacional (síntomas): Se espera mucho tiempo y nunca alcanza la velocidad y el desfasamiento angular necesario.<br>Acción correctiva:<br>Revisar funcionamiento del AVR, del gobernador, del sincronizador automático y de las válvulas de gobernación. | 4          | \$3,025            | \$600                              | \$0.0             | \$2,822       |

| # | Función   | #   | Falla Funcional  | #    | Modo de falla   | Frecuencia de eventos por año fallas/año | Efecto de Falla  | TPPR horas | Imp. Prod. \$/hora | Costos directos por falla \$/falla | Imp. SHA \$/falla | Riesgo \$/año |
|---|---|-----|--|------|---|--|--|------------|--------------------|------------------------------------|-------------------|---------------|
| 6 | Inyectar energía eléctrica a la red, teniendo las condiciones en el generador para poder generar el voltaje y la frecuencia necesaria, se procede a cerrar el interruptor 52G, que es el de entrada a la red pública. | 6.a | No inyectar energía eléctrica a la red por falla de aislamiento.     | 6.a1 | Falla devanado de estator o rotor de potencia (Bajo aislamiento y alta temperatura) | 0.05                                     | Evidente / No evidente:<br>Si es evidente Afecta SHA: No afecta la SHA.<br>Efecto operacional (síntomas): Genera energía eléctrica, pero al cabo de cierto tiempo puede producirse un corto circuito y se daña el generador.<br>Acción correctiva: Área eléctrica se encarga de verificar si se puede aplicar resina para minimizar la pérdida de aislamiento. | 1080       | \$3,025            | \$750,000                          | \$10,000          | \$201,350     |
|   |   | 6.b | No se inyecta energía a la red por falla de cojinetes del generador. | 6.b1 | Falla de cojinetes del generador.   | 0.07                                     | Evidente / No evidente:<br>Si es evidente Afecta SHA: No afecta la SHA.<br>Efecto operacional (síntomas): Comienza a incrementarse las vibraciones y el desbalance. Acción correctiva: Desmontar y cambiar los cojinetes.  | 18         | \$3,025            | \$800                              | \$0.0             | \$3,683       |

| # | Función | #   | Falla Funcional  | #    | Modo de falla  | Frecuencia de eventos por año fallas/año | Efecto de Falla  | TPPR horas | Imp. Prod. \$/hora | Costos directos por falla \$/falla | Imp. SHA \$/falla | Riesgo \$/año |
|---|---------|-----|--|------|--|--|--|------------|--------------------|------------------------------------|-------------------|---------------|
|   |         | 6.c | No se inyecta energía a la red por falla de dispositivos de protección   | 6.c1 | Falla en los dispositivos de protección (Transformadores de corriente y potencial) | 0.10                                     | Evidente / No evidente: Si es evidente. Afecta SHA: No Efecto operacional (síntomas): Arranca el generador y se dispara por las protecciones<br>Acción correctiva: Revisar TPs, TCs y los dispositivos de protección.  | 8          | \$3,025            | \$800                              | \$0.0             | \$ 2,500      |
|   |         | 6.d | No se inyecta energía a la red por falla de dispositivos de lubricación. | 6.d1 | Falla de dispositivos de lubricación   | 0.13                                     | Evidente / No evidente: Si es evidente<br>Afecta SHA: Si. Derrame de aceite<br>Efecto operacional (síntomas): Aumento de temperatura e incremento de ruido. Baja presión de aceite de lubricación. Acción correctiva: Revisión de fugas y presión de aceite. Corrección de fugas, aprete de tubería y acoples. Cambio de bombas y motores. | 8          | \$3,025            | \$800                              | \$2,000           | \$3,600       |

| # | Función | #   | Falla Funcional  | #    | Modo de falla                       | Frecuencia de eventos por año fallas/año | Efecto de Falla  | TPPR horas | Imp. Prod. \$/hora | Costos directos por falla \$/falla | Imp. SHA \$/falla | Riesgo \$/año |
|---|---------|-----|--|------|-------------------------------------|--|--|------------|--------------------|------------------------------------|-------------------|---------------|
|   |         | 6.e | No se inyecta energía a la red por falla de dispositivos de vibración. | 6.e1 | Fallo en dispositivos de vibración. | 0.11                                     | Evidente / No evidente: Si. Al fallar la medición se muestra un valor muy alto. Este da señal sonora y visual. Afecta SHA: No. Efecto operacional (síntomas): Se incrementa momentánea o permanentemente el valor de vibración. Los otros medidores del generador no muestran incremento de vibración<br>Acción correctiva: Se verifica que no este flojo el medidor. Se aprieta el conector, el transductor. Se cambia el sensor y se deja en operación | 4          | \$3,025            | \$400                              | \$0.0             | \$1,389       |

| # | Función | #   | Falla Funcional   | #    | Modo de falla                     | Frecuencia de eventos por año fallas/año | Efecto de Falla   | TPPR horas | Imp. Prod. \$/hora | Costos directos por falla \$/falla | Imp. SHA \$/falla | Riesgo \$/año |
|---|---------|-----|---|------|-----------------------------------|--|---|------------|--------------------|------------------------------------|-------------------|---------------|
|   |         | 6.f | No se inyecta energía a la red por falla de dispositivos de enfriamiento. | 6.f1 | Falla de equipos de enfriamiento. | 0.05                                     | Evidente / No evidente:<br>Si Afecta SHA: Si. Derrame de agua<br>Efecto operacional (síntomas): Aumento de temperatura e incremento de ruido.<br>Acción correctiva: Revisión de fugas y presión de agua. Corrección de fugas, apriete de tubería y acoples. Cambio de bombas y motores. | 7          | \$3,025            | \$800                              | \$400             | \$1,119       |

#### 7.2.4 Plan de mantenimiento general con base a decisión en MCC

Luego de haber realizado el AMEF, se presenta para su aplicación el siguiente plan de mantenimiento con base a los modos de fallos detectados por el grupo de trabajo, todo esto bajo la luz de la metodología MCC, las actividades de mantenimiento seleccionadas se realizaron con base a los siguientes puntos:

- Se definió si el activo o equipo todavía desarrolla la función que tiene que realizar. Si este es eficiente y que se necesita para que siga realizando su función. Si fuese necesario cambiarlo por uno nuevo o si hay que rediseñar el activo para que sea más funcional.
- Benchmarking con otras plantas de generación que tengan equipos similares.
- Interacción con el proveedor de equipos iguales o equivalentes.
- Manual de los activos o equipos. Estudio del contexto operacional de los activos más utilizados.
- Análisis causa raíz de todos los modos de fallas que se han tenido en el sistema del generador.

Cada 2 años hay mantenimiento mayor en la unidad generadora y se tienen 21 días para realizar inspección y mantenimiento al generador. Se realiza toda actividad de mantenimiento que requiera el generador fuera de línea.

Se tiene un registro en línea de todos los valores eléctricos de estator de generador, rotor de generador, vibración, temperatura y lubricación. Se han instalado capacitores y accesorios para poder realizar medición de descargas parciales en línea del generador. Todo esto para ayudar a tener un control del estado del sistema del generador y saber si está sufriendo daño el aislamiento del generador.

Tabla 12. Plan de mantenimiento según la falla funcional detectada, bajo criterios RCM.

| #   | Falla Funcional   | #    | Actividad de mantenimiento utilizando el árbol lógico de decisión del MCC  | Acción de mantenimiento a ejecutar   | Frecuencia de aplicación | Responsable     | Costos directos de la actividad de Mantenimiento propuesta | Costo de Mantenimiento anual |
|-----|---|------|--|--|--------------------------|-----------------|--|------------------------------|
| 1.a | No se puede iniciar el proceso de arranque. No se tienen todos los permisos para poder iniciar el proceso de arranque | 1.a1 | Tareas de reacondicionamiento.   | 1. Revisar la tendencia de los valores indicados por cada uno de los sensores de velocidad. 2. Revisar y ajustar transductores intermedios. 3. Apriete de borneras. 4. Limpieza de cubículo del gobernador.  | 2 años                   | Dpto. Eléctrico | \$300  | \$150                        |
|     |   | 1.a2 | Tareas de reacondicionamiento. Actividades de mantenimiento no programado. | 1. Conexión al programa de control del gobernador. 2. Revisión de historial de alarmas de hardware. 3. Desconexión de tarjetas, limpieza de tarjetas. 4. Medición de voltajes de alimentación. 5. Pruebas de funcionamiento de redundancia en alimentación, en CPU y en tarjetas de control. | 2 años                   | Dpto. Eléctrico | \$300  | \$150                        |

| #   | Falla Funcional  | #    | Actividad de mantenimiento utilizando el árbol lógico de decisión del MCC | Acción de mantenimiento a ejecutar  | Frecuencia de aplicación | Responsable     | Costos directos de la actividad de Mantenimiento propuesta | Costo de Mantenimiento anual |
|-----|--|------|---|---|--------------------------|-----------------|--|------------------------------|
|     |  | 1.a3 | Tareas de reacondicionamiento.  | 1. Revisar la tendencia de los valores indicados por la RTD. 2. Chequear y ajustar transductores intermedios. 3. Apriete de borneras. 4. Si la RTD se puede desmontar hay que verificar su medición hasta 150 grados centígrados. 5. Limpieza de cubículo, RTD, bornera.                | 2 años                   | Dpto. Eléctrico | \$300  | \$150                        |
| 2.a | No se puede encender el sistema de excitación porque no se tiene alimentación eléctrica. | 2.a1 | Tareas de búsqueda de fallas ocultas.                                     | 1. Medición de resistencia óhmica y de aislamiento de devanados. 2. Apriete y limpieza de cables y de bornera de conexión. 3. Tendencia de medición de magnetismo de los imanes permanentes. Cuando se le realiza mantenimiento hay que poner papel aislante en el entrehierro del PMG. | 2 años                   | Dpto. Eléctrico | \$300  | \$150                        |
|     |  | 2.a2 | Tareas de búsqueda de fallas ocultas.                                     | 1. Chequear y ajustar transductor de velocidad. Calibrar y revisar que cambie el estado de los contactos. 3. Apriete de borneras. 4. Limpieza de transductor, conectores y bornera.   | 2 años                   | Dpto. Eléctrico | \$ 300   | \$ 150                       |

| #   | Falla Funcional                          | #    | Actividad de mantenimiento utilizando el árbol lógico de decisión del MCC | Acción de mantenimiento a ejecutar  | Frecuencia de aplicación | Responsable     | Costos directos de la actividad de Mantenimiento propuesta | Costo de Mantenimiento anual |
|-----|--|------|---|---|--------------------------|-----------------|--|------------------------------|
|     |  | 2.a3 | Tareas de búsqueda de fallas ocultas.                                     | 1. Medición de resistencia de estado de contactos de selector. Cambiar estado y ver si cambia los contactos. 2. Limpieza de selector, cable y terminal. 3. Apriete terminal con cable.  | 2 años                   | Dpto. Eléctrico | \$300  | \$150                        |
| 3.a | No se realiza el cierre del interruptor. | 3.b1 | Tareas de búsqueda de fallas ocultas.                                     | 1. Apertura y cierre de interruptor 41 y 52 verificando cambio de estado de contactos de indicación de apertura o cierre de interruptor. 2. Prueba de sincronismo de cierre de polos de interruptores. 3. Medición de aislamiento fase a fase y fase a tierra. 4. Limpieza de contactos para que tengan la menor resistencia posible. 5. Ordenar y limpiar el interruptor, cables y cubículo. | 2 años                   | Dpto. Eléctrico | \$400  | \$200                        |
|     |  | 3.b2 | Tareas de búsqueda de fallas ocultas.                                     | 1. Apertura y cierre de interruptor 41 y verificando la apertura y cierre del interruptor. 2. Medición de resistencia y aislamiento del selector. 4. Limpieza de contactos del selector. 5. Ordenar y limpiar el interruptor, cables y cubículo.  | 2 años                   | Dpto. Eléctrico | \$300  | \$150                        |

| #   | Falla Funcional  | #    | Actividad de mantenimiento utilizando el árbol lógico de decisión del MCC  | Acción de mantenimiento a ejecutar  | Frecuencia de aplicación | Responsable                             | Costos directos de la actividad de Mantenimiento propuesta | Costo de Mantenimiento anual |
|-----|--|------|--|---|--------------------------|---|--|------------------------------|
| 4.a | No genera voltaje. Cuando se cierra el interruptor de campo comienza a generar voltaje y se dispara. | 4.a1 | Tareas de reacondicionamiento. Actividades de mantenimiento no programado. | 1. Realizar prueba de relación de transformación en VTs. 2. Limpieza de punto de contacto de fusibles de VTs, verificar apriete y conexión de portafusibles. 3 Revisar conexionado y apriete de cables de medición. 4. Limpieza de conexión de parte de potencia de VTs. Ajuste y | 2 años                   | Dpto. Eléctrico                         | \$800  | \$400                        |
|     |  | 4.a2 | Tareas de reacondicionamiento. Actividades de mantenimiento no programado. | 1. Revisar la tendencia de los valores indicados de voltaje. 2. Chequear y calibrar transductores de voltaje. Intermedios. 3. Apriete de borneras. 4. Limpieza de cubículo, cables, transductor y bornera.  | 2 años                   | Dpto. Eléctrico                         | \$300  | \$150                        |
|     |  | 4.a3 | Tareas de reacondicionamiento. Actividades de mantenimiento no programado. | 1. Limpieza y apriete de diodos del generador. 2. Prueba en directa y reversa de los diodos. 3. Medición de aislamiento del rotor del generador.  | 2 años                   | Depto. Eléctrico                        | \$200  | \$100                        |
| 5.a | No se sincroniza. El sincronizador no manda señal de cierre al interruptor del generador.            | 5.a1 | Tareas de reacondicionamiento. Actividades de mantenimiento no programado. | 1. Chequear y ajustar transductor de temperatura. Calibrar y revisar que cambie el estado de los contactos. 3. Aprete de borneras. 4. Limpieza de transductor, conectores y bornera.  | 2 años                   | Dpto. Eléctrico y Dpto. Instrumentación | \$300  | \$150                        |

| #   | Falla Funcional  | #    | Actividad de mantenimiento utilizando el árbol lógico de decisión del MCC         | Acción de mantenimiento a ejecutar  | Frecuencia de aplicación  | Responsable                             | Costos directos de la actividad de Mantenimiento propuesta | Costo de Mantenimiento anual |
|-----|--|------|---|---|---|---|--|------------------------------|
|     |  | 5.a2 | Tareas de búsqueda de fallas ocultas. Actividades de mantenimiento no programado. | 1. Verificación y ajuste de funcionamiento de sincronizador automático. Revisión de cambio de estado de contactos de salida. 2. Aprete de borneras y limpieza.  | 6 años  | Dpto. De Instrumentación                | \$2,000  | \$1,000                      |
|     |  | 5.a3 | Tareas de búsqueda de fallas ocultas  | 1. Revisión y ajuste de control de válvulas de gobernación. 2. Verificar comunicación de sincronizador automático con gobernador y con AVR. 3. Chequear operación de AVR. 4. Aprete de borneras y limpieza de todos los instrumentos, paneles, equipos asociados. | 2 años  | Dpto. Eléctrico y Dpto. Instrumentación | \$400  | \$200                        |
| 6.a | No inyectar energía eléctrica a la red por falla de aislamiento. | 6.a1 | Tareas programadas en base a condición  | 1. Medición de resistencia óhmica. 2. Medición de aislamiento DC, IP y factor de potencia de devanados de generador. 3. Aprete y limpieza de cables y borneras de conexión. 4. Limpieza de devanado. 5. Medición en línea de descargas parciales.                 | Medición de aislamiento - 2 años.<br>Descargas parciales - bimensual. | Depto. Eléctrico                        | \$2,400  | \$1,200                      |

| #   | Falla Funcional  | #    | Actividad de mantenimiento utilizando el árbol lógico de decisión del MCC  | Acción de mantenimiento a ejecutar  | Frecuencia de aplicación   | Responsable                                  | Costos directos de la actividad de Mantenimiento propuesta | Costo de Mantenimiento anual |
|-----|--|------|--|---|--|--|--|------------------------------|
| 6.b | No se inyecta energía a la red por falla de cojinetes del generador.     | 6.b1 | Tareas programadas en base a condición. Tareas de reacondicionamiento.     | 1. Medición de vibraciones.<br>2. Seguimiento de la temperatura y presión de aceite del cojinete.<br>3. Prueba de líquidos penetrantes.   | Vibraciones - Mensual.<br>Prueba de líquidos penetrantes - 2 años                          | Depto. Eléctrico y mecánico.                 | \$1,600  | \$800                        |
| 6.c | No se inyecta energía a la red por falla de dispositivos de protección   | 6.c1 | Tareas de reacondicionamiento. Actividades de mantenimiento no programado. | 1. Realizar pruebas de relación de transformación en VT's y CT's.<br>2. Limpieza de puntos de contacto de TC's fusibles de VT's, verificar aprete y conexión de portafusibles.<br>3. Revisar conexionado y aprete de cables de medición.<br>4. Limpieza de conexión de partes de potencia de VT's | 2 años   | Depto. eléctrico                             | \$900  | \$450                        |
| 6.d | No se inyecta energía a la red por falla de dispositivos de lubricación. | 6.d1 | Tareas programadas en base a condición. Tareas de reacondicionamiento.     | 1. Revisión de valores de tendencia de temperatura y presión de lubricación.<br>2. Cambio de empaques y sellos si es necesario.<br>3. Mantenimiento a motor y a bombas. El nivel de mantto. Depende de las horas de trabajo.<br>4. Calibración de manómetros y RTD.                               | 2 años.<br>Nivel de mantenimiento de motores y bombas se realizará según horas de trabajo. | Depto. mecánico, eléctrico e instrumentación | \$1,500  | \$750                        |

| #   | Falla Funcional   | #    | Actividad de mantenimiento utilizando el árbol lógico de decisión del MCC | Acción de mantenimiento a ejecutar  | Frecuencia de aplicación  | Responsable                  | Costos directos de la actividad de Mantenimiento propuesta | Costo de Mantenimiento anual |
|-----|---|------|---|---|---|------------------------------|--|------------------------------|
| 6.e | No se inyecta energía a la red por falla de dispositivos de vibración.    | 6.e1 | Tareas de reacondicionamiento. Tareas programadas en base a condición.    | 1. Revisión de valores de tendencia de vibración. 2. Verificación de ajuste de sensores. 3. Aprete y limpieza a sensores y transductores. 4. Revisión y limpieza a módulo de control de vibración.  | 2 años  | Depto. de instrumentación.   | \$700  | \$350                        |
| 6.f | No se inyecta energía a la red por falla de dispositivos de enfriamiento. | 6.f1 | Tareas programadas en base a condición. Tareas de reacondicionamiento.    | 1. Revisión de valores de tendencia de temperatura y presión de agua de enfriamiento. 2. Cambio de empaques y sellos si es necesario. 3. Mantenimiento a motor y a bombas. El nivel de mantto. Depende de las horas de trabajo. 4. Calibración de manómetros y RTD. 5. Limpieza de intercambiador aire-agua del generador | 2 años. Nivel de mantenimiento de motores y bombas se realizará según horas de trabajo. | Depto. Mecánico y eléctrico. | \$800  | \$400                        |

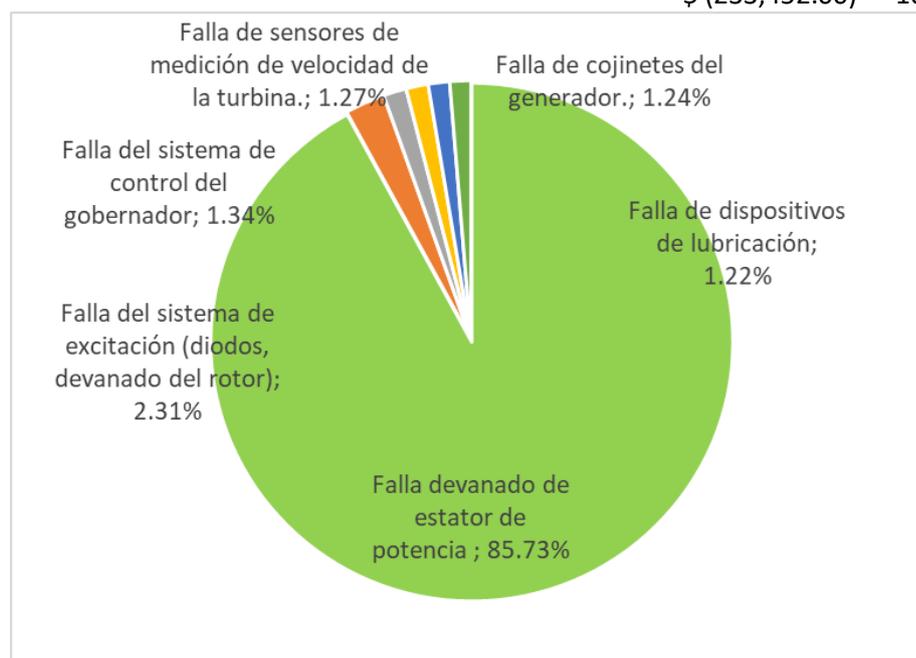
Conociendo cuanto es el riesgo anual que se tiene por modo de falla en el generador y cuánto cuesta realizarle el mantenimiento para minimizar que se produzca la falla se conoce y justifica la aplicación del MCC y se puede saber cuál modo de falla es el que produce más pérdidas en la planta. A continuación, se presentan los modos de falla por orden de prioridad para realizar el mantenimiento y así reducir el impacto de pérdidas que se tendría si llegase a ocurrir.

Tabla 13. Análisis de factibilidad de los programas de mantenimientos creados con base al MCC.

| Modo de falla N° | Modo de falla   | Riesgo \$/año | Costo de mantenimiento anual | Factibilidad para realizar mantto comparada al costo de falla anual | % de factibilidad mantto vrs Falla |
|------------------|---|---------------|------------------------------|---|------------------------------------|
| 6.a1             | Falla devanado de estator o rotor de potencia.                                      | \$ 201,350.00 | \$ 1,200.00                  | \$ (200,150.00)   | 85.73%                             |
| 4.a3             | Falla del sistema de excitación (diodos, devanado del rotor).                       | \$ 5,486.00   | \$ 100.00                    | \$ (5,386.00)   | 2.31%                              |
| 1.a2             | Falla del sistema de control del gobernador.  | \$ 3,269.00   | \$ 150.00                    | \$ (3,119.00)   | 1.34%                              |
| 1.a1             | Falla de sensores de medición de velocidad de la turbina.                           | \$ 3,125.00   | \$ 150.00                    | \$ (2,975.00)   | 1.27%                              |
| 6.b1             | Falla de cojinetes del generador.   | \$3,683.00    | \$800.00                     | \$ (2,883.00)   | 1.24%                              |
| 6.d1             | Falla de dispositivos de lubricación  | \$3,600.00    | \$750.00                     | \$ (2,850.00)   | 1.22%                              |
| 5.a3             | Falla de las válvulas de gobernación  | \$2,822.00    | \$200.00                     | \$ (2,622.00)   | 1.12%                              |
| 2.a1             | Falla en el generador de imanes permanentes.  | \$2,675.00    | \$150.00                     | \$ (2,525.00)   | 1.08%                              |
| 6.c1             | Falla en los dispositivos de protección (Transformadores de corriente y potencial). | \$2,500.00    | \$450.00                     | \$ (2,050.00)   | 0.88%                              |
| 4.a1             | Falla en los transformadores de voltaje.  | \$2,097.00    | \$400.00                     | \$ (1,697.00)   | 0.73%                              |
| 4.a2             | Falla en los transductores de voltaje.  | \$1,290.00    | \$150.00                     | \$ (1,140.00)   | 0.49%                              |

| Modo de falla N° | Modo de falla   | Riesgo \$/año | Costo de mantenimiento anual | Factibilidad para realizar mantto comparada al costo de falla anual | % de factibilidad mantto vrs Falla |
|------------------|---|---------------|------------------------------|---|------------------------------------|
| 6.e1             | Fallo en dispositivo de vibración.                                | \$1,389.00    | \$350.00                     | \$ (1,039.00)   | 0.45%                              |
| 1.a3             | Falla del sensor de temperatura de cojinete o devanado.           | \$1,042.00    | \$150.00                     | \$ (892.00)   | 0.38%                              |
| 5.a2             | Falla del sincronizador automático.                               | \$1,880.00    | \$1,000.00                   | \$ (880.00)   | 0.38%                              |
| 6.f1             | Falla de equipos de enfriamiento.                                 | \$1,119.00    | \$400.00                     | \$ (719.00)   | 0.31%                              |
| 3.b1             | Falla de contactos MOC, que dan estado del interruptor 52G y 41G. | \$840.00      | \$200.00                     | \$ (640.00)   | 0.27%                              |
| 5.a1             | Falla del transductor de temperatura.                             | \$665.00      | \$150.00                     | \$ (515.00)   | 0.22%                              |
| 2.a3             | Falla del selector para energizar.                                | \$632.00      | \$150.00                     | \$ (482.00)   | 0.21%                              |
| 3.b2             | Falla del selector manual de cierre del 41G.                      | \$632.00      | \$150.00                     | \$ (482.00)   | 0.21%                              |
| 2.a2             | Falla del transductor de velocidad de giro.                       | \$557.00      | \$150.00                     | \$ (407.00)   | 0.17%                              |

\$ (233,452.00) 100.00%



Gráfica 7. Distribución de los modos de fallos encontrados para determinar al más crítico.

## VIII. BENEFICIOS Y LIMITANTES DE LA IMPLEMENTACION DEL RCM EN LA CENTRAL GEOTÉRMICA DE BERLÍN

Con la ejecución de este trabajo se han podido percibir beneficios como limitantes, para tener un completo panorama de todas las situaciones que se generan al aplicar MCC se debería incluir a toda la planta y áreas dentro de ella. Con la implementación dentro del área de mantenimiento eléctrico de la Central Geotérmica de Berlín se presentan los siguientes puntos como beneficios encontrados por implementar MCC:

- Minimización de riesgos evidentes y principalmente ocultos en equipos, que puedan comprometer la producción. El área de mantenimiento eléctrico de Berlín, cumplía parcialmente este aspecto, ya que su forma de trabajo era con base a un programa de mantenimiento preventivo, es decir tareas proactivas. Pero la implementación del MCC ha provocado que se comience a tratar las fallas ocultas anteriormente no consideradas, esto ha venido a coincidir con ciertos retrasos a la hora de entrar en producción, retrasos que han recaído en elementos que no habían sido considerados para tareas proactivas y dichos elementos ya dieron su vida útil.
- Optimización de las actividades de mantenimiento. Anteriormente no existía una metodología definida para definir cuales equipo son críticos. No se tenía un registro de los equipos por criticidad en la planta, ni una clasificación si es crítico, semicrítico o no crítico. Con la implementación del MCC esto ha cambiado y los planes de mantenimiento, compra de repuesto y otras tareas que estén relacionadas con la producción están bajo el concepto de la criticidad que representen.
- Mayor conocimiento de los procesos que están involucrados en la producción. Se ha logrado concientizar, primero al grupo de trabajo natural y luego con los demás miembros del área de mantenimiento eléctrico, sobre los procesos que hay dentro de la planta, la importancia que representa conocerlos y que equipos intervienen en cada uno; de esta manera se está dando la importancia que se merecen los empleados al realizar dichos trabajos y se está mejorando el trabajo en equipo ya que si las máquinas están produciendo es gracias a ellos y su buen desempeño.

- Ahorros económicos y de tiempo. Debido a que el MCC se involucra en las tareas de mantenimiento el plan de mantenimiento actual de Berlín ha comenzado a cambiar, debido a que hay equipos a los que se les daba mantenimiento que no era necesario y ese mantenimiento genera un costo que se comenzará a ahorrar. Además, se espera que con este el nuevo programa de mantenimiento que considera fallas ocultas, los tiempos para entrar en línea a generar sean cada vez más cortos.

Todo cambio que se quiera introducir en un lugar que lleva funcionando por más de 18 años, debe enfrentarse con obstáculos y respuestas negativas, la Central Geotérmica de Berlín no es excepción, los puntos que se exponen a continuación son muestra de ello:

- Falta de apoyo por parte de los mandos medios. Uno de los principales factores que benefician la implementación del MCC es la aceptación y visto bueno de la alta gerencia, pero aun con eso los mandos medios se vuelven poco participativos ante el proyecto y no se quieren relacionar en él, ya que consideran que la forma en la que se ha trabajado es buena y no se necesita cambiarla. Para cambiar esta forma de pensar se están preparando exposiciones internas para mandos medios de los resultados del presente proyecto y de las modificaciones que se están haciendo en el plan de mantenimiento.
- Escepticismo por parte del personal donde se está implementando el proyecto. Los miembros del área de mantenimiento eléctrico de Berlín mostraron falta de confianza ante el proyecto, alegando similares ideas que los mandos medios. Esto se fue eliminando en el transcurso del proyecto ya que ellos participaron, aunque no estaban directamente en el grupo de trabajo natural del RCM. Ellos fueron viendo los resultados y a la vez participando en las modificaciones al plan de mantenimiento.
- Tiempo para ejecución del proyecto. Este elemento fue decisivo, ya que de haberse extendido a más de 6 meses el proyecto hubiera generado percepciones negativas, sin importar los buenos resultados. El trabajo en planta dificulta que se le dedique suficiente tiempo al proyecto ya que la

planta trabaja bajo un esquema de mantenimiento programado que debe cumplirse. Bajo este esquema se necesita contemplar el pago de horas extra cuando no se pueda dedicar tiempo al MCC durante la jornada laboral, de manera que siempre se invierta tiempo en el proyecto y este no pierda impacto.

- Falta de material referente a máquinas y procesos. En algunos casos se encontró con conocimiento intangible, conocimiento que solo está en la memoria de los empleados y no hay registro físico sobre ello. Este aspecto resultó en trabajo tipo entrevista para hacer que ese material intangible (procesos de la planta, tipo de repuesto, año de instalación de equipos, entre otros) aporte al proyecto.

## IX. CONCLUSIONES

Luego de realizar la aplicación de la metodología del MCC al sistema del turbo-generador de la unidad N° 1 y N°2 de la Central Geotérmica de Berlín se tienen las siguientes conclusiones de dicha implementación:

- Se aplicó criticidad a todos los equipos y sistemas de la Unidad No. 1 y No.2. Ya se conocen cuáles son los equipos más críticos que impactan en el proceso de generación.
- En un buen sistema de gestión de mantenimiento (MCC) a cada equipo crítico se le realiza un buen registro del mantenimiento, las fallas que ha tenido, los costos de realizarle mantenimiento y los repuestos que más se utilizan con los que más se necesitan en la bodega.
- Priorizar las actividades de mantenimiento por criticidad e impacto en el funcionamiento del generador reduciendo las fallas. A los equipos más importantes se les ha programado un mantenimiento más exhaustivo. Para realizar estos mantenimientos críticos se aprovechan las indisponibilidades programadas y se programan los mantenimientos que son necesarios para garantizar siempre que no fallen los equipos. Esto ayuda a reducir fallas, prolongar la vida útil, reducir costos de mantenimiento y mantener una buena disponibilidad del generador. Todo esto ha ayudado a optimizar los planes de mantenimiento.
- Siempre hay que realizar un análisis de las posibles fallas antes que pasen para reducir y anticiparse a lo que pueda provocar fallas o daños en los equipos. Priorizar el análisis con lo que más impacta en la planta.
- Se reevaluaron actividades del plan de mantenimiento actual, esto debido a que se identificaron rutinas de mantenimiento que eran innecesarias a raíz de que tenían una alta frecuencia de ejecución o porque el equipo aun no lo

necesitaba. Dichas actividades se modificaron dentro del plan de mantenimiento actual.

- Actualmente se está en proceso de aplicar completamente el MCC a las unidades N° 1 y N° 2, esto según dichas unidades vayan entrando en tiempo de mantenimiento mayor, dando importancia a los equipos y sistemas correspondientes al área eléctrica que resultaron con alta criticidad.
- Las demás áreas dentro de la planta cuentan con una documentación amplia y el ejercicio práctico de la implementación del MCC en el área eléctrica, de este modo será fácil replicar lo acá presentado.

## X. BIBLIOGRAFIA

- CRUZ, H., MARTINEZ, J. y MEJIA, G. (2017). *Proyecto de investigación para la gestión del mantenimiento industrial en una línea de producción de una empresa alimenticia*. El Salvador.
- MARTINEZ, W. y MÁRQUEZ, O. (2012). *Análisis RCM2 para Caterpillar 990 II*. Colombia.
- MOUBRAY, J. (2004). *Reliability-centred Manténganse (RCM). Mantenimiento Centrado en Confiabilidad*. Estados Unidos.
- PARRA, C. (2009). *Taller: Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (MCC)*. España.
- PARRA MÁRQUEZ y ADOLFO CRESPO MÁRQUEZ (Agosto, 2017). *Análisis de Fiabilidad, Disponibilidad, Mantenibilidad. Definición de intervalos de Mantenimiento preventivo (Método Costo-Riesgo-Beneficio)*.
- GEC ALSTHOM. (1999). *Manual de Operación y Mantenimiento de generador T 190-240*.
- MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE. (2000). *Reglamento especial en materia de sustancias, residuos y desechos peligrosos*. El Salvador.

## XI. ANEXOS

### 11.1 Resultados iniciales de aplicar la metodología de criticidad en los sistemas de la unidad 1 de la CGB

#### JERARQUIZACIÓN DE LOS EQUIPOS ELECTRICOS

#### PLANTA CENTRAL GEOTERMICA BERLIN

UNIDAD: 1

| Código de equipo | Equipo  | FRECUENCIA | IMPACTO GENERACION | FLEXIBILIDAD | COSTOS DE MANT. | IMPACTO SHA | CONSECUENCIAS | TOTAL | JERARQUIZACIÓN |
|------------------|---|------------|--------------------|--------------|-----------------|-------------|---------------|-------|----------------|
| B-GP1            | RELEVADOR ADMINISTRADOR GENERADOR UNIDAD 1                            | 1          | 4                  | 2            | 1               | 2           | 11            | 11    | NO CRÍTICO     |
| B-COC-2          | RELE DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO UNIDAD 1                             | 1          | 10                 | 4            | 2               | 2           | 44            | 44    | SEMI-CRÍTICO   |
| B-25AS/G1        | RELEVADOR AUTO SINCRONISMO UNIDAD 1                                   | 1          | 10                 | 4            | 2               | 4           | 46            | 46    | CRÍTICO        |
| B-64F/G1         | RELEVADOR DETECCIÓN DE TIERRA EN EL CAMPO UNIDAD 1                    | 1          | 10                 | 4            | 2               | 2           | 44            | 44    | SEMI-CRÍTICO   |
| B-59N/G1         | RELE DE SOBREVOLTAJE UNIDAD 1   | 1          | 10                 | 4            | 2               | 2           | 44            | 44    | SEMI-CRÍTICO   |
| B-94BF/G1        | RELEVADOR DE DISPARO AUXILIAR FALLA DE INTERRUPTOR GENERADOR UNIDAD 1 | 1          | 10                 | 4            | 2               | 2           | 44            | 44    | SEMI-CRÍTICO   |
| B-50/62BF/G1     | RELEVADOR FALLA DE INTERRUPTOR GENERADOR UNIDAD 1                     | 1          | 10                 | 4            | 2               | 2           | 44            | 44    | SEMI-CRÍTICO   |
| B-M-1ECA-P-4B    | MOTOR BOMBA B AGUA DE CONDENSACIÓN NCG U-1                            | 1          | 7                  | 4            | 1               | 2           | 31            | 31    | SEMI-CRÍTICO   |
| B-M-VSH-1021     | MOTOR VENTILADOR A, TORRE UNIDAD 1                                    | 1          | 7                  | 2            | 1               | 2           | 17            | 17    | NO CRÍTICO     |
| B-ASP-1          | PANEL DE SERVICIOS AUXILIARES UNIDAD 1                                | 2          | 10                 | 2            | 1               | 2           | 23            | 46    | CRÍTICO        |
| B-RPL-1          | PANEL DE RELEVADORES 1  | 1          | 10                 | 4            | 2               | 2           | 44            | 44    | SEMI-CRÍTICO   |
| B-V1/G1          | TRANSDUCTOR DE VOLTAJE DE FASE A. GENERADOR 1.                        | 1          | 4                  | 2            | 1               | 2           | 11            | 11    | NO CRÍTICO     |
| B-V2/G2          | TRANSDUCTOR DE VOLTAJE DE FASE B. GENERADOR 1.                        | 1          | 4                  | 2            | 1               | 2           | 11            | 11    | NO CRÍTICO     |
| B-V3/G3          | TRANSDUCTOR DE VOLTAJE FASE C. GENERADOR U1                           | 1          | 4                  | 2            | 1               | 2           | 11            | 11    | NO CRÍTICO     |
| B-VAR1/G1        | TRANSDUCTOR DE POTENCIA REACTIVA 1. GENERADOR 1.                      | 1          | 7                  | 2            | 1               | 2           | 17            | 17    | NO CRÍTICO     |
| B-VAR2/G1        | TRANSDUCTOR DE POTENCIA REACTIVA 2. GENERADOR 1.                      | 1          | 7                  | 2            | 1               | 2           | 17            | 17    | NO CRÍTICO     |
| B-W1/G1          | TRANSDUCTOR DE POTENCIA REAL 1. GENERADOR 1.                          | 1          | 10                 | 2            | 1               | 2           | 23            | 23    | NO CRÍTICO     |
| B-W2/G1          | TRANSDUCTOR DE POTENCIA REAL 2. GENERADOR 1                           | 1          | 10                 | 2            | 1               | 2           | 23            | 23    | NO CRÍTICO     |
| B-ELE-1AMT-14    | MEDIDOR DE CORRIENTE DE BOMBA DE CIRCULACION PRINCIPAL 1B             | 1          | 10                 | 2            | 1               | 2           | 23            | 23    | NO CRÍTICO     |
| B-ELE-1APG-15    | MEDIDOR DE CORRIENTE DE VENTILADOR 1B TORRE DE ENFRIAMIENTO UNIDAD 1  | 1          | 7                  | 2            | 1               | 2           | 17            | 17    | NO CRÍTICO     |
| B-U1-Q1000       | MEDIDOR DE ENERGÍA QUANTUM Q1000                                      | 1          | 4                  | 2            | 1               | 2           | 11            | 11    | NO CRÍTICO     |
| B-GEN1-BRG1      | COJINETE 1 GENERADOR UNIDAD 1   | 1          | 10                 | 4            | 2               | 4           | 46            | 46    | CRÍTICO        |
| B-GEN1-BRG2      | COJINETE 2 GENERADOR UNIDAD 1   | 1          | 10                 | 4            | 2               | 4           | 46            | 46    | CRÍTICO        |
| B-TE-1639A       | SENSOR DE TEMPERATURA COJINETE 1 GENERADOR UNIDAD 1                   | 1          | 7                  | 2            | 2               | 4           | 20            | 20    | NO CRÍTICO     |

| Código de equipo | Equipo  | FRECUENCIA | IMPACTO GENERACION | FLEXIBILIDAD | COSTOS DE MANT. | IMPACTO SHA | CONSECUENCIAS | TOTAL | JERARQUIZACIÓN |
|------------------|---|------------|--------------------|--------------|-----------------|-------------|---------------|-------|----------------|
| B-VE-1639B       | SENSOR DE VIBRACIONES B COJINETE 1 GENERADOR UNIDAD 1                         | 1          | 7                  | 2            | 2               | 4           | 20            | 20    | NO CRÍTICO     |
| B-TI-1657        | INDICADOR TEMPERATURA SALIDA ACEITE LUBRICACION COJINETE 1 GENERADOR UNIDAD 1 | 1          | 7                  | 2            | 2               | 4           | 20            | 20    | NO CRÍTICO     |
| B-PI-1654        | INDICADOR PRESIÓN ACEITE LEVANTAMIENTO COJINETE 1 GENERADOR UNIDAD 1          | 1          | 7                  | 2            | 2               | 4           | 20            | 20    | NO CRÍTICO     |
| B-TE-1640A       | SENSOR TEMPERATURA A COJINETE 2 GENERADOR UNIDAD 1                            | 1          | 7                  | 2            | 2               | 4           | 20            | 20    | NO CRÍTICO     |
| B-TE-1640B       | SENSOR TEMPERATURA B COJINETE 2 GENERADOR UNIDAD 1                            | 1          | 7                  | 2            | 2               | 4           | 20            | 20    | NO CRÍTICO     |
| B-VE-1640A       | SENSOR VIBRACIONES A COJINETE 2 GENERADOR UNIDAD 1                            | 1          | 7                  | 2            | 2               | 4           | 20            | 20    | NO CRÍTICO     |
| B-VE-1640B       | SENSOR VIBRACIONES B COJINETE 2 GENERADOR UNIDAD 1                            | 1          | 7                  | 2            | 2               | 4           | 20            | 20    | NO CRÍTICO     |
| B-TI-1658        | INDICADOR TEMPERATURA SALIDA ACEITE LUBRICACIÓN COJINETE 2 GENERADOR U1       | 1          | 7                  | 2            | 2               | 4           | 20            | 20    | NO CRÍTICO     |
| B-PI-1655        | INDICADOR PRESIÓN ACEITE LEVANTAMIENTO COJINETE 2 GENERADOR UNIDAD 1          | 1          | 7                  | 2            | 2               | 4           | 20            | 20    | NO CRÍTICO     |
| B-TE-1665A       | SENSOR TEMPERATURA AIRE CALIENTE DE GENERADOR U1                              | 1          | 7                  | 2            | 2               | 4           | 20            | 20    | NO CRÍTICO     |
| B-TE-1665C       | SENSOR TEMPERATURA DEL ACEITE COJINETE 1 GENERADOR UNIDAD 1                   | 1          | 7                  | 2            | 2               | 4           | 20            | 20    | NO CRÍTICO     |
| B-TE-1664A       | SENSOR TEMPERATURA AIRE FRÍO GENERADOR UNIDAD 1                               | 1          | 7                  | 2            | 2               | 4           | 20            | 20    | NO CRÍTICO     |
| B-ELEC-1APG-16   | MEDIDOR DE CORRIENTE VENTILADOR 1C. TORRE DE ENFR.                            | 1          | 7                  | 2            | 1               | 2           | 17            | 17    | NO CRÍTICO     |
| B-ELEC-1APG-14   | MEDIDOR DE CORRIENTE VENTILADOR 1A  | 1          | 7                  | 2            | 1               | 2           | 17            | 17    | NO CRÍTICO     |
| B-M-1HRC-P-1B    | MOTOR BOMBA DE CIRCULACIÓN PRINCIPAL B UNIDAD 1                               | 1          | 7                  | 1            | 1               | 2           | 10            | 10    | NO CRÍTICO     |
| B-GEN1           | GENERADOR DE UNIDAD 1   | 1          | 10                 | 4            | 2               | 4           | 46            | 46    | CRÍTICO        |
| B-1APH-BLB-1     | BANCO DE CARGA UNIDAD 1   | 1          | 4                  | 2            | 2               | 2           | 12            | 12    | NO CRÍTICO     |
| B-12APH-DC-1     | PANEL DE DISTRIBUCIÓN DC1   | 1          | 10                 | 4            | 2               | 4           | 46            | 46    | CRÍTICO        |
| B-M-AOP-1        | MOTOR BOMBA DE ACEITE AUXILIAR UNIDAD 1                                       | 1          | 7                  | 2            | 1               | 4           | 19            | 19    | NO CRÍTICO     |
| B-M-1ECA-P-1A    | MOTOR BOMBA A CIRCUITO PRIMARIO AGUA DE ENFRIAMIENTO                          | 1          | 7                  | 1            | 2               | 2           | 11            | 11    | NO CRÍTICO     |
| B-M-1ECA-P-1B    | MOTOR BOMBA B CIRCUITO PRIMARIO AGUA DE ENFRIAMIENTO                          | 1          | 7                  | 1            | 2               | 2           | 11            | 11    | NO CRÍTICO     |
| B-M-1ECA-P-2A    | MOTOR BOMBA A CIRCUITO SECUNDARIO AGUA DE ENFRIAMIENTO                        | 1          | 4                  | 1            | 1               | 2           | 7             | 7     | NO CRÍTICO     |
| B-M-1ECA-P-2B    | MOTOR BOMBA B CIRCUITO SECUNDARIO AGUA DE ENFRIAMIENTO                        | 1          | 4                  | 1            | 1               | 2           | 7             | 7     | NO CRÍTICO     |
| B-M-1ECA-P-3     | MOTOR BOMBA BOOSTER AGUA DE ENFRIAMIENTO AUXILIAR                             | 1          | 4                  | 1            | 1               | 2           | 7             | 7     | NO CRÍTICO     |

| Código de equipo | Equipo   | FRECUENCIA | IMPACTO GENERACION | FLEXIBILIDAD | COSTOS DE MANT. | IMPACTO SHA | CONSECUENCIAS | TOTAL | JERARQUIZACIÓN |
|------------------|--|------------|--------------------|--------------|-----------------|-------------|---------------|-------|----------------|
| B-M-1ECA-P-4A    | MOTOR BOMBA A AGUA DE CONDENSACIÓN NCG U-1           | 1          | 4                  | 1            | 1               | 2           | 7             | 7     | NO CRÍTICO     |
| B-PMG-GEN1       | GENERADOR DE IMANES PERMANENTES UNIDAD 1             | 1          | 10                 | 4            | 2               | 4           | 46            | 46    | CRÍTICO        |
| B-EXC-GEN1       | EXCITADOR GENERADOR UNIDAD 1                         | 1          | 10                 | 4            | 2               | 4           | 46            | 46    | CRÍTICO        |
| B-MT1-6          | INTERRUPTOR DE RESERVA                               | 1          | 1                  | 1            | 1               | 1           | 3             | 3     | NO CRÍTICO     |
| B-1COA-RPL-1     | PANEL DE RELEVADORES 1                               | 1          | 10                 | 4            | 2               | 2           | 44            | 44    | SEMI-CRÍTICO   |
| B-1APA-SWB-CA1   | PANEL DE DISTRIBUCIÓN CA1                            | 1          | 4                  | 4            | 2               | 4           | 22            | 22    | NO CRÍTICO     |
| B-RPL-3          | PANEL DE RELEVADORES 3                               | 1          | 10                 | 4            | 2               | 2           | 44            | 44    | SEMI-CRÍTICO   |
| B-PC1-4          | INTERRUPTOR ALIMENTADOR VENTILADOR 1A TE1, PC1-4, UN | 1          | 7                  | 1            | 1               | 4           | 12            | 12    | NO CRÍTICO     |
| EL2PFG2G         | TRANSDUCTOR DEL FACTOR DE POTENCIA DEL GENERADOR     | 1          | 10                 | 2            | 1               | 2           | 23            | 23    | NO CRÍTICO     |
| B-12PP-BKR-52GR  | INTERRUPTOR REPUESTO PARA CONEXIÓN DE GENERADOR      | 1          | 1                  | 1            | 1               | 2           | 4             | 4     | NO CRÍTICO     |
| B-EHC-U1         | GOBERNADOR TURBINA UNIDAD 1                          | 1          | 10                 | 4            | 2               | 4           | 46            | 46    | CRÍTICO        |
| B-VE-1639A       | SENSOR DE VIBRACIÓN A COJINETE NO.1 DE GENERADOR U   | 1          | 10                 | 2            | 1               | 4           | 25            | 25    | NO CRÍTICO     |
| B-AVR-1          | REGULADOR AUTOMÁTICO DE VOLTAJE GENERADOR U1         | 2          | 10                 | 2            | 2               | 4           | 26            | 52    | CRÍTICO        |
| B-1APC-SWB-PC1   | CENTRO DE POTENCIA 480 V UNIDAD 1                    | 1          | 10                 | 4            | 2               | 4           | 46            | 46    | CRÍTICO        |
| B-1APD-SWGR-MT1  | CENTRO DE POTENCIA 4.16 KV UNIDAD 1                  | 1          | 10                 | 4            | 2               | 4           | 46            | 46    | CRÍTICO        |
| B-MT1-1          | INTERRUPTOR ALIMENTADOR PRINCIPAL PANEL MT1          | 1          | 10                 | 2            | 1               | 4           | 25            | 25    | NO CRÍTICO     |
| B-MT1-2          | INTERRUPTOR ALIMENTADOR TRANSFORMADOR TR1            | 1          | 10                 | 2            | 1               | 4           | 25            | 25    | NO CRÍTICO     |
| B-MT1-3          | INTERRUPTOR ALIMENTADOR BOMBA DE CIRCULACIÓN PRIN    | 1          | 7                  | 2            | 1               | 4           | 19            | 19    | NO CRÍTICO     |
| B-MT1-4          | INTERRUPTOR ALIMENTADOR BOMBA DE CIRCULACIÓN PRIN    | 1          | 7                  | 2            | 1               | 4           | 19            | 19    | NO CRÍTICO     |
| B-MT1-5          | INTERRUPTOR DE ENLACE A MT0                          | 1          | 1                  | 1            | 1               | 4           | 6             | 6     | NO CRÍTICO     |
| B-1PP-SWGR-52G1  | CENTRO DE POTENCIA 15 KV UNIDAD 1                    | 1          | 10                 | 4            | 2               | 4           | 46            | 46    | CRÍTICO        |
| B-1PP-BKR-52G1   | INTERRUPTOR CONEXIÓN DEL GENERADOR 52G1              | 1          | 10                 | 4            | 1               | 4           | 45            | 45    | CRÍTICO        |
| B-GS-G1-1        | INTERRUPTOR DE TIERRA LADO DEL GENERADOR UNIDAD 1    | 1          | 10                 | 4            | 1               | 4           | 45            | 45    | CRÍTICO        |
| B-GS-G1-2        | INTERRUPTOR DE TIERRA LADO DE LA CARGA UNIDAD 1      | 1          | 10                 | 4            | 2               | 4           | 46            | 46    | CRÍTICO        |
| B-A1/G1          | TRANSDUCTOR DE CORRIENTE FASE A GENERADOR 1          | 1          | 10                 | 2            | 1               | 2           | 23            | 23    | NO CRÍTICO     |
| B-A3/G1          | TRANSDUCTOR DE CORRIENTE FASE C GENERADOR 1          | 1          | 10                 | 2            | 1               | 2           | 23            | 23    | NO CRÍTICO     |
| B-A2/G1          | TRANSDUCTOR DE CORRIENTE FASE B GENERADOR 1          | 1          | 10                 | 2            | 1               | 2           | 23            | 23    | NO CRÍTICO     |
| B-1ECA-P-4A      | BOMBA A AGUA DE CONDENSACIÓN NCG U-1                 | 1          | 4                  | 1            | 1               | 2           | 7             | 7     | NO CRÍTICO     |
| B-1ECA-P-4B      | BOMBA B AGUA DE CONDENSACIÓN NCG U-1                 | 1          | 4                  | 1            | 1               | 2           | 7             | 7     | NO CRÍTICO     |
| B-1APC-BYC-RD1   | CARGADOR DE BATERÍAS UNIDAD 1                        | 1          | 4                  | 1            | 2               | 2           | 8             | 8     | NO CRÍTICO     |
| B-1PP-XF-TP1     | TRANSFORMADOR PRINCIPAL UNIDAD 1                     | 1          | 10                 | 4            | 2               | 6           | 48            | 48    | CRÍTICO        |
| B-1PP-XF-TU1     | TRANSFORMADOR DE UNIDAD, UNIDAD 1                    | 1          | 10                 | 4            | 2               | 6           | 48            | 48    | CRÍTICO        |
| B-M-JOP-1        | MOTOR BOMBA ACEITE DE LEVANTAMIENTO UNIDAD 2         | 1          | 10                 | 2            | 1               | 4           | 25            | 25    | NO CRÍTICO     |
| B-MOV-1038       | VÁLVULA MOTORIZADA SALIDA CONDENSADOR U-1            | 1          | 7                  | 4            | 1               | 2           | 31            | 31    | SEMI-CRÍTICO   |
| B-MOV-1033       | VÁLVULA MOTORIZADA SALIDA BOMBA PRINCIPAL 1A DE U-1  | 1          | 7                  | 4            | 1               | 2           | 31            | 31    | SEMI-CRÍTICO   |
| B-M-VSH-1022     | MOTOR VENTILADOR B, TORRE UNIDAD 1                   | 1          | 7                  | 2            | 1               | 2           | 17            | 17    | NO CRÍTICO     |

| Código de equipo | Equipo  | FRECUENCIA | IMPACTO GENERACION | FLEXIBILIDAD | COSTOS DE MANT. | IMPACTO SHA | CONSECUENCIAS | TOTAL | JERARQUIZACIÓN |
|------------------|---|------------|--------------------|--------------|-----------------|-------------|---------------|-------|----------------|
| B-M-VSH-1023     | MOTOR VENTILADOR C,TORRE UNIDAD 1               | 1          | 7                  | 2            | 1               | 2           | 17            | 17    | NO CRÍTICO     |
| B-M-1HRC-P-1A    | MOTOR BOMBA DE CIRCULACIÓN PRINCIPAL A UNIDAD 1 | 1          | 7                  | 2            | 2               | 2           | 18            | 18    | NO CRÍTICO     |
| B-1APC-MCC-1     | CENTRO CONTROL DE MOTORES UNIDAD 1              | 1          | 10                 | 4            | 2               | 4           | 46            | 46    | CRÍTICO        |
| B-COC-1/87T1     | RELEVADOR ADMINISTRADOR DE TRANSFORMADOR UNIDAD | 1          | 10                 | 4            | 2               | 2           | 44            | 44    | SEMI-CRÍTICO   |

## 11.2 Resultados finales de la jerarquización de equipos mediante el método de criticidad.

| Código de equipo | Equipo  | Código Ubicación | Ubicación                            | JERARQUIZACIÓN |
|------------------|---|------------------|--------------------------------------|----------------|
| B-1APD-SWGR-MT1  | CENTRO DE POTENCIA 4.16 KV UNIDAD 1                       | B-PC-U1-SALIM416 | SISTEMA DE ALIMENTACIÓN 4.16 KV      | CRÍTICO        |
| B-1APC-SWB-PC1   | CENTRO DE POTENCIA 480 V UNIDAD 1                         | B-PC-U1-SALIM480 | SISTEMA DE ALIMENTACIÓN 480 V        | CRÍTICO        |
| B-1APC-MCC-1     | CENTRO CONTROL DE MOTORES UNIDAD 1                        | B-PC-U1-SALIM480 | SISTEMA DE ALIMENTACIÓN 480 V        | CRÍTICO        |
| B-12APH-DC-1     | PANEL DE DISTRIBUCIÓN DC1                                 | B-PC-U1-SALIMEST | SISTEMA DE ALIMENTACION ESTABIIZADA  | CRÍTICO        |
| B-1PP-SWGR-52G1  | CENTRO DE POTENCIA 15 KV UNIDAD 1                         | B-PC-U1-SCONGEN  | SISTEMA TURBO GENERADOR UND.I        | CRÍTICO        |
| B-ASP-1          | PANEL SERVICIOS AUXILIARES CONTROL U1                     | B-PC-U1-SCD      | SISTEMA DE CONTROL DISTRIBUIDO       | CRÍTICO        |
| B-25AS/G1        | RELEVADOR AUTO SINCRONISMO UNIDAD 1                       | B-PC-U1-SPROTGEN | SISTEMA TURBO GENERADOR UND.I        | CRÍTICO        |
| B-1PP-XF-TP1     | TRANSFORMADOR PRINCIPAL UNIDAD 1                          | B-PC-U1-STRAENE  | SISTEMA DE TRANSFORMACIÓN DE ENERGÍA | CRÍTICO        |
| B-1PP-XF-TU1     | TRANSFORMADOR DE UNIDAD, UNIDAD 1                         | B-PC-U1-STRAENE  | SISTEMA DE TRANSFORMACIÓN DE ENERGÍA | CRÍTICO        |
| B-GEN1-BRG1      | COJINETE 1 GENERADOR UNIDAD 1                             | B-PC-U1-STURBGEN | SISTEMA TURBO GENERADOR UND.I        | CRÍTICO        |
| B-GEN1-BRG2      | COJINETE 2 GENERADOR UNIDAD 1                             | B-PC-U1-STURBGEN | SISTEMA TURBO GENERADOR UND.I        | CRÍTICO        |
| B-GEN1           | GENERADOR DE UNIDAD 1                                     | B-PC-U1-STURBGEN | SISTEMA TURBO GENERADOR UND.I        | CRÍTICO        |
| B-AVR-1          | REGULADOR AUTOMÁTICO DE VOLTAJE GENERADOR U1              | B-PC-U1-STURBGEN | SISTEMA TURBO GENERADOR UND.I        | CRÍTICO        |
| B-PMG-GEN1       | GENERADOR DE IMANES PERMANENTES UNIDAD 1                  | B-PC-U1-STURBGEN | SISTEMA TURBO GENERADOR UND.I        | CRÍTICO        |
| B-EXC-GEN1       | EXCITADOR GENERADOR UNIDAD 1                              | B-PC-U1-STURBGEN | SISTEMA TURBO GENERADOR UND.I        | CRÍTICO        |
| B-1PP-BKR-52G1   | INTERRUPTOR CONEXIÓN DEL GENERADOR 52G1                   | B-PC-U1-SCONGEN  | SISTEMA TURBO GENERADOR UND.I        | CRÍTICO        |
| B-GS-G1-1        | INTERRUPTOR DE TIERRA LADO DEL GENERADOR UNIDAD 1         | B-PC-U1-SCONGEN  | SISTEMA TURBO GENERADOR UND.I        | CRÍTICO        |
| B-GS-G1-2        | INTERRUPTOR DE TIERRA LADO DE LA CARGA                    | B-PC-U1-SCONGEN  | SISTEMA TURBO GENERADOR UND.I        | CRÍTICO        |
| B-EHC-U1         | GOBERNADOR TURBINA UNIDAD 1                               | B-PC-U1-STURBGEN | SISTEMA TURBO GENERADOR UND.I        | CRÍTICO        |
| B-M-AOP-1        | MOTOR BOMBA DE ACEITE AUXILIAR UNIDAD 1                   | ACEITE1          | SISTEMA DE ACEITE DE UNIDAD 1 BERLIN | NO CRÍTICO     |
| B-M-JOP-1        | MOTOR BOMBA ACEITE DE LEVANTAMIENTO UNIDAD 2              | ACEITE1          | SISTEMA DE ACEITE DE UNIDAD 1 BERLIN | NO CRÍTICO     |
| B-ELE-1AMT-14    | MEDIDOR DE CORRIENTE DE BOMBA DE CIRCULACION PRINCIPAL 1B | B-PC-U1-SALIM416 | SISTEMA DE ALIMENTACIÓN 4.16 KV      | NO CRÍTICO     |
| B-MT1-6          | INTERRUPTOR DE RESERVA                                    | B-PC-U1-SALIM416 | SISTEMA DE ALIMENTACIÓN 4.16 KV      | NO CRÍTICO     |

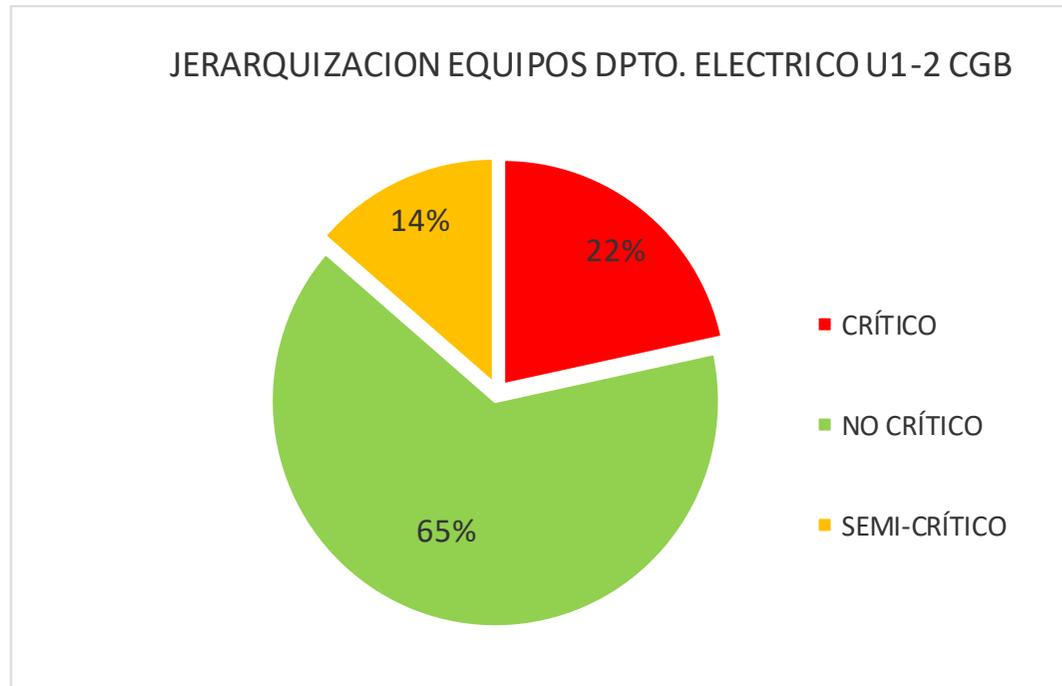
| Código de equipo | Equipo   | Código Ubicación | Ubicación                              | JERARQUIZACIÓN |
|------------------|--|------------------|--|----------------|
| B-MT1-1          | INTERRUPTOR ALIMENTADOR PRINCIPAL PANEL MT1                              | B-PC-U1-SALIM416 | SISTEMA DE ALIMENTACIÓN 4.16 KV        | NO CRÍTICO     |
| B-MT1-2          | INTERRUPTOR ALIMENTADOR TRANSFORMADOR TR1                                | B-PC-U1-SALIM416 | SISTEMA DE ALIMENTACIÓN 4.16 KV        | NO CRÍTICO     |
| B-MT1-3          | INTERRUPTOR ALIMENTADOR BOMBA DE CIRCULO                                 | B-PC-U1-SALIM416 | SISTEMA DE ALIMENTACIÓN 4.16 KV        | NO CRÍTICO     |
| B-MT1-4          | INTERRUPTOR ALIMENTADOR BOMBA DE CIRCULO                                 | B-PC-U1-SALIM416 | SISTEMA DE ALIMENTACIÓN 4.16 KV        | NO CRÍTICO     |
| B-MT1-5          | INTERRUPTOR DE ENLACE A MT0  | B-PC-U1-SALIM416 | SISTEMA DE ALIMENTACIÓN 4.16 KV        | NO CRÍTICO     |
| B-ELE-1APG-15    | MEDIDOR DE CORRIENTE DE VENTILADOR 1B TORRE DE ENFRIAMIENTO UNIDAD 1     | B-PC-U1-SALIM480 | SISTEMA DE ALIMENTACIÓN 480 V          | NO CRÍTICO     |
| B-ELEC-1APG-16   | MEDIDOR DE CORRIENTE VENTILADOR 1C. TORRE DE ENFR.                       | B-PC-U1-SALIM480 | SISTEMA DE ALIMENTACIÓN 480 V          | NO CRÍTICO     |
| B-ELEC-1APG-14   | MEDIDOR DE CORRIENTE VENTILADOR 1A                                       | B-PC-U1-SALIM480 | SISTEMA DE ALIMENTACIÓN 480 V          | NO CRÍTICO     |
| B-PC1-4          | INTERRUPTOR ALIMENTADOR VENTILADOR 1A TE1, PC1-4, UND. 1                 | B-PC-U1-SALIM480 | SISTEMA DE ALIMENTACIÓN 480 V          | NO CRÍTICO     |
| B-1APH-BLB-1     | BANCO DE CARGA UNIDAD 1  | B-PC-U1-SALIMEST | SISTEMA DE ALIMENTACION ESTABIIZADA    | NO CRÍTICO     |
| B-1APA-SWB-CA1   | PANEL DE DISTRIBUCIÓN CA1  | B-PC-U1-SALIMEST | SISTEMA DE ALIMENTACION ESTABIIZADA    | NO CRÍTICO     |
| B-1APC-BYC-RD1   | CARGADOR DE BATERÍAS UNIDAD 1  | B-PC-U1-SALIMEST | SISTEMA DE ALIMENTACION ESTABIIZADA    | NO CRÍTICO     |
| B-12PP-BKR-52GR  | INTERRUPTOR REPUESTO PARA CONEXIÓN DE GENERADORES 1 Y 2                  | B-PC-U1-SCONGEN  | SISTEMA TURBO GENERADOR UND.I          | NO CRÍTICO     |
| B-M-1ECA-P-1A    | MOTOR BOMBA A CIRCUITO PRIMARIO AGUA DE ENFRIAMIENTO                     | B-PC-U1-SENFAUX  | CIRCUITO PRIMARIO DE ENFRIAMIENTO U1   | NO CRÍTICO     |
| B-M-1ECA-P-1B    | MOTOR BOMBA B CIRCUITO PRIMARIO AGUA DE ENFRIAMIENTO                     | B-PC-U1-SENFAUX  | CIRCUITO PRIMARIO DE ENFRIAMIENTO U1   | NO CRÍTICO     |
| B-M-1ECA-P-2A    | MOTOR BOMBA A CIRCUITO SECUNDARIO AGUA DE ENFRIAMIENTO AUXILIAR UNIDAD 1 | B-PC-U1-SENFAUX  | CIRCUITO PRIMARIO DE ENFRIAMIENTO U1   | NO CRÍTICO     |
| B-M-1ECA-P-2B    | MOTOR BOMBA B CIRCUITO SECUNDARIO AGUA DE ENFRIAMIENTO AUXILIAR UNIDAD 1 | B-PC-U1-SENFAUX  | CIRCUITO PRIMARIO DE ENFRIAMIENTO U1   | NO CRÍTICO     |
| B-M-1ECA-P-3     | MOTOR BOMBA BOOSTER AGUA DE ENFRIAMIENTO AUXILIAR UNIDAD 1               | B-PC-U1-SENFAUX  | CIRCUITO PRIMARIO DE ENFRIAMIENTO U1   | NO CRÍTICO     |
| B-M-VSH-1021     | MOTOR VENTILADOR A, TORRE UNIDAD 1                                       | B-PC-U1-SENFPPAL | CIRCUITO DE ENFRIAMIENTO PRINCIPAL U-1 | NO CRÍTICO     |
| B-M-1HRC-P-1B    | MOTOR BOMBA DE CIRCULACIÓN PRINCIPAL B UNIDAD 1                          | B-PC-U1-SENFPPAL | CIRCUITO DE ENFRIAMIENTO PRINCIPAL U-1 | NO CRÍTICO     |
| B-M-VSH-1022     | MOTOR VENTILADOR B, TORRE UNIDAD 1                                       | B-PC-U1-SENFPPAL | CIRCUITO DE ENFRIAMIENTO PRINCIPAL U-1 | NO CRÍTICO     |
| B-M-VSH-1023     | MOTOR VENTILADOR C, TORRE UNIDAD 1                                       | B-PC-U1-SENFPPAL | CIRCUITO DE ENFRIAMIENTO PRINCIPAL U-1 | NO CRÍTICO     |
| B-M-1HRC-P-1A    | MOTOR BOMBA DE CIRCULACIÓN PRINCIPAL A UNIDAD 1                          | B-PC-U1-SENFPPAL | CIRCUITO DE ENFRIAMIENTO PRINCIPAL U-1 | NO CRÍTICO     |

| Código de equipo | Equipo  | Código Ubicación | Ubicación                                | JERARQUIZACIÓN |
|------------------|---|------------------|--|----------------|
| B-V1/G1          | TRANSDUCTOR DE VOLTAJE DE FASE A. GENERADOR 1.                                | B-PC-U1-SMEDGEN  | SISTEMA TURBO GENERADOR UND.I            | NO CRÍTICO     |
| B-V2/G2          | TRANSDUCTOR DE VOLTAJE DE FASE B. GENERADOR 1.                                | B-PC-U1-SMEDGEN  | SISTEMA TURBO GENERADOR UND.I            | NO CRÍTICO     |
| B-V3/G3          | TRANSDUCTOR DE VOLTAJE FASE C. GENERADOR 1.                                   | B-PC-U1-SMEDGEN  | SISTEMA TURBO GENERADOR UND.I            | NO CRÍTICO     |
| B-VAR1/G1        | TRANSDUCTOR DE POTENCIA REACTIVA 1. GENERADOR 1.                              | B-PC-U1-SMEDGEN  | SISTEMA TURBO GENERADOR UND.I            | NO CRÍTICO     |
| B-VAR2/G1        | TRANSDUCTOR DE POTENCIA REACTIVA 2. GENERADOR 1.                              | B-PC-U1-SMEDGEN  | SISTEMA TURBO GENERADOR UND.I            | NO CRÍTICO     |
| B-W1/G1          | TRANSDUCTOR DE POTENCIA REAL 1. GENERADOR 1.                                  | B-PC-U1-SMEDGEN  | SISTEMA TURBO GENERADOR UND.I            | NO CRÍTICO     |
| B-W2/G1          | TRANSDUCTOR DE POTENCIA REAL 2. GENERADOR 1.                                  | B-PC-U1-SMEDGEN  | SISTEMA TURBO GENERADOR UND.I            | NO CRÍTICO     |
| B-U1-Q1000       | MEDIDOR DE ENERGÍA QUANTUM Q1000  | B-PC-U1-SMEDGEN  | SISTEMA TURBO GENERADOR UND.I            | NO CRÍTICO     |
| EL2PFG2G         | TRANSDUCTOR DEL FACTOR DE POTENCIA DEL GENERADOR U2                           | B-PC-U1-SMEDGEN  | SISTEMA TURBO GENERADOR UND.I            | NO CRÍTICO     |
| B-A1/G1          | TRANSDUCTOR DE CORRIENTE FASE A GENERADOR 1                                   | B-PC-U1-SMEDGEN  | SISTEMA TURBO GENERADOR UND.I            | NO CRÍTICO     |
| B-A3/G1          | TRANSDUCTOR DE CORRIENTE FASE C GENERADOR 1                                   | B-PC-U1-SMEDGEN  | SISTEMA TURBO GENERADOR UND.I            | NO CRÍTICO     |
| B-A2/G1          | TRANSDUCTOR DE CORRIENTE FASE B GENERADOR 1                                   | B-PC-U1-SMEDGEN  | SISTEMA TURBO GENERADOR UND.I            | NO CRÍTICO     |
| B-GP1            | RELEVADOR PROTECCION GENERADOR U1   | B-PC-U1-SPROTGEN | SISTEMA TURBO GENERADOR UND.I            | NO CRÍTICO     |
| B-M-1ECA-P-4A    | MOTOR BOMBA A AGUA DE CONDENSACIÓN NCG U-1                                    | B-PC-U1-SREMGNC  | SISTEMA REMOCION DE GASES NO CONDENSADOS | NO CRÍTICO     |
| B-1ECA-P-4A      | BOMBA A AGUA DE CONDENSACIÓN NCG U-1  | B-PC-U1-SREMGNC  | SISTEMA REMOCION DE GASES NO CONDENSADOS | NO CRÍTICO     |
| B-1ECA-P-4B      | BOMBA B AGUA DE CONDENSACIÓN NCG U-1  | B-PC-U1-SREMGNC  | SISTEMA REMOCION DE GASES NO CONDENSADOS | NO CRÍTICO     |
| B-TE-1639A       | SENSOR DE TEMPERATURA COJINETE 1 GENERADOR UNIDAD 1                           | B-PC-U1-STURBGEN | SISTEMA TURBO GENERADOR UND.I            | NO CRÍTICO     |
| B-VE-1639B       | SENSOR DE VIBRACIONES B COJINETE 1 GENERADOR UNIDAD 1                         | B-PC-U1-STURBGEN | SISTEMA TURBO GENERADOR UND.I            | NO CRÍTICO     |
| B-TI-1657        | INDICADOR TEMPERATURA SALIDA ACEITE LUBRICACION COJINETE 1 GENERADOR UNIDAD 1 | B-PC-U1-STURBGEN | SISTEMA TURBO GENERADOR UND.I            | NO CRÍTICO     |
| B-PI-1654        | INDICADOR PRESIÓN ACEITE LEVANTAMIENTO  | B-PC-U1-STURBGEN | SISTEMA TURBO GENERADOR UND.I            | NO CRÍTICO     |
| B-TE-1640A       | SENSOR TEMPERATURA A COJINETE 2 GENERADOR UNIDAD 1                            | B-PC-U1-STURBGEN | SISTEMA TURBO GENERADOR UND.I            | NO CRÍTICO     |

| Código de equipo | Equipo  | Código Ubicación | Ubicación  | JERARQUIZACIÓN |
|------------------|---|------------------|--|----------------|
| B-TE-1640B       | SENSOR TEMPERATURA B COJINETE 2 GENERADOR UNIDAD 1                      | B-PC-U1-STURBGEN | SISTEMA TURBO GENERADOR UND.I                      | NO CRÍTICO     |
| B-VE-1640A       | SENSOR VIBRACIONES A COJINETE 2 GENERADOR UNIDAD 1                      | B-PC-U1-STURBGEN | SISTEMA TURBO GENERADOR UND.I                      | NO CRÍTICO     |
| B-VE-1640B       | SENSOR VIBRACIONES B COJINETE 2 GENERADOR UNIDAD 1                      | B-PC-U1-STURBGEN | SISTEMA TURBO GENERADOR UND.I                      | NO CRÍTICO     |
| B-TI-1658        | INDICADOR TEMPERATURA SALIDA ACEITE LUBRICACIÓN COJINETE 2 GENERADOR U1 | B-PC-U1-STURBGEN | SISTEMA TURBO GENERADOR UND.I                      | NO CRÍTICO     |
| B-PI-1655        | INDICADOR PRESIÓN ACEITE LEVANTAMIENTO COJINETE 2 GENERADOR UNIDAD 1    | B-PC-U1-STURBGEN | SISTEMA TURBO GENERADOR UND.I                      | NO CRÍTICO     |
| B-TE-1665A       | SENSOR TEMPERATURA AIRE CALIENTE DE GENERADOR UNIDAD 1                  | B-PC-U1-STURBGEN | SISTEMA TURBO GENERADOR UND.I                      | NO CRÍTICO     |
| B-TE-1665C       | SENSOR TEMPERATURA DEL ACEITE COJINETE 1 GENERADOR UNIDAD 1             | B-PC-U1-STURBGEN | SISTEMA TURBO GENERADOR UND.I                      | NO CRÍTICO     |
| B-TE-1664A       | SENSOR TEMPERATURA AIRE FRÍO GENERADOR UNIDAD 1                         | B-PC-U1-STURBGEN | SISTEMA TURBO GENERADOR UND.I                      | NO CRÍTICO     |
| B-VE-1639A       | SENSOR DE VIBRACIÓN A COJINETE NO.1 DE GENERADOR U1                     | B-PC-U1-STURBGEN | SISTEMA TURBO GENERADOR UND.I                      | NO CRÍTICO     |
| B-RPL-3          | PANEL DE RELEVADORES 3  | B-PC-U1-SMEDGEN  | SISTEMA TURBO GENERADOR UND.I                      | SEMI-CRÍTICO   |
| B-COC-2          | RELE DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO UNIDAD 1                               | B-PC-U1-SPROTGEN | SISTEMA TURBO GENERADOR UND.I                      | SEMI-CRÍTICO   |
| B-64F/G1         | RELEVADOR DETECCIÓN DE TIERRA EN EL CAMBIO DE UNIDAD 1                  | B-PC-U1-SPROTGEN | SISTEMA TURBO GENERADOR UND.I                      | SEMI-CRÍTICO   |
| B-59N/G1         | RELE DE SOBREVOLTAJE UNIDAD 1   | B-PC-U1-SPROTGEN | SISTEMA TURBO GENERADOR UND.I                      | SEMI-CRÍTICO   |
| B-94BF/G1        | RELEVADOR DE DISPARO AUXILIAR FALLA DE INTERRUPTOR UNIDAD 1             | B-PC-U1-SPROTGEN | SISTEMA TURBO GENERADOR UND.I                      | SEMI-CRÍTICO   |
| B-50/62BF/G1     | RELEVADOR FALLA DE INTERRUPTOR GENERAL UNIDAD 1                         | B-PC-U1-SPROTGEN | SISTEMA TURBO GENERADOR UND.I                      | SEMI-CRÍTICO   |
| B-RPL-1          | PANEL DE RELEVADORES 1  | B-PC-U1-SPROTGEN | SISTEMA TURBO GENERADOR UND.I                      | SEMI-CRÍTICO   |
| B-1COA-RPL-1     | PANEL DE RELEVADORES 1  | B-PC-U1-SPROTGEN | SISTEMA TURBO GENERADOR UND.I                      | SEMI-CRÍTICO   |
| B-M-1ECA-P-4B    | MOTOR BOMBA B AGUA DE CONDENSACIÓN NO CONDENSABLE UNIDAD 1              | B-PC-U1-SREMGNC  | SISTEMA REMOCION DE GASES NO CONDENSABLES UNIDAD 1 | SEMI-CRÍTICO   |
| B-MOV-1038       | VÁLVULA MOTORIZADA SALIDA CONDENSADOR U-1                               | B-PC-U1-SENFPPAL | CIRCUITO DE ENFRIAMIENTO PRINCIPAL U-1             | SEMI-CRÍTICO   |
| B-MOV-1033       | VÁLVULA MOTORIZADA SALIDA BOMBA PRINCIPAL 1A DE U-1                     | B-PC-U1-SENFPPAL | CIRCUITO DE ENFRIAMIENTO PRINCIPAL U-1             | SEMI-CRÍTICO   |
| B-COC-1/87T1     | RELEVADOR ADMINISTRADOR DE TRANSFORMADOR UNIDAD 1                       | B-PC-U1-SPROTGEN | SISTEMA DE TRANSFORMACIÓN DE ENERGÍA UNIDAD 1      | SEMI-CRÍTICO   |

Luego de realizar la clasificación de equipos según la criticidad que estos representan, se detectaron 19 equipos críticos y estos están distribuidos en 8 de los 26 sistemas que se involucran en la producción de energía dentro de la empresa.

|              |     |
|--------------|-----|
| CRÍTICO      | 22% |
| NO CRÍTICO   | 65% |
| SEMI-CRÍTICO | 14% |



11.3 Hoja de registro RCM – AMEF, mostrado en orden de prioridad

| HOJA DE REGISTRO RCM  |   |     | Sistema: <b>Generador</b>  |      |  | ENT: <b>Carlos Melgar, Israel Perez, Fidel Serrano</b>   |  |            |                    |                                    |                   |               |
|---|---|-----|--|------|--|--|--|------------|--------------------|------------------------------------|-------------------|---------------|
| Organización: <b>LAGEO</b><br>Planta: <b>Central Geotérmica</b><br>Berlín |   |     | Equipos principales: 52G, 41G, Sist enf., Sist lub.<br>RTDs, CTs-VTs Gen, CTs-VTs Red, Sist prot. Elec.                                      |      |  | Facilitador: <b>Mario Pacheco/Fidel Serrano</b>  |  |            |                    |                                    |                   |               |
|   |   |     | sist. Vib., Sist. Enf., excitatriz, PMG, sinc. aut.<br>rele verificación sincronismo, transduct. V, I, V<br>medidores analogicos, digitales. |      |  | Fecha de inicio: <b>1 Septiembre</b><br>Fecha de finalización: <b>20 de Noviembre</b><br>Número de reuniones efectivas: <b>7 reuniones de 1 hora</b> |  |            |                    |                                    |                   |               |
| #   | Función   | #   | Falla Funcional  | #    | Modo de falla  | Frecuencia de eventos por año fallas/año   | Efecto de Falla  | TPPR horas | Imp. Prod. \$/hora | Costos directos por falla \$/falla | Imp. SHA \$/falla | Riesgo \$/año |
| 6   | Inyectar energía eléctrica a la red, teniendo las condiciones en el generador para poder generar el voltaje y la frecuencia necesaria, se procede a cerrar el interruptor 52G, que es el de entrada a la red pública. | 6.a | No inyectar energía eléctrica a la red por falla de aislamiento.   | 6.a1 | Falla devanado de estator de potencia                        | 0.05   | Evidente / No evidente: Si es evidente<br>Afecta SHA: No afecta la SHA.<br>Efecto operacional (síntomas): Genera energía eléctrica, pero al cabo de cierto tiempo puede producirse un corto circuito y se daña el generador.<br>Acción correctiva: Área eléctrica se encarga de verificar si se puede aplicar resina para minimizar la pérdida de aislamiento. | 1080       | \$ 3,025           | \$ 750,000                         | \$10,000          | \$ 201,350    |
|   |   |     |  | 4.a3 | Falla del sistema de excitación (diodos, devanado del rotor) | 0.17   | Evidente/ No evidente: No evidente/Oculta.<br>Afecta SHA: No<br>Efecto operacional (síntomas): Se activa una señal visual y audible en el panel mímico, no se energiza el generador.<br>Acción correctiva: Revisar diodos y aislamiento del rotor.   | 10.68      | \$ 3,025           | \$ 600                             |                   | \$ 5,486      |

|   |   |     |   |   |   |   |  |          |          |        |          |          |
|---|---|-----|---|---|---|---|--|----------|----------|--------|----------|----------|
|   |   |     | 1.a2  | Falla del sistema de control del gobernador | 0.25  | Evidente / No evidente: Si es evidente<br>Afecta SHA: No<br>Efecto operacional (síntomas):<br>Falla en el gobernador que no puede controlar la velocidad de la turbina. Acción correctiva: Revisión que el gobernador esté funcionando bien. Verificar que el CPU, y las tarjetas de entrada y salida estén funcionando. Revisión que esté recibiendo y enviando todas las señales de entrada y salida. | 3  | \$ 3,025 | \$ 4,000 |        | \$ 3,269 |          |
| 1 | Inicio de arranque del proceso de generación. | 1.a | No se puede iniciar el proceso de arranque. No se tienen todos los permisos para poder iniciar el proceso de arranque | 1.a1  | Falla de sensores de medición de velocidad de la turbina. | 0.50  | Evidente / No evidente: Si<br>Afecta SHA: No<br>Efecto operacional (síntomas):<br>Falla en el gobernador que no puede controlar la velocidad de la turbina porque no recibe la velocidad de la turbina. y del rotor del generador. Acción correctiva: Revisión que las señales de velocidad del gobernador estén funcionando bien. Verificar que los sensores de velocidad estén midiendo correctamente. | 2        | \$ 3,025 | \$ 200 |          | \$ 3,125 |
|   |   | 6.b | No se inyecta energía a la red por falla de cojinetes del generador.  | 6.b1  | Falla de cojinetes del generador.                         | 0.07  | Evidente / No evidente: Si es evidente<br>Afecta SHA:<br>No afecta la SHA.<br>Efecto operacional (síntomas):<br>Comienza a incrementarse las vibraciones y el desbalance. Acción correctiva: Desmontar y cambiar los cojinetes.  | 18       | \$ 3,025 | \$ 800 |          | \$ 3,683 |

|   |                                    |     |  |      |  |      |   |   |          |           |          |          |
|---|------------------------------------|-----|--|------|--|------|---|---|----------|-----------|----------|----------|
|   |                                    | 6.d | No se inyecta energía a la red por falla de dispositivos de lubricación.                 | 6.d1 | Falla de dispositivos de lubricación         | 0.13 | Evidente / No evidente: Si es evidente<br>Afecta SHA: Si. Derrame de aceite<br>Efecto operacional (síntomas): Aumento de temperatura e incremento de ruido. Baja presión de aceite de lubricación. Acción correctiva: Revisión de fugas y presión de aceite. Corrección de fugas, aprete de tubería y acoples. Cambio de bombas y motores.  | 8 | \$ 3,025 | \$ 800    | \$ 2,000 | \$ 3,600 |
|   |                                    |     |  | 5.a3 | Falla de las válvulas de gobernación         | 0.22 | Evidente / No evidente: No evidente/ Oculta. Se le da el comando que sincronice y pasa mucho tiempo y no sincroniza.<br>Afecta SHA: No<br>Efecto operacional (síntomas): Se espera mucho tiempo y nunca alcanza la velocidad y el desfase angular necesario.<br>Acción correctiva: Revisar funcionamiento del AVR, del gobernador, del sincronizador automático y de las válvulas de gobernación. | 4 | \$ 3,025 | \$ 600    |          | \$ 2,822 |
| 2 | Energizar el sistema de excitación | 2.a | No se puede encender el sistema de excitación porque no se tiene alimentación eléctrica. | 2.a1 | Falla en el generador de imanes permanentes. | 0.11 | Evidente / No evidente: No evidente/Oculta. No se encienden los leds de encendido y energizado<br>Afecta SHA: No<br>Efecto operacional (síntomas): No se energiza el sistema de excitación. Acción correctiva: El sistema de alimentación se puede conmutar al bus de 480VAC. Ya después se puede determinar si la falla es en los imanes del generador o en el cableado.                         | 3 | \$ 3,025 | \$ 15,000 |          | \$ 2,675 |

|   |                                 |     |  |      |  |      |   |   |          |        |  |          |
|---|---------------------------------|-----|--|------|--|------|---|---|----------|--------|--|----------|
|   |                                 | 6.c | No se inyecta energía a la red por falla de dispositivos de protección                               | 6.c1 | Falla en los dispositivos de protección (Transformadores de corriente y potencial) | 0.10 | Evidente / No evidente: Si es evidente. Afecta SHA: No Efecto operacional (síntomas): Arranca el generador y se dispara por las protecciones Acción correctiva: Revisar TPs, TCs y los dispositivos de protección.  | 8 | \$ 3,025 | \$ 800 |  | \$ 2,500 |
| 4 | Generar voltaje a 13.8kV, 60Hz. | 4.a | No genera voltaje. Cuando se cierra el interruptor de campo comienza a generar voltaje y se dispara. | 4.a1 | Falla en los transformadores de voltaje  | 0.13 | Evidente / No evidente: Si es evidente Afecta SHA: No Efecto operacional (síntomas): Se está mostrando bajo voltaje en las 3 fases. Acción correctiva: Se revisa que los transformadores de voltaje estén funcionando bien y que estén bien conectados. Revisión de los fusibles de los transformadores de  | 5 | \$ 3,025 | \$ 600 |  | \$ 2,097 |
|   |                                 |     |  | 4.a2 | Falla en los transductores de voltaje  | 0.13 | Evidente / No evidente: Si es evidente Afecta SHA: No Efecto operacional (síntomas): Se está mostrando bajo voltaje en las 3 fases. Acción correctiva: Se revisa que los transformadores de voltaje estén funcionando bien y que estén bien conectados. Revisión de los fusibles de los transformadores de voltaje. Revisar funcionamiento y ajuste de transductor. | 3 | \$ 3,025 | \$ 600 |  | \$ 1,290 |

|  |  |     |  |       |   |      |  |   |          |          |  |          |
|--|--|-----|--|-------|---|------|--|---|----------|----------|--|----------|
|  |  | 6.e | No se inyecta energía a la red por falla de dispositivos de vibración. | 6. e1 | Fallo en dispositivos de vibración.                     | 0.11 | Evidente / No evidente: Si. Al fallar la medición se muestra un valor muy alto. Este da señal sonora y visual. Afecta SHA: No. Efecto operacional (síntomas): Se incrementa momentánea o permanentemente el valor de vibración. Los otros medidores del generador no muestran incremento de vibración Acción correctiva: Se verifica que no este flojo el medidor. Se aprieta el conector, el transductor. Se cambia el sensor y se deja en operación. | 4 | \$ 3,025 | \$ 400   |  | \$ 1,389 |
|  |  |     |  | 1.a3  | Falla del sensor de temperatura de cojinetes o devanado | 0.17 | Evidente / No evidente: Si. En el mimic se muestra alta temperatura del generador. Afecta SHA: No. Efecto operacional (síntomas): Se muestra un valor de temperatura muy alto. Acción correctiva: Verificar efectivamente que la temperatura mostrada sea falsa. Revisar tendencias de temperatura en el DCS. Cambiar la RTD en  | 2 | \$ 3,025 | \$ 200   |  | \$ 1,042 |
|  |  |     |  | 5.a2  | Falla del sincronizador automático                      | 0.07 | Evidente / No evidente: No evidente/ Oculta. Se le da orden para que sincronice y pasa mucho tiempo y no lo hace. Afecta SHA: No Efecto operacional (síntomas): No sincroniza. Acción correctiva: Revisar que lleguen las señales de Voltaje, frecuencia de la red y del generador. Comparar ambas señales para ver si se tiene el permisiso de sincronizar.   | 8 | \$ 3,025 | \$ 4,000 |  | \$ 1,880 |

|   |  |     |   |      |  |      |  |   |          |        |        |          |
|---|--|-----|---|------|--|------|--|---|----------|--------|--------|----------|
|   |  | 6.f | No se inyecta energía a la red por falla de dispositivos de enfriamiento.                 | 6.f1 | Falla de equipos de enfriamiento.  | 0.05 | Evidente / No evidente: Si<br>Afecta SHA: Si. Derrame de agua<br>Efecto operacional (síntomas):<br>Aumento de temperatura e incremento de ruido. Acción correctiva: Revisión de fugas y presión de agua. Corrección de fugas, aprete de tubería y acoples. Cambio de bombas y motores.   | 7 | \$ 3,025 | \$ 800 | \$ 400 | \$ 1,119 |
| 3 | Cierre del interruptor de campo de forma manual (41)                       | 3.a | No se realiza el cierre del interruptor.  | 3.a1 | Falla de contactos MOC, que dan el estado del interruptor 52G y del 41G. | 0.07 | Evidente / No evidente: No evidente/ Oculta Afecta<br>SHA: No<br>Efecto operacional (síntomas): Se tienen todos los permisos y se intenta cerrar, pero no lo hace. Acción correctiva: Se revisa eléctricamente toda la cadena de permisos para determinar la causa. Ahí se define que es el contacto de indicación de estado del 52G.                                | 4 | \$ 3,025 | \$ 500 |        | \$ 840   |
| 5 | Sincronizar el generador a la red. Cerrar el interruptor del generador 52G | 5.a | No se sincroniza. El sincronizador no manda señal de cierre al interruptor del generador. | 5.a1 | Falla del transductor de temperatura                                     | 0.10 | Evidente / No evidente: Si. En el mímico se muestra alta temperatura del generador. Afecta<br>SHA: No.<br>Efecto operacional (síntomas): Se muestra un valor de temperatura muy alto. Acción correctiva: Verificar efectivamente que la temperatura mostrada sea falsa. Revisar tendencias de temperatura en el DCS. Revisar funcionamiento y ajuste de transductor. | 2 | \$ 3,025 | \$ 600 |        | \$ 665   |

|  |  |  |      |   |      |  |   |          |        |  |        |
|--|--|--|------|---|------|--|---|----------|--------|--|--------|
|  |  |  | 2.a3 | Falla en selector para energizar.           | 0.07 | Evidente / No evidente: No es evidente/ Oculta      Afecta SHA: No afecta la SHA<br>Efecto operacional (síntomas): Operador acciona la maneta para comenzar a energizar, pero no responde, en el mímico se observa que el voltaje inyectado no varía/aumenta.<br>Acción correctiva: Cuadrilla de instrumentistas y electricistas verifican el conexionado de dicha maneta. | 3 | \$ 3,025 | \$ 400 |  | \$ 632 |
|  |  |  | 3.b2 | Falla del selector manual de cierre del 41G | 0.07 | Evidente / No evidente: No evidente/ Oculta      Afecta SHA: No<br>Efecto operacional (síntomas): Se tienen todos los permisos y se intenta cerrar, pero no lo hace.<br>Acción correctiva: Se revisa eléctricamente toda la cadena de cierra y se encuentra que el contacto NO del selector no cierra al ordenarse cerrar.   | 3 | \$ 3,025 | \$ 400 |  | \$ 632 |
|  |  |  | 2.a2 | Falla del transductor de velocidad de giro. | 0.06 | Evidente / No evidente: No evidente/Oculta      Afecta SHA: No<br>Efecto operacional (síntomas): No se energiza el sistema de excitación. Acción correctiva: Verificar que al alcanzar la velocidad del 90% de 3600 RPM se cierra el contacto que habilita el energizar la excitación.   | 3 | \$ 3,025 | \$ 400 |  | \$ 557 |

11.4 Hoja de plan de mantenimiento general, luego de aplicado el RCM

| HOJA DE REGISTRO RCM  |   | Sistema: Generador  |  | PLAN DE MANTENIMIENTO GENERAL                           |  |  |   |   |                                    |  |                              |  |   |
|---|---|---|--|---|--|--|---|---|------------------------------------|--|------------------------------|--|---|
| Organización: LAGEO<br>Planta: Central Geotérmica<br>Berlín |   | Equipos principales: 52G, 41G, Sist enf., Sist lub.<br>RTDs, CTs-VTs Gen, CTs-VTs Red, Sist prot. Elec.<br>sist. Vib., Sist. Enf., excitatriz, PMG, sinc. aut.<br>rele verificación sincronismo, transduct. V, I, V<br>medidores analogicos, digitales. |  | SISTEMA: GENERADOR NO.1 DE LA CENTRAL GEOTERMICA BERLIN |  |  |   |   |                                    |  |                              |  |   |
| #   | Función   | #   | Falla Funcional  | #   | Modo de falla  | Actividad de mantenimiento utilizando el árbol lógico de decisión del MCC  | Acción de mantenimiento a ejecutar  | Frecuencia de aplicación  | Responsable                        | Costos directos de la actividad de Mantenimiento propuesta | Costo de Mantenimiento anual | Factibilidad para realizar mantenimiento comparado con el costo de falla (Anual) | % de factibilidad aplicando MCC por tipo de falla |
| 6   | Inyectar energía eléctrica a la red, teniendo las condiciones en el generador para poder generar el voltaje y la frecuencia necesaria, se procede a cerrar el interruptor 52G, que es el de entrada a la red pública. | 6.a   | No inyectar energía eléctrica a la red por falla de aislamiento. | 6.a1  | Falla devanado de estator de potencia                        | Tareas programadas en base a condición                                     | 1. Medición de resistencia ohmica. 2. Medición de aislamiento DC, IP y factor de potencia de devanados de generador. 3. Aprete y limpieza de cables y borneras de conexión. 4. Limpieza de devanado. 5. Medición en línea de descargas parciales. | Medición de aislamiento y limpieza - 2 años. Descargas parciales - bimensual. | Dpto. Eléctrico.<br>Dpto. Mecánico | \$ 2,400   | \$ 1,200                     | \$ (200,150)   | 85.73%  |
|   |   |   |  | 4.a3  | Falla del sistema de excitación (diodos, devanado del rotor) | Tareas de reacondicionamiento. Actividades de mantenimiento no programado. | 1. Limpieza y aprete de diodos del generador. 2. Prueba en directa y reversa de los diodos. 3. Medición de aislamiento del rotor del generador.   | 2 años  | Dpto. Eléctrico                    | \$ 200   | \$ 100                       | \$ (5,386)   | 2.31%   |

|   |   |     |   |   |  |  |   |  |                             |          |            |            |       |
|---|---|-----|---|---|--|--|---|--|-----------------------------|----------|------------|------------|-------|
|   |   |     | 1.a2  | Falla del sistema de control del gobernador | Tareas de reacondicionamiento. Actividades de mantenimiento no programado. | 1. Conexión al programa de control del gobernador. 2. Revisión de historial de alarmas de hardware. 3. Desconexión de tarjetas, limpieza de tarjetas. 4. Medición de voltajes de alimentación. 5. Pruebas de funcionamiento de redundancia en alimentación, en CPU y en tarjetas de control. | 2 años  | Dpto. Eléctrico  | \$ 300                      | \$ 150   | \$ (3,119) | 1.34%      |       |
| 1 | Inicio de arranque del proceso de generación. | 1.a | No se puede iniciar el proceso de arranque. No se tienen todos los permisos para poder iniciar el proceso de arranque | 1.a1  | Falla de sensores de medición de velocidad de la turbina.                  | Tareas de reacondicionamiento.   | 1. Revisar la tendencia de los valores indicados por cada uno de los sensores de velocidad. 2. Revisar y ajustar transductores intermedios. 3. Apriete de bornas. 4. Limpieza de cubículo del gobernador. | 2 años   | Dpto. Eléctrico             | \$ 300   | \$ 150     | \$ (2,975) | 1.27% |
|   |   | 6.b | No se inyecta energía a la red por falla de cojinetes del generador.  | 6.b1  | Falla de cojinetes del generador.  | Tareas programadas en base a condición. Tareas de reacondicionamiento.   | 1. Medición de vibraciones. 2. Seguimiento de la temperatura y presión de aceite del cojinete. 3. Prueba de líquidos penetrantes.   | Vibraciones Mensual. Prueba de líquidos penetrantes - 2 años | Dpto. Eléctrico y Mecánico. | \$ 1,600 | \$ 800     | \$ (2,883) | 1.24% |

|   |                                    |     |  |      |  |  |   |   |   |          |        |            |       |
|---|------------------------------------|-----|--|------|--|--|---|---|---|----------|--------|------------|-------|
|   |                                    | 6.d | No se inyecta energía a la red por falla de dispositivos de lubricación.                 | 6.d1 | Falla de dispositivos de lubricación         | Tareas programadas en base a condición. Tareas de reacondicionamiento. | 1. Revisión de valores de tendencia de temperatura y presión de lubricación. 2. Cambio de empaques y sellos si es necesario. 3. Mantenimiento a motor y a bombas. El nivel de mantto. Depende de las horas de trabajo. 4. Calibración de manómetros y RTD.                              | 2 años. Nivel de mantenimiento de motores y bombas se realizará según horas de trabajo. | Dpto. Mecánico, Eléctrico e Instrumentación | \$ 1,500 | \$ 750 | \$ (2,850) | 1.22% |
|   |                                    |     |  | 5.a3 | Falla de las válvulas de gobernación         | Tareas de búsqueda de fallas ocultas                                   | 1. Revisión y ajuste de control de válvulas de gobernación. 2. Verificar comunicación de sincronizador automático con gobernador y con AVR. 3. Chequear operación de AVR. 4. Apriete de borneras y limpieza de todos los instrumentos, paneles, equipos asociados.                      | 2 años  | Dpto. Eléctrico y Dpto. Instrumentación     | \$ 400   | \$ 200 | \$ (2,622) | 1.12% |
| 2 | Energizar el sistema de excitación | 2.a | No se puede encender el sistema de excitación porque no se tiene alimentación eléctrica. | 2.a1 | Falla en el generador de imanes permanentes. | Tareas de búsqueda de fallas ocultas.                                  | 1. Medición de resistencia ohmica y de aislamiento de devanados. 2. Apriete y limpieza de cables y de bornera de conexión. 3. Tendencia de medición de magnetismo de los imanes permanentes. Cuando se le realiza mantenimiento hay que poner papel aislante en el entrehierro del PMG. | 2 años  | Dpto. Eléctrico                             | \$ 300   | \$ 150 | \$ (2,525) | 1.08% |

|   |                                 |     |  |      |  |  |  |        |                 |        |        |            |       |
|---|---------------------------------|-----|--|------|--|--|--|--------|-----------------|--------|--------|------------|-------|
|   |                                 | 6.c | No se inyecta energía a la red por falla de dispositivos de protección                               | 6.c1 | Falla en los dispositivos de protección (Transformadores de corriente y potencial) | Tareas de reacondicionamiento. Actividades de mantenimiento no programado. | 1. Realizar pruebas de relación de transformación en VTs y CTs.<br>2. Limpieza de puntos de contacto de TC's fusibles de VT's, verificar aprete y conexión de portafusibles.<br>3. Revisar conexionado y aprete de cables de medición.<br>4. Limpieza de conexión de partes de potencia de VTs | 2 años | Dpto. Eléctrico | \$ 900 | \$ 450 | \$ (2,050) | 0.88% |
| 4 | Generar voltaje a 13.8kV, 60Hz. | 4.a | No genera voltaje. Cuando se cierra el interruptor de campo comienza a generar voltaje y se dispara. | 4.a1 | Falla en los transformadores de voltaje  | Tareas de reacondicionamiento. Actividades de mantenimiento no programado. | 1. Realizar prueba de relación de transformación en VTs. 2. Limpieza de punto de contacto de fusibles de VTs, verificar aprete y conexión de portafusibles. 3 Revisar conexionado y aprete de cables de medición. 4. Ajuste y limpieza de conexión de parte de potencia de VTs.                | 2 años | Dpto. Eléctrico | \$ 800 | \$ 400 | \$ (1,697) | 0.73% |
|   |                                 |     |  | 4.a2 | Falla en los transductores de voltaje  | Tareas de reacondicionamiento. Actividades de mantenimiento no programado. | 1. Revisar la tendencia de los valores indicados de voltaje. 2. Chequear y calibrar transductores de voltaje intermedios. 3. Apretar de borneras. 4. Limpieza de cubículo, cables, transductor y bornera.  | 2 años | Dpto. Eléctrico | \$ 300 | \$ 150 | \$ (1,140) | 0.49% |

|  |  |     |  |       |   |   |  |        |                           |          |          |            |       |
|--|--|-----|--|-------|---|---|--|--------|---------------------------|----------|----------|------------|-------|
|  |  | 6.e | No se inyecta energía a la red por falla de dispositivos de vibración. | 6. e1 | Fallo en dispositivos de vibración.                     | Tareas de reacondicionamiento. Tareas programadas en base a condición.            | 1. Revisión de valores de tendencia de vibración. 2. Verificación de ajuste de sensores. 3. Apriete y limpieza a sensores y transductores. 4. Revisión y limpieza a módulo de control de vibración.  | 2 años | Dpto. de instrumentación. | \$ 700   | \$ 350   | \$ (1,039) | 0.45% |
|  |  |     |  | 1.a3  | Falla del sensor de temperatura de cojinetes o devanado | Tareas de reacondicionamiento.  | 1. Revisar la tendencia de los valores indicados por la RTD. 2. Chequear y ajustar transductores intermedios. 3. Apriete de borneras. 4. Si la RTD se puede desmontar hay que verificar su medición hasta 150 grados centígrados. 5. Limpieza de cubículo, RTD, bornera. | 2 años | Dpto. Eléctrico           | \$ 300   | \$ 150   | \$ (892)   | 0.38% |
|  |  |     |  | 5.a2  | Falla del sincronizador automático                      | Tareas de búsqueda de fallas ocultas. Actividades de mantenimiento no programado. | 1. Verificación y ajuste de funcionamiento de sincronizador automático. Revisión de cambio de estado de contactos de salida. 2. Apriete de borneras y limpieza.  | 6 años | Dpto. de Instrumentación  | \$ 2,000 | \$ 1,000 | \$ (880)   | 0.38% |

|   |  |     |   |      |  |  |   |   |   |        |        |          |       |
|---|--|-----|---|------|--|--|---|---|---|--------|--------|----------|-------|
|   |  | 6.f | No se inyecta energía a la red por falla de dispositivos de enfriamiento.                 | 6.f1 | Falla de equipos de enfriamiento.  | Tareas programadas en base a condición. Tareas de reacondicionamiento.     | 1. Revisión de valores de tendencia de temperatura y presión de agua de enfriamiento. 2. Cambio de empaques y sellos si es necesario. 3. Mantenimiento a motor y a bombas. El nivel de manto. Depende de las horas de trabajo. 4. Calibración de manómetros y RTD. 5. Limpieza de intercambiador aire-agua del generador  | 2 años. Nivel de mantenimiento de motores y bombas se realizará según horas de trabajo. | Dpto. Mecánico y Eléctrico.             | \$ 800 | \$ 400 | \$ (719) | 0.31% |
| 3 | Cierre del interruptor de campo de forma manual (41)                       | 3.a | No se realiza el cierre del interruptor.  | 3.a1 | Falla de contactos MOC, que dan el estado del interruptor 52G y del 41G. | Tareas de búsqueda de fallas ocultas.                                      | 1. Apertura y cierre de interruptor 41 y 52 verificando cambio de estado de contactos de indicación de apertura o cierre de interruptor. 2. Prueba de sincronismo de cierre de polos de interruptores. 3. Medición de aislamiento fase a fase y fase a tierra. 4. Limpieza de contactos para que tengan la menor resistencia posible. 5. Ordenar y limpiar el interruptor, cables y cubículo. | 2 años  | Dpto. Eléctrico                         | \$ 400 | \$ 200 | \$ (640) | 0.27% |
| 5 | Sincronizar el generador a la red. Cerrar el interruptor del generador 52G | 5.a | No se sincroniza. El sincronizador no manda señal de cierre al interruptor del generador. | 5.a1 | Falla del transductor de temperatura                                     | Tareas de reacondicionamiento. Actividades de mantenimiento no programado. | 1. Chequear y ajustar transductor de temperatura. Calibrar y revisar que cambie el estado de los contactos. 3. Apretar de borneras. 4. Limpieza de transductor, conectores y bornera.   | 2 años  | Dpto. Eléctrico y Dpto. Instrumentación | \$ 300 | \$ 150 | \$ (515) | 0.22% |

|  |  |  |      |   |                                       |  |        |                 |        |        |          |       |
|--|--|--|------|---|---------------------------------------|--|--------|-----------------|--------|--------|----------|-------|
|  |  |  | 2.a3 | Falla en selector para energizar.           | Tareas de búsqueda de fallas ocultas. | 1. Medición de resistencia de estado de contactos de selector. Cambiar estado y ver si cambia los contactos. 2. Limpieza de selector, cable y terminal. 3. Aprete terminal con cable.  | 2 años | Dpto. Eléctrico | \$ 300 | \$ 150 | \$ (482) | 0.21% |
|  |  |  | 3.b2 | Falla del selector manual de cierre del 41G | Tareas de búsqueda de fallas ocultas. | 1. Apertura y cierre de interruptor 41 y verificando la apertura y cierre del interruptor. 2. Medición de resistencia y aislamiento del selector. 4. Limpieza de contactos del selector. 5. Ordenar y limpiar el interruptor, cables y cubículo. | 2 años | Dpto. Eléctrico | \$ 300 | \$ 150 | \$ (482) | 0.21% |
|  |  |  | 2.a2 | Falla del transductor de velocidad de giro. | Tareas de búsqueda de fallas ocultas. | 1. Chequear y ajustar transductor de velocidad. Calibrar y revisar que cambie el estado de los contactos. 3. Aprete de borneras. 4. Limpieza de transductor, conectores y bornera.   | 2 años | Dpto. Eléctrico | \$ 300 | \$ 150 | \$ (407) | 0.17% |

11.5 Instructivo para el mantenimiento del Generador

|   |             |            |
|---|-------------|------------|
|  | INST-645-11 | VERSION 01 |
|---|-------------|------------|

**INSTRUCTIVO PARA EL MANTENIMIENTO DEL  
TURBOGENERADOR - ESTATOR Y ROTOR**

CONFIDENCIAL

|  |  |   |
|--|--|---|
| Elaborado por:<br>Juan Fuentes         | Revisado por:<br>Fidel Serrano                   | Autorizado por:<br>Roberto Montes                 |
| Supervisor de Área Eléctrica<br>Berlín | Cargo: Coordinador del<br>Departamento Eléctrico | Cargo: Gerente de la Central<br>Geotérmica Berlín |
| Fecha: 21/12/18                        | Fecha: 22/12/18                                  | Fecha: 22/12/18                                   |

|            |               |
|------------|---------------|
| REG 200-18 | Página 1 de 7 |
|------------|---------------|

## 1. OBJETIVO

Este instructivo establece y describe las actividades que deben desarrollarse para asegurar la calidad en el proceso del mantenimiento mayor del turbo generador de la Central Geotérmica Berlín.

## 2. DEFINICIONES

- 2.1 Cojinetes: El lugar donde gira el eje de la turbina y el rotor del generador.  
 2.2 Excitatriz: Equipo de generación de corriente directa que aumenta o disminuye el campo magnético en el generador.

## 3. DESCRIPCIÓN DEL INSTRUCTIVO

| No. | ACTIVIDAD  | RESPONSABLE   | OBSERVACIONES  |
|-----|--|---------------|--|
| 1   | Recibir del departamento de operación el generador des energizado y con el rotor ya no girando.  |               | Es necesario verificar que el interruptor del generador se encuentre extraído. Además hay que aterrizar el lado del devanado del estator.  |
| 2   | Revisar el programa de mantenimiento mayor para identificar todos los equipos que deben revisarse.   | Supervisor    | Consulte con el coordinador del área mecánica, instrumentación y eléctrica sobre el programa de actividades a realizar.  |
| 3   | Asegurar que el departamento de Instrumentación desmonte toda la instrumentación superficial de la turbina y el generador, manómetros termómetros RTD termocuplas, sensores de vibración sensores de expansión de excentricidad de velocidad e interruptores de presión. | Electricista  | Esto se efectúa en coordinación con el área mecánica y de instrumentación.   |
| 4   | Recibir del área mecánica la excitatriz desmontada.  | Electricista  | El área mecánica es el responsable del desmontaje de la excitatriz. Se asignara un electricista para asegurarse que los equipos eléctricos no se dañen durante la maniobra.  |
| 5   | Desmontar el PMG (generador de imanes permanentes) hacer mediciones de aislamiento en cojinetes del generador y excitatriz.  | Electricista  | Las pruebas de aislamiento se realizan a 500V por un minuto.   |
| 6   | Desmontar el rotor del generador.  | Area Mecánica | La actividad de desmontaje del rotor se realizará en el intervalo de tiempo recomendado por el fabricante. Se asignará a un electricista para cuidar que no se dañe ninguna de las bobinas del generador. Luego se cubrirá con una lona instalándole reflectores para calefacción. |

|    |   |              |  |
|----|---|--------------|--|
| 7  | Desconectar la estrella del generador.  | Electricista | Marcar cada una de sus fases.  |
| 8  | Limpiar la excitatriz.  | Electricista | Limpiar el devanado con un desengrasante que no sea conductor ni corrosivo que no deje residuos en la superficie con un alto grado de rigidez dieléctrica. Debe usarse un solvente dieléctrico mayor de 25KV.                      |
| 9  | Revisar el excitador de AC. Limpiar con solvente dieléctrico y realizar mediciones de aislamiento.  | Electricista | Para hacer esa revisión el área mecánica tiene que desmontar el estator. Para las mediciones usar megger 500 VCD por un minuto, Usar barniz Dolph Spray ER-41.   |
| 10 | Revisar el rectificador rotativo, Desacoplar cada uno de sus diodos de silicón y sus resistencias y hacerle pruebas eléctricas de polarización directa y reversa. | Electricista | Usar un tester digital para probar diodos.   |
| 11 | Revisar soportes y los carbones de los detectores de tierra del generador.  | Electricista | Después de todas estas pruebas se acoplan de nuevo los diodos se cubre con una lona y se le pone calefacción   |
| 12 | Revisar el rotor del generador, realizar prueba de aislamiento y prueba óhmica.   | Electricista | Revisar si ha cambiado de color anillos de retención y superficie del rotor  |
| 13 | Revisar cada una de las cuñas del generador con el equipo WTD.  | Electricista | Se utilizará el equipo WTD marca Iris Power para determinar el estado de las cuñas. Si se encontrara una cuña floja puede aplicarse resina epóxica entre el núcleo del estator y la superficie de la cuña para fijarla firmemente. |
| 14 | Revisar los alabes del ventilador del rotor.  | Electricista | Verificar el apriete de los tornillos que fijan el ventilador, movimiento de los espaciadores del final de bobina presencia de polvo en los agujeros de ventilación del rotor y anillo de retención.                               |
| 15 | Revisar que no estén obstruidos los orificios de ventilación del rotor, que no haya señales de sobrecalentamiento en algunos cáñamos de amarre de las bobinas.    | Electricista | Después de esta revisión y limpieza se cubre con una lona y se le pone calefacción debe usarse reflectores para ello.  |
| 16 | Revisar el estator y comprobar lo siguiente:<br>Deformación y agrietaduras de los terminales de bobina, cambio de color en las bobinas anillos y núcleos.         | Electricista | Dar una limpieza con solvente dieléctrico y barniz si fuera necesario. Asegurarse que se ponga la calefacción al no encontrarse nadie trabajando en el estator.  |

|    |   |              |   |
|----|---|--------------|---|
| 17 | Realizar pruebas de factor de potencia a las bobinas del estator en pruebas monofásicas, entre fases y trifásicas.            | Electricista | Esta prueba se realiza para verificar deterioro del aislamiento y presencia de humedad en el estator.<br>Se deben inyectar voltajes de 2, 4, 6, 8 y 8.8 KV a las bobinas del estator.   |
| 18 | Medir resistencia de aislamiento del Estator.   | Electricista | Deben de revisarse la medición de aislamiento de cada una de las fases ejemplo:<br>T1 con tierra<br>T2 con tierra<br>T3 con tierra<br>Luego medir aislamiento entre ellas.<br>Usar el medidor de aislamiento en la escala de 8000 VDC y Micrómetro.<br>Esta prueba se hace por 1 minuto después de la aplicación de voltaje y luego por 10 minutos para luego sacar el índice de polaridad. |
| 19 | Medir la resistencia óhmica de cada devanado con un Micrómetro.   | Electricista |   |
| 20 | Revisar y hacer pruebas de aislamiento en transformadores de corriente.   | Electricista | Seguido de esa prueba debe hacerse una limpieza y revisión de bornes  |
| 21 | Revisar pararrayos y capacitores probar aislamiento y capacitancia.   | Electricista | Usar medidor de aislamiento y capacitmetro  |
| 22 | Revisar transformadores de potencia AVR, medición protección y fusibles de cada uno de ellos.                                 | Electricista | Usar medidor de aislamiento y multímetro.   |
| 23 | Medir relación de transformación de cada uno de los transformadores de potencia.  | Electricista | Usar tester digital.<br>Posterior a la medición hacer una limpieza usando aspiradora  |
| 24 | Revisar y hacer pruebas eléctricas a transformador puesta a tierra del generador, realizar prueba óhmica a TC's.              | Electricista | Se mide aislamiento al devanado primario y al secundario se mide la resistencia del resistor.   |
| 25 | Revisar resistencias de calefacción.  | Electricista | Algunas veces están llenas de aceite limpie y haga pruebas eléctricas.<br>Usar medidor de aislamiento a 500VDC.   |
| 26 | Volver a instalar instrumentación.  | Electricista | Se hará conforme al avance del área mecánica y el área de instrumentación.  |
| 27 | Entregar al encargado del área de operación el turbogenerador y Documentar condiciones previas y posteriores al mantenimiento | Supervisor   | Area de operación hará las respectivas pruebas, siguiendo las instrucciones de su respectivo procedimiento para arranque del turbogenerador.  |

**4. DOCUMENTOS DE REFERENCIA**

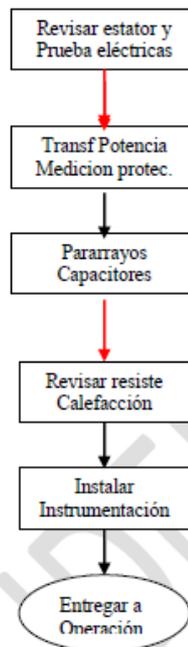
- Manual de operación y mantenimiento, As Build Drawings (5/8)
- Brush Generator Operating and Maintenance Manual, Generator type BDAX7-290ERH
- Control and Protection Generator - turbine unit.

**5. ANEXOS**

- Anexo A: Flujograma del Procedimiento  
Anexo B: Esquema del Equipo  
Anexo C: Listado de Herramientas  
Anexo D: Equipo de protección personal requerido

CONFIDENCIAL

## Anexo A: Flujograma del Procedimiento



**Anexo B: Esquema del Equipo**

N/A

**Anexo C: Listado de Herramientas**

| CANTIDAD | DESCRIPCION                               |
|----------|---|
| 1        | Equipo DOBLE M4000                        |
| 1        | Juego de llaves milimétricas 10 a 24 mm   |
| 1        | Juego de cubos milimétricos y en pulgadas |
| 1        | Llave Cangreja 12"                        |
| 1        | Probador analógico o digital              |
| 1        | Megger (probador de aislamiento)          |
| 1        | Capacimetro                               |
| 1        | Microohmetro                              |
| 1        | Juego de desatornilladores planos         |
| 1        | Desatornilladores philips                 |
| 1        | Tenaza p/ electricista pinzas etc.        |

**Anexo D: Equipo de protección personal requerido**

| CANTIDAD | DESCRIPCION                       |
|----------|-----------------------------------|
| 1/p      | Guantes p/electricista            |
| 1/p      | Casco                             |
| 1/p      | Zapatos de seguridad              |
| 1/p      | Anteojos de seguridad             |
|          | Cinta amarilla para señalización. |
| 1/p      | maskarilla                        |

1/p una unidad por persona