UNIVERSIDAD PERUANA DE CIENCIAS APLICADAS

FACULTAD DE INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA INDUSTRIAL

**"Propuesta de gestión de mantenimiento rcm en plantas
de energía a gas natural"**

TESIS:

PARA OPTAR POR EL TÍTULO DE INGENIERO INDUSTRIAL

AUTOR : ORLANDO BELLI HESSE

IDENTIFICADOR ORCID : 0000-0002-8078-9982

ASESOR:

ING. PEDRO AYALA CHACALTANA

IDENTIFICADOR ORCID : 0000-0003-1607-2263

Lima, Junio del 2018

RESUMEN

El Mantenimiento Centrado en Confiabilidad tiene un papel importante en las operaciones de las centrales de energía a gas.

La producción de electricidad es no sólo la producción de un producto, sino que también se convierte en un servicio al cliente.

La confiabilidad es el nivel más alto de calidad de este producto y servicio.

Este trabajo presenta el análisis de la práctica RCM en la central térmica 3x2 MW, PISCO.

El enfoque metodológico incluyó análisis de los cortes eléctricos no programados ("Blackouts") más significativos, la determinación de las principales causas de los daños, la aplicación de la metodología de evaluación de vida útil restante de los activos (Gensets) y, finalmente, las conclusiones y recomendaciones.

Palabras clave: RCM, central de gas, Genset, Blackout

ABSTRACT

Reliability Centered Maintenance has an important role in gas Power plants operations.

Electricity production is not only the production of a product, but also becomes a customer service.

Reliability is the highest quality product and service level.

This paper presents the analysis of practice RCM in 3x2 MW gas power plant PISCO.

The methodological approach included analysis of the most significant power outages unscheduled ("Blackouts"), determination of the main causes of the damage, the application of the assessment methodology remaining useful life of assets (Gensets) and finally, the conclusions and recommendations.

Keywords: RCM, Gas power plant, Genset, Blackout

Índice de temas

CAPÍTULO I: MARCO TEÓRICO	INTRODUCCIÓN.....	11
INICIOS DEL RCM.....		13
CONCEPTO DE RCM (RELIABLE CENTERED MAINTENANCE).....		13
ANTECEDENTES		13
CONCEPTOS Y PREGUNTAS DEL RCM.....		19
LAS SIETE PREGUNTAS BÁSICAS DEL RCM.....		19
CONTEXTO OPERACIONAL		20
FUNCIONES Y PARÁMETROS DE FUNCIONAMIENTO		21
LA CURVA DE DAVIES O DE LA BAÑERA.....		25
MODOS DE FALLO		26
EFFECTO DE LA FALLA FUNCIONAL		27
CONSECUENCIAS DEL FALLO FUNCIONAL		28
HERRAMIENTAS DE CALIDAD Y CONCEPTO DE CONFIABILIDAD.....		30
FUENTES ESTADÍSTICAS DE CONFIABILIDAD.....		30
CONFIABILIDAD DE SISTEMAS		31
DIAGRAMAS DE BLOQUES DE CONFIABILIDAD (DBC).....		32
TIPOS DE SISTEMAS		32
ANÁLISIS DE MODOS DE FALLA, SUS EFECTOS Y CRITICIDAD (AMFEC) 35		
JERARQUIZACIÓN DEL RIESGO.....		37
NÚMERO DE PRIORIDAD DE RIESGO (NPR)		39
ARBOL LÓGICO DE DESICIONES:.....		41
TAREAS DE MANTENIMIENTO		43
PASOS DE APLICACIÓN DEL RCM		46
BENEFICIOS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE RCM.		47
ANÁLISIS ACTUARIAL DE DATOS		49
DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL.....		51
MODELO WEIBULL		51

CASO DE PLANTA DE GAS EN ALGERIA	54
CASO DE LA CT PISCO	56
CASOS DE ÉXITO DEL RCM	57
PLANTA AGUSTO MACHADO (VENEZUELA)	57
PLANTA TÉRMICA DE CICLO COMBINADO (MALASIA)	61
HEAVY DUTY HYDRAULIC STRETCHING MACHINE	63
CAPITULO II ANÁLISIS Y DIAGNÓSTICO DE LA SITUACIÓN ACTUAL	67
ANÁLISIS DEL SECTOR ENERGÍA	67
DIAGNÓSTICO GENERAL DE LA EMPRESA	68
DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA	68
MISIÓN	68
VISIÓN	69
VALORES	69
ANÁLISIS FODA	69
ORGANIGRAMA DE LA CENTRAL TÉRMICA	70
MAPA DE PROCESOS DE LA CENTRAL TÉRMICA	72
DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE GENERACIÓN	73
ERM (ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN DE GN)	73
DESCRIPCIÓN DEL PROCESO	73
DOP DEL PROCESO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA	75
PRODUCTO Y SERVICIO	76
SISTEMAS INVOLUCRADOS EN EL PROCESO DE GENERACIÓN	77
OPERACIÓN DE LA PLANTA	79
OPERACIÓN EN MODO PROCESO	80
OPERACIÓN EN MODO ISLA	81
DEFINICIÓN DEL PROBLEMA Y SU CUANTIFICACIÓN	83
ENUNCIADO DEL PROBLEMA	83
EVENTOS QUE AFECTAN LA FIABILIDAD DE LA CT	84
DELIMITACIÓN DEL PROBLEMA	88

IMPACTO ECONÓMICO	88
ANÁLISIS DE ÁRBOL DE EVENTOS (ETA)	90
HISTOGRAMA DE APERTURAS DEL INTERRUPTOR PRINCIPAL (GCB)	93
PROBLEMA PRINCIPAL DE LA CENTRAL TÉRMICA.....	94
6M'S DE LAS FALLAS FUNCIONALES EN MODO ISLA.....	95
INDICADORES DE MANTENIMIENTO.....	96
DETERMINACIÓN DE LAS CAUSAS RAÍCES DEL PROBLEMA	102
MÉTODO DE LOS 5 ¿POR QUÉ?.....	103
MÉTODO ACTUAL DE GESTIÓN DE MANTENIMIENTO.	104
REPORTE DE EVENTOS DE OPERACIONES (SCADA).....	105
ANÁLISIS DE MODOS Y EFECTOS DE FALLOS DE LA CT.....	109
SELECCIÓN LA METODOLOGÍA A APLICAR	113
PAS 55.....	113
ISO 55000	113
SAE JA 1011	114
CAPITULO III APLICACIÓN DEL RCM A LA CT PISCO.....	118
DEFINICIÓN DEL CONTEXTO OPERACIONAL.....	118
PROPÓSITO DE LOS MOTORES DE COMBUSTIÓN INTERNA	118
SISTEMAS DE LOS MOTORES CATERPILLAR G3520C	118
ELABORACIÓN DEL AMEF.....	119
ELABORACIÓN DEL ANÁLISIS DE CRITICIDAD	139
EJECUCIÓN DEL ANÁLISIS DE TIEMPO ENTRE FALLAS DE LA CT.	146
TIEMPO MEDIO ENTRE FALLOS (MTBF).....	146
DISTRIBUCIÓN DE TIEMPOS DE FALLA DE LOS MOTORES.	147
DETERMINACIÓN DE LOS FACTORES TBM DE LOS MOTORES A GAS.	147
APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA.....	150
HOJA DE INFORMACIÓN	153
RESULTADO DE LA ELABORACIÓN DE LA HOJA DE DECISIONES.....	155
PLAN DE MANTENIMIENTO	162

ELABORACIÓN DEL CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES.....	169
RESULTADOS DEL AMEF	171
JERARQUIZANDO EL RIESGO	177
EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	178
CAPITULO IV VALIDACIÓN DEL PROYECTO	182
ESCENARIO ACTUAL	182
ESCENARIO PROPUESTO.....	184
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	186
CONCLUSIONES.....	187
RECOMENDACIONES	188
REFERENCIA BIBLIOGRAFICAS	191
GLOSARIO	195
SIGLARIO	196
ANEXOS	198
ANEXO I RESULTADO DEL ANÁLISIS DE CRITICIDAD DE COMPONENTES	198
ANEXO II PARAMETROS Y RESULTADOS DE CONFIABILIDAD DE G1	203
ANEXO III PARAMETROS Y RESULTADOS DE CONFIABILIDAD DE G2	204
ANEXO IV PARAMETROS Y RESULTADOS DE CONFIABILIDAD DE G3	205
ANEXO V PLAN DE MANTENIMIENTO	206
ANEXO VI – TABLA DE FIABILIDAD PARA N<30 DATOS	224
ANEXO VII – TABLA DE NPR	225

Índice de Tablas

Tabla N° 1.	Paradigmas y máximas del mantenimiento antes y en la actualidad.....	16
Tabla N° 2.	Beneficios de implementar el RCM	48
Tabla N° 3.	Data Histórica de la TG Modelo MS 5002.....	54
Tabla N° 4.	Histograma de frecuencias de los datos históricos.	56
Tabla N° 5.	Resumen de los downtime de fallas en la máquina hidráulica	64
Tabla N° 6.	Hoja de desiciones	65
Tabla N° 7.	Producción de estaño y precio de Venta.....	89
Tabla N° 8.	Producción	89
Tabla N° 9.	Eventos y la probabilidad de ocurrencia total	92
Tabla N° 10.	Análisis de las 6M de modos de fallo de la CT	95
Tabla N° 11.	Ficha del indicador MTBF	97
Tabla N° 12.	Indicador Disponibilidad	101
Tabla N° 13.	Resumen de causas inmediatas en el Reporte de eventos	106
Tabla N° 14.	Resumen de causas raices en el Reporte de eventos de operaciones.....	106
Tabla N° 15.	Causas Raíces Medición.....	109
Tabla N° 16.	Causas Raíces Material.....	110
Tabla N° 17.	Causas Raíces Personal	110
Tabla N° 18.	Causas Raíces Medio Ambiente	111
Tabla N° 19.	Causas Raíces Métodos	111
Tabla N° 20.	Causas Raíces Maquinaria.....	112
Tabla N° 21.	Matriz de podnderación de factores.....	115
Tabla N° 22.	Matriz de ranking de factores	116
Tabla N° 23.	Puntajes del AMEF.....	120
Tabla N° 24.	AmeF Mediciones	122
Tabla N° 25.	AMEF Material	125
Tabla N° 26.	AMEF Mano de Obra.....	128
Tabla N° 27.	AMEF Medio Ambiente	131
Tabla N° 28.	AMEF Métodos	133

Tabla N° 29.	AMEF Maquinarias	135
Tabla N° 30.	Criterios de criticidad	139
Tabla N° 31.	Criticidad de los modos de falla	141
Tabla N° 32.	Histórico de ocurrencias estadísticas	147
Tabla N° 33.	Cálculo de valores lineales	148
Tabla N° 34.	Parámetros de la distribución de Weibull.....	149
Tabla N° 35.	Hoja de información	153
Tabla N° 36.	Hoja de decisión de RCM.....	155
Tabla N° 37.	Ejemplo de hoja de decisiones.....	157
Tabla N° 38.	Tareas de mantenimiento del sistema de lubricación	162
Tabla N° 39.	Tareas de mantenimiento del sistema de Encendido	162
Tabla N° 40.	Tareas de mantenimiento del sistema Embrague	165
Tabla N° 41.	Tareas de mantenimiento del sistema de Gas natural.....	166
Tabla N° 42.	Tareas de mantenimiento predictivo del sistema de Gas natural.....	166
Tabla N° 43.	Detección de oportunidades de mejora.....	167
Tabla N° 44.	Plan de mantenimiento autónomo	167
Tabla N° 45.	Actividades a realizar en la implementación de RCM	169
Tabla N° 46.	Análisis AMEF a los motores de gas G3520 C	171
Tabla N° 47.	Costos de producción y precio de venta del estaño	178
Tabla N° 48.	Cronograma de actividades	180
Tabla N° 49.	Disponibilidad individual y de la CT en general actual	183
Tabla N° 50.	Disponibilidad individual y de la CT en general propuesta	184
Tabla N° 51.	Datos de entrada para la simulación en el caso actual.....	185
Tabla N° 52.	Partes Críticas	198
Tabla N° 53.	Partes Semicríticas.....	198
Tabla N° 54.	Partes no críticas	199

Índice de Figuras

Figura N°1.	Patrones de falla.....	24
Figura N°2.	La curva de Davies y la función tasa de fallos.	26
Figura N°3.	Esquema elemental de análisis de un proceso RCM	29
Figura N°4.	Estadística de la confiabilidad	31
Figura N°5.	DBC de elementos en serie.....	33
Figura N°8.	Clasificación del índice de gravedad en la jerarquía de riesgos.	37
Figura N°9.	Clasificación de la frecuencia en la jerarquía de riesgos.....	38
Figura N°10.	Matriz de riesgos Consecuencia Vs Frecuencia de Ocurrencia.....	39
Figura N°11.	Árbol de desiciones y categorías de las fallas funcionales	43
Figura N°12.	Clasificación de tareas Generalmente aceptadas en un proceso RCM.....	46
Figura N°13.	La curva de Davies y la función tasa de fallos.	51
Figura N°14.	Sixpack de la frecuencia	57
Figura N°15.	Distribución de fallas de equipos auxiliares	59
Figura N°16.	Indicadores de factor de disponibilidad de la planta.(EAF)	60
Figura N°17.	Indicadores de factor de paradas no programadas (EFOR).....	61
Figura N°18.	Dias de overhoul empleados.....	63
Figura N°19.	Organigrama de La Central Térmica de Minsur S.A.....	70
Figura N°20.	Mapa de procesos de la Central Térmica.....	72
Figura N°21.	DOP de la Central Térmica Minsur	75
Figura N°22.	Genset de CT	77
Figura N°23.	Activos que conforman la Central Térmica.....	79
Figura N°25.	Operación en modo Isla.....	82
Figura N°26.	Diagrama de Pareto de los eventos de la C. Térmica en modo proceso...	85
Figura N°27.	Eventos y oscilaciones de la Central Térmica en modo isla.....	87
Figura N°28.	Análisis de árbol de eventos	91
Figura N°29.	Histograma de tiempos de apertura de GCB	93
Figura N°30.	Tiempo de Operación en modo isla por día.....	94
Figura N°32.	Distribución Weibull de los MTBF del G1	98

Figura N°33.	Distribución Weibull de los MTBF del G2 y G3	98
Figura N°34.	Probabilidad acumulada de fallos y confiabilidad del G1	99
Figura N°35.	Probabilidad acumulada de fallos y confiabilidad del G2 y G3	100
Figura N°36.	Diagrama de causa efecto de los eventos SCADA.....	107
Figura N°37.	Diagrama de causa efecto de modos de fallo	108
Figura N°38.	Etapas del modelo de desición multicriterio.....	119
Figura N°39.	Cuadro de criticidad.....	140
Figura N°40.	Diagrama de tiempo medio para reparar la falla.	146
Figura N°41.	Curva de tasa de fallas linealizada.....	149
Figura N°42.	Distribución de tiempo medio entre fallas media de 62 días.....	150
Figura N°43.	Diagrama de decisión RCM	152
Figura N°44.	Jerarquía de modos de fallo acorde al NPR.....	177
Figura N°45.	Flujo de caja con horizonte de 4 años.....	178
Figura N°46.	VAN Proyectado	181
Figura N°47.	TIR Proyectado.....	181
Figura N°48.	Validación del proceso con datos y registros del SCADA.....	182
Figura N°49.	Histograma de la disponibilidad actual de planta (A)	183
Figura N°50.	Histograma de la disponibilidad propuesta (A2).....	184
Figura N°51.	Comparación de la disponibilidad propuesta Vs la actual.....	185

CAPÍTULO I:

MARCO TEÓRICO

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo tiene como finalidad aplicar el mantenimiento RCM (Reliable Centered Maintenance traducido al español Mantenimiento basado en confiabilidad) nacido en el mundo de la aeronáutica y determinar los conceptos generales usados en esta estrategia de mantenimiento usado a nivel industrial. Es importante mencionar que existen diferencias muy sutiles entre un concepto y otro, he ahí la importancia de definirlos correctamente ya que muchas veces se confunden los conceptos de “fallo”, con “fallo funcional” o con “modos de fallo”.

La filosofía de mantenimiento RCM sólo ha tenido una modificación a lo largo de la historia de

RCM de la aeronáutica a RCM II aplicado al mundo industrial cuyo pionero es Jhon Moubray cuyo libro esta como referencia principal en el presente trabajo por ser válida sin modificaciones a la fecha.

Para determinar las causas del problema acontecidos en una central térmica se usaran “HERRAMIENTAS DE CALIDAD” del RCM (análisis actuarial de datos, análisis y medición de los efectos de las fallas, análisis de criticidad de fallos).

“LOS PASOS DE APLICACIÓN DEL RCM” describen la secuencia lógica de aplicación del RCM, desde la identificación de especificaciones de los activos, pasando por un análisis funcional dependiendo de la cantidad de funciones de los activos, clasificándolos si son de funciones simples o multifuncional.

Se analiza el estado actual de la empresa (Central térmica de una unidad minera), se mencionan, la visión, misión, valores, análisis FODA, organigrama y se hace una pequeña introducción al proceso de generación de energía eléctrica a través de los motores de combustión interna a gas natural.

Se describen las partes de la planta térmica a detalle, desde la estación de medición de gas natural, los sistemas de odorización, distribución eléctrica, se describe el producto y costos de generar cada MW de energía, se presenta el diagrama de operaciones del proceso, se presentan los procedimientos de operación y los tipos de operación que tiene la planta.

INICIOS DEL RCM

Para entender mejor la descripción de este subtema primero se definirá el concepto RCM, luego se describirán los antecedentes del mantenimiento a lo largo de la historia.

CONCEPTO DE RCM (RELIABLE CENTERED MAINTENANCE)

“Filosofía de gestión del mantenimiento, en la cual un **equipo multidisciplinario de trabajo**, se encarga de optimar la **confiabilidad operacional** de un sistema que funciona bajo condiciones de trabajo definidas, estableciendo las **actividades más efectivas de mantenimiento** en función de la **críticidad** de los **activos** pertenecientes a dicho sistema, tomando en cuenta los **posibles efectos** que originarán los modos de fallas de estos activos, a la seguridad, al ambiente y a las operaciones”.

(Parra 2006, 7)

El mantenimiento RCM traducido al español es literalmente mantenimiento centrado en confiabilidad, es decir que enfoca su metodología en la confiabilidad de un activo, planta o sistema dentro de un contexto operacional, el contexto operacional define los límites del sistema o activo a aplicar el RCM, esas definiciones serán tratadas a mayor profundidad en el desarrollo de los subtemas a partir del punto 1.1.4.

ANTECEDENTES

En 1974 cuando la defensa área de los Estados unidos solicita a United Airlines un informe de procedimientos para mantenimiento de aviones comerciales se hace conocido e RCM.¹

¹ Cfr. Moubray 1997 : 322-323

El RCM (Reliability Centered Maintenance) es un conjunto de procedimientos de mantenimiento avanzado, donde no sólo se tiene en cuenta el clásico mantenimiento, correctivo, preventivo y predictivo, sino además se analizan todos los activos de un todo como un sistema conjunto (holístico), donde no importa tener operativo al 100 % todos los activos, la importancia radica en que el sistema como un todo no falle, es decir pueden haber activos que fallen en el proceso, pero el sistema total no fallará, es allí donde surge el termino criticidad de los fallos, la criticidad es el parámetro que indica que tan importante es la falla del activo.²

Este tipo de mantenimiento es el más riguroso y bastante técnico además de tener una inversión bastante alta para su implementación, es por tal motivo que se usa en tipos de industria donde se justifique que la probabilidad de fallo del sistema sea nulo, como por ejemplo la industria aeronáutica, minería, energía petróleo y gas.

La confiabilidad de los procesos se resume a: “Que los activos funcionen haciendo lo que deben hacer cuando sea requerido” es decir, es la probabilidad de que un activo no falle en un determinado intervalo de tiempo.

Otra definición de RCM: “El conjunto de acciones orientadas a conservar o restablecer un sistema y/o equipo a su estado normal de operación para cumplir un servicio determinado en condiciones económicamente favorables y de acuerdo a las normas de seguridad integral.”³

Los entes involucrados en la estrategia de mantenimiento necesarios en una organización.

En el ente RRHH se requiere personal altamente capacitado involucrado en temas de mantenimiento tecnológico e ingeniería actuarial para calcular probabilidades y disponibilidad de la planta.

En el ente Equipo ejecutivo, se requiere el apoyo para impartir dicho conocimiento a toda la organización y agilizar temas administrativos y logísticos que van de la mano con el mantenimiento.

² Cfr. Moubray 1997 : 1-6

³ Cfr. Hung 2009 : 14

El ente Tecnología es primordial en sistemas de gestión de mantenimiento asistidos por ordenadores (GMAO) o sistemas SCADA que permiten la adquisición de datos a tiempo real y facilita hacer pronósticos y estadísticas de las operaciones y de los equipos que fallan en una base de datos que posteriormente puede ser usado como inputs para la elaboración de reportes e indicadores de gestión como KPIs.

El ente financiero es importante ya que con él se consigue la compra de tecnología y capacitación de personal.⁴

Cabe mencionar que esta metodología es una sistemática que puede ser aplicable a una planta en el proceso de diseño o en la fase de operación.⁵

Las plantas eléctricas deben operar con mayor eficiencia y de forma segura, la automatización ha ayudado a conseguir este objetivo, pero también ha incluido sensores, y actuadores que son requeridos para tal fin, estos elementos también son propensos a fallar, ya que son de uso mecánico y existe desgaste, es ahí la importancia de sistematizar el mantenimiento, revisando que tipo de tareas son necesarias para cada equipo o instrumento, ya sean de sustitución o reacondicionamiento cíclico, como se determina el ciclo entre otros conceptos.⁶

Tradicionalmente el mantenimiento poseía las siguientes características:

- ✓ Mantenimiento clásico basado en 5s y Kaizen.
- ✓ Recomendación de vendedores (Manual de fabricantes).
- ✓ Experiencias prácticas previas (Juicio de expertos).

⁴ Cfr. Hung 2009 : 14

⁵ Cfr. Unzueta 2014 : 347

⁶ Cfr. Parra 2006 : 6-7

- ✓ Uso de nuevas tecnologías (Mejora el mantenimiento predictivo).
- ✓ No existían justificaciones documentadas claras (Falta de procedimientos)

Ahora bien con el propósito de tener una visión más clara de la evolución de la confiabilidad de las operaciones/equipos se hace una comparación del mantenimiento clásico versus como es en la actualidad como se muestra en la **Tabla N° 1.** ⁷

Tabla N° 1. Paradigmas y máximas del mantenimiento antes y en la actualidad.

Ítem	Antes (Paradigma)	Actualidad (Máxima)
1	El mantenimiento es para preservar los activos físicos	El mantenimiento es para preservar las funciones de los activos
2	El mantenimiento rutinario es para prevenir Fallas	El mantenimiento rutinario es para evitar, reducir o eliminar las consecuencias de las fallas.
3	El objetivo Principal de la función de mantenimiento es optimizar la disponibilidad de la planta a un costo mínimo	El mantenimiento afecta todos los aspectos de la efectividad de los negocios: la seguridad, la integridad ambiental, la eficiencia energética, la calidad de los productos y servicios al cliente, no sólo la disponibilidad y el costo
4	La mayoría de los equipos tienden a fallar medida que envejecen.	La mayoría de las fallas no tienden a ocurrir a medida que los equipos envejecen.

⁷ Cfr. Perez 2008: 2-20

Ítem	Antes (Paradigma)	Actualidad (Máxima)
5	Se debe tener disponible información entendible sobre la tasa de fallas antes de desarrollar un programa de mantenimiento realmente exitoso	Decisiones acerca del manejo de las fallas del equipo tendrían siempre que ser tomadas con información inadecuada acerca de la tasa de fallas.
6	Hay 3 tipos básicos de mantenimiento <ul style="list-style-type: none"> ✓ De pronóstico ✓ Preventivo ✓ Correctivo 	Hay 4 tipos básicos de mantenimiento <ul style="list-style-type: none"> ✓ De pronóstico ✓ Preventivo ✓ Correctivo ✓ Detectivo
7	La frecuencia de las actividades de mantenimiento basadas en condición debe ser basada en la criticidad del componente a ser revisado.	La frecuencia de las actividades de mantenimiento debe ser basada en el periodo de desarrollo de la falla (Conocido como tiempo de avance para fallar o intervalo P-F)
8	Si ambas son técnicamente adecuadas, las reparaciones o reemplazos de repuestos a intervalos fijos son usualmente más económicos que el mantenimiento basado en condición	El mantenimiento basado en condición es casi siempre más económico y más efectivo que reparaciones y reemplazos de repuestos a intervalos fijos durante la vida del activo.
9	Incidentes o accidentes catastróficos serios que involucran fallas múltiples en los activos son “Actos de Dios” o resultado de la mala suerte por lo tanto son inmanejables.	Hasta una extensión considerable, la probabilidad de una falla múltiple es una variable manejable, especialmente en sistemas protegidos.

Ítem	Antes (Paradigma)	Actualidad (Máxima)
10	La forma más rápida y segura de mejorar el rendimiento de activos “no confiables” es mejorar el diseño.	Siempre es más efectivo tratar de mejorar el rendimiento de un activo “no confiable” mejorando la forma como es operado y mantenido, y solo revisar el diseño si este no puede producir el rendimiento requerido.
11	Políticas de mantenimiento genérico pueden ser desarrolladas para la mayoría de tipos de los activos físicos.	Políticas de mantenimiento genérico sólo deberían aplicarse a activos idénticos cuyo contexto operacional, funciones y patrones deseados de rendimiento sean idénticos.
12	Las políticas de mantenimiento debes ser formuladas por los gerentes de mantenimiento, y los programas de mantenimiento diseñados por especialistas calificados o contratistas externos (un enfoque de arriba hacia abajo)	Las políticas deberían ser formuladas por las personas más cercanas a los activos. El papel de la gerencia es proveer las herramientas para ayudarles a tomar decisiones correctas y asegurar que estas decisiones son responsables y defendibles.
13	El área de mantenimiento en si misma puede desarrollar un programa de mantenimiento exitoso y perdurable.	Un programa de mantenimiento exitoso y perdurable sólo puede ser desarrollado por especialistas de los equipos y usuarios de los activos trabajando en conjunto.
14	Los fabricantes de equipos están en la mejor posición para desarrollar programas de mantenimiento para activos físicos nuevos.	Los fabricantes solamente pueden jugar un papel muy limitado (pero aún importante) en el desarrollo de programas de mantenimiento para activos nuevos.
15	Es posible encontrar una solución rápida para todos los problemas de efectividad de mantenimiento.	Los problemas de mantenimiento son el resultado de 2 etapas:

Ítem	Antes (Paradigma)	Actualidad (Máxima)
		Cambiar la forma como piensan las personas de mantenimiento. Hacer que apliquen sus cambiados procesos de pensamiento a problemas de procesos técnicos uno a uno.

Fuente: Pérez Jaramillo, 2-20

Con la Tabla 1 se establecen las comparaciones del mantenimiento clásico Versus el actual se termina de explicar los inicios del mantenimiento y cómo ha evolucionado en el tiempo.

Los paradigmas (patrón o modelo), son ideas o enclavamientos mentales que se crearon en los inicios del mantenimiento, las máximas son ejemplos de sabiduría o norma de conducta expresada en una frase.⁸

Teniendo previamente definido el concepto de mantenimiento RCM en el punto 1.1.1 se puede dar lugar al desarrollo de los conceptos asociados al RCM.

CONCEPTOS Y PREGUNTAS DEL RCM

LAS SIETE PREGUNTAS BÁSICAS DEL RCM

Las preguntas básicas del mantenimiento basado en confiabilidad son:

1. ¿Cuáles son las funciones y normas de comportamiento asociadas al activo en su contexto operacional actual?
2. ¿De qué manera hace esto que no llegue a cumplir sus funciones?
3. ¿Cuál es la causa de cada fallo funcional?
4. ¿Qué sucede cuando ocurre cada fallo?
5. ¿De qué manera afecta cada fallo al sistema, su entorno y su misión?
6. ¿Qué puede hacerse para predecir o prevenir cada fallo?
7. ¿Qué debe hacerse si no se puede encontrar una tarea proactiva adecuada?

⁸ Cfr. Perez J 2008 : 1

Estas preguntas usan ciertos términos y conceptos que se explicarán para mejor comprensión.⁹

En la práctica el personal de mantenimiento no puede contestar a las siete preguntas por sí solos. Esto es porque muchas de las respuestas sólo pueden proporcionarlas el personal operativo o el de producción.

Por esta razón la revisión de los requerimientos del mantenimiento de cualquier equipo debería de hacerse por equipos de trabajo reducidos que incluyan al menos una persona de mantenimiento y otra de la función de producción. La antigüedad de los miembros del grupo es menos importante que el hecho de que deben de tener un amplio conocimiento de los equipos que se están estudiando. Cada miembro del grupo deberá también haber sido entrenado en RCM. El uso de estos grupos no sólo permite que los directivos obtengan acceso de forma sistemática al conocimiento y experiencia de cada miembro del grupo, sino que además reparte de forma extraordinaria los problemas del mantenimiento y sus soluciones.

CONTEXTO OPERACIONAL

“La experiencia de analistas expertos en MCC (Mantenimiento Centrado en Confiabilidad), ha demostrado claramente que la mayor eficiencia y significancia de los resultados obtenidos por el MCC, es a partir del análisis a los distintos “**sistemas**” como nivel de detalle de una organización. En la mayoría de las plantas, los “sistemas” son usualmente identificados, y estos son usados: para realizar los bloques lógicos funcionales e identificar los procesos asociados al sistema, para los esquemáticos de planta y tuberías y para los diagramas de instrumentación, razones por las cuales el nivel de detalle referido al análisis de los **sistemas**, ofrece la información más detallada y precisa”. (Parra 2006: 12)

Este el contexto operacional de un “sistema” está referido a las condiciones de operación de un equipo, está relacionado por sus especificaciones técnicas, teniendo en cuenta que los equipos no necesariamente trabajan al 100 % de sus parámetros de diseño, es decir podría trabajar a un 85% de su capacidad de diseño en condiciones normales, entonces este

⁹ Cfr. Unzueta 2014: 347-348

parámetro de variables de proceso como podrían ser flujo, pH, turbidez, velocidad, temperatura, presión, etc. que normalmente son registradas cuando el equipo o sistema trabaja al 85% se denomina contexto operacional.

También se tiene en cuenta el tipo de proceso, si es que es continuo o por lotes, si es continuo el modo de falla de cualquiera de los elementos que componen los equipos pueden hacer parar toda la planta, en contraste con los procesos por lotes, normalmente esta formado por máquinas independientes una de las otras y se efectúan varios procesos en paralelo, por lo que la falla del componente de un equipo perjudica parcialmente a la producción de toda la planta, se tiene en cuenta los turnos de operación, la redundancia de equipo, los riesgos al medio ambiente, seguridad, instalaciones de la planta y todo lo que está relacionado al entorno del equipo.¹⁰

FUNCIONES Y PARÁMETROS DE FUNCIONAMIENTO

Las funciones de un equipo están referidos al propósito del equipo en sí, es decir todo equipo tiene un propósito o razón de ser, en él se desarrolla una actividad en la materia prima o insumo, las funciones están limitadas por la estructura de diseño y son desarrolladas en un contexto operacional determinado, existen funciones primarias y secundarias, es decir que para los equipos que tienen más de una función serán denominados equipos multifuncionales como por ejemplo existen instrumentos digitales en plantas que tienen varias funciones entre ellas de medición, control, funciones especiales de alarmas, temporizaciones entre otras.¹¹

LAS FUNCIONES PRIMARIAS

Son las de mayor importancia en el equipo intervenido, básicamente son el motivo por el cual ha sido comprado el activo, existen activos que pueden tener más de una función primaria por ejemplo un transmisor indicador de presión, son 2 funciones por lo cual es un

¹⁰ Cfr. Parra 2006: 11-12

¹¹ Cfr. Parra 2006:

activo de funciones múltiples e independientes, esto podría reflejarse en que se deba tener 2 tipos de tareas de mantenimiento para este activo.

LAS FUNCIONES SECUNDARIAS

Son funciones adicionales que cumple el equipo pero teniendo como prioridad su función primaria por ejemplo un transmisor indicador de presión , su función primaria es transmitir la señal de medición a un controlador lógico, pero además tiene una función secundaria que sería la indicación local de dicha variable en el mismo campo. Los parámetros de funcionamiento son valores que deben tener las variables del proceso involucrado en el equipo que se está evaluando.¹²

FALLOS FUNCIONALES

“Functional failures are descriptions of the various ways in which a system or subsystem can fail to meet the functional requirements designed into the equipment. A system or subsystem that is operating in a degraded state but does not impact any of the requirements addressed in paragraph (Systems and System Boundary) has not experienced a functional failure.” (NASA 2000, 3-13)

Los fallos funcionales son las condiciones que se dan para que no se cumpla la función parcial (failure) o totalmente (fault), en esta identificación de fallos funcionales donde se trabaja con mayor rigurosidad y se definen las criticidades de los fallos para poder cuantificar los riesgos y elaborar planes de mantenimiento con una frecuencia determinada y que tipo de tareas de mantenimiento deben ser realizadas por dicho fallo funcional, es por eso que el mantenimiento centrado en confiabilidad se enfoca en la criticidad de los fallos funcionales y no en los equipos como el enfoque de mantenimiento clásico.

Los fallos funcionales a su vez se clasifican en evidentes y ocultos.

¹² Cfr. Parra 2006: 11-39

FALLOS FUNCIONALES EVIDENTES

Son aquellos fallos que como su nombre lo indica se evidencian en la operación normal o alertada de una planta.

FALLOS FUNCIONALES OCULTOS

Son aquellos fallos que ocurren durante la operación normal o alertada de la planta, pero sólo nos damos cuenta que existe cuando el estado es de emergencia y deberían entrar en operación ciertos elementos que por su condición de fallo no operan.

FALLOS POTENCIALES

Es un término usado en mantenimiento basado en condición (MBC), hace referencia a las alarmas de advertencia definidas en algunos parámetros como son nivel, presión o cualquier variable física relacionada al proceso en evaluación.

PATRONES DE FALLA

Existen 6 patrones de fallos funcionales en el tiempo.

Los estudios estadísticos realizados evidencian que la tendencia es que los patrones de los activos (no menos del 68 %) pertenecen al patrón F, esto debido a que cada vez los elementos de los activos se vuelven con el tiempo cada vez más complejos.¹³

¹³ Cfr. Moybray 2004 : 13

Figura N°1. Patrones de falla

Fuente NASA 2000, 3-15

Para comprender mejor los patrones de falla mostrados en la Figura N° 1 se hace una breve descripción de los mismos a continuación:

Tipo A: Muestra en el inicio de operaciones la tasa de fallas va disminuyendo a un valor, luego pasado un tiempo prolongado la tasa de fallas nuevamente incrementa (típico en motores recíprocos.)

Tipo B: Mortalidad infantil, seguido por un constante y lento incremento de fallas (típico en equipos electrónicos.)

Tipo C: Baja probabilidad de falla cuando el activo es nuevo o (overhauled), seguido por un rápido incremento de fallas.

Tipo D: Probabilidad de falla constante en todo momento.

Tipo E: Mortalidad infantil seguido por una constante o incrementos graduales de tasas de falla.

Tipo F: Muestra una tasa de fallas alta al inicio, que va disminuyendo en el tiempo y nuevamente comienza a incrementarse la tasa de fallas pero lentamente. (Típico en turbinas).

“The basic difference between the failure patterns of complex and simple items has important implications for maintenance. Single-piece and simple items frequently demonstrate a direct relationship between reliability and age. This is particularly true where factors such as metal fatigue or mechanical wear are present or where the items are designed as consumables (short or predictable life spans). In these cases an age limit based on operating time or stress cycles may be effective in improving the overall reliability of the complex item of which they are a part.”

(NASA 2000, 3-14)

Lo que se puede rescatar del fragmento anterior es la diferencia que se establece entre los patrones de fallas de elementos complejos y simples, para elementos simples la confiabilidad esta ligada a el tiempo de uso, mientras que en elementos complejos la confiabilidad esta relacionada al reemplazo de sus elementos que conforman el activo.¹⁴

LA CURVA DE DAVIES O DE LA BAÑERA

La curva de la bañera es una gráfica que representa los fallos durante el período de vida útil de un sistema o máquina. Se llama así porque tiene la forma una bañera cortada a lo largo. En ella se pueden apreciar tres etapas:

- Fallos iniciales ($\beta < 1$): esta etapa se caracteriza por tener una elevada tasa de fallos que descende rápidamente con el tiempo. Estos fallos pueden deberse a diferentes razones como equipos defectuosos, instalaciones incorrectas, errores de diseño del equipo, desconocimiento del equipo por parte de los operarios o desconocimiento del procedimiento adecuado.
- Fallos normales ($\beta = 1$): etapa con una tasa de errores menor y constante. Los fallos no se producen debido a causas inherentes al equipo, sino por causas aleatorias

¹⁴ Cfr. NASA 2000 : 3-14

externas. Estas causas pueden ser accidentes fortuitos, mala operación, condiciones inadecuadas u otros.

- Fallos de desgaste ($\beta > 1$): etapa caracterizada por una tasa de errores rápidamente creciente. Los fallos se producen por desgaste natural del equipo debido al transcurso del tiempo.

Ésta es una de doce formas que se han tipificado sobre los modos de fallas de equipos, sistemas y dispositivos.

Figura N°2. La curva de Davies y la función tasa de fallos.

MODOS DE FALLO

Los modos de fallo son las causas que ocasionan los fallos funcionales y responden a la pregunta ¿porqué fallo el equipo? o ¿porqué se perdió la función del equipo?, normalmente estos modos de fallo son provocados por la falla funcional de equipos dentro de un sistema o subsistema. Existen modos de fallo de primer nivel, de segundo nivel, de tercer nivel, mientras más niveles se analice, mejor serán los planes de acción para dichos modos de fallo

pero también mayor serán los recursos a usarse ya que el análisis se multiplica por un mayor número de causas en cada nivel.¹⁵

Otra definición de modo de falla es la “forma” de cómo un equipo o activo falla, responde a la pregunta dos de las siete preguntas del mantenimiento RCM.

EFFECTO DE LA FALLA FUNCIONAL

“El proceso RCM exige describir los *efectos* de suceder cada uno de los modos de fallos. Posteriormente, se analiza la importancia de cada modo de fallo. Con esto finaliza la parte inicial del proceso RCM que no es más que un Análisis de Modos de Fallos y Efectos (FMEA). En este punto se busca la respuesta a las cuatro primeras preguntas de un proceso RCM según lo plantea la norma SAE JA 1011. Estas interrogantes son:

- 1-¿Cuáles son las funciones y los estándares asociados de desempeño del activo en su contexto operacional actual?
- 2-¿En qué forma puede fallar el cumplimiento de sus funciones?
- 3-¿Cuál es la causa de cada fallo funcional?
- 4-¿Qué sucede cuando ocurre cada fallo?” (Sexto 2010: 2)

Es la consecuencia ocasionada por la falla funcional, este parámetro multiplicado por la probabilidad de ocurrencia, nos da un factor usado posteriormente para cuantificar riesgos. Concretamente, al describir los efectos de una falla, debe hacerse constar lo siguiente:

- Qué evidencia existe (si la hay) de que se ha producido una falla.
- De qué modo (si las hay) la falla supone una amenaza para la seguridad o el medio ambiente.
- De qué manera (si las hay) afecta a la producción o a las operaciones.
- Los daños físicos (si los hay) han sido causados por la falla.
- Qué debe hacerse para reparar la falla.

¹⁵ Cfr. NASA 2000: 3-17

El proceso de contestar sólo a las cuatro de las siete primeras preguntas produce oportunidades sorprendentes y a menudo muy importantes de mejorar el funcionamiento y la seguridad, y también de eliminar errores. También mejora enormemente los niveles generales de comprensión acerca del funcionamiento de los equipos¹⁶.

CONSECUENCIAS DEL FALLO FUNCIONAL

Las consecuencias de los fallos funcionales se clasifican en 4:

1. Fallos que impactan contra la seguridad de las personas involucradas en la operación y mantenimiento de la central.
2. Fallos que impactan en el medio ambiente, como son gases de escape o emanaciones gaseosas, vertimientos líquidos o residuos sólidos peligrosos que no son tratados adecuadamente.
3. Fallos que impactan en las operaciones, son perjudiciales en el proceso productivo, impactan también en la calidad del producto.
4. Fallos no operacionales, son aquellos fallos que no impactan en las operaciones ni en las otras clases de consecuencias mencionadas, pero incurren en los costos directos de reparación.¹⁷

¹⁶ Cfr. Sexto 2000: 2

¹⁷ Cfr. Sexto 2010 : 2

Figura N°3. Esquema elemental de análisis de un proceso RCM

Fuente: Sexto 2010.

La Figura N° 3 muestra un esquema de como se relaciona el contexto operacional con el análisis funcional de un activo (Función 1, Función 2,... Función “n”) , cada función tiene su antifunción o fallo funcional es decir si hay “n” funciones también existirá “n” fallos funcionales, a su vez cada fallo funcional es causado por uno o más modos de falla, por lo cual se debe luego hacer una cuantificación de las consecuencias que traen los efectos de los modos de fallo, una vez cuantificado los riesgos se procede a hacer la matriz de riesgo, dichos riesgos son mitigados, eliminados o aceptados a través de tareas de mantenimiento (“Tarea apropiada para el MF 1”, “Tarea apropiada para el MF 2”,.....Tarea apropiada para el MF “n”).

HERRAMIENTAS DE CALIDAD Y CONCEPTO DE CONFIABILIDAD

La confiabilidad de un equipo en un determinado instante, es la probabilidad de que dicho equipo no falle en un intervalo de tiempo, dado que era nuevo o como nuevo en el instante inicial.

Un equipo puede presentar diferentes tipos de confiabilidades, asociadas a diferentes funciones.

La confiabilidad se relaciona básicamente con la tasa de fallas (cantidad de fallas) y con el tiempo medio de operación y el tiempo de operación.

Mientras el número de fallas de un determinado equipo vaya en aumento o mientras el tiempo medio de operación de un equipo disminuya, la confiabilidad del mismo será menor.

Para un mejor control de indicadores de confiabilidad se recomienda tener un registro histórico de los eventos relacionados a las tasas de falla ocurridos en el sistema, esto con el fin de identificar cuales son los activos con mayor tasa de fallos en el sistema, luego se puede hacer un análisis causa raíz para solucionar los problemas que son mas frecuentes, la herramienta que nos ayuda a identificar esta relación es el diagrama de Pareto.¹⁸

FUENTES ESTADÍSTICAS DE CONFIABILIDAD

Como se muestra en la **Figura 4**, la confiabilidad se puede representar como el inicio de 2 posibles escenarios que son:

Falla del sistema que a su vez se subdivide en:

Frecuencia de fallas inherentes (de los activos) y frecuencia de fallas del sistema (total).

¹⁸ Cfr. NASA 2000 : 3-13

El segundo escenario es el éxito del sistema que a su vez tiene un nivel mas bajo de probabilidad de éxito.¹⁹

Figura N°4. Estadística de la confiabilidad

Fuente: Jones 2007

CONFIABILIDAD DE SISTEMAS

Un sistema es un conjunto de elementos interrelacionados dentro de las unidades de proceso que tienen una función específica de acuerdo a su operatividad. Y es esta operatividad la cual debemos garantizar, y dado que la confiabilidad individual de cada elemento afecta directamente a todo el sistema, nuestro objetivo es poder garantizar la confiabilidad del sistema a través de sus componentes.

También una sola máquina o equipo constituye un sistema dependiendo de como se haya definido el contexto operacional del sistema en estudio²⁰

¹⁹ Cfr. Jones 2007 : 5

²⁰ Cfr. Flores 2010 : 13 - 18

DIAGRAMAS DE BLOQUES DE CONFIABILIDAD (DBC)

“Los diagramas de bloques (DB) son una representación común para calcular la confiabilidad de sistemas (Xu et al., 2009). Esta representación se complementa con técnicas estadísticas para evaluar los parámetros de la mejor función densidad de probabilidad que represente el tiempo entre fallas. En forma resumida el método de DB consiste en obtener el valor de confiabilidad de cada elemento del sistema y posteriormente se encuentra la confiabilidad correspondiente a cada subsistema, al reducir el sistema a un arreglo equivalente conforme a los sistemas en serie y paralelo que lo constituyen.”

(Flores 2010: 14)

TIPOS DE SISTEMAS

Existen dos tipos:

SISTEMAS ES SERIE

Es cuando la interrupción de una máquina y/o equipo hace parar la línea de producción.

Por ejemplo

La **Figura 5** muestra un sistema en serie y se puede deducir de la misma que si cualquier elemento que conforma el sistema falla, todo el sistema completo lo hará por lo que se debe tener planes de contingencia para este tipo de sistemas, la tasa de fallos en esta configuración es mayor que los sistemas en paralelo mientras más elementos tenga este sistema la probabilidad de falla del sistema es mayor ya que cada elemento incluye una probabilidad de fallar inherente.

Figura N°5. DBC de elementos en serie

Fuente: Flores 2010

Confiabilidad:

En general:

$$R_s = \prod_{i=1} P(E_i)$$

Para el caso del ejemplo:

$$R_s = R_1 \times R_2 \times R_3$$

E_i = Evento “el *i*-ésimo subsistema opera exitosamente”

$R_i = P(E_i)$ = Confiabilidad del *i*-ésimo subsistema

R_s = Confiabilidad del sistema²¹

SISTEMAS EN PARALELO

Sistemas de “n” unidades.

Falla el sistema si todas las unidades fallan.

La **Figura 6** muestra una configuración de elementos en paralelo, este tipo de configuración es mas confiable que la configuración en serie, ya que en este caso existe redundancia, para el ejemplo de la Central térmica se podría analizar como 3 grupos que generan energía simultáneamente y si uno de ellos falla , aún el suministro de energía quedaría sostenido por los otros 2 activos que siguen operando, es por esta razón que en procesos de generación se usa esta configuración.

Figura N°6. DBC de elementos en paralelo

²¹ Cfr. Flores 2010 : 15

Fuente: Flores 2010

$$Q_s = [1 - P(E_1)][1 - P(E_2)] \dots [1 - P(E_n)]$$

$$Q_s = \prod_{i=1}^n (1 - R_i)$$

$$R_s = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - R_i)$$

E_i = Evento “el i -ésimo subsistema opera exitosamente”

$R_i = P(E_i)$ = Confiabilidad del i -ésimo subsistema

R_s = Confiabilidad del sistema

Q_s = Probabilidad de falla del sistema²²

Existe también combinación de estos tipos de sistemas en serie y paralelo para obtener un valor de confiabilidad diferente, en cualquiera de las configuraciones que se escojan es recomendable tener un activo como redundancia o back up cuando se determina que el riesgo es alto acorde a la matriz de riesgos.

²² Cfr. Flores 2010 : 16

ANÁLISIS DE MODOS DE FALLA, SUS EFECTOS Y CRITICIDAD (AMFEC)

“Dentro de las mencionadas metodologías de identificación de peligros, el Análisis de Modos de Falla y Efectos, AMFE (*FMEA*, por sus siglas en inglés), en combinación con una calificación o jeraquización del grado de criticidad del riesgo, es normalmente empleada para la planeación del mantenimiento centrado en confiabilidad, ya que nos permite lograr un entendimiento global del sistema, así como del funcionamiento y la forma en la que pueden presentarse las fallas de los equipos que componen este sistema. Las acciones de recomendación derivadas de un *FMECA* o AMFEC quedan definidas como acciones o tareas de mantenimiento. Lo que permite diseñar una estrategia completa de mantenimiento aplicando criterios de riesgo para cada activo o equipo considerado en la evaluación, para de esta forma poder evaluar el impacto del plan de mantenimiento en el riesgo de la instalación, así como también, asegurar que el plan de mantenimiento es aplicado en los equipos que representan un mayor riesgo para las personas, medio ambiente, producción e instalación.”

(Aguilar 2010: 16)

Este análisis es de gran importancia a nivel de estrategia para el planeamiento de la gestión del Mantenimiento RCM, ya que es la base principal del RCM el análisis de los modos de fallos.

Antes de identificar los modos de fallo, se debe hacer un análisis funcional de todos los componentes, equipos y elementos con conformas lo sistemas y sub sistemas de la instalación.

Todas las fallas potenciales representan riesgos en las operaciones, instalación (no operacionales), medio ambiente o seguridad de la integridad personal de los operadores, por lo que es necesario cuantificar ese riesgo para priorizar dichos riesgos y efectuar un plan de tareas para atenuar y en varios casos eliminar la probabilidad de que dicho riesgo se concrete.²³

²³ Cfr. Aguilar 2010: 16

Figura N°7. Proceso RCM aplicando el AMEFC

Fuente: Aguilar 2010.

Como se muestra en la Figura 7, el proceso RCM aplicando AMEFC, inicia con el análisis de criticidad, las criticidades bajas requieren de mantenimientos genéricos y las criticidades medias y altas requieren de aplicar el análisis AMEF, donde se revisan las funciones y especificaciones del activo, fallos funcionales, modos de fallos, se analizan los efectos y consecuencias de esos modos de fallos a nivel de personas, medio ambiente y a la producción, luego se efectúa la matriz de riesgos para aplicar un diagrama de decisión RCM que da como resultado una serie de tareas proactivas o alternativas, procedimiento de operación y mantenimiento, una lista de herramientas y equipos que se debe tener en logística, planes de contingencia, planes de entrenamiento al personal de operaciones y mantenimiento y toda una serie de protocolos acorde a cada riesgo.

Existen plantillas predeterminadas para efectuar el análisis AMEFC y las valoraciones en cada categoría dependen del grupo natural de trabajo que hace el estudio de la empresa.²⁴

²⁴ Cfr. Aguilar 2010: 16-17

JERARQUIZACIÓN DEL RIESGO

Para conseguir jerarquizar el riesgo de los diferentes modos de falla se debe determinar la matriz de riesgos, que resulta de evaluar la gravedad del evento o consecuencia (menor, moderada, grave o catastrófica) y el número de ocurrencia o frecuencia del mismo.²⁵

En la Figura N°8 se muestra una clasificación del índice de gravedad (G) y sus categorías en cuanto al medio ambiente, seguridad personal y riesgos operativos (producción). Para el cálculo del NPR (Número de prioridad de Riesgo) se considerara el Índice de gravedad más alto obtenido dentro de estas 3 categorías.

Para cuantificar los índices, el grupo natural de trabajo es quien define los valor puede ser del 1 al 10 , de 1 al 4 o como lo consideren pertinente.

Ejemplo (C1=1 menor, C2=2 moderado, C3=3 grave, C4=4 catastrófico)

Figura N°8. Clasificación del índice de gravedad en la jerarquía de riesgos.

<i>Categoría</i>	<i>Menor C1</i>	<i>Moderado C2</i>	<i>Grave C3</i>	<i>Catastrófico C4</i>
<i>A las personas</i>				
Seguridad y salud del personal y proveedor y/o contratista	Sin lesiones; primeros auxilios	Atención Médica; Lesiones menores sin incapacidad; efectos a la salud reversibles.	Hospitalización; múltiples lesionados, incapacidad parcial o total temporal; efectos moderados a la salud	Una o más fatalidades; Lesionados graves con daños irreversibles; Incapacidad parcial o total permanentes
<i>Al ambiente</i>				
Descargas y Derrames	Derrames y/o descarga dentro de los límites de reporte; contingencia controlable.	Informe a las Autoridades. Derrame significativo en tierra hacia ríos o cuerpos de agua. Efecto local. Bajo potencial para provocar la muerte de peces.	Contaminación de un gran Volumen de agua. Efectos severos en cuerpos de agua; mortandad significativa de peces; incumplimiento de condiciones de descarga permitidas; reacción de grupos ambientalistas.	Daño mayor a cuerpos de agua; se requiere un gran esfuerzo para remediación. Efecto sobre la flora y fauna. Contaminación en forma permanente del suelo o del agua.
<i>Producción</i>				
Pérdida de producción, daños a las instalaciones	Menos de una semana de paro. Daños a las instalaciones y pérdida de la producción, menor a 5 millones de pesos	De 1 a 2 semanas de paro. Daños a las instalaciones y pérdida de la producción, hasta 10 millones de pesos	De 2 a 4 semanas de paro. Daños a las instalaciones y pérdida de la producción de hasta 20 millones de pesos	Más de un mes de paro. Daños a propiedades o a las instalaciones; pérdida mayor a 20 millones de pesos

Fuente: Aguilar 2010

²⁵ Cfr. Aguilar2010: 18-20

Figura N°9. Clasificación de la frecuencia en la jerarquía de riesgos.

<i>Categoría</i>	<i>Cuantitativo</i>	<i>Cualitativo</i>
ALTA	>1 en 10 años	El evento se ha presentado o puede presentarse en los próximos 10 años
MEDIA	1 en 10 años a 1 en 100 años	Puede ocurrir al menos una vez en la vida de las instalaciones
BAJA	1 en 100 años a 1 en 1000 años	Concebible; nunca ha sucedido en el centro de trabajo, pero probablemente ha ocurrido en alguna instalación similar
REMOTA	<1 en 1000 años	Esencialmente imposible. No es realista que ocurra

Fuente: Aguilar 2010

La Figura N° 9 muestra las categorías y campos cualitativos – cuantitativos que son considerados para cuantificar dicho parámetro (O)

“O” Representa la Ocurrencia o frecuencia de eventos.

Una vez determinadas las consecuencias y las frecuencias de los eventos, se procede a elaborar la matriz de riesgos, que nos permite visualizar la importancia de los mismos y las prioridades, existiendo tres tipos diferenciados por el indicador tipo semáforo, los verdes que están en la zona poco frecuente y sus consecuencias son leves o mínimas, estos son fallos de criticidad baja, pero hay que estarlos monitoreando porque puede cambiar de zona en el tiempo, los amarillos son de consecuencias medias y frecuencias medianas, son de criticidad media, son riesgos importantes que deben mejorar sus planes y tareas de mantenimiento para que no se vuelvan rojos.

Los riesgos de la zona roja son aquellos de alta prioridad, la frecuencia de ocurrencia de dichos eventos tienen consecuencias que tienen gran impacto ya sea nivel de seguridad, producción y medio ambiente, deben elaborarse tareas de mantenimiento muy estudiadas para mitigar o eliminar dichos riesgos, de no poder mitigarlos ni eliminarlos, se debe aceptar y elaborar planes de contingencia para tomar acción inmediata o trasladar el riesgo a una aseguradora por ejemplo.

NÚMERO DE PRIORIDAD DE RIESGO (NPR)

Es un parámetro que también permite cuantificar la criticidad de la consecuencia de los modos de fallo una vez determinada la gravedad y frecuencia del modo de falla, se agrega un tercer factor llamado índice de detección.

El índice de detección del modo de falla (D) , permite cuantificar la facilidad de detección de la falla se puede tener un rango del 1 al 10, siendo 1 para el caso de fácil detección y asignando 10 para modos de fallo de difícil detección.

Entonces se tiene:

$$\text{NPR} = \text{G.O.D}$$

Siendo:

G: Índice de gravedad (menor, moderado, grave o catastrófico) se le asigna un valor del 1 al 10 siendo 1 para menor y 10 para catastrófico.

O: Ocurrencia o frecuencia que se presentan los modos de fallo (remota, baja, media o alta) se le asigna un valor del 1 al 10 siendo 1 para remoto y 10 para frecuencias altas.

D: Detección de modo de falla (fácil, regular, difícil o imposible de detectar) se le asigna un valor del 1 al 10 siendo 1 para fácil detección y 10 para el caso donde es imposible detectar el modo de falla.²⁶

NOTA: Los valores que se muestran (1 al 10) son determinados por el grupo natural de trabajo, no es una escala única, podría variar de 1 a 4 por ejemplo.

Figura N°10. Matriz de riesgos Consecuencia Vs Frecuencia de Ocurrencia

²⁶ Cfr. Aguilar2010 : 19

Alta					
Medio					
Bajo					
Remoto					
	Menor	Moderado	Grave	Catastrófico	
Consecuencia					

Fuente : Aguilar 2010

La Figura 10 muestra la matriz de riesgos y las zonas que la conforma determina el tipo de tarea de mantenimiento que debo hacer para mitigar, eliminar o aceptar los riesgos que son inherentes a las consecuencias de los efectos de los modos de falla.

Zona de alto riesgo (Consecuencia grave o Catastrófica y frecuencia alta), los activos ubicados en los colores rojo y rosado, se debe tener un plan de contingencia y hacer tareas alternativas que conlleven quizás a la modificación de diseño del activo o en las instalaciones para poder disminuir los mismos

Zona de medio riesgo (Consecuencia moderada y frecuencia media), los activos ubicados en el color amarillo, normalmente en esta zona se hacen planes de tareas de mantenimiento proactivas para tenerlos bajo control y disminuir la tasa de fallas de esos activos.

Zona de bajo riesgo (Consecuencia menor y frecuencia baja), los activos de esta zona son atendidos con protocolos de mantenimiento genérico.

Se debe tener 4 tablas de criticidad para cada ítem seguridad, medio ambiente riesgos operacionales y no operacionales. Tanto en consecuencia como frecuencia de ocurrencia de

eventos se tendrá una puntuación del 1 al 10 siendo 1 la que menor impacto tenga en cada ítem, y 10 la que mayor impacto produzca.

Luego de haber hecho el análisis de modos de falla evaluado sus efectos, consecuencias y haber cuantificarlo los riesgos de las consecuencias queda asignar tareas de mantenimiento para atenuar, eliminar o dejar que ocurra el modo de fallo.

ARBOL LÓGICO DE DESICIONES:

Es una herramienta que permite seleccionar de forma óptima las actividades de mantenimiento según la filosofía del RCM. A partir del árbol lógico de decisiones se obtienen las respuestas para las preguntas 6 y 7 de las preguntas RCM.

La construcción del árbol de decisiones sirve para definir el tipo de mantenimiento a realizar y las actividades concretas a ejecutar, utilizaremos el árbol lógico de decisión de las consecuencias de los modos de falla y el árbol lógico de decisión de las actividades de mantenimiento respectivas según el RCM, como se muestra en la Figura N° 11.

Este árbol de desiciones es aplicado a los activos que se encuentran en la zona de riesgo medio, alto y muy alto, ya que se van a elaborar tareas de mantenimiento proactivas y alternativas según sea el caso de estudio y número de prioridad de riesgo.

Los activos de la zona color verde (riesgo bajo) son planificados con tareas pertenecientes a protocolos genéricos de mantenimiento según el fabricante, según condición o de cambio cíclico o reacondicionamiento cíclico.

Tareas de cambio cíclico: Son tareas preventivas donde se cambia el elemento o elementos de un activo complejo (formado por varias partes), el cambio es efectuado sin importar la condición del elemento.²⁷

Tareas de reacondicionamiento cíclico: Son tareas preventivas donde se adiciona algún tipo de lubricante para mantener el nivel del mismo en un tanque o agregar grasa a cojinetes

²⁷ Cfr. Moubray 1997: 138

de fricción, es decir se reacondiciona el escenario de un activo sin necesidad de reemplazarlo, esta relacionado con insumos para partes que requieren lubricción o agregar refrigerante.²⁸

²⁸ Cfr. Moubray 1997: 138

Figura N°11. Árbol de decisiones y categorías de las fallas funcionales

Fuente: NASA 2000

TAREAS DE MANTENIMIENTO

Las tareas de mantenimiento se pueden agrupar en 2 grandes grupos:

Tareas de mantenimiento proactivo (anticipativo: preventivo, por condición) y tareas de mantenimiento alternativo o modificativo (en este mantenimiento se trabaja a nivel de diseño o modificación de las instalaciones eléctricas, mecánicas para facilitar la mantenibilidad de los activos)²⁹

MANTENIMIENTO PROACTIVO:

Son tareas de mantenimiento que evitan que el activo falle su vez se clasifica en :

Predictivo y preventivo.

²⁹ Cfr. Jones 2007: 24-25

MANTENIMIENTO POR CONDICIÓN (PREDICTIVO)

“Las actividades programadas en base a condición (predictivas), se basan en el hecho de que la mayoría de los modos de fallas no ocurren instantáneamente, sino que se desarrollan progresivamente en un período de tiempo. Si la evidencia de este tipo de modos de fallas puede ser detectada bajo condiciones normales de operación, es posible que se puedan tomar acciones programadas en base a la condición del activo, que ayuden a prevenir estos modos de fallas y/o eliminar sus consecuencias.”

(Parra 2006: 41)

Es aquel mantenimiento preventivo donde se monitorea los parámetros de operación normal de un sistema, el monitoreo puede ser manual o con instrumentos inteligentes, se definen alarmas de dichos parámetros para dar aviso con anticipación y se tome la acción pertinente.

MANTENIMIENTO PREVENTIVO.

A su vez se clasifica en:

Sustituciones y reacondicionamientos cíclicos.

Las sustituciones cíclicas son cambios de elementos a un determinado equipo teniendo en cuenta el número de horas de operación.

Los reacondicionamientos cíclicos son acondicionamientos periódicos por ejemplo llenado de aceite de lubricación o refrigerante.³⁰

MTTO. ALTERNATIVO O ACCIONES “A FALTA DE”

Este tipo de tareas son aplicadas a los activos donde no es posible efectuar tareas de mantenimiento proactivas a su vez se clasifica en:

MANTENIMIENTO CORRECTIVO.

³⁰ Cfr. Parra 2006: 42-43

Es dejar que suceda el evento o modo de fallo, ya que acorde a la matriz de riesgos y criticidad, resulta menos costoso la consecuencia del modo de fallo que el tiempo del técnico a ejecutar una tarea de mantenimiento en ese equipo.

MANTENIMIENTO MODIFICATIVO

Se realiza modificaciones en el diseño del equipo o en la forma de operarlo, es usado cuando en ciertos equipos no se puede realizar una tarea proactiva, o dicha tarea no minimiza el efecto de ese modo de falla.³¹

BÚSQUEDA DE FALLOS

“Como se definió anteriormente los modos de fallas ocultos no son evidentes bajo condiciones normales de operación, por lo cual este tipo de fallas no tienen consecuencias directas, pero las mismas propician la aparición de fallas múltiples en un determinado contexto operacional. Uno de los caminos que puede ayudar a minimizar los posibles efectos de una falla múltiple es tratar de

disminuir la probabilidad de ocurrencia de las fallas ocultas, chequeando periódicamente si la función oculta esta trabajando correctamente. Estos chequeos son conocidos como las tareas de pesquisa de fallas ocultas.

En conclusión, las tareas de pesquisa de fallas ocultas consisten en acciones de chequeo a los activos con funciones ocultas, a intervalos regulares de tiempo, con el fin de detectar si dichas funciones ocultas se encuentran en estado normal de operación o en estado de falla.”

(Parra 2006: 43)

La búsqueda de fallos es realizado para los fallos ocultos de un sistema o subsistema de la planta, los fallos ocultos generalmente son aquellos presentados por los activos de los sistemas de contingencia o emergencia.

³¹ Cfr. Moubray 1997 : 174-189

Los ejemplos mas comunes en las plantas de gas natural o centrales de generación de energía son los sistemas contraincendio, que son usados cuando existe la contingencia, caso contrario es difícil la detección de su operación.

La Figura N° 11 muestra el esque de las tareas de mantenimiento que aplica la filosofía RCM entre proactivas, alternativas y sus sub tareas.

Figura N°12. Clasificación de tareas Generalmente aceptadas en un proceso RCM

Fuente : Sexto 2007.

PASOS DE APLICACIÓN DEL RCM

En forma general, el esquema propuesto a utilizar para conducir el MCC, se resume en el siguiente diagrama de bloques, que detalla los siguientes pasos a seguir:

- Conformar el equipo de trabajo RCM, es de gran importancia que exista un grupo de personas exclusivamente para hacer el seguimiento, planeamiento y ejecución de las tareas de mantenimiento.

- Deficiencia del contexto operacional, sirve para definir los límites de la instalación, activo o sistema donde se aplicará el mantenimiento centrado en confiabilidad.
- Determinación de funciones y especificaciones técnicas de los activos, para determinar estas funciones se tiene como inputs los manuales del fabricante.
- Determinar las fallas funcionales y sus categorías a través de un análisis funcional.
- Identificar los modos de falla y su clasificación.
- Evaluar los efectos de la falla funcional aplicando la metodología AMEFC.
- Aplicar el árbol de decisiones.³²

BENEFICIOS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE RCM.

La implantación del RCM en una organización, permitirá:

- Crear un espíritu altamente crítico en todo el personal (operaciones-mantenimiento) frente a condiciones de falla y averías.
- Lograr importantes reducciones del costo del mantenimiento.
- Optimar la confiabilidad operacional, maximizar la disponibilidad y/o mejorar la mantenibilidad de las plantas y sus activos.
- Integrar las tareas de mantenimiento con el contexto operacional.
- Fomentar el trabajo en grupo (convirtiéndolo en algo rutinario) .
- Incrementar la seguridad operacional y la protección ambiental.
- Optimar la aplicación de las actividades de mantenimiento tomando en cuenta la criticidad e importancia de los activos dentro del contexto operacional.
- Establecer un sistema eficiente de mantenimiento preventivo.

³² Parra 2006: 8-20

- Aumentar el conocimiento del personal tanto de operaciones como de mantenimiento con respecto a los procesos operacionales y sus efectos sobre la integridad de las instalaciones.
- Involucrar a todo el personal que tiene que ver con el mantenimiento en la organización (desde la alta gerencia hasta los trabajadores de planta).
- Facilitar el proceso de normalización (ISO 9000) a través del establecimiento de procedimientos de trabajo y de registro.
- Mejorar la efectividad de las actividades de mantenimiento a través de una gerencia más horizontal y menos aislada del contexto operacional.
- Asignar responsabilidad total (Accountability) del proceso a un equipo multidisciplinario de trabajo (equipo de trabajo MCC).
- Desarrollar un sistema efectivo de registro y manejo de la data.³³

Tabla N° 2. Beneficios de implementar el RCM

Calidad	Tipo de servicio	Costo	Tiempo	Riesgo
Aumenta la disponibilidad de las plantas (2-10%)	Mejora el trabajo en equipo y la comunicación	Reduce los niveles de mantenimiento programado (10-50%)	Reduce el tiempo de reparación (MTTR)	Seguridad e integridad ambiental son prioritarios.

³³ Cfr. ASME 2006: 50

Calidad	Tipo de servicio	Costo	Tiempo	Riesgo
Elimina las fallas crónicas	Ayuda a entender mejor los requerimientos de los clientes	Optimiza los programas de mantenimiento.	Reduce la duración de las paradas de planta.	Fallas con consecuencias a la seguridad o al ambiente son inaceptables.
Aumenta la flexibilidad operacional.	Disminuye las paradas programadas	Administración de datos mas eficiente	Aumenta la corrida de las plantas (60-300%)	Reduce al mínimo la posibilidad de múltiples fallas
Programa de mantenimiento basado en data real		Alarga la vida de los equipos de propósitos especiales.		
		Actividades de mantenimiento en función de un análisis costo beneficio.		

Fuente : ASME 2006.

ANÁLISIS ACTUARIAL DE DATOS

“Investigaciones recientes plantean que con la implementación de sistemas SCADA para la gestión de mantenimiento, se puede llevar el control del equipamiento pertenecientes a las plantas de tratamiento de agua de la Unexpo Puerto Ordaz y se puede configurar las diferentes rutinas de mantenimiento y así tener una información más detallada sobre su historia; se destaca además la importancia de utilizar software libre para estos fines.”

(Herrera 2014: 49)

El análisis actuarial de datos, es usado para determinar la frecuencia de ocurrencia de eventos y así poder determinar mejor el factor entre 1 a 10 que le corresponde a ese parámetro y tener un número de prioridades de riesgos mejor calculado, también sirve para medir la criticidad de los fallos, los datos son obtenidos de sistemas de gestión de mantenimiento asistido por ordenador (GMAO), que a su vez está enlazado con el EAM (Enterprise Asset management), ambos sistemas tienen el registro histórico de los eventos acontecidos en cada equipo de la planta, y las órdenes de trabajo que han sido ejecutadas y programadas, lo que lo convierte en una poderosa base de datos como inputs para el análisis estadístico, si no se cuenta con estos sistemas de gestión, otra herramienta que es de mucha ayuda es el SCADA de operaciones, ya que se tiene la base de datos de la información registrada por los sensores de toda la planta, con esta información se hará las mejoras de los planes de mantenimiento constantemente en el tiempo.

El análisis actuarial constará de usar la data para elaborar el diagrama de Pareto, control estadístico de procesos, distribución normal de parámetros de la planta entre otras herramientas.³⁴

“The data collection methods documented

here is not in the TPM literature, but found in process control and capability literature. These supplemental data are useful for problem solving and decision making than the aggregate measure of OEE.

Statistical Process Control (SPC) data, collected on the critical features of the products, can provide feedback to asset operators on the repeatability of specific asset operations. If the process goes out of control, the SPC data should immediately relay this information to the operator.”

(Lofton 2014: 12)

³⁴ Cft Herrera 2014: 51

El párrafo de Lofton explica que la data recolectada sirve para construir los indicadores de eficiencia global (OEE) y para control estadístico de proceso (SPC).

DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL

Según Djeddi, la distribución de Weibull, nos ayuda a calcular la confiabilidad de un sistema y esta expresada por la siguiente ecuación:

$$R(t) = e^{-((t-\gamma)/\eta)^\beta}$$

Donde:

β es el parámetro de forma (adimensional)

η es el parámetro de escala (unidades de tiempo)

γ es el parámetro de localización o de origen (unidades de tiempo)³⁵

MODELO WEIBULL

Figura N°13. La curva de Davies y la función tasa de fallos.

El modelo probabilístico de Weibull es muy flexible, pues la ley tiene tres parámetros que permiten “ajustar” correctamente toda clase de resultados experimentales y operacionales. Contrariamente al modelo exponencial, la ley de Weibull cubre los casos en que la tasa de

³⁵ Cfr. Djeddi 2015: 187

fallo λ es variable y permite por tanto ajustarse a los períodos de “juventud” y a las diferentes formas de “envejecimiento”. Es decir se aplica a equipos en cualquier etapa de su vida. Recordemos la curva de Davies o de la “bañera” de $Z(t)$, para su utilización se precisan los resultados de ensayo de muestras la toma de datos de funcionamiento (TBF = tiempo entre fallos).

Estos resultados permiten estimar la función de repartición $F(t)$ que corresponde a cada instante t .

La determinación de los tres parámetros permite, utilizando tablas, evaluar la MTBF y la desviación típica. Por otra parte, el conocimiento del parámetro de forma β es un útil de diagnóstico del tipo de fallo cuando el quipo en estudio es una caja negra.

a) Densidad de probabilidad $f(t)$ o PDF

$$f(t) = \frac{\beta}{\eta} \left[\frac{t-\gamma}{\eta} \right]^{\beta-1} e^{-\left[\frac{t-\gamma}{\eta} \right]^{\beta}} \text{ siendo } t \geq \gamma$$

Donde:

β : Es el parámetro de forma $\beta > 0$ (identifica el ciclo de vida de la máquina)

η : Parámetro de escala $\eta > 0$, es una constante, es el periodo de operación durante al menos el 63.2% de los equipos se espera que falle

γ : Es el parámetro de ubicación: Determina a partir de que tiempo se produjo la primera falla.

b) Función de repartición (Probabilidad acumulada CDF)

$$F(t) = 1 - e^{-\left[\frac{t-\gamma}{\eta} \right]^{\beta}}$$

c) Función de confiabilidad $R(t) = 1 - F(t)$

$$R(t) = e^{-\left[\frac{t-\gamma}{\eta}\right]^\beta}$$

d) Tasa de fallo

$$\lambda = \frac{f(t)}{1 - F(t)} \quad \lambda = \frac{\beta}{\eta} \left[\frac{t-\gamma}{\eta} \right]^{\beta-1}$$

Si $\beta < 1$, la tasa de fallos disminuye con la edad sin llegar a cero, por lo que podemos suponer que nos encontramos en la juventud del componente con un margen de seguridad bajo, dando lugar a fallos por tensión de rotura.

Si $\beta = 1$, la tasa de fallos se mantiene constante siempre, lo que nos indica una característica de fallos aleatoria o pseudos-aleatoria. En este caso nos encontramos que la distribución de Weibull es igual a la exponencial.

Si $\beta > 1$, la tasa de fallo incrementa con la edad de forma continua lo que indica que los desgastes empiezan en el momento en que el mecanismo se pone en servicio.

$1,5 < \beta < 2,5$ fenómeno de fatiga.

$3 < \beta < 4$ fenómeno de desgaste, de corrosión (iniciado en el tiempo $t = \gamma$), de sobrepasar un umbral (campo de deformación plástica).

$\beta = 3,44$ $f(t)$ es simétrica, la distribución es “normal”

CASO DE PLANTA DE GAS EN ALGERIA

“In this work, we consider a gas turbine type GE MS3002 installed in Hassi R'Mel, Algeria gas plant, shown in Figs. 2 and 3, used in the gas pipeline network activities to transport the gas along Hassi R'Mel pipeline. The objective of this work is to make an analysis of operational reliability, based on data feedback, to allow a better exploitation of the examined gas turbine. The entire turbine consists of three main components: the axial compressor, the combustor and turbine. This system is operated at about 50% of their maximum speed to maintain the compression cycle. The energy cost becomes very high when operating the compressor at idle or at low load.”.

(Djeddi 2015: 188)

De acuerdo a lo citado por Djeddi se esta usando una turbina de gas tipo GE MS3002, para hacer el análisis de confiabilidad operacional ya que existen costos elevados al operar la turbina a baja carga.

Tabla N° 3. Data Histórica de la TG Modelo MS 5002

N °	Date	TBF	N °	Date	TBF	N °	Date	TBF	N °	Date	TBF
1	12/03/1997	768	11	12/12/1998	648	21	28/06/2001	302	31	12/07/2004	280
2	12/05/1997	1440	12	24/03/1999	223	22	16/02/2002	391	32	24/09/2004	170
3	28/05/1997	432	13	16/05/1999	134	23	15/03/2002	288	33	15/12/2004	168
4	22/11/1997	4128	14	18/09/1999	280	24	15/08/2002	292	34	08/03/2005	204
5	22/12/1997	1440	15	08/12/1999	199	25	16/04/2002	393	35	17/05/2005	165

N °	Date	TBF	N °	Date	TBF	N °	Date	TBF	N °	Date	TBF
6	12/04/1998	1920	16	06/04/2000	2880	26	26/05/2003	1704	36	27/08/2005	2160
7	11/05/1998	696	17	18/07/2000	2472	27	25/06/2003	672	37	22/10/2005	1296
8	12/06/1998	720	18	18/10/2000	2352	28	27/11/2003	2952	38	29/12/2005	1656
9	22/06/1998	216	19	13/11/2000	3452	29	08/12/2003	1704	39	28/03/2006	1512
10	19/11/1998	3648	20	16/12/2000	1224	30	16/03/2004	2280	40	22/06/2006	3672

Donde:

TBF Time between failure (tiempo entre fallas)

Número de datos: 40

Tabla N° 4. Histograma de frecuencias de los datos históricos.

i	Li	Ls	Número de Fallos	Número de fallos acu.	NF %	NF acu %	R(t)
1	0	589.71	2	2	0.05	0.05	0.95
2	589.71	1179.43	5	7	0.125	0.175	0.825
3	1179.43	1769.14	12	19	0.3	0.475	0.525
4	1769.14	2358.86	7	26	0.175	0.65	0.35
5	2358.86	2948.57	6	32	0.15	0.8	0.2
6	2948.57	3538.29	3	35	0.075	0.875	0.125
7	3538.29	4128.00	5	40	0.125	1	0

Donde:

i: número de intervalo de clase

Li: Límite inferior

Ls: Límite superior

NF: Número de fallos

NF acu: Número de fallos acumulados

Con ayuda de un software de simulación estadística “Arena”, se ingresan los 40 datos de TBF para determinar que tipo de distribución continua se ajusta más a los datos, dando como resultado una distribución weibull de parámetros

Alfa 1.32

Beta 1.95E+03

Lambda 216

Con esto ya se puede determinar cual es la probabilidad de fallo y confiabilidad de un equipo dentro de un determinado rango de tiempo dado.

CASO DE LA CT PISCO

Con los datos de la frecuencia eléctrica podemos determinar uno de los parámetros que podría causar paradas de planta por variaciones bruscas de frecuencia.

Figura N°14. Sixpack de la frecuencia

Fuente: Elaboración propia

La Figura 14 nos analiza la variabilidad de la frecuencia eléctrica, se puede apreciar, que se tiene poca variabilidad con un Cpk de 2.05, por lo que se deduce que las paradas por variación de frecuencia serán poco probables.

CASOS DE ÉXITO DEL RCM

PLANTA AGUSTO MACHADO (VENEZUELA).

Es una planta térmica a gas natural con una turbina que trabaja los 365 días al año.

“En un ambiente de alta competencia las empresas precisan ser competitivas para mantenerse o sobrevivir en el mercado. Para ello deben buscar la mayor disponibilidad operacional de sus equipos y una permanente mejora en los desempeños de las herramientas de producción,

dentro de una gestión de calidad total. Esto las obliga a estar innovando constantemente transformando las estructuras organizacionales, contemplando un desarrollo continuo de las áreas productivas, aumentando (...)”
(Hung 2008:15)

Hung en este fragmento resalta la importancia de las operaciones en este tipo de industria por lo que se hace importante gestionar el mantenimiento de sus activos.

“(...) Todo ello por supuesto respetando las condiciones de trabajo y seguridad del personal, los plazos de entrega programados y la preservación del medio ambiente. Luego de hacer una revisión de las

experiencias de fallas ocurridas en las unidades de generación en la Planta Oscar A. Machado (OAM) se determinó que alrededor del 81% de la muestra analizada correspondía a fallas en los sistemas auxiliares. La distribución de las fallas en los diferentes sistemas auxiliares fué la siguiente:

Alrededor del 36% en el sistema de gas combustible, 22% en el Sistema de Aire de instrumentación, 16% en el Sistema de Aceite Lubricante y 7% en el Sistema de Combustible líquido Gasoil. Figura 15.”

Como se indica en el fragmento la mayor parte de sus fallos provenia de los sistemas auxiliares y no en los sistemas de mayor importancia, con esto se demuestra que los equipo “críticos” no existen bajo esta filosofía , en cambio se habla de fallos críticos.

Figura N°15. Distribución de fallas de equipos auxiliares

Fuente: Hung 2009 de planta OAM

Luego de seguir los pasos de implementación del mantenimiento basado en confiabilidad en la planta de TG W501D5, se incrementa el indicador de disponibilidad como se muestra en la Figura N° 15. Se aprecia un incremento gradual de 2% de la disponibilidad en los años 2004 al 2005 pero en el último año de la gráfica se nota un incremento mayor de casi 4 %

Figura N°16. Indicadores de factor de disponibilidad de la planta.(EAF)³⁶

Fuente : Hung 2009 planta Oscar Antonio Machado de Venezuela

En el paper no figura la fecha de inicio del RCM pero por los indicadores de la Figura 16 se puede deducir que comenzaron la implementación el 2003 y a partir del 2004 se notan los resultados.

Para poder ver el impacto en dinero se puede traducir ese porcentaje de disponibilidad en un número de horas paradas que deja de perder, eso va a depender del precio de venta de la energía y del tipo de cliente que tenga, es decir si es una central que entra en operación comercial.³⁷

³⁶ EAF: Equivalent Available Factor.

³⁷ Cfr. Hung 2009: 17

Figura N°17. Indicadores de factor de paradas no programadas (EFOR)³⁸

Fuente: Hung 2009 planta Oscar Antonio Machado de Venezuela.

La Figura N° 17 muestra una mejoría ya que los indicadores de paradas no programadas tienen a disminuir lo que es consecuente con los indicadores de disponibilidad. De la misma forma si se quiere saber el impacto económico que trae consigo este beneficio se requiere relacionar este factor de paradas no programadas con la cantidad de horas que corresponden y eso a su vez con el costo de la hora de producción y precio de venta de la energía.

PLANTA TÉRMICA DE CICLO COMBINADO (MALASIA)

Este caso es de una central térmica a ciclo combinado que es un tipo de central térmica de mayor complejidad que una de ciclo simple por aprovechar la energía térmica de los gases de escape y desviarlos para generar vapor sobrecalentado en una cladera de recuperación de calor, y posteriormente generar energía eléctrica con un aturbina de vapor.

³⁸ EFOR: Equivalent Forced Outages Rate.

Esta planta de ciclo combinado cuenta con 2 unidades que en total aportan 808 Mw de potencia que representa el 12 % de lo que consume Malasia Peninsular.³⁹

Los logros mas destacados que se consiguieron en la planta son :

“Achievement of very high levels of availability of the power plants

- Achievement of highly reliable

plant and equipment through Reliability Centred Maintenance principles reinforced by a comprehensive Condition Monitoring programme

- The fastest overhaul times ever achieved for Siemens gas turbines anywhere in the world due to careful planning, scheduling and co-ordination of contractors and outside workshops”

(Watson 2004: 1).

En resumen son 3 puntos importantes:

- Altos niveles de disponibilidad en la plantas térmicas (2 unidades)
- Altos niveles de confiabilidad aplicando los principios del RCM.
- El overhaul (Mantenimiento total o cero horas) realizado en tiempo cada vez más rápidos, debido al planeamiento programado de las tareas de mantenimiento.

³⁹ Cfr. Watson 2004: -1-2

Figura N°18. Dias de overlhoul empleados

Fuente: Watson 2004

La Figura N° 18 muestra la tendencia de bajada que tiene la duración del overhaul que se efectúan en las 2 unidades de la planta térmica de Malasia, si el tiempo cada vez es menor indica que estará mayor tiempo disponible para generar energía y es to a su vez se va a reflejar en ingresos económicos, para conocer el monto exacto como en el caso anterior será necesario conocer los costos de producción y de operación de la planta, con esos datos se tiene el margen operatvo por Mwh y conociendo la capacidad de la planta se conoce cuanta energía se puede generar en una hora.

HEAVY DUTY HYDRAULIC STRETCHING MACHINE

“(....) This machine is used for straightening and stretching of high strength aluminium alloys of various cross-sections. The main objective of RCM is cost effective maintenance with due considerations to environmental management and safety. To undertake the RCM program, functions, functional failures, failure modes and effects of this machine are identified. Breakdown history of theplant for last 2 years has been studied. Total downtime was 1004 hours in a year whereas the loss of production owing to this downtime is estimated to be Rs. 47.44 crore which excludes the cost of maintenance.. The main objective of present study is

to minimise the above figures by implementing the RCM methodology. To achieve this, an RCM methodology suggested by John Moubray has been adopted. Cost benefit analysis done at the end on expected results indicates that about 16.83% and 18.62% savings can be achieved in equipment downtime and associated costs respectively.”

(Deshpande 2013: 177)

En este artículo Deshpande aplica el método RCM a una máquina hidráulica, infoma que tiene un análisis de data de 2 años y espera reducir los tiempos de outage (downtime), espera reducir los costos asociados a esos downtime en 16 % a 18 %

Tabla N° 5. Resumen de los downtime de fallas en la máquina hidráulica

Sr No.	Nature of break down	Frequency	Total down time during the period of one year (hours)	Total cost of production loss (crore)
1	Hydraulic break downs	Almost once in a month	Approx. 150	
2	Breakage of main head clamping cylinder plunger	Almost once in a month	Approx. 150	
3	Breakage of aux. head clamping cylinder plunger	Almost twice in a month	Approx. 300	
4	Break down of jaw mechanisms of both the heads	Almost once in a month	Approx. 350	
Total			Approx. 950	Rs. 64.125

Fuente: Deshpande 2013

Tabla N° 6. Hoja de decisiones

Information relevance			Consequence evaluation				H1, S1, O1, N1	H2 S2, O2, N2	H3, S3, O3, N3	Default action			Proposed task	Initial interval	Can be done by
F	FF	FM	H	S	E	O				H4	H5	S4			
1	A	1	Y	N	N	Y	Y						Check the condition of the jaws serrations, keep a set of jaws in spare, replace worn out jaws with spare ones, do re serrations to the worn out jaws and keep them ready to use when existing jaws get worn out.	Fortnightly	Operator
1	A	2	Y	N	N	Y	N	N	N				No scheduled maintenance	N/A	N/A
1	A	3	N				N	N	Y				Check for the condition of oil at regular interval, ensure that oil of recommended grade is being used and ensure that on line filtration system is working properly by testing the samples, always monitor the system pressure, it should not exceed the safe pressure. Take care that no foreign particles are allowed to enter the system through piston rod. By doing this maximum life of seals can be obtained. Replace the seals with new ones when damaged.	Monthly	Maint. crew

Table 5: Process Review Analysis.

Sl. No	Failure mode (FM)	Approx. time required to restore	Approx. freq. (p/a)	Total down time p/a. for this FM	RCM decision W/S ref. for prop. maint. action	Approx time required for prop. maint. task	Freq. of prop. maint. action (p/a)	Total approx. time required for prop. maint. action (p/a)	Expected b/d freq. on implementing prop. maint. action	Total down time on implementation of prop. maint. action due to b/d	Total saving in downtime due to prop. maint. task
1	Internal leakage in main head clamping cylinder.	20	3	60	1-A-3	1.0	12	12	2	40	8
2	Jaw mechanism of main head dislocated from guide ways	20	3	60	1-A-4	0.5	24	12	2	40	8
3	Main head clamping cylinder to jaws coupling pin sheared	4	12	48	1-A-5	0.5	24	12	8	32	4
4	Main head clamping cylinder to jaws bridge misaligned	2	10	20	1-A-6	0.5	24	12	6	12	-4

Fuente: Deshpande 2013

Donde:

F : Function (Función)

FF : Failure Function (Falla funcional)

FM : Failure Mode (Modo de fallo)

H : Hide (Oculto)

S : Safety (Seguridad)

E : Environment (Medio Ambiente)

O : Operational (Operacional)

Luego de aplicar la metodología RCM a la máquina hidráulica se tuvo un ahorro de aproximadamente 187 horas (downtime) por año, además RCM contribuyó en el

mantenimiento inherente a el diseño de la máquina, asegurando la preservación del medio ambiente, seguridad del operador y de la máquina.⁴⁰

⁴⁰ Cfr. Deshpande 2013: 182

CAPITULO II

ANÁLISIS Y DIAGNÓSTICO DE LA SITUACIÓN ACTUAL

ANÁLISIS DEL SECTOR ENERGÍA

El sector energético es uno de los 3 sectores más grandes en el mundo industrial junto con la minería y la explotación de hidrocarburos, la energía generada por gas natural está en constante crecimiento convirtiéndose en la fuente del 50 % de energía generada de forma térmica con el uso del gas natural como combustible.

Existe un ente regulador de la energía quien gestiona de la forma más económica posible la operación de centrales de energía, el COES⁴¹ (Comité de operaciones económicas del SEIN⁴²). Este regulador de operaciones es responsable del suministro de energía confiable a todo el Perú y en él están registradas todas las centrales de operación comercial entre centrales térmicas de ciclo simple, ciclo combinado, generación entre otras.

Gracias al masivo uso de gas natural que se tiene a la mano desde el ducto de Camisea son posibles los proyectos en el sector de energía térmica como las Centrales de Enersur, Fenix Power, Kallpa Generación, todas estas centrales se encuentran en Chilca (sur de Lima).

Existen también proyectos de centrales térmicas que usan como combustible el gas natural de relleno sanitario, como la central térmica de Guaycoloro perteneciente a Petramas es considerada una fuente de energía Renovable.

⁴¹ Ver Siglario

⁴² Ver Siglario

La otra parte de generación de energía es la generada por las hidroeléctricas y energías renovables.

Es el sector de generación de energía donde se inicia el flujo eléctrico para poder energizar todo tipo de demanda, industrial, comercial y domiciliario, para ello existen entes que transmiten la energía como REP⁴³ y distribuidores como LDS.⁴⁴

DIAGNÓSTICO GENERAL DE LA EMPRESA

DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA

La Central Térmica de Minsur S.A. se encuentra ubicada en el distrito de Pisco, desarrolla la actividad de generación y distribución de energía eléctrica a la Fundición de Estaño de Minsur desde 2009. Actualmente, produce **una potencia de 3,600 Mw de energía; esta central no está integrada** al sistema interconectado nacional.

La Central Térmica de Minsur S.A., provee energía eléctrica al Complejo minero de la Planta de fundición y Refinería Minsur S.A., constituyendo así, un sistema típico generación de energía basada en motores de combustión interna a gas.

El Contexto operacional tratado es la Central Térmica propiamente dicha, es decir la planta que consta de la ERM (Estación de medición y regulación de GN), los 3 motores de combustión interna de 4 tiempos de la marca Caterpillar, el odorizador de GN cuya función es agregarle TBM (terbutil mercaptano) al GN para detectar fugas a través del olfato.

MISIÓN

Minsur es una empresa minera diversificada, líder mundial en el mercado de estaño, caracterizada por un actuar responsable en todas sus actividades.

⁴³ Ver Siglario

⁴⁴ Ver Siglario

VISIÓN

Es de ser líder mundial en los mercados de estaño, niobio y tantalio, así como desarrollar operaciones de clase mundial de metales básicos y preciosos, trabajando siempre de forma responsable y en armonía con el medio ambiente y la sociedad.

VALORES

Excelencia, Compromiso, Integridad, Responsabilidad, Seguridad.

ANÁLISIS FODA

FORTALEZAS

Contar con personal especializado en el suministro de energía eléctrica

Flujo de energía eléctrica confiable, segura, bajo costo y de combustible más limpio que el diesel.

Los puestos de operaciones están ocupados con personal de experiencia en el rubro de energía.

Alto nivel en la calidad de la energía (baja variabilidad en los parámetros eléctricos de tensión y frecuencia)

OPORTUNIDADES

Incremento de demanda por nuevos proyectos de energía

Oportunidad de venta de energía al tener una demanda instalada con el 40 % de potencia disponible

Incursionar en generación de Energías renovables (Panel solar, eólica).

DEBILIDADES

Demoras en la entrega de repuestos en logística cuando existen correctivos Aún existen cortes y paradas de la Central Térmica no programadas (falta mejorar la confiabilidad).

Los gases de escape son contaminantes que impactan al medio ambiente

No se cuenta con un almacén propio de la Central Térmica, es compartido con el de refinería.

AMENAZAS

Oscilaciones de precio de energía de REP, podrían ser menores a los costos de generación, donde deja de ser rentable la generación.

Restricciones de suministro, afectan y condicionan el modo de operación.

Regulaciones y normativas que condicionan la venta de energía.

ORGANIGRAMA DE LA CENTRAL TÉRMICA

Figura N°19. Organigrama de La Central Térmica de Minsur S.A.

Fuente: Operaciones de la Central Térmica

La Figura N° 19 muestra el organigrama de la Central Térmica MINSUR que es el área piloto donde se hará el estudio de factibilidad para proponer el RCM, de verificar que los

resultados obtenidos son satisfactorios el siguiente paso sería la implementación en el área de refinería y posteriormente a la Fundición de Estaño.

El Jefe de planta reporta directamente a la Gerencia de mantenimiento de la Planta de Refinería, se encuentra en constante coordinación con el área de operaciones para planificar junto con el Planner de mantenimiento las paradas de planta y el tiempo de mantenimiento programado.

Los Operadores de la Central Térmica, son los responsables de hacer las lecturas de campo respectivas y tener el registro de los instrumentos de campo al día, también apoyan a los técnicos en las labores de mantenimiento.

Los operadores de Sala de Control, son los responsables directos de la operación segura y eficiente de la Central Térmica, tienen la función de mantener un suministro continuo e ininterrumpido de energía operando las 3 fuentes de energía en operaciones de normal alerta y contingencia de la planta.

MAPA DE PROCESOS DE LA CENTRAL TÉRMICA

Figura N°20. Mapa de procesos de la Central Térmica

Fuente: Elaboración propia.

La Figura 20 muestra el mapa de procesos de la Central Térmica, en procesos estratégicos se cuenta con un sistema integrado de gestión que es parte de Fundición pero está en planes de incorporarse la planta térmica.

Como proceso principal se tiene la generación de energía (Se gestiona cualquiera de las 3 fuentes de energía con la que se cuenta).

Los procesos de soporte están vinculados al proceso de soporte de refinería y fundición.

En cuanto al proveedor es el suministrador de gas natural (Pluspetrol).

Como único cliente hasta la fecha es la unidad minera.

DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE GENERACIÓN

ERM (ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN DE GN)

Estación de regulación y medición de gas natural, en esta etapa inicial de la planta se tienen instrumentos de medición de gas natural (transmisores de presión, temperatura, cromatógrafos, unidades correctoras de volumen, válvulas de regulación, etc.) para conocer el consumo y a su vez contrastar con la facturación de Pluspetrol, cuenta con medidores de gas tipo turbina, unidades correctoras de volumen, transmisores de presión y temperatura, cromatógrafo de gas para la medición del poder calorífico y los componentes del mismo.

DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

El proceso de generación se inicia con 3 turbocompresores (motor de combustión interna), que aspiran aire atmosférico del exterior que pasa a través de un filtro que elimina partículas de polvo e impurezas.

La aspiración se realiza mediante un compresor axial de aire que lo introduce en la cámara de combustión de cada uno de los 20 cilindros, en la que se inyecta gas natural proveniente de la estación de regulación y medición de gas natural.

La combustión eleva la presión y temperatura de los productos de la misma. Este aumento de entalpía de los gases se recupera en forma de energía mecánica mediante su expansión haciendo girar un eje común a los 20 cilindros llamado cigüeñal de los motores de combustión interna acoplado a un eje, el cual a su vez está acoplado mediante un reductor al eje del alternador donde se genera energía eléctrica a 4.16 kV., parte de esta energía mecánica se utiliza para accionar compresor que comprime el aire necesario para la combustión dentro de los cilindros.

Debido a la temperatura (502°C) de los gases de escape y un caudal de $4,1\text{ kg/s}$, la energía contenida en los mismos es desperdiciada venteadola a la atmósfera.

La temperatura y caudal de los gases de escape dependerán de la carga a la que estén trabajando los motores de combustión interna, en condiciones normales será al 80%. Actualmente, opera a cargas parciales, por lo que las condiciones de los gases son inferiores. A la salida de los motores de combustión interna hay una chimenea a la atmósfera debidamente silenciada.

El eje de los motores de combustión esta acoplado a un generador eléctrico y este genera la energía que demanda la planta Minsur.

El ciclo termodinámico que es el principio de funcionamiento es el de admisión, compresión, expansión y escape, esto ocurre dentro de la cámara de combustión de los cilindros gracias a las válvulas de admisión que cierran y abren para realizar la secuencia descrita líneas arriba a través de un árbol de levas.

Para conseguir operar las 24 horas del día los 365 días del año se cuenta con 3 grupos de operación que trabajan turnos de 8 horas.

Turno mañana: 06:00 a 14:00 hrs.

Turno Tarde : 14:00 a 22:00 hrs.

Turno Noche : 22:00 a 06:00 hrs.

DOP DEL PROCESO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA

Figura N°21. DOP de la Central Térmica Minsur

Fuente: Elaboración Propia.

La Figura N° 21 muestra el proceso de generación de energía y la termodinámica que ocurre dentro de los 20 cilindros de combustión interna que tiene cada genset, en total son 3 genset de los cuales 2 operan y 1 está en stand by como producto final se tiene energía eléctrica confiable y segura.

PRODUCTO Y SERVICIO

Mantener un flujo de energía eléctrica confiable y segura las 24 horas del día los 365 días del año (salvo paradas programadas durante el año)

Resumen de especificaciones técnicas de acuerdo al código nacional de electricidad:

Nivel de tensión eléctrica: $U = 4.16 \text{ KV} \pm 5 \%$

Nivel de frecuencia eléctrica: $F = 60 \text{ Hz} \pm 1 \text{ Hz}$,

Estos parámetros deben mantenerse dentro de las especificaciones técnicas establecidas para que la calidad de la energía eléctrica sea aceptable por el cliente (Fundición y Refinería), cada genset genera hasta un máximo de 2 Mw de potencia en los bornes de generación.

No debe haber cortes de energía en horas no programadas debido a que es crítico para equipos de fundición como el horno eléctrico y el estaño que se está procesando en ese momento

Como valor agregado la Central térmica, brinda a la unidad minera el servicio de Gestión y auditoría Energética en las instalaciones de Minsur, es decir da recomendaciones para optimizar la eficiencia de sus recursos siguiendo la línea de energía.

SISTEMAS INVOLUCRADOS EN EL PROCESO DE GENERACIÓN

MOTORES DE COMBUSTIÓN (GENSETS G3520 C)

Los motores llamados también grupos electrógenos (GE) usados en la planta son de la marca Caterpillar, actualmente existen 3 en la planta y el combustible usado es el gas natural, el modo de operación es tipo proceso es decir que se opera en paralelo con la red externa, existen 2 en operación continua y un tercer motor está en stand by constan de un motor de combustión interna de 20 cilindros que esta acoplado mecánicamente a un generador eléctrico.

Figura N°22. Genset de CT

Fuente: Operaciones Funsur

SISTEMA DE CONTROL SCADA

Para asegurar una operación con mínimos errores se cuenta con un sistema automatizado de control SCADA (Sistema de control y adquisición de datos a tiempo real), este sistema controla toda la planta de generación eléctrica desde un computador ubicado en la sala de control, el computador a través de buses de comunicación digital se conecta con un PLC, quien a su vez recibe las señales digitales y análogas de los transmisores de la ERM, Sistema de odorización y motores de Gensets, todas las variables operativas son almacenadas en un gestor de base de datos que facilita el registro histórico de los mismos.

INTERRUPTOR DEL GENERADOR AL BUS (GCB)

Es llamado GCB por sus siglas en inglés (Generator Circuit Braker), la función primaria de este interruptor (braker) es energizar al bus principal que alimenta a las celdas de media tensión.

CELDAS DE MEDIA TENSIÓN

Tienen la función de distribuir la energía generada a toda la planta de refinería y fundición, cuenta con numerosos interruptores que energizan a diferentes partes de la planta, las barras de cobre dentro de las celdas están transmitiendo energía a un voltaje de 4.16 KV, la demanda de la planta es 3.6 Mw

Figura N°23. Activos que conforman la Central Térmica

Fuente: Operaciones de Central Térmica

La Figura N° 24 muestra todos los activos utilizados en el proceso de la generación y transmisión de energía eléctrica.

OPERACIÓN DE LA PLANTA.

“Identifiquemos en primer lugar los objetivos clave que definen una operación ideal, una operación de planta ‘excelente’:

- La operación debe realizarse de forma segura para las instalaciones, asegurando el mínimo deterioro posible.
- La operación debe seguir las consignas de carga que se dictan desde la oficina o despacho de carga que coordina la venta de energía a la red eléctrica, asegurando el exacto cumplimiento del programa que se dicta.

— La operación debe realizarse de la forma más económica posible, utilizando los recursos estrictamente necesarios en cada momento. Esto incluye la optimización del personal, del combustible, del agua, de la energía consumida por los equipos auxiliares, etc.”

(Garcia 2008: 287)

OPERACIÓN EN MODO PROCESO

Es usado cuando se usa 2 fuentes de energía simultáneamente, la Figura 25 muestra el esquema de la operación en modo Proceso donde se suministra energía tanto de la red externa (Kallpa Generación) y la Central Térmica. Por temas de restricción de suministro⁴⁵ actualmente se demanda de 100 Kw de la red externa, si el COES restringen el suministro a 0 Kw se debe cambiar de modo de operación a modo Isla.

Este modo de operación actualmente es más seguro, puesto que si una de las 2 fuentes de energía falla, queda el suministro por la fuente que queda activa.

⁴⁵ Ver Glosario

Figura N°24. Operación en modo Proceso

Fuente: Elaboración Propia

OPERACIÓN EN MODO ISLA

Es usado cuando la red externa está en mantenimiento y normalmente es usado en plantas donde la red externa de energía no llega a la zona (o región) o es muy costosa por el consumo como por ejemplo en Pluspetrol, Maple Gas, etc. En este modo de operación todo el suministro es aportado por la Central Térmica como se muestra en la Figura 26.

Es usado como plan de contingencia cuando el COES restringe el suministro de la red a 0 Kw.

Figura N°25. Operación en modo Isla

Fuente: Elaboración Propia

DEFINICIÓN DEL PROBLEMA Y SU CUANTIFICACIÓN

La Central Térmica de Minsur S.A. por ser abastecedora de energía eléctrica a una planta tipo unidad minera no puede permitir que en su proceso productivo se presenten eventos que afecten la “Calidad de Energía”, sin embargo, existen registros históricos que evidencian distintos eventos no deseados, los cuales han ocasionado malestar por parte de la refinería. Por tal motivo se requiere hacer un análisis de la data obtenida del reporte de eventos de la Central Térmica para poder identificar cual es el problema que más afecta las operaciones de la Central Térmica que impiden un suministro confiable y seguro de energía.

ENUNCIADO DEL PROBLEMA.

Luego de haber descrito el entorno operacional de la planta térmica de Minsur S.A. se puede formular el problema como una pregunta que requiere una solución.

¿Es posible disminuir las paradas no programadas de la Central Térmica durante la operación?

Del enunciado podemos decir que el efecto o problema es que se producen cortes de energía o paradas no programadas de la Central Térmica cuando opera en modo Isla.

Como se observa en el diagrama causa efecto ver Figura N° 32 existen varias causas que producen el efecto de cortes de energía agrupadas en las 6M's, todas estas causas tienen un común denominador que tienen como consecuencia afectar la confiabilidad de la planta térmica.

La gestión de mantenimiento centrado en confiabilidad nos ayuda a en principio conocer cual es la confiabilidad actual de nuestro sistema y en base a esa información tomar decisiones para aumentar la confiabilidad del mismo usando herramientas estadísticas que permiten predecir el ciclo de vida de los activos o la frecuencia de fallas futuras, de esta manera ajustar la frecuencia de reacondicionamiento cíclico o de sustitución cíclica.

Es decir que el RCM considera los fallos potenciales en los aspectos anteriormente agrupados.

Podemos llegar al mismo resultado aplicando la técnica de los 5 porque, comenzando haciendo la pregunta “¿Por qué?” 5 veces para llegar a la causa Raíz.

EVENTOS QUE AFECTAN LA FIABILIDAD DE LA CT

Los siguientes modos de fallo fueron obtenidos de la bitácora de operaciones de la central térmica.

Los modos de fallo acorde al RCM son las causas que originan los fallos funcionales en los activos de la planta.

- Disparos: Ocasionados por variaciones de voltaje o frecuencia que salen fuera de los límites de control: Cortes de energía no programados.
- Falla ERM: Ocasionados por la falla funcional de alguno de los equipos componentes de la Estación de regulación y medición como instrumentos de control, válvulas que requieren aire de instrumentación para poder actuar correctamente, entre otros fallos potenciales.
- Detonación: Son vibraciones muy altas detectadas por los sensores de los motores de combustión interna marca Caterpillar para proteger al equipo.
- Apertura_GCBMan: Es un evento de prevención realizado manualmente por el operador de la sala de control, donde abre al interruptor GCB⁴⁶ para evitar que oscilaciones de la red externa perturben equipos internos de la planta, de esta forma se cambia el modo de operación de modo proceso a modo Isla.
- Apertura_GCB: Es un evento automático realizado por el relé de protección eléctrica que controla el GCB para evitar que oscilaciones externas perturben equipos internos de la planta.
- Alarmas: Son límites superiores e inferiores de parámetros eléctricos o de la estación ERM, que sirven de advertencia para que el operador de sala de control tome una acción anticipativa antes de un evento no deseado mayor.

⁴⁶ Ver Siglario

- Falla de Equipos: Se refiere a Equipos e instrumentos que no son monitoreados por el SCADA y se requiere la lectura de campo que el operador de campo hace manualmente.
- Disminución de Carga: Es un evento que no afecta a las operaciones pero se debe tener en cuenta ya que indica el fin de un batch en el proceso de refinación y fundición, es una etapa crítica del proceso de fundición y refinado.
- Paradas programadas: Con este dato se podrá calcular el indicador OEE de eficiencia global de equipos.

Los datos han sido proporcionados por el área de operaciones de la planta de generación, a continuación se presenta un log de eventos que se adjuntará como anexo en formato digital en el presente trabajo de investigación aplicada al campo de mantenimiento del sector energía.

Figura N°26. Diagrama de Pareto de los eventos de la C. Térmica en modo proceso

Fuente: Datos obtenidos de botácora de operaciones.

La Figura 26 muestra la frecuencia de los eventos que se presentan los cuales afectan la calidad de energía en la planta.

Como podemos observar el evento “Paradas Programadas” es el que se presenta en mayor número, pero la cual no necesariamente ocasiona el corte, puesto que para la Central Térmica pero el suministro eléctrico se mantiene a través de la red externa, tener presente que estas paradas programadas sólo se pueden hacer cuando no hay restricción de suministro.

Las causas de dichos paros programados son causales de mantenimientos de los grupos de la Central Térmica.

Cuando se opera en modo proceso, existe mayor disposición para hacer mantenimientos programados a los GE⁴⁷.

Como se tiene el respaldo de REP se pierde el espíritu de mantenimiento programado y se cae muchas veces en mantenimientos correctivos sin hacer previamente un análisis de fallos funcionales.

⁴⁷ Ver Siglario.

Figura N°27. Eventos y oscilaciones de la Central Térmica en modo isla

Fuente: Datos obtenidos de bitácora de operaciones

En la Tabla 6 se puede visualizar que la ocurrencia de los eventos mayor es “Disparo” este evento es el peor de todos puesto que ocasiona corte eléctrico, es la razón por la cual se escoge como filosofía de control por defecto el modo proceso.

Tiene la desventaja que las oscilaciones de REP son introducidas por el sistema de distribución a los equipos dentro de la planta, lo cual puede perturbar las operaciones de la refinería, fundición incluso de los equipos auxiliares de la Central Térmica haciendo que puedan fallar.

Para ver a mayor detalle este evento (Disparo) producido por la apertura del interruptor general del Generador, se procede a hacer un histograma para determinar el número de horas que dicho interruptor se encuentra abierto.

Cabe mencionar que en los casos donde se muestra una duración de 24 horas es porque los GE se encuentran en mantenimiento.

DELIMITACIÓN DEL PROBLEMA

TEMÁTICO

La delimitación temática es el mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM), por lo cual se usará el vocabulario de este marco teórico como son fallas funcionales, modos de fallo, contexto operacional entre otros.

TEMPORAL

El tiempo donde se tiene la data histórica es perteneciente a todo el año 2014

ESPACIAL

La planta estudiada se encuentra en las instalaciones de MINSUR Pisco.

IMPACTO ECONÓMICO

Para determinar el impacto económico se debe usar como datos de entrada el número de horas en promedio que la Central Térmica tiene paradas no programadas.

Como segundo dato se tiene los costos de operación de una tonelada de estaño.

Adicionalmente se tiene el precio de venta del estaño (varía entre 16 000 a 17 000 \$ US / TM⁴⁸), con estos 2 últimos datos se tiene el margen de ganancia como se aprecia en la Tabla 5 se tiene que la unidad minera tiene una producción de 70 TM / día, para saber cuánto produce por hora se tendría $70/24 = 2.92$ TM / hora y eso representa en dinero una ganancia de 42 725 dólares por cada hora de producción, es decir que si la planta para una hora se está dejando de ganar esa cantidad de dinero.

⁴⁸ TM: Tonelada métrica.

Tabla N° 7. Producción de estaño y precio de Venta

Tabla N° 8. Producción	TM	Precio de venta. (16,000 US \$ a 17,000 US \$ / Tm)	Costo de producción (1350 US \$ / Tm)	Margen US \$ / Tm
Por día	70	1 120,000	94,608	1 025,392
Por Hora	2.92	46,667	3,942	42,725

Fuente: Operaciones de la unidad minera.

Se debe tener en cuenta los valores de la Tabla N° 7 9 que muestra la producción por día y hora de la planta de estaño adicionalmente se tiene el precio de venta para el cálculo se usó 16,000 US \$ tener en cuenta que el precio es variable en el tiempo acorde al mercado internacional

ANÁLISIS DE ÁRBOL DE EVENTOS (ETA)

“An event tree is a diagram that “shows all possible outcomes resulting from an event” (Rausand and Høyland, 2003). Figure 1 presents an event tree that decomposes system inoperability at a particular time, t . To avoid confusion, the term ‘stage’ is used and is distinguished with time. In particular, we decompose each time period, t , into two stages: (1) Stage 1, which analyzes the likelihood of a new perturbation to the system and (2) Stage 2, which quantifies the resulting inoperability of the system given the new perturbation.” (Santos 2014: 64).

En este árrafo, Santos describe la herramienta ETA para mostrar todas las posibles consecuencias que resultan de un evento, este evento tiene 2 posibilidades, una de éxito y otra de fracaso, cada posibilidad de éxito o fracaso a su vez se divide en posibles eventos secundarios.⁴⁹

En nuestro caso usaremos la herramienta ETA (Event tree análisis), para determinar la probabilidad de fallo del sistema (“BlackOut”) y probabilidad de éxito, esta herramienta se basa en el teorema de Bayes que se aplica en eventos disyuntivos es decir que no pueden ocurrir simultáneamente.

Como cada evento tiene 2 posibles resultados (éxito o fracaso), también puede modelarse como ensayos de Bernoulli.

⁴⁹ Cfr. Santos 2014: 64

Figura N°28. Análisis de árbol de eventos

Fuente: Elaboración propia

La Figura N° 28 muestra el análisis ETA con la probabilidad de ocurrencia de un evento dado que ya sucedió otro previo (Probabilidad condicional).

Tabla N° 9. Eventos y la probabilidad de ocurrencia total

Eventos				P(x)
Eventos en el suministro de energía 319.81 Hr (100 %)	Red Externa Éxito 243.64 Hr (76.18%)	Operación de CT 201.18 Hr (82.79%)	Éxito	63.07%
		CT Fuera de servicio 40.6 Hr (16.67%)	Éxito	12.70%
		Falla CT 1.85 Hr (0.54%)	Fracaso	0.41%
	Red Externa Falla 76.17 Hr (23.82%)	Operación de CT 59.81 Hr (78.52%)	Éxito	18.70%
		CT Fuera de servicio 3.59 Hrs (4.19 %)	Fracaso	1.00%
		Falla CT 12.78 Hr (17.29%)	Fracaso	4.12%
Total				100.00%

Fuente: Elaboración propia.

La Figura N° 29, nos muestra que la suma de probabilidades de todos los eventos es 1 y se puede resumir como:

La probabilidad de éxito por todos los eventos posibles es de 94.47%

La probabilidad de fracaso (“BlackOut”) total posible es de 5.53 %

HISTOGRAMA DE APERTURAS DEL INTERRUPTOR PRINCIPAL (GCB)

Se hace un histograma para conocer como se distribuyen los datos de tiempo cuando se abre el GCB y el suministro queda únicamente por REP.

Los eventos donde el GCB se encuentra abierto son en disparos, aperturas manuales del GCB o aperturas automáticas.

Figura N°29. Histograma de tiempos de apertura de GCB

Fuente: Se utiliza los datos de la bitácora de operaciones.

La **Figura N° 30** muestra el histograma donde la mayor incidencia de aperturas tiene una duración promedio de 0,5 horas, cantidad de tiempo donde disminuye la confiabilidad del suministro de energía.

El eje horizontal es el tiempo de apertura en horas, se observa que su distribución es uniforme.

PROBLEMA PRINCIPAL DE LA CENTRAL TÉRMICA

Queda la evidencia de que la causa principal del problema son los cortes de energía cuando opera en modo isla, en este modo de operación se debe aumentar la confiabilidad debido a que cada vez son más frecuentes las restricciones de suministro es decir que cada día se opera más horas en modo isla, el tiempo promedio de operación en modo isla es de 1 a 2 horas por día.

Figura N°30. Tiempo de Operación en modo isla por día

Fuente: Datos de la bitácora de operaciones.

La Figura N° 31 muestra el tiempo promedio de operación de la Central Térmica en modo isla en los años 2014 a 2015, este tiempo ira incrementándose gradualmente por temas de

restricción de suministro hasta que se invierta una central de energía para abastecer a la población de la ciudad Pisco.

De acuerdo a información anterior, se ha realizado el análisis de causas del problema principal (Operación en modo Isla), agrupándolas según la técnica de las 6 M's.

6M'S DE LAS FALLAS FUNCIONALES EN MODO ISLA.

Tabla N° 10. Análisis de las 6M de modos de fallo de la CT

MATERIALES	MÁQUINAS	MANO DE OBRA	MEDIO AMBIENTE	MÉTODO	MEDICIÓN
Falla de cables en los sistemas eléctricos	Falla del compresor de GN	Personal con poca experiencia.	Falla por condiciones ambientales.	Modo de operación con baja confiabilidad	Posible falla del SCADA
Falla de instrumentos de medición (transmisores)	Falla de los motores de combustión.	Errores humanos de operación.	Movimientos telúricos podrían ocasionar rotura de tuberías.	Falta de un plan de mantenimiento RCM	Mediciones fuera de rango
Falla de equipos de protección eléctrica	Falla del compresor de aire de instrumentación	Falta de capacitación		Falta un plan de contingencia	Falta de indicadores de gestión
Falla de actuadores (Válvulas de control)	Falla de la bomba de aceite del sistema de lubricación			Falta de procedimientos de operación.	Instrumentos des-calibrados

MATERIALES	MÁQUINAS	MANO DE OBRA	MEDIO AMBIENTE	MÉTODO	MEDICIÓN
Falla en los sellos mecánicos de las bombas				Falta de procedimientos de mantenimiento.	Variabilidad de la frecuencia eléctrica

Fuente: Elaboración Propia.

La Tabla 8 muestra las causas potenciales que pueden generar el problema, según los datos estadísticos para aumentar la confiabilidad de la planta operando en modo isla se debe resolver las causas de método donde la propuesta de mantenimiento RCM resolvería las 5 causas de método identificadas.

INDICADORES DE MANTENIMIENTO

TIEMPO MEDIO ENTRE FALLAS (MTBF)

Para calcular el tiempo medio entre fallas (MTBF) de los motores de la CT, se procede a analizar los datos que se tiene registrado en el SCADA.

MTBF del G1 : 40 días

MTBF del G2 : 62 días

MTBF del G3 : 60 días

Tabla N° 11. Ficha del indicador MTBF

Nombre del Indicador.	Tiempo promedio entre fallas
Sigla	MTBF
Responsable	Jefe de la planta de energía
Tendencia de mejora	Debe aumentar el tiempo promedio entre fallas
Fórmula	Diferencia de fechas donde cualquier grupo tiene un fallo y ocasiona una parada. (Información obtenida de los gobernadores Woodward) acumulados en el mes
Gráfico	

MTBF DE LOS GRUPOS DE LA CT

AÑOS	G1	G2	G3
2013	29.00	53.00	63.00
2014	50.00	49.00	46.00
2015	53.00	59.00	68.00
2016	21.00	73.00	61.00

Fuente: Registro de eventos de la Central Térmica

CONFIABILIDAD

Para cálculo de la confiabilidad se utiliza el software estadístico R, los MTBF se ingresan y se hace el ajuste de la distribución, se obtiene una distribución weibull de parámetros:

Forma (beta) = 1.12

Figura N°31. Escala (alfa) = 40,75

Figura N°32. Distribución Weibull de los MTBF del G1

Figura N°33. Distribución Weibull de los MTBF del G2 y G3

Figura N°34. Probabilidad acumulada de fallos y confiabilidad del G1

En el ejemplo si se desea calcular la confiabilidad de G1 para 120 días, es decir que G1 opere continuamente sin que falle es de:

$$R(120) = 3\%$$

```
> pweibull(120,1.126465, scale=40.756199)
[1] 0.9657883
> R=1-pweibull(120,1.126465, scale=40.756199)
> R
[1] 0.03421165
```

Así como la probabilidad de fallos acumulados es de: $F(120) = 97\%$

Donde se puede observar que el equipo se encuentra dentro de su vida útil al ser el factor β muy cercano a 1.

Así mismo podemos detectar mediante el MTBF que el promedio de fallas están siendo menor que el tiempo de mantenimiento preventivo que se lleva en la empresa.

Figura N°35. Probabilidad acumulada de fallos y confiabilidad del G2 y G3

Parametros de la distribución de Weibull de los 3 grupos

	G1	G2	G3
Shape	1.126465	0.8720688	1.10715
escala	40.756199	57.9094512	62.823225

DISPONIBILIDAD

Tabla N° 12. Indicador Disponibilidad

Nombre del Indicador.	Disponibilidad
Sigla	No aplica
Responsable	Jefe de la planta de energía
Tendencia de mejora	Debe aumentar en el tiempo a valores más altos posibles
Fórmula	$\frac{\text{Horas del mes} - (\text{Hpf} + \text{Hpp})}{\text{horas totales del mes} - \text{Hpp}}$
Gráfico	<p>Disponibilidad de la CT</p> <p>97.50% 97.00% 96.50% 96.00% 95.50%</p> <p>1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12</p> <p>■ 2013 ■ 2014 ■ 2015 ■ 2016 ■ 2017</p>
Donde:	<p>Hpf: Horas de parada forzada en el mes</p> <p>Hpp: Horas de parada programada en el mes</p> <p>Rango actual de disponibilidad 96 % < A < 97,75 %</p>

Fuente: Registro de Eventos de la Central Térmica.

Este indicador también es llamado Factor de disponibilidad equivalente e indica la relación de tiempo disponible que la central térmica a estado disponible es decir lista para operar.

DETERMINACIÓN DE LAS CAUSAS RAÍCES DEL PROBLEMA

“In such circumstances of failure, organisations naturally adopt investigations such as failure modes and effects analysis (FMEA) or root cause analysis (RCA). Crichton¹ and Kumar and Schmitz² stated that FMEA is shown to be an important tool for improving product quality and on time delivery performance, whereas Pylipow and Royall³ cited that RCA ascertains the source of the problem and recommends corrective actions as remedial actions when faced with manufacturing problems”

(Reid 2012: 535)

En este fragmente Reid, contrasta ambas metodologías FMEA y RCA con las ideas de los autores mencionados, indicando que FMEA es una herramienta para mejorar la calidad del producto y relacionado con el desempeño del tiempo de entrega mientras que RCA detecta la fuente del problema tomando acción correctiva para afrontar dichos problemas de manufactura.⁵⁰

“This article questions one such RCA technique to ascertain the root cause of the problem. More often than not, practitioners tend to use brainstorming, cause-and-effect analysis and the five why strategy or the 5W+ 1H (who, when, where, why, what, how) methodology to determine the root cause. Asking the five whys question involves looking at any problem and asking strategy: ‘why?’ and ‘what caused this problem?’ However, Murugaiah⁷ stated that the ‘why’ question may distort the response and the recommended course of action may distort the true course of action due to the varying possible scenarios of past experiences This research aims to develop a framework that removes the focuses on understanding the problem without automatically asking the question ‘why’ to identify the root cause of a problem or

⁵⁰ Cfr. Reid 2012: 535

defect. The environment of the research was carried out in the context of defining the RCA methods in a manufacturer context.

However, this does not imply the approach does not have a wider use as a method to problem solve.”

(Reid 2012: 535)

En este artículo Reid, menciona las técnicas que son usadas para determinar la causa raíz de los problemas de procesos tales como, lluvia de ideas, diagramas causa efecto, el método de los 5 porqué, la estrategias de las 5w + 1 H (who, when, where, why, what and how), básicamente lo que quiere decir es que usar solo una de ellas no es suficiente para determinar la causa raíz del problema.⁵¹

MÉTODO DE LOS 5 ¿POR QUÉ?

Problema: BlackOuts de la central térmica que provocan la parada de producción por falta de energía eléctrica.

Primer ¿Por qué?

¿Por qué existen BlackOuts⁵² en la planta?

Porque la confiabilidad de suministro eléctrico es baja.

Segundo ¿Por qué? (Aplicable solo a la CT, puesto que la red externa no depende de Minsur)

¿Por qué fallo la central térmica?

Porque se presentó un problema mecánico.

Porque se presentó un problema eléctrico

Porque se presentoó un problema de instrumentación y control.

⁵¹ Cfr. Reid 2012: 535

⁵² BlackOuts: Corte total de energía eléctrica en la Planta de fundición de estaño.

Tercer ¿Por qué?

¿Por qué se presentó un problema (mecánico o eléctrico o de instrumentación y control) en uno de los equipos de generación?

Porque son fallas aleatorias intrínsecas que tienen los activos en planta acorde a la curva de la bañera en el periodo estable del activo ($\beta=1$)

Cuarto ¿Por qué?

¿Por qué se presentó dicha falla funcional?

Porque no existe un análisis de fallos funcionales y confiabilidad de activos

Quinto ¿Por qué?

¿Por qué no existe un análisis de fallos funcionales y confiabilidad de activos?

Porque no hay un análisis AMEF de los activos de la CT.

Al hacer esta pregunta 5 veces es lo que en RCM se llama análisis de modo de fallo de quinto nivel, y es encontrar la causa de la causa 5 veces hasta llegar a la causa raíz.

Con cualquiera de las causas identificadas en el diagrama de Ishikawa se llega a la misma causa raíz. No necesariamente se tiene que responder las 5 veces hay casos donde con el tercer nivel es suficiente o ya se llegó a la causa raíz, así como también hay casos donde es válido hacer más niveles de profundidad para encontrar la causa raíz del problema o modo de fallo del activo, teniendo en cuenta que con cada nivel de profundidad se multiplica el trabajo para el análisis de modos de fallo y sus efectos (AMEF).

MÉTODO ACTUAL DE GESTIÓN DE MANTENIMIENTO.

Actualmente la empresa cuenta con un mantenimiento basado en las instrucciones del fabricante Caterpillar, es básicamente preventivo, que se realiza por horas de operación, sin embargo se puede apreciar que no considera fallos funcionales ni existe un análisis de funciones y modos de fallo, por lo que no se tiene cuantificado el riesgo que conlleva cada fallo funcional.

Como se puede observar se tienen brechas

REPORTE DE EVENTOS DE OPERACIONES (SCADA)

El área de operaciones cuenta con un sistema de supervisión control y adquisición de datos a tiempo real (Intouch-Wonderware), que permite registrar las **causas raíces**, efectos, consecuencias de los eventos ocurridos durante la operación.

Tabla N° 13. Resumen de causas inmediatas en el Reporte de eventos

Evento	N° de Evento
Parada programada	547
Apertura_GCBMan	287
Falla ERM	128
Disparo	117
Detonación	99
Alarma	88
Falla de Equipos	78
Apertura_GCB	60
Disminución de carga	41
Total general	1445

Fuente : Elaboración propia (Bitácora de eventos de operaciones 2014-2015)

Los eventos mostrados en la tabla 14 son los que se han registrado en la bitácora de operaciones y afectan directamente a la confiabilidad del sistema (cortes de energía no programados)

Tabla N° 14. Resumen de causas raíces en el Reporte de eventos de operaciones

Causas inmediatas de trip ⁵³	Causas Raíces (modos de fallo) ¿Qué causó el fallo funcional?
Apertura_GCBMan	Mantenimiento programado.
	Apertura por seguridad operacional.
Falla ERM	Falla en válvulas del ERM.

⁵³ Trip: Parada de planta no programada

Causas inmediatas de trip ⁵³	Causas Raíces (modos de fallo) ¿Qué causó el fallo funcional?
Detonación	Suciedad en los cilindros de los pistones en los motores de combustión interna.
Alarmas	Las alarmas dan aviso de advertencia cuando algo esta fuera de los límites de medición.
Falla de equipo genérica	Pueden ser fallas mecánicas, eléctricas o de instrumentación y control.
Apertura GCB	Esta apertura se da para proteger a los equipos de planta por fluctuaciones de tensión y frecuencia.
Disminución de carga	Cuando la disminución de carga es brusca puede generar una oscilación de frecuencia que hace actuar al relé haciendo disparar el interruptor.

Fuente : Elaboración propia (Bitácora de eventos de operaciones 2014-2015)

Todas estas causas raíces serán cuantificadas con la ayuda de la herramienta AMEF en el desarrollo del capítulo 3

Estos eventos afectan directamente a la confiabilidad del sistema, estos eventos son las causas de primer nivel en el diagrama causa-efecto o espina de pescado.

Figura N°36. Diagrama de causa efecto de los eventos SCADA

Fuente: Elaboración Propia (Bitácora de eventos)

Figura N°37. Diagrama de causa efecto de modos de fallo

Fuente: Elaboración Propia (Bitácora de eventos)

La Figura N° 32 muestra el diagrama de causa efecto que ocasiona los cortes de energía en operación de modo isla, acorde a los datos estadísticos del reporte de operaciones, se tiene data que evidencia que las causas que afectan más están a nivel de método.

Muchas de las causas identificadas serán los fallos funcionales de los activos de la central térmica, para encontrar las causas raíces se debe hacer la pregunta ¿Qué causó la falla funcional?, la respuesta o respuestas a esa pregunta serán los modos de fallo o causas raíz del fallo funcional.⁵⁴

Cada una de las 6 M (Medición, material, personal, medio ambiente, método y máquinas) tienen sus propias causas que afectan a la producción por tal motivo se analizará cada una de los modos de fallo que ocasionan el fallo funcional agrupados en 6M

⁵⁴ Cfr. Manual RCM ASME : 31

ANÁLISIS DE MODOS Y EFECTOS DE FALLOS DE LA CT

Tabla N° 15. Causas Raíces Medición

Fallo Funcional	Causas Raíces (modos de fallo) ¿Qué causó el fallo funcional?
1 Fallo de instrumentos de campo	Desgaste de elementos mecánicos.
	Fatiga de elementos mecánicos.
2 Mediciones Fuera de Rango	Instrumentos des-calibrados o no han sido contrastados con un instrumento patrón.
3 Falla de transformadores de medición.	Pérdida del aislamiento eléctrico.

Fuente: Elaboración Propia

La Tabla N° 15 muestra las causas (modos de falla) de cada fallo funcional (causa del diagrama causa efecto) de la M “Medición”, como efecto se tiene impacto a la producción.

Este grupo de medición involucra fallos funcionales (causas) en el SCADA, instrumentos de campo, indicadores de campo y de gestión, equipos simples y complejos (activos de la planta)

Tabla N° 16. Causas Raíces Material

Fallo Funcional	Causas Raíces (modos de fallo) ¿Qué causó el fallo funcional?
Gasket de tuberías de gas natural.	Material de gasket no adecuado para evitar fugas entre juntas metálicas.
Falla de sellos mecánicos del compresor.	Revisar la frecuencia de cambio de sellos mecánicos.
Falla de sellos mecánicos de las bombas de agua	Revisar la frecuencia de cambio de sellos mecánicos.
Falla de sellos mecánicos de las bombas de aceite.	Revisar la frecuencia de cambio de sellos mecánicos.

Fuente: Elaboración Propia

La Tabla N° 16 muestra las causas (modos de falla) de cada fallo funcional (causa del diagrama causa efecto) de la M “Material”, como efecto se tiene impacto a la producción.

En este grupo de fallos funcionales se tienen cables de media tensión, herramientas usadas en los equipos complejos, equipos de protección personal.

Tabla N° 17. Causas Raíces Personal

Fallo Funcional	Causas Raíces (modos de fallo) ¿Qué causó el fallo funcional?
Errores involuntarios de operación	Faltan planes de capacitación de personal o procedimientos de operación y mantenimiento.
Personal desmotivado.	El personal no fue seleccionado correctamente para el perfil que requiere el puesto.

Fuente: Elaboración Propia

La Tabla N° 17 muestra las causas (modos de falla) de cada fallo funcional (causa del diagrama causa efecto) de la M “Man (Personal)”, como efecto se tiene impacto a la producción.

En este grupo de fallos funcionales se tienen a las personas involucradas en la operación , personal operador y mantenedor no capacitado, operadores que no cuenten con las competencias y actitudes para el puesto, supervisión no eficaz.

Tabla N° 18. Causas Raíces Medio Ambiente

Fallo Funcional	Causas Raíces (modos de fallo) ¿Qué causó el fallo funcional?
Fallo en la combustión de gas en la cámara de combustión.	El controlador de razón aire combustible no esta cumpliendo con su función.
Falla por condiciones ambientales.	No se tiene un plan de contingencia de fallos potenciales.

Fuente: Elaboración Propia

La Tabla 17 muestra las causas (modos de falla) de cada fallo funcional (causa del diagrama causa efecto) de la M “Medio ambiente”, como efecto se tiene impacto a la producción.

En este grupo de fallos funcionales se tienen a las lluvias, movimientos telúricos,etc.

Tabla N° 19. Causas Raíces Métodos

Fallo Funcional	Causas Raíces (modos de fallo) ¿Qué causó el fallo funcional?
Falta el programa de puesta en marcha	No se tiene el procedimiento de puesta en marcha.

Falta el plan de contingencia	No se tiene planes de contingencia antes riesgos o fallos potenciales.
Falta mantenimiento preventivo	No se ha planificado el mantenimiento preventivo de los equipos de la planta.

Fuente: Elaboración Propia

La Tabla 18 muestra las causas (modos de falla) de cada fallo funcional (causa del diagrama causa efecto) de la M “Métodos”, como efecto se tiene impacto a la producción.

En este grupo de fallos funcionales se tienen procedimientos de operación, mantenimiento, planes de contingencia y lista de materiales a usarse en las tareas de mantenimiento.

Tabla N° 20. Causas Raíces Maquinaria

Fallo Funcional	Causas Raíces (modos de fallo) ¿Qué causó el fallo funcional?
Falta revisar el tiempo de vida del generador	No hay un seguimiento de los planes de mantenimiento.
	No hay planes de mantenimiento del generador.
Falla equipos eléctricos	Las tareas de mantenimiento a los equipos eléctricos no son adecuadas.
	Se incluyen posibles fallas (error humano) de hacer demasiado mantenimiento a dichos equipos.

Fuente: Elaboración Propia

La **Tabla 19** muestra las causas (modos de falla) de cada fallo funcional (causa del diagrama causa efecto) de la M “Maquinaria”, como efecto se tiene impacto a la producción.

En este grupo de fallos funcionales se tienen pertenecen a maquinas como los motores de combustión interna, compresores, bombas centrífugas.etc

SELECCIÓN LA METODOLOGÍA A APLICAR

GESTIÓN DE ACTIVOS

Definiciones previas

ACTIVO es algo que tiene un valor potencial o real para una organización

Ejemplo: Planta, instalación, maquinaria, edificios, vehículos, etc.

VIDA DEL ACTIVO es el periodo desde su concepción hasta el final de su vida.

CICLO DE VIDA son todas las etapas que el activo experimenta durante su vida.⁵⁵

PAS 55⁵⁶

Es un standar de la BSI (British standard institution's) Actualizada el 2008, trata sobre un conjunto de actividades y prácticas sistemáticas y coordinadas a través de las cuales una organización administra, de manera óptima y sostenible, sus activos y sistema de activos, su desempeño, su riesgo y costos asociados durante sus ciclos de vida con el propósito de alcanzar su plan estratégico organizacional.

ISO 55000⁵⁷

Estándar americano publicado el 2014 sobre la base PAS 55

Es un conjunto de actividades coordinadas de una organización para materializar el valor de sus activos.

⁵⁵ Cfr. ISO 5000 2014: 2

⁵⁶ PAS 55: Publicly Available Specification for the optimized management of physical assets.

⁵⁷ ISO 55000: Estandar americano sobre la gestión de activos.

MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD

SAE JA 1011

“Alcance— Esta norma SAE para Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (MCC) está concebida para ser utilizada por cualquier organización que tiene o haga uso de activos físicos o sistemas que desee manejar responsablemente.

Propósito— Este documento está concebido para ser utilizado en la evaluación de cualquier proceso que pretende ser un proceso MCC, con la finalidad de determinar si es un verdadero proceso MCC. El mismo apoya tal evaluación especificando los criterios mínimos que un proceso debe tener para ser un proceso MCC.”

(SAE JA 1011 1999: 2)

Una vez resumidas las 2 normativas relacionadas a gestión de activos y RCM, se tendrán en cuenta una serie de factores para seleccionar una de las 2 metodologías.

Los factores a tener en cuenta para la CT de pisco son:

Fácilidad de implementación

- Menor Tiempo de consolidación
- Probabilidad de éxito
- Inversión Inicial
- Retorno de la inversión
- Modelamiento de la Confiabilidad
- Mantenibilidad
- Impacto en el diseño
- Reducción de costos de mantenimiento

Tabla N° 21. Matriz de ponderación de factores

Factores	Fácil de implementación	Menor tiempo de consolidación	Probabilidad de éxito	Inversión Inicial	Retorno de la inversión	Modelamiento de la Confabilidad	Mantenibilidad	Impacto en el diseño	Reducción de costos de mantenimiento	Total	Ponderación
Fácil de implementación		1	0	0	0	0	0	1	0	2	5.26%
Menor tiempo de consolidación	1		0	0	0	0	0	1	0	2	5.26%
Probabilidad de éxito	1	1		0	1	0	1	1	1	6	15.79%
Inversión Inicial	1	1	1		0	0	0	1	0	4	10.53%
Retorno de la inversión	1	1	0	1		1	1	1	0	6	15.79%
Modelamiento de la Confabilidad	1	1	1	1	0		1	1	1	7	18.42%
Mantenibilidad	1	1	0	1	0	0		1	0	4	10.53%
Impacto en el diseño	1	0	0	0	0	0	0		0	1	2.63%
Reducción de costos de mantenimiento	1	1	0	1	1	0	1	1		6	15.79%
										38	100.00%

Fuente: Elaboración propia

La matriz de ponderación de factores (Ver Tabla N° 20) nos sirve para calcular el valor porcentual del peso total que tiene ese factor para comparar entre las 2 alternativas, en nuestro caso se hace una comparación entre normas (ISO 55000 y SAE JA 1011) dichas normas representan la metodología TPM o RCM, teniéndose en cuenta que TPM es mucho más amplio y uno de los pilares es la ingeniería de mantenimiento donde se tratan temas de confiabilidad, cabe mencionar que ambas metodologías no son incompatibles, se pueden usar ambas simultáneamente, o una de las 2, por tal motivo se hace comparación de las normas en lugar de las metodologías.

Tabla N° 22. Matriz de ranking de factores

Factor	Ponderación	ISO 55000		SAE JA 1011	
		Calificación	Puntaje	Calificación	Puntaje
Fácilidad de implementación	5.26%	1	0.05	2	0.11
Menor Tiempo de consolidación	5.26%	3	0.16	4	0.21
Probabilidad de éxito	15.79%	5	0.79	5	0.79
Inversión Inicial menor	10.53%	4	0.42	5	0.53
Retorno de la inversión	15.79%	5	0.79	5	0.79
Modelamiento de la Confiabilidad	18.42%	3	0.55	5	0.92
Mantenibilidad	10.53%	5	0.53	5	0.53
Impacto en el diseño	2.63%	5	0.13	5	0.13

Factor	Ponderación	ISO 55000		SAE JA 1011	
		Calificación	Puntaje	Calificación	Puntaje
Reducción de costos de mantenimiento	15.79%	5	0.79	5	0.79
			4.21		4.79

Fuente: Elaboración propia.

Como se puede observar la norma SAE JA 1011 es la que cumple con todos los factores con mayor puntaje no muy lejano que la ISO 55000, la norma SAE JA 1011 es compatible con el RCM.

CAPITULO III

APLICACIÓN DEL RCM A LA CT PISCO

DEFINICIÓN DEL CONTEXTO OPERACIONAL.

La central termoeléctrica que se estudia en el presente trabajo de investigación esta compuesta de 3 motores de combustión de la marca Caterpillar G3520C, a diferencia de otras centrales térmicas que normalmente son compuestas por un turbocompresor, los motores de combustión interna de 20 cilindros son de 2 a 5% más eficientes que las TG e incluye redundancia, ya que la planta puede operar con 2 motores, la potencia de generación de diseño de cada grupo generador es de 2 MW de energía, y la demanda de la planta oscila entre 3.2 Mw a 3.5 Mw.

PROPÓSITO DE LOS MOTORES DE COMBUSTIÓN INTERNA

Los motores de combustión interna tienen la función de transformar la energía térmica que se encuentra en el gas natural que al combustionar con el aire dentro de la cámara de combustión de los cilindros, libera la energía en forma de calor y ésta a su vez en trabajo de los 20 cilindros que por el diseño mecánico, se transforma en un movimiento rotativo de un eje que se encuentra acoplado a un generador eléctrico trifásico que genera a 60 Hz (1800 rpm). El voltaje de generación es de 4.16 KV.

SISTEMAS DE LOS MOTORES CATERPILLAR G3520C

Los motores de combustión interna de gas natural a estudiar son de la marca Caterpillar y están constituidos por los siguientes sistemas:

- Sistema de refrigeración.
- Sistema de control.
- Sistema de combustible.

- Sistema de arranque.
- Sistema de lubricación.

ELABORACIÓN DEL AMEF

Figura N°38. Etapas del modelo de decisión multicriterio

Fuente: Alencar 2015

Donde:

MAUT Multiattribute utility theory.

Previamente a la realización del AMEF, elaboramos los criterios de análisis para la obtención del Número de Prioridad de Riesgo.

Considerando:

$$NPR = G \times O \times D$$

Donde:

NPR : Número de prioridad de riesgo.

G: Gravedad de acontecimiento el evento.

O: Frecuencia de ocurrencia.

D: Dificultad de detección del evento

Tabla N° 23. Puntajes del AMEF

Gravedad	
Descripción	Puntaje
Menor	1
Moderado	2
Grave	3
Catastrófico	4
Ocurrencia	
Descripción Puntaje	Puntaje
1 falla en mas de 2 años	1
1 falla cada 2 años	2-3
1 falla cada 1 año	4-5
1 falla entre 6 meses y 1 año	6-7
1 falla entre 1 a 6 meses	8-9
1 falla al mes	10
Detección (dificultad de detección)	
Descripción Puntaje	Puntaje
Fácil Detección	1
Los controles tienen una efectividad moderada o alta	2
Los controles tienen una efectividad leve o baja	3
Imposible detección	4

Fuente: Elaboración propia

Las características de análisis del NPR (Número de Prioridad de Riesgo):

43 < NPR Inaceptable (I).

$21 < \text{NPR} < 43$ Reducción deseable (R).

$\text{NPR} < 21$ Aceptable (A).

En las tablas siguientes se desarrolla el AMEF de las 6M de calidad

Tabla N° 24. Amef Mediciones

Equipo	Función	Fallo Funcional	Modos de fallo ¿Qué causó el fallo funcional?	Efecto potencial del fallo	Causas Secundarias ¿Qué causó el modo de fallo?	Controles a realizarse	NPR
Scada	Supervisa el proceso de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica	1 No se puede monitorear el proceso	Reinicio del computador por parte del operador.	Pérdida de supervisión del proceso	1.1 Falló la comunicación del SCADA (imagen congelada)	Mantenimiento al SCADA	2
			Reinicio del computador en un corte de energía.	Pérdida de supervisión del proceso	1.2 Falló en el suministro de energía	Mantenimiento preventivo a la CT	24
Instrumentos de campo	Medir con exactitud y precisión las variables del proceso y	2 Mediciones de los instrumentos de campo fuera de Rango	Instrumentos de campo des-calibrados.	Se activan Interlocks	2.1 Falta de plan de calibración de instrumentos	LLevar un programa de calibración de instrumentos	18
				Lazos de control no fiables	2.2 Instrumentos no adecuados para el contexto operacional	Consultar al fabricante el instrumento	4

Equipo	Función	Fallo Funcional	Modos de fallo ¿Qué causó el fallo funcional?	Efecto potencial del fallo	Causas Secundarias ¿Qué causó el modo de fallo?	Controles a realizarse	NPR
	transmitirlas al SCADA.					adecuado dado el contexto operacional.	
				Alarmas no reales	2.3 Instalaciones con falta de pozo a tierra	Hacer mantenimiento a los pozos a tierra de instrumentación	18
Indicadores clave de desempeño	Medir el desempeño de las operaciones para tomar acciones correctivas en corto, mediano o largo plazo.	3 Falta de indicadores	No se definieron los indicadores deseados.	Falta información para crear KPI	3.1 Los operadores no registran los eventos.	Registrar los eventos en un excel para hacer KPIs	9
				No se puede tener un control sin indicadores por lo que no se puede mejorar	3.2 Desconocimiento de KPI	Entrenar a personal en elaboración de KPIs	12

Equipo	Función	Fallo Funcional	Modos de fallo ¿Qué causó el fallo funcional?	Efecto potencial del fallo	Causas Secundarias ¿Qué causó el modo de fallo?	Controles a realizarse	NPR
Equipos de contraste (instrumentos patrón)	Servir de patrón de comparación para calibrar a los instrumentos de campo .	4 Equipos de contraste mal calibrados	No se ejecuta la frecuencia de calibración en laboratorio.	Instrumentos de medición des-calibrados	4.1 Falta de un responsable de calibración de instrumentos de medición	Contratar a un personal responsable o delegar a un responsable de calibración.	9
				Se tendrán mediciones poco fiables o no reales.	4.2 Desconocimiento del procedimiento de calibración.	Entrenar a personal de laboratorio en calibración de instrumentos de medición.	6
Red externa	Suministra energía eléctrica con poca	5 Variabilidad de la frecuencia	Al operar en modo paralelo se está sujeto a fluctuaciones de REP	Se activa el relé de protección por interlock de variación de frecuencia	5.1 Fluctuaciones de la red externa.	Operar en modo Isla	6

Equipo	Función	Fallo Funcional	Modos de fallo ¿Qué causó el fallo funcional?	Efecto potencial del fallo	Causas Secundarias ¿Qué causó el modo de fallo?	Controles a realizarse	NPR
	variabilidad de frecuencia			Posibles alarmas por variaciones de frecuencia	5.2 Salida de una central del SEIN.	Reajustar los valores de frecuencia para el interlock del relé de protección	27

Tabla N° 25. AMEF Material

Equipo	Función	Fallo Funcional	Modos de fallo ¿Qué causó el fallo funcional?	Efecto potencial del fallo	Causas Secundarias de fallo ¿Qué causó el modo de fallo?	Controles a realizarse	NPR
Conductores eléctricos de media tensión	Conducir corriente eléctrica a un	1 Falla de conductores de media tensión	Falso contacto de terminales del conductor hacia las barras.	Calentamiento en conductores eléctricos	1.1 Falta de mantenimiento eléctrico.	Mantenimiento eléctrico.	12

Equipo	Función	Fallo Funcional	Modos de fallo ¿Qué causó el fallo funcional?	Efecto potencial del fallo	Causas Secundarias de fallo ¿Qué causó el modo de fallo?	Controles a realizarse	NPR
	voltaje determinado.		Conductores sulfatados por ambiente húmedo	Falla de alimentación eléctrica a un tablero de control.	1.2 Falta de utilización del conductor adecuado.	Capacitación en conductores eléctricos.	18
Herramientas especiales	Ajustar, desajustar elementos del motor de combustión interna	2 Falla de herramientas	Utilización inadecuada de herramientas de celdas de media tensión.	Posibles accidentes a la integridad personal	2.1 Falta de conocimiento del uso de la herramienta.	Capacitación en uso de herramientas de celdas de media tensión.	12
			Personal no capacitado para el uso de la herramienta	Posible rotura del a herramienta a usarse.	2.2 Falta de personal para que capacite en el uso de la herramienta.	Contratar personal externo para capacitar en el uso de las herramientas de media tensión.	4

Equipo	Función	Fallo Funcional	Modos de fallo ¿Qué causó el fallo funcional?	Efecto potencial del fallo	Causas Secundarias de fallo ¿Qué causó el modo de fallo?	Controles a realizarse	NPR
Equipos de protección personal	Proteger al personal que usa los EPP dentro de las especificaciones.	3 Falta de equipos de protección	No se renovaron después de su fecha de vencimiento	Falta de protección por el uso de EPP vencido.	3.1 Falta de conocimiento de la fecha de vencimiento.	Controlar la fecha de vencimiento de los EPPs	9
			No se reportó daño del equipo de protección personal.	Falta de protección por el uso de EPP dañado.	3.2 Desconocimiento en uso de EPP dañado.	Entrenar a personal en el uso de EPP.	8

Fuente: Elaboración propia

Tabla N° 26. AMEF Mano de Obra

Equipo	Función	Fallo Funcional	Modos de fallo ¿Qué causó el fallo funcional?	Efecto potencial del fallo	Causas secundarias ¿Qué causó el modo de fallo?	Controles a realizarse	NPR
Persona competente para las operaciones	Opera de forma eficiente y segura la central térmica	1 Personal no capacitado.	Faltan planes de capacitación de personal.	Posibles paradas de planta por error operativo.	1.1 Falta de programación para entrenamiento en generación de energía.	Programar entrenamiento de generación de energía.	12
			Personal sin experiencia en generación de energía eléctrica.	Posibles accidentes a la integridad personal por desconocimiento de seguridad en la planta.	1.2 No se seleccionó correctamente acorde a las funciones a realizar.	Definir las funciones y experiencia del personal de operaciones.	12
Manual de operaciones	Describe detalladamente los procedimientos	2 Manual de operaciones desactualizado.	Falta de seguimiento en la actualización de procedimientos de operaciones.	Posibles errores de operación por seguir un procedimiento desactualizado.	2.1 No hay un responsable del seguimiento de actualizaciones en los	Delegar un responsable que haga seguimiento de los procedimientos de operaciones.	18

Equipo	Función	Fallo Funcional	Modos de fallo ¿Qué causó el fallo funcional?	Efecto potencial del fallo	Causas secundarias ¿Qué causó el modo de fallo?	Controles a realizarse	NPR
	relacionados a la operación de la CT				procedimientos de operaciones.		
			Falta de seguimiento en la actualización de procedimientos de mantenimiento.	Posibles errores de mantenimiento por seguir un procedimiento desactualizado.	2.2 No hay un responsable del seguimiento de actualizaciones en los procedimientos de mantenimiento.	Delegar un responsable que haga seguimiento de los procedimientos de Mantenimiento.	4
Supervisión Eficaz	Superviza eficazmente las operaciones del proceso.	3 Falla de supervisión.	No se cuenta con una retroalimentación por parte del supervisor de operaciones.	Se comenten los mismos errores operativos al no haber feedback.	3.1 Falta de tiempo por parte del supervisor de operaciones.	Implementar un sistema de evaluación 360 ° con objetivos alcanzables.	6

Equipo	Función	Fallo Funcional	Modos de fallo ¿Qué causó el fallo funcional?	Efecto potencial del fallo	Causas secundarias ¿Qué causó el modo de fallo?	Controles a realizarse	NPR
			No se cuenta con una retroalimentación por parte del supervisor de mantenimiento.	Se comenten los mismos errores de mantenimiento al no haber feedback.	3.2 Falta de tiempo por parte del supervisor de operaciones.	Implementar un sistema de evaluación 360 ° con objetivos alcanzables.	12

Fuente: Elaboración propia

Tabla N° 27. AMEF Medio Ambiente

Equipo	Función	Fallo Funcional	Modos de fallo ¿Qué causó el fallo funcional?	Efecto potencial del fallo	Causas Secundarias ¿Qué causó el modo de fallo?	Controles a realizarse	NPR
Tuberías de gas natural	Transporte del Gas natural de forma segura	1 Fallo en tuberías de gas natural.	No se cambiaron las empaquetaduras de las uniones bridadas.	Fugas de gas natural, posible mezcla explosiva.	1.1 Falta de programación de mantenimiento preventivo.	Programar cambio de empaquetaduras.	18
			Elevación de la presión de la tubería de GN.	Corte de gas natural por activarse válvulas de bloqueo por sobre presión.	1.2 No se cambió la válvula reguladora de presión por mantenimiento.	Programar cambio de válvulas reguladoras.	6
Medio ambiente	Proporciona aire a condiciones estándar para la	2 Falla por condiciones ambientales.	Elevada temperatura del aire	Caída de la potencia de generación por la	2.1 Depende del medio ambiente, calentamiento	Implementar un sistema de refrigeración de aire	18

Equipo	Función	Fallo Funcional	Modos de fallo ¿Qué causó el fallo funcional?	Efecto potencial del fallo	Causas Secundarias ¿Qué causó el modo de fallo?	Controles a realizarse	NPR
	correcta operación			densidad baja del aire.	global, gases de efecto invernadero.	para aumentar su densidad.	
			Posibles corrosiones de la tubería por excesiva humedad.	Posibles fugas en puntos de corrosión.	2.2 No hay un programa de protección catódica.	Implementar un programa de mantenimiento de protección catódica.	4

Fuente: Elaboración propia.

Tabla N° 28. AMEF Métodos

Equipo	Función	Fallo Funcional	Modos de fallo ¿Qué causó el fallo funcional?	Efecto potencial del fallo	Causas secundarias ¿Qué causó el modo de fallo?	Controles a realizarse	NPR
Procedimiento de puesta en marcha	Describir detalladamente la secuencia de arranque de manera segura y eficiente	1. Falta actualizar el procedimiento de puesta en marcha	No se incluyeron los cambios recientes.	Posibles arranques fallidos de la CT.	1.1 No hay una persona delegada de revisar los procedimientos.	Delegar a una persona para revisar los procedimientos.	6
			Exceso de consianza de los operadores.	Posibles daños en los activos por errores de operación.	1.2 Aún no experimenta errores	Tener el procedimiento de puesta en marcha actualizado.	18
Plan de contingencias	Describe las acciones a realizarse dependiendo	2. Falta el plan de contingencia	No hay un personal de experiencia.	Posibles pérdidas excesivas por no considerar contingencias.	2.1 No fue considerado en el inicio del proyecto.	Elaborar un plan de contingencia.	6

Equipo	Función	Fallo Funcional	Modos de fallo ¿Qué causó el fallo funcional?	Efecto potencial del fallo	Causas secundarias ¿Qué causó el modo de fallo?	Controles a realizarse	NPR
	de las contingencias presentadas en un determinado momento		No se ha ordenado la elaboración del plan	Se cometen los mismos errores.	2.2 No se considera necesario.	Ordenar la elaboración de un plan de contingencia.	6
Programa de mantenimiento preventivo	Contiene el programa de tareas de mantenimiento preventivo a realizarse en los activos de la CT	3. Actualizar el programa de mantenimiento preventivo.	No se tiene en cuenta el tiempo de operación de los equipos.	El mantenimiento de equipos no es eficiente.	3.1 Falta de conocimiento por parte del planeador de mantenimiento.	Entrenar al planeador de mantenimiento en tiempo de vida de equipos.	18
			No se ha ordenado la actualización del plan	Se cometen los mismos errores.	3.2 No se considera necesario.	Actualizar el programa de mantenimiento preventivo	4

Fuente: Elaboración propia

Tabla N° 29. AMEF Maquinarias

Equipo	Función	Fallo Funcional	Modos de fallo ¿Qué causó el fallo funcional?	Efecto potencial del fallo	Causas secundarias de fallo ¿Qué causó el modo de fallo?	Controles a realizarse	NPR
Generador trifásico marca Kato	Transformar la energía mecánica del giro del eje, en energía eléctrica de 4.16 KV	1. Falla del Generador	Falla el sistema de refrigeración del bobinado.	Recalentamiento de los devanados, produce la parada del equipo de generación.	1.1 Daños en los álabes del ventilador.	Inspección visual.	9
			Falla el sistema de lubricación de los cojinetes.	No lubrica los cojinetes, existe recalentamiento de los mismos, produce la parada del equipo de generación.	1.2 Fallo en la bomba de lubricación.	Inspección visual.	8
			Falla los diodos rotativos.	No genera corriente continua para el	1.3 Tiempo de vida de los diodos.	Monitoreo desde scada.	6

Equipo	Función	Fallo Funcional	Modos de fallo ¿Qué causó el fallo funcional?	Efecto potencial del fallo	Causas secundarias de fallo ¿Qué causó el modo de fallo?	Controles a realizarse	NPR
				campo del generador, produce la parada del equipo de generación.			
			Falla el AVR	El voltaje generado no es controlado, produce la parada del equipo de generación.	1.4 Tiempo de vida del AVR.	Monitoreo desde scada.	12
			Falla el transductor de potencia.	La potencia generada no es controlada, produce la parada del equipo de generación.	1.5 Tiempo de vida del transductor de potencia.	Monitoreo desde scada.	3

Equipo	Función	Fallo Funcional	Modos de fallo ¿Qué causó el fallo funcional?	Efecto potencial del fallo	Causas secundarias de fallo ¿Qué causó el modo de fallo?	Controles a realizarse	NPR
			Falla el bobinado eléctrico	Se abre una de las 3 fases del generador.	1.1 Falla del aislamiento por humedad.	Medición de aislamiento.	6
Motor de combustión Interna marca caterpillar modelo G 2500	Transformar la energía térmica de la combustión del GN en energía mecánica.	2. Falla el motor de combustión Interna	Falla del sistema de ignición.	No permite el arranque del motor.	2.1 Bobina dañada.	Inspección visual.	6
				No permite el arranque del motor.	2.1 No hay suministro en circuitos de ignición.	Revisar el sistema eléctrico.	6
			Falla del sistema de lubricación.	No permite el arranque del motor.	2.2 Falla la bomba, filtros o válvulas del circuito de lubricación.	Revisar el circuito de lubricación.	6
			Falla del sistema de refrigeración.	No permite el arranque del motor.	2.3 Falta refrigerante.	Revisar visualmente el nivel de refrigerante.	6
			Falla del sistema de combustión	Detiene el motor en marcha	2.4 Detonación en los cilindros	Revisar las vibraciones del motor	12

Fuente: Elaboración propia

ELABORACIÓN DEL ANÁLISIS DE CRITICIDAD

En esta etapa jerarquizaremos las partes principales que compone a un motor de gas natural, con la finalidad de optimizar su funcionamiento mediante la mejora de su mantenimiento.

Los criterios empleados serán:

- Frecuencia de fallas.
- Impacto operacional.
- Flexibilidad operacional.
- Coste de mantenimiento.
- Impacto en seguridad, ambiente e higiene.

Los criterios empleados para la obtención de la criticidad total del sistema, se muestran en la siguiente tabla:

Tabla N° 30. Criterios de criticidad

Frecuencia de fallas	
Elevado mayor a 40 fallas/año	4
Promedio 20-40 fallas/año	3
Buena 10-20 fallas/año	2
Excelente menos de 10 fallas/año	1
Consecuencia a Personal	
Muerte de un colaborador de la empresa	4
Accidente incapacitante	3
Accidente leve	2
Rasguño, daños leves	1
Consecuencia al Medio Ambiente	
Contaminación por emanaciones gaseosas ppm NOx > 200	4

Contaminación por emanaciones gaseosas ppm NOx > 150	3
Contaminación por emanaciones gaseosas ppm NOx > 100	2
Contaminación por emanaciones gaseosas ppm NOx < 50	1
Consecuencias operacionales	
Parada total de la planta.	4
Parada parcial de un equipo y repercute a otro equipo o subsistema.	3
Impacta a niveles de producción o calidad de energía.	2
No se produce corte de energía.	1

Para

elaborar el análisis de criticidad total se va a utilizar:

Riesgo = Frecuencia x Max (consecuencia Pe, Ma, Op)

Figura N°39. Cuadro de criticidad

Frecuencia					
Alta	4	SM	C	C	C
media	3	NC	SM	C	C
Baja	2	NC	NC	SM	C
Remota	1	NC	NC	NC	SM
		1	2	3	4
		Consecuencia			

Fuente : Elaboración Propia (C: Crítico, NC: No crítico, SM: Semicrítico)

Tabla N° 31. Criticidad de los modos de falla

Modos de fallo ¿Qué causó el fallo funcional?	Personal	Medio Ambiente	Operaciones	Riesgo = F x Max(Consecuencia)	Criticidad
1.1.1 Reinicio del computador por parte del operador.	1	1	3	6	SM
1.1.2 Reinicio del computador en un corte de energía.	1	1	3	6	SM
1.2.1 No se activan los interlocks	2	2	2	6	SM
1.2.2 No hay control en lazos PID	1	2	2	4	NC
1.2.3 Las alarmas no son fiables	2	2	2	6	SM
1.3.1 Data de campo incompleta	1	2	2	6	SM
1.3.2 Indicadores mal definidos	1	2	3	6	SM
1.4.1 No se ejecuta la frecuencia de calibración en laboratorio.	1	2	2	6	SM
1.4.2 No se cuenta con todos los equipos de contraste.	1	2	3	6	SM
1.5.1 Al operar en modo paralelo se está sujeto a fluctuaciones de REP	1	1	2	6	SM

Modos de fallo ¿Qué causó el fallo funcional?	Personal	Medio Ambiente	Operaciones	Riesgo = F x Max(Consecuencia)	Criticidad
1.5.2 Se opera en modo paralelo para aumentar la confiabilidad del suministro de energía.	1	2	2	6	SM
2.1.1 Falso contacto de terminales del conductor hacia las barras.	2	1	2	4	NC
2.1.2 Conductores sulfatados por ambiente húmedo	2	2	2	4	NC
2.2.1 Utilización inadecuada de herramientas de celdas de media tensión.	2	1	3	9	C
2.2.2 Personal no capacitado para el uso de la herramienta	2	1	2	4	NC
2.3.1 No se renovaron después de su fecha de vencimiento	3	1	1	9	C
2.3.2 No se reportó daño del equipo de protección personal.	3	1	1	6	SM
3.1.1 Faltan planes de capacitación de personal.	3	2	1	6	SM
3.1.2 Personal sin experiencia en generación de energía eléctrica.	3	1	2	6	SM
3.2.1 Falta de seguimiento en la actualización de	2	2	1	6	SM

Modos de fallo ¿Qué causó el fallo funcional?	Personal	Medio Ambiente	Operaciones	Riesgo = F x Max(Consecuencia)	Criticidad
procedimientos de operaciones.					
3.2.2 Falta de seguimiento en la actualización de procedimientos de mantenimiento.	2	2	3	6	SM
3.3.1 No se cuenta con una retroalimentación por parte del supervisor de operaciones.	1	2	3	6	SM
3.3.2 No se cuenta con una retroalimentación por parte del supervisor de mantenimiento.	1	2	2	4	NC
4.1.1 No se cambiaron las empaquetaduras de las uniones bridadas.	3	2	1	6	SM
4.1.2 Elevación de la presión de la tubería de GN.	1	1	2	6	SM
4.2.1 Elevada temperatura del aire	1	1	3	6	SM
4.2.2 Posibles corrosiones de la tubería por excesiva humedad.	1	2	3	3	NC
5.1.1 No se incluyeron los cambios recientes.	2	2	3	9	C

Modos de fallo ¿Qué causó el fallo funcional?	Personal	Medio Ambiente	Operaciones	Riesgo = F x Max(Consecuencia)	Criticidad
5.1.2 Exceso de consianza de los operadores.	3	1	2	6	SM
5.2.1 No hay un personal de experiencia.	2	1	3	9	C
5.2.2 No se ha ordenado la elaboración del plan	3	2	3	9	C
5.3.1 No se tiene en cuenta el tiempo de operación de los equipos.	1	2	3	6	SM
5.3.2 No se ha ordenado la actualización del plan	2	1	3	3	NC
6.1.1 Falla el sistema de refrigeración del bobinado.	1	1	3	9	C
6.1.2 Falla el sistema de lubricación de los cojinetes.	1	1	3	6	SM
6.1.3 Falla los diodos rotativos.	1	1	3	3	NC
6.1.4 Falla el AVR	2	1	3	6	SM
6.1.5 Falla el transductor de potencia.	1	2	3	3	NC
6.1.6 Falla el bobinado eléctrico	1	2	3	9	C
6.2.1 Falla del sistema de ignición.	2	2	3	9	C

Modos de fallo ¿Qué causó el fallo funcional?	Personal	Medio Ambiente	Operaciones	Riezgo = F x Max(Consecuencia)	Criticidad
6.2.2 Falla del sistema de control.	2	2	3	9	C
6.2.3 Falla del sistema de lubricación.	1	2	3	9	C
6.2.4 Falla del sistema de refrigeración.	1	1	3	6	SM
6.2.5 Falla del sistema de combustión	2	2	3	9	C

Fuente elaboración propia

EJECUCIÓN DEL ANÁLISIS DE TIEMPO ENTRE FALLAS DE LA CT.

TIEMPO MEDIO ENTRE FALLOS (MTBF)

Es el tiempo entre fallos o vida media y se calcula con ayuda mediante la aplicación de una tabla, que nos da los valores de Gamma y lo relaciona de la siguiente manera:

$$E(t) = \text{MTBF} = \eta \Gamma(1 + 1/\beta)$$

Figura N°40. Diagrama de tiempo medio para reparar la falla.

Simple failure model:

Mean time to failure (MTTF) - the average time to failures of a component (no repairs).

Renewal failure model:

Mean time between failures (MTBF) - the average time between inherent failures of a component during operation.

Mean time to repair (MTTR) - the average time required to repair a failed component.

DISTRIBUCIÓN DE TIEMPOS DE FALLA DE LOS MOTORES.

Inicialmente para poder efectuar nuestro análisis debemos definir el modelo a utilizarse. Para este caso es el modelo de Weibull, ya que las características que posee nos permitirán describir el tipo de comportamiento de cada uno de los equipos a estudiar.

DETERMINACIÓN DE LOS FACTORES TBM DE LOS MOTORES A GAS.

Para el desarrollo de este punto tomaremos como ejemplo la determinación de los factores de distribución que se ajusten los datos de paradas no programadas ocasionadas por fallas externas.

Fecha de puesta en marcha del equipo: 29 de Septiembre de 2014

Se aplicará la fórmula de aproximación de los rangos medianos

$$F(i) = \frac{i - 0,3}{N + 0,4}$$

Tabla N° 32. Histórico de ocurrencias estadísticas

i	Tag	Fecha	Tiempo entre fallas (días)
1.00	G-3520C	29/01/2014	10.00
2.00	G-3520C	15/02/2014	17.00
3.00	G-3520C	24/03/2014	37.00
4.00	G-3520C	22/05/2014	59.00
5.00	G-3520C	29/07/2014	68.00
6.00	G-3520C	06/01/2015	161.00

A partir de estos datos se puede calcular los parámetros de forma y escala requeridos para generar variables aleatorias con distribución Weibull y predecir la probabilidad de falla en función del tiempo.

Tabla N° 33. Cálculo de valores lineales

i	Fallas funcionales	F(i) = Median Ranks	1/(1-Median Rank)	X= ln(ln(1/(1- Median Rank)))	Y= ln(hora de falla)
1.00	10.00	10.94%	1.12	-2.16	2.30
2.00	17.00	26.56%	1.36	-1.18	2.83
3.00	37.00	42.19%	1.73	-0.60	3.61
4.00	59.00	57.81%	2.37	-0.15	4.08
5.00	68.00	73.44%	3.76	0.28	4.22
6.00	161.00	89.06%	9.14	0.79	5.08

Luego con los datos analizados y haciendo lineal la curva con ayuda de logaritmos neperianos se tiene:

Figura N°41. Curva de tasa de fallas linealizada

Tabla N° 34. Parámetros de la distribución de Weibull

Parametro	Valor	Descripción	Fórmula Excel
β	1	Parámetro de forma	=1/PENDIENTE(U21:U26,T21:T26)
η	63	Parámetro de escala	=EXP(INTERSECCION.EJE(U21:U26,T21:T26))
R^2	0.97	Coeficiente de correlación	=COEFICIENTE.R2(T21:T26,U21:U26)

Cálculo del tiempo medio entre fallas (MTBF):

$$E(t) = MTBF = \eta \Gamma(1 + 1/\beta)$$

$$MTBF = 62.3 \Gamma(1 + 1) = 62 \text{ días}$$

Se interpreta que cuando va 62 días continuos de operación existe una probabilidad de fallo de 63.21 % y una confiabilidad de $1 - 63.21 = 36.79 \%$

Figura N°42. Distribución de tiempo medio entre fallas media de 62 días

La Figura N° 38 muestra la distribución de tiempos entre falla de la CT mInsur pisco, coincide con el calculado con el método de rangos medios.

APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA

INTEGRACIÓN DE CONSECUENCIAS Y TAREAS

Para conocer que tipo de tare se debe aplicar en base a la consecuencia se debe curzar información contenida en las hojas de información (análisis AMEF) y se resume en el diagrama de decisión.

La nomenclatura a usarse para la evaluación de las consecuencias es:

H: Consecuencias ocasionadas por fallos ocultos.

S: Consecuencias ocasionadas a la seguridad personal.

O: Consecuencias operacionales:

N: Consecuencias no operacionales

La nomenclatura a usarse para las tareas es:

Hx: Tareas a realizar para evitar, mitigar o eliminar fallos ocultos

Sx: Tareas a realizar para evitar, mitigar o eliminar fallos que atentan contra la seguridad personal.

Ox: Tareas a realizar para evitar, mitigar o eliminar fallos que atentan contra las operaciones.

Nx: Tareas a realizar para evitar, mitigar o eliminar fallos no operacionales

x puede tener valores del 1 al 5 siendo:

1 Tareas a condición.

2 Tareas de reacondicionamiento cíclico.

3 Tareas de cambio cíclico.

4 y 5 Tareas a falta de (Correctivos, modificativos , buesqueda de fallos)

EL PROCESO DE DECISIÓN DEL RCM

La hoja de desición es un formato importante donde se registra que tipo de tareas son merecedoras a aplicar, si se hace mantenimiento correctivo, preventivo, predictivo o incluso si es necesario rediseñar alguna parte de la planta para disminuir los riesgos ya sean correspondientes a consecuencias por fallos ocultos, seguridad, entorno, operacionales y no operacionales

Figura N°43. Diagrama de decisión RCM

Fuente : Moubray 1997

HOJA DE INFORMACIÓN

Previamente al desarrollo de la hoja de decisiones desarrollaremos los registros de información para poder establecer las tareas de mantenimiento mediante este formato.

Estas Hojas de Información se obtienen del cruce de información de las causas y modos de falla obtenidos en el AMEF.

A continuación se muestra el desarrollo de la Hoja de Información del sistema de encendido:

Tabla N° 35. Hoja de información

Hoja de información RCM						
Pieza	Referencia de información					
Pieza	F		FF		FM	
Bujía	1	Genera la chispa de encendido del motor	A	Golpeteo del motor	1	Suciedad
					2	Excesiva luz de apertura
			B	No hay chispa	2	Desgaste
			C	Ruido	3	Suciedad
			D	Oscilaciones	4	Excesiva luz de apertura
			E	Disminución de RPM	5	Contaminación con lubricante
Transformador de alto voltaje	2	Genera el voltaje que	A	No hay chispa	1	Corto circuito

Hoja de información RCM						
		se suministra a la bujía	B	Masa a tierra	2	Cable suelto
			C	Golpeteo del motor	3	Imán con suciedad
Bobina	3	Envía la corriente a la bujía	A	No hay chispa	1	Cable roto
					2	Pérdida de carga
Cables de control	4	Conducen y distribuyen la corriente a todos los dispositivos eléctricos y electrónicos	A	Circuito abierto	1	Cable sulfatado
					2	Cable suelto
			B	Golpeteo del motor	1	Cable a tierra
					2	Cable suelto
			C	Ruido	1	Cable suelto
					2	Cable a tierra
Cables de potencia	5	Conduce energía eléctrica a los motores eléctricos del sistema auxiliar	A	Circuito abierto	1	Cable sulfatado
			B	Ruido	1	Cable suelto
			C	No hay chispa	1	Cable sulfatado

Fuente: Elaboración propia

RESULTADO DE LA ELABORACIÓN DE LA HOJA DE DECISIONES.

Tabla N° 36. Hoja de decisión de RCM

Hoja de decisión RCM			Sistema										Sistema N°	Facilitador:	Fecha	Hoja N°
			Sub sistema										Sub sistema N°	Auditor:	Fecha	de
Referencia de información			Evaluación de las consecuencias				H1	H2	H2	Acción a falta de			Tarea propuesta		Intervalo Inicial	A realizarse por
F	FF	FM	H	S	E	O	S1	S2	S2	O1	O2	O2				
							N1	N2	N2	H4	H5	S4				

Fuente: Elaboración propia

La hoja de decisión está dividida en 16 columnas. Las primeras tres columnas F, FF, y FM identifican el modo de falla que se analizan es esa línea. Se utilizan para correlacionar las referencias de las Hojas de información y las Hojas de decisión. Los encabezamientos de las siguientes diez columnas se refieren a las preguntas del árbol de decisiones, de manera que:

- Las columnas tituladas H, S, E, O y N son utilizadas para registrar las respuestas a las preguntas concernientes a las consecuencias de los modos de falla, colocando S o N (Sí o No según aplique)
- Las tres columnas siguientes (tituladas H1, H2, H3, etc.) registran si ha sido seleccionada una tarea proactiva, y si es así, que tipo de tarea.
- Si se hace necesario responder a cualquiera de las preguntas “a falta de“, las columnas H4, H5 y S4 son las que permiten registrar esas respuestas, colocando S o N (Sí o No según aplique)

- Las últimas tres columnas registran la tarea que ha sido seleccionada (si la hay), la frecuencia en la que debe hacerse, y quién ha sido seleccionado para realizarla.
- La columna de tarea propuesta también se utiliza para colocar actividades de “rediseño”, o si se decidió que el modo de fallo sea tratado Run-to fail.⁵⁸
- (MOUBRAY 1997: 206)

⁵⁸ Cfr. MOUBRAY 1997: 206

Tabla N° 37. Ejemplo de hoja de decisiones

Hoja de decisiones			Sistema: Generación de energía										Sistema N°	Facilitador:	Fecha 01-06-2016	Hoja N° 1	
			Sub sistema: Sistema de encendido										Sub sistema N°	Auditor:	Fecha	de 6	
Referencia de información			Evaluación de las consecuencias				H1	H2	H2	Acción a falta de			Tarea propuesta			Intervalo Inicial (a = año, m = mes, s= semana, d = día)	A realizarse por
							S1	S2	S2								
							O1	O2	O2								
F	FF	FM	H	S	E	O	N1	N2	N2	H4	H5	S4					
Bujía																	
1	A	1	S	N	N	S	N	S	S	N	N	N	Limpiar bujía			12 s	MEC
1	A	2	S	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar esdato de bujía, cambiar de ser necesario			12 s	MEC
1	B	2	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar esdato de bujía, cambiar de ser necesario

Hoja de desiciones			Sistema: Generación de energía									Sistema N°	Facilitador:	Fecha 01-06-2016	Hoja N° 1
			Sub sistema: Sistema de encendido									Sub sistema N°	Auditor:	Fecha	de 6
Referencia de información			Evaluación de las consecuencias				H1 S1 O1	H2 S2 O2	H2 S2 O2	Acción a falta de			Intervalo Inicial (a = año, m = mes, s = semana, d = día)		A realizarse por
F	FF	FM	H	S	E	O	N1	N2	N2	H4	H5	S4			
1	C	3	S	N	N	S	N	S	S	N	N	N	Verificar esdato de bujía, cambiar de ser necesario		
1	D	4	S	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar esdato de bujía, cambiar de ser necesario		
1	E	5	S	N	N	S	N	S	S	N	N	N	Verificar esdato de bujía, cambiar de ser necesario		
Transformador															
2	A	1	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar estado de cables y contactos del transformador

Hoja de desiciones			Sistema: Generación de energía										Sistema N°	Facilitador:	Fecha 01-06-2016	Hoja N° 1
			Sub sistema: Sistema de encendido										Sub sistema N°	Auditor:	Fecha	de 6
Referencia de información			Evaluación de las consecuencias				H1	H2	H2	Acción a falta de			Tarea propuesta	Intervalo Inicial (a = año, m = mes, s= semana, d = día)	A realizarse por	
							S1	S2	S2							
							O1	O2	O2							
F	FF	FM	H	S	E	O	N1	N2	N2	H4	H5	S4				
2	B	2	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar estado de cables y contactos del transformador		12 s	ELE
2	C	3	S	N	N	S	N	S	S	N	N	N	Verificar el estado del transformador		12 s	ELE
Bobina																
3	A	1	S	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar estado de cables y contactos de la bobina		12 s	ELE
		2	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar estado de bobina		12 s	ELE
Cables de control

Hoja de desiciones			Sistema: Generación de energía										Sistema N°	Facilitador:	Fecha 01-06-2016	Hoja N° 1	
			Sub sistema: Sistema de encendido										Sub sistema N°	Auditor:	Fecha	de 6	
Referencia de información			Evaluación de las consecuencias				H1	H2	H2	Acción a falta de			Tarea propuesta			Intervalo Inicial (a = año, m = mes, s= semana, d = día)	A realizarse por
							S1	S2	S2								
							O1	O2	O2								
F	FF	FM	H	S	E	O	N1	N2	N2	H4	H5	S4					
4	A	1	S	N	N	S	N	S	S	N	N	N	Verificar estado de cables de control			12 s	INS
4	A	2	S	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar estado de cables de control				
4	B	1	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar estado de cables de control				
4	B	2	S	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar estado de cables de control				
4	C	1	S	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar estado de cables de control				
4	C	2	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar estado de cables de control

Hoja de desiciones			Sistema: Generación de energía										Sistema N°	Facilitador:	Fecha 01-06-2016	Hoja N° 1		
			Sub sistema: Sistema de encendido										Sub sistema N°	Auditor:	Fecha	de 6		
Referencia de información			Evaluación de las consecuencias				H1	H2	H2	Acción a falta de			Tarea propuesta				Intervalo Inicial (a = año, m = mes, s= semana, d = día)	A realizarse por
							S1	S2	S2									
							O1	O2	O2									
F	FF	FM	H	S	E	O	N1	N2	N2	H4	H5	S4						
Cables de potencia																		
5	A	1	S	N	N	S	N	S	S	N	N	N	Verificar estado de cables de potencia.				12 s	ELE
5	B	1	S	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar estado de cables de potencia.					
5	C	1	S	N	N	S	N	S	S	N	N	N	Verificar estado de cables de potencia.					

Fuente: Elaboración propia

PLAN DE MANTENIMIENTO

Tabla N° 38. Tareas de mantenimiento del sistema de lubricación

SISTEMA DE LUBRICACIÓN					
TAREA	FREC.	QUIEN	En Operación	CANT.	HH
Verificar estado de valvula check de la caja lubricadora	24 s	MEC	n	2	2
Verificar estado de filtro de caja lubricadora	24 s	MEC	n		
Verificar estado de valvula check del cilindro (caja lubricadora)	24 s	MEC	n		
Verificar el estado del nivel de aceite	24 s	MEC	s		
Verificar desgaste de los anillos de lubricación	24 s	MEC	n		

Tabla N° 39. Tareas de mantenimiento del sistema de Encendido

Sistema: Encendido					
Limpiar bujía	8 s	MEC	n

Sistema: Encendido					
Verificar estado de bujía, cambiar de ser necesario	8 s	MEC	n		
Verificar estado de cables y contactos del magneto	8 s	MEC	n		
Verificar estado de magneto	8 s	MEC	n		
Verificar estado de cables y contactos de bobina	8 s	MEC	s		
Verificar estado de bobina	8 s	MEC	s		
Verificar estado de cable de bujía	8 s	MEC	s		
Verificar estado de cables electricos	8 s	MEC	s		
Sistema: Arranque					
Verificar estado de los dientes de la cremallera	8 s	MEC	n		
Sistema: Refrigeración					
Verificar estado de radiador	8 s	MEC	s

Sistema: Encendido					
Verificar estado de aspas de ventilador	8 s	MEC	n	2	6
Ajustar pernos de polea del ventilador	8 s	MEC	n		
Verificar estado de desgaste de las fajas	8 s	MEC	n		
Verificar estado de rodamientos del ventilador, cambiar de ser necesario	8 s	MEC	n		
Sistema: Lubricación					
Verificar estado de bombín, cambiar de ser necesario	8 s	MEC	n		
Sistema: Motor					
Verificar desgaste del piston	8 s	MEC	n		
Verificar desgaste de anillos de compresion	8 s	MEC	n		
Verificar estado del rodamiento del cigüeñal	8 s	MEC	n

Sistema: Encendido					
Sistema:					
Combustible					
Verificar estado de la válvula del manifold de admisión	8 s	MEC	n		
Purgar tanque separador de gas	8 s	MEC	n		
Verificar estado de válvula de purga	8 s	MEC	n		
Verificar y regular gobernador	8 s	MEC	n		
Cambiar filtro de aire	8 s	MEC	n		
Verificar estado de válvula de alimentación	8 s	MEC	n		
Sistema: Embrague					
Cambiar fibras de embrague	8 s	MEC	n		
Verificar estado de rodaje piloto	8 s	MEC	n		

Tabla N° 40. Tareas de mantenimiento del sistema Embrague

Sistema: Embrague

Verificar ruidos con estetoscopio en el embrague	4 s	MEC	s	1	1
Verificar estado de horquilla, manipulando la palanca del em	4 s	MEC	s		
Sistema: Encendido					
Verificar carga de batería	4 s	MEC	s		
Verificar estado de cable de batería	4 s	MEC	s		
Verificar estado de los dientes de bendix	4 s	MEC	s		

Tabla N° 41. Tareas de mantenimiento del sistema de Gas natural

Sistema de Gas natural					
Calibrar válvula reguladora	8 s	INS	n	1	1

Tabla N° 42. Tareas de mantenimiento predictivo del sistema de Gas natural

Servicio Predictivo					
Realizar analisis predictivo de aceite	24 s	PRE	s	1	0.5

Tabla N° 43. Detección de oportunidades de mejora

OPORTUNIDADES DE MEJORA	
Verificar correcto dimensionamiento de tuberías de gas natural.	ING
Emplear agua tratada, mejorar la calidad del refrigerante.	ING
Capacitar al personal para el correcto ajuste de las partes móviles del motor	ING
Capacitar al personal en el correcto montaje del filtros de aire.	ING
Capacitar continuamente al personal en el correcto montaje de cilindros.	ING
Mejorar procedimiento de lubricacion.	ING
Verificar estado de alimentación de gas natural antes de iniciar la operación	ING

Tabla N° 44. Plan de mantenimiento autónomo

PLAN DE MANTENIMIENTO AUTONOMO		
Verificar estado de tuberías	2 s	OP
Verificar el estado de las conexiones de refrigeracion del motor	2 s	OP
Verificar presencia de fugas en el radiador	2 s	OP
Verificar estado de tapa de radiador (verificar existencia de tapa)	2 s	OP
Verificar fugas de aceite en la caja lubricadora	2 s	OP
Verificar fugas de aceite en sello de eje	2 s	OP
Verificar fugas de aceite en reten de la caja	2 s	OP
Inspeccionar fuga de aceite en el carter	2 s	OP
Verificar pérdida de presión de aceite	2 s	OP

PLAN DE MANTENIMIENTO AUTONOMO		
Verificar las emanaciones y la contaminación del escape.	2 s	OP
Verificar ruidos extraños en el cigüeñal	1s	OP
Verificar perdida de presión en el motor	2 s	OP
Verificar ruido en rodaje piloto	2 s	OP
Verificar ruido en las fibras del embrague	2 s	OP
Verificar ruido en rodamiento de embrague	2 s	OP
Verificar fuga de gas en tubería	2 s	OP

Leyenda:

MEC: Mecánico.

INS: Instrumentista.

PRE: Predictivo.

OP: Operador.

ING: Ingeniería.

ELABORACIÓN DEL CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES.

En la tabla 37 se muestran las actividades a realizar y la duración respectiva

Tabla N° 45. Actividades a realizar en la implementación de RCM

Actividades	Duración
GESTIÓN DEL PROYECTO DE TESIS	
Acta de Constitución el Proyecto	7 días
Lista de Interesados	4 días
Declaración del alcance del proyecto	4 días
Plan de Gestión de los requisitos	6 días
Estructura de Desglose de Trabajo (EDT)	6 días
Diccionario de EDT	6 días
Plan de gestión del tiempo	6 días
Cronograma del proyecto	8 días
Diagnóstico actual de la empresa	6 días
Identificación de quick wins	4 días
Evaluación Presupuesto	6 días
Planeamiento del mantenimiento	5 días
Elaborar reporte de fallas	5 días
Recopilar y analizar datos estadísticos	6 días
Hacer el análisis causa Raiz	6 días
Elaborar el análisis de criticidad y FMEA	4 días
Identificar los riesgos	7 días
Categorización de los riesgos	8 días
Identificar puntos de mejora y proponer optimizaciones	6 días
Documentación técnica y licencia de CMMS de indicadores OEE	7 días
Hacer formatos de RCM	5 días

Actividades	Duración
Proponer un grupo de trabajo de confiabilidad.	8 días
Elaborar procedimiento de operaciones	8 días
Actualizar los planos de instrumentación y control	6 días
Capacitación de operación para sensibilizar con RCM	8 días
Hacer evaluación de competencias del personal	6 días
Hacer una gestión de alarmas del SCADA	5 días
Servicio de configuración reportes diarios con indicadores	5 días
Elaboración de KPIs	6 días
Revisar los planos de los sistemas instalados en la sala de servidores (datos y energía eléctrica).	8 días
Instalación del CMMS y configuración en la PC de reportes de sala de control.	5 días
Prueba de redundancia en sistemas de alta criticidad.	6 días
Prueba de operatividad del CMMS.	8 días
Prueba de enlace con la base de datos existente	5 días
Registro de capacitación a personal de mantenimiento.	5 días
Registro de capacitación a personal de operaciones.	6 días
Informe de operación de la planta monitoreando mejoras.	5 días
Informe de operatividad de indicadores de mantenimiento	6 días
Informe del monitoreo del sistema de los últimos 30 días desde que se iniciaron las pruebas piloto.	7 días

Fuente: Elaboración propia.

RESULTADOS DEL AMEF

La Tabla N° 35 muestra los resultados del análisis AMEF de las partes que forman parte del motor de combustión interna de las unidades generadoras de energía del a CT de Pisco.

Tabla N° 46. Análisis AMEF a los motores de gas G3520 C

N°	Item	Modo de fallo	Efectos de fallo	Causas de fallo	G	O	D	NPR	NIVEL	
1	Radiador	Fuga de	Sobrecalentamiento	picadura en el panal	4	2	3	24	SM	
2	Anillos	de	Humo azul	Sobrecalentamiento	desgaste	2	3	2	12	NC
3	Bujía	No hay chispa	Falla en el arranque	Falla de	2	4	1	8	NC	
4	Cableado eléctrico	No hay chispa	motor no arranca	Cable roto	1	4	2	8	NC	
5	Radiador	Fuga de	Sobrecalentamiento	tapa de radiador rota	3	1	3	9	NC	
6	Sistema de lubricación	No hay bombeo de aceite	Parada de motor	desgaste de sello eje	3	1	2	6	NC	
7	Sistema de lubricación	No hay bombeo de aceite	Parada de motor	desgaste de sello caja	2	4	3	24	SM	
8	Imán	No hay chispa	motor no arranca	corto circuito	1	1	2	2	NC	
9	Tuberías	Fuga de refrigerante	Sobrecalentamiento	dimensión inadecuada	4	2	2	16	NC	
10	Radiador	Taponamiento	Sobrecalentamiento	corrosión	2	2	1	4	NC	
11	Sistema de lubricación	No hay bombeo de aceite	Parada de motor	no hay aceite en el lubricador	2	4	2	16	NC	
12	Sistema de lubricación	No hay bombeo de aceite	Parada de motor	desgaste de válvula	1	2	3	6	NC	
13	Sistema de lubricación	No hay bombeo de aceite	Parada de motor	obstrucción del filtro	2	4	3	24	SM	
14	Sistema de lubricación	No hay bombeo de aceite	Parada de motor	Bombin taponeado	4	1	3	12	NC

Nº	Item	Modo de fallo	Efectos de fallo	Causas de fallo	G	O	D	NPR	NIVEL
15	Sistema de	No hay bombeo de	Parada de motor	válvula check del	2	3	4	24	SM
16	Imán	Masa hace tierra	motor no arranca	Cable suelto	3	1	2	6	NC
17	Faja de ventilador	Bajo flujo de aire	Sobrecalentamiento	mala selección	3	1	1	3	NC
18	Conexiones de	Fuga de	Sobrecalentamiento	Corrosión	3	4	3	36	SM
19	Refrigerante	contaminación	Sobrecalentamiento	mezcla inpropia	1	1	1	1	NC
20	Refrigerante	contaminación	Sobrecalentamiento	refrigerante fuera de especificación	2	2	1	4	NC
21	Cigüeñal	Detonaciones	Deformación	mal sincronismo	1	1	1	1	NC
22	Bobina	No hay chispa	motor no arranca	Pérdida de carga	3	3	2	18	NC
23	Conexiones de	Fuga de	Sobrecalentamiento	Mal ajuste	1	3	4	12	NC
24	Conductos de aceite	Taponamiento	Sobrecalentamiento	obstrucción de	3	1	2	6	NC
25	Cigüeñal	Detonaciones	Pérdida de potencia	mal sincronismo	4	3	4	48	C
26	Fibras	Ruido	Pérdida de tracción	desgaste	2	3	3	18	NC
27	Bobina	No hay chispa	motor no arranca	cable roto	1	1	4	4	NC
28	Ventilador	No hay flujo de aire	Sobrecalentamiento	desgaste de	2	3	4	24	SM
29	Nivel de aceite	Obstrucción del	Parada de motor	Aceite contaminado	1	3	3	9	NC
30	Pistón	Motor no comprime	Parada de motor	Desgaste de pistón	4	4	2	32	SM
31	Biela	Fricción	sobrecalentamiento	Desgaste	3	2	2	12	NC
32	Camisa	Baja compresión	Parada de motor	Desgaste	2	3	3	18	NC
33	Rodaje Piloto	Ruido	Sobrecalentamiento	mala lubricación	1	2	2	4	NC
34	Rodaje Piloto	Ruido	Deformación de eje	Rotura	1	4	1	4	NC
35	Filtro de aire	Restricción de aire	motor no arranca	filtro taponeado	3	1	2	6	NC
36	Metales de biela	Fundición de metal	Paro inesperado	falla de lubricación	4	4	1	16	NC
37	Nivel de aceite	Descalibración	Sobrecalentamiento	Error de montaje	2	2	3	12	NC
38	Nivel de aceite	Descalibración	Sobrecalentamiento	Mal mantenimiento	2	1	1	2	NC
39	Fibras	Trabamiento	Sobrecalentamiento	rotura	1	4	4	16	NC

N°	Item	Modo de fallo	Efectos de fallo	Causas de fallo	G	O	D	NPR	NIVEL
40	Cableado eléctrico	Circuito abierto	Falla en el arranque	cable roto	2	4	3	24	SM
41	Imán	Golpeteo del motor	Parada de motor	magneto con suciedad	4	2	3	24	SM
42	Pistón	Motor no comprime	Motor no arranca	Desgaste de pistón	4	4	4	64	C
43	Pistón	Motor no comprime	Falla al arrancar	Desgaste de pistón	1	4	1	4	NC
44	Pistón	Baja compresión	Pérdida de potencia	Desgaste de pistón	2	2	3	12	NC
45	Anillos de	Baja compresión	Pérdida de potencia	desgaste de anillos	4	1	3	12	NC
46	Anillos de	Motor no comprime	Motor no arranca	desgaste de anillos	2	2	3	12	NC
47	Anillos de	Motor no comprime	Falla al arrancar	desgaste de anillos	2	4	4	32	SM
48	Rodaje Piloto	Ruido	No hay tracción	Desgaste esperado	1	3	3	9	NC
49	Separador de gas	combustible	pérdida de potencia	falla en la purga	1	1	1	1	NC
50	Filtro de aire	Restricción de aire	Pérdida de potencia	filtro taponeado	1	4	2	8	NC
51	Faja de ventilador	Ruido	deslizamiento	desgaste de faja	3	4	3	36	SM
52	Fibras	Deslizamiento	No hay tracción	fibras engrasadas	3	4	2	24	SM
53	Culata	Baja compresión	Parada de motor	Desgaste de camisa	1	3	1	3	NC
54	Culata	Baja compresión	Parada de motor	Deformación de culata	2	2	4	16	NC
55	Culata	Baja compresión	Sobrecalentamiento	Deformación de culata	2	3	3	18	NC
56	Culata	Baja compresión	Sobrecalentamiento	rotura de culata	4	1	3	12	NC
57	Cruceta	Ruido	Sobrecalentamiento	mala lubricación	4	1	2	8	NC
58	Cruceta	Ruido	Sobrecalentamiento	Suciedad	1	2	4	8	NC
59	Cruceta	Ruido	Parada de motor	Rotura de perno	3	4	2	24	SM
60	Manifold de	fuga de	motor no arranca	válvula rota	2	3	1	6	NC
61	Manifold de	fuga de	Paro inesperado	Mal mantenimiento	2	4	2	16	NC
62	Separador de gas	restricción de gas	motor no arranca	tanque lleno de líquido	3	2	3	18	NC
63	Válvula reguladora	Restricción de gas	motor no arranca	válvula cerrada	2	4	3	24	SM
64	Válvula reguladora	Restricción de gas	paro inesperado	descalibración	4	3	2	24	SM
65	Gobernador	Restricción de gas	motor no arranca	descalibración	2	1	3	6	NC
66	Gobernador	sobrevelocidad	paro inesperado	descalibración	4	2	4	32	SM

Nº	Item	Modo de fallo	Efectos de fallo	Causas de fallo	G	O	D	NPR	NIVEL
67	Tubería de gas	fuga de	Motor no arranca	tubería rota	3	3	3	27	SM
68	Rodaje Piloto	Ruido	Pérdida de tracción	mala operación	4	1	3	12	NC
69	Filtro de aire	Restricción de aire	Golpeteo en el	filtro taponeado	2	4	1	8	NC
70	Biela	Detonación	Deformación	mal sincronismo	4	3	1	12	NC
71	Culata	Baja compresión	Pérdida de potencia	Desgaste de camisa	1	4	4	16	NC
72	Separador de gas	combustible	detonación	falla en la purga	3	3	1	9	NC
73	Cable de bujía	Circuito abierto	Falla en el arranque	cable roto	3	4	3	36	SM
74	Rodamiento de	Ruido	Sobrecalentamiento	mala lubricación	3	4	4	48	C
75	Metales de biela	Fricción	sobrecalentamiento	Desgaste de metales	1	1	3	3	NC
76	Camisa	Baja compresión	Sobrecalentamiento	Rotura	2	1	4	8	NC
77	Válvula reguladora	alta presión de gas	detonación	descalibración	1	2	2	4	NC
78	Filtro de aire	Restricción de aire	alto consumo de	filtro taponeado	3	2	4	24	SM
79	Yugo y collarín	Ruido	No hay tracción	rotura	2	2	2	8	NC
80	Fibras	Rotura	No hay tracción	mala operación	4	1	3	12	NC
81	Bujía	Golpeteo del motor	Alta vibración del	Suciedad	1	2	3	6	NC
82	Válvula reguladora	mezcla rica	detonación	descalibración	3	1	3	9	NC
83	Bujía	Oscilaciones	Parada de motor	Exesivo entrehierro	1	3	1	3	NC
84	Cruceta	Ruido	Rayaduras en	Limallas en el aceite	4	3	4	48	C
85	Válvula reguladora	Restricción de gas	pérdida de potencia	mala selección	2	3	3	18	NC
86	Filtro de aire	Restricción de aire	Combustión	filtro taponeado	2	4	2	16	NC
87	Bujía	Ruido	Detonaciones	Suciedad	3	3	4	36	SM
88	Cable de bujía	Circuito abierto	Falla en el arranque	Cable suelto	2	4	2	16	NC
89	Gobernador	baja velocidad	Parada de motor	descalibración	4	4	3	48	C
90	Tubería de gas	Restricción de gas	Motor no arranca	tubería taponeada	3	4	3	36	SM
91	Válvula de	Restricción de gas	motor parado	válvula cerrada	1	4	3	12	NC
92	Yugo y collarín	Ruido	Vibración	mal ajuste	4	2	3	24	SM
93	Yugo y collarín	Ruido	Vibración	rotura	4	4	3	48	C

N°	Item	Modo de fallo	Efectos de fallo	Causas de fallo	G	O	D	NPR	NIVEL
94	Bujía	Golpeteo del motor	Alta vibración del	Exesivo entrehierro	1	2	2	4	NC
95	Cable de bujía	Golpeteo del motor	Alta vibración del	Cable a tierra	2	2	2	8	NC
96	Cable de bujía	Golpeteo del motor	Alta vibración del	Cable suelto	3	1	2	6	NC
97	Tuberías	Rotura de tubería	Sobrecalentamiento	corrosión	4	4	1	16	NC
98	Cigüeñal	Desbalanceo	Alta vibración	Falla de montaje	4	3	1	12	NC
99	Cigüeñal	Desbalanceo	Alta vibración	falla de mantenimiento	2	4	2	16	NC
100	Rodamiento de	Ruido	Sobrecalentamiento	desgaste	1	1	2	2	NC
101	Rodamiento de	rotura	deformación de eje	rotura de rodamiento	4	2	4	32	SM
102	Metales de biela	Ruido	sobrecalentamiento	Desgaste de metales	4	4	4	64	C
103	Biela	Detonación	Altas vibraciones	mal sincronismo	4	1	3	12	NC
104	Cableado eléctrico	Ruido	Detonaciones	cable suelto	1	2	3	6	NC
105	Faja de ventilador	No hay flujo de aire	Sobrecalentamiento	rotura de faja	4	2	3	24	SM
106	Falla del carter	Fuga de aceite	Sobrecalentamiento	tapón de carter roto	1	2	2	4	NC
107	Falla del carter	Fuga de aceite	Sobrecalentamiento	carter roto	1	4	2	8	NC
108	Bujía	Disminución de	Pérdida de potencia	Bujías engrasadas	1	1	4	4	NC
109	Rodamiento de eje de	Ruido	Deformación de eje	rotura	3	1	2	6	NC
110	Cable de bujía	Ruido	Detonaciones	Cable suelto	3	4	1	12	NC
111	Cable de bujía	Ruido	Detonaciones	Cable a tierra	3	2	2	12	NC
112	Rodamiento de eje de	Ruido	No hay tracción	desgaste	2	1	2	4	NC
113	Polea de ventilador	Ruido	Alta Vibración	pernos flojos	4	1	3	12	NC
114	Polea de ventilador	Ruido	Alta Vibración	desgaste de	4	3	1	12	NC
115	Rodamiento de eje de	Ruido	Sobrecalentamiento	mala lubricación	2	2	4	16	NC
116	Cremallera	Rotura de dientes	motor no arranca	Desgaste de dientes	3	3	3	27	SM
117	Cremallera	Vibración	motor no arranca	Desgaste de dientes	3	3	2	18	NC
118	Acople	No hay corriente	motor no arranca	Batería mala	4	2	3	24	SM

N°	Item	Modo de fallo	Efectos de fallo	Causas de fallo	G	O	D	NPR	NIVEL
119	Acople	No hay corriente	motor no arranca	Cable de batería roto	2	4	2	16	NC
120	Acople	Rotura de dientes	motor no arranca	Desgaste de dientes	3	3	1	9	NC
121	Acople	Vibración	motor no arranca	Desgaste de dientes	1	2	2	4	NC
122	Acople	Rotura de horquilla	motor no arranca	Desgaste de horquilla	4	4	3	48	C
123	Ventilador	Apas rotas	Sobrecalentamiento	rotura de aspas	3	4	3	36	SM
124	Palanca de Acople	Rotura de palanca	No hay tracción	desgaste de material	1	4	1	4	NC

Fuente: Elaboración propia

JERARQUIZANDO EL RIESGO

La Figura N° 42 es similar a una gráfica de Pareto, pero en esta gráfica se resume que modos de falla atacar primer (los que son críticos “C”) valores altos de NPR

Figura N°44. Jerarquía de modos de fallo acorde al NPR

Fuente: Elaboración propia

EVALUACIÓN ECONÓMICA

Para hacer la evaluación económica se va a comparar 2 escenarios, la situación actual tiene un costo de operación y mantenimiento de 70.9 \$ / MW-h, tal como se muestra en el cálculo del ahorro al incrementar los TMBF y consecuentemente la disponibilidad . (Ver Figura N° 48)

Tabla N° 47. Costos de producción y precio de venta del estano

PRODUCCIÓN	TM	PRECIO DE VENTA 13 A 19 MIL USD/TM	COSTO DE PRODUCCIÓN 2000 USD /TM	MARGEN /TM
POR DÍA	70	USD 1,120,000.00	USD 140,000.00	USD 980,000.00
POR HORA	2.92	USD 46,666.67	USD 5,833.33	USD 40,833.33
POR AÑO	25550.00	USD 408,800,000.00	USD 51,100,000.00	USD 357,700,000.00

Figura N°45. Flujo de caja con horizonte de 4 años

Flujo de Caja

H. temporal	4 años
Producción TM	47.45
Precio	USD 15,351.03
Costos	USD 386,238.53
Inversión	USD 600,000.00

Media	Sigma	Min	Max
45.21	3.00	37.29	53.29
USD 16,500.00	USD 900.00	USD 13,883.97	USD 18,777.24

H. temporal	0.00	1.00	2.00	3.00	4.00
Ingresos		USD 728,377.90	USD 728,377.90	USD 728,377.90	USD 728,377.90
Costo		USD 386,238.53	USD 386,238.53	USD 386,238.53	USD 386,238.53
Inversión	-USD 600,000.00				
Flujo de Caja	-USD 600,000.00	USD 342,139.36	USD 342,139.36	USD 342,139.36	USD 342,139.36

Tasa de dcto (COK)	30%
VAN	USD 141,156.21
TIR	44%
C/B	1.24

Si TIR > Tasa

Se acepta

Si VAN > 0

Se acepta

Simular

Como se observa en la tabla 46, al correr las simulaciones para el cálculo del TIR y VAN para la viabilidad del proyecto, se tiene un VAN > 0 y una TIR de 44% que demuestran la factibilidad económica de realizar el proyecto.

Tabla N° 48. Cronograma de actividades

Fuente; Elaboración propia

Figura N°46. VAN Proyectado

Para evaluar el proyecto el valor de actualización del VAN es mayor que cero en el 90% de los escenarios simulados, quiere decir que se corre un riesgo bajo del 10% de que no sea factible.

Figura N°47. TIR Proyectado

Para evaluar el proyecto el valor de actualización del TIR es mayor que COK en el 90% de los escenarios simulados, quiere decir que se corre un riesgo bajo del 10% de que no sea factible.

CAPITULO IV

VALIDACIÓN DEL PROYECTO

ESCENARIO ACTUAL

Actualmente la central térmica Minsur presenta paradas no programadas que ocasionan cortes de energía eléctrica, esto perjudica, las operaciones de la planta, puesto que se tiene un registro en pérdidas de 1.85 millones de dólares por año.

Figura N°48. Validación del proceso con datos y registros del SCADA

Fuente: Elaboración propia.

Como se puede observar en la Figura N° 50 de pantalla del Scada simulado acorde a los datos estadísticos se cuenta con 196 horas de paradas al año, lo que se plantea en el escenario futuro es reducirlo a menos del 9 horas con la meta anual de seguir mejorando hasta llegar a 0 paradas de la CT, tener en cuenta que solo disminuyendo el número de horas a la mitad se tiene un ahorro de casi 1 millón de dólares por lo que según el flujo de caja, se ha considerado

menos de un millón, por lo que al disminuir a menos de la mitad el ahorro sería mucho mayor inclusive del flujo conservador.

Tabla N° 49. Disponibilidad individual y de la CT en general actual

Genset	Genset 1	Genset 2	Genset 3	Centra Térmica
Horas F/S	456	264	288	195
Disponibilidad anual	94.72%	96.94%	96.67%	97.2 %

Fuente: Elaboración propia.

Figura N°49. Histograma de la disponibilidad actual de planta (A)

ESCENARIO PROPUESTO.

Tabla N° 50. Disponibilidad individual y de la CT en general propuesta

Genset	Genset 1	Genset 2	Genset 3	Centra Térmica
Horas F/S	450	450	450	140
Disponibilidad anual	94.79%	94.79%	94.79%	98.5 %

Fuente: Elaboración propia.

Figura N°50. Histograma de la disponibilidad propuesta (A2)

Cabe resaltar que aunque la disponibilidad de planta incrementa de 97.2 % a 98.5 % es decir solo un 1.3 % es un incremento económico de casi 1 millón de dólares.

Figura N°51. Comparación de la disponibilidad propuesta Vs la actual

Se utiliza el software estadístico “R Project” para correr simulaciones y calcular la nueva disponibilidad teniendo como datos de entrada los nuevos TBFs que mejorarían al implementar el RCM, según casos de éxito las centrales térmicas que implementan RCM incrementan sus indicadores de disponibilidad en una tasa de 1% anual, lo que se corrobora con la simulación.

Tabla N° 51. Datos de entrada para la simulación en el caso actual

	Min	Max	Promedio Actual	Promedio Propuesto	Mejora
HPF	150	220	196	140	28.57%
HPP	1300	2100	1900	1500	21.05%

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

Después de la aplicación del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad a los motores gas que funcionan en los generadores de energía eléctrica, se obtuvieron las siguientes conclusiones:

- En análisis funcional y matriz de riesgos es fundamental ya que son las herramientas de batalla que usa AMEF en el RCM. Durante el análisis de criticidad de los 3 motores de combustión interna se observa que: más del 50% de partes del equipo son críticos, por tanto debemos tener un mayor control de acuerdo al estado de conservación de los mismos así como el stock de repuestos necesarios.
- Los equipos estudiados tienen aproximadamente 7 años de operación por lo que se encuentran en la etapa media de la curva de la bañera, es decir el parámetro beta de la distribución de weibull es igual a 1. Mediante la determinación del Tiempo medio entre Falla (MTBF) nos permitió determinar la frecuencia óptima de intervención de cada uno de los motores analizados a través del método de distribución de Weibull
- Teniendo en cuenta el número de prioridad e riesgo (NPR), se elaboraron manuales de operación y mantenimiento que están ajustados a la realidad de la planta.
- Las dificultades en Perú son la idiosincrasia del personal latino, por lo que se requiere compromiso desde la alta gerencia.
- Se concluye que durante la etapa de diagnóstico se determina todas las posibles observaciones y puntos de mejora que se desarrollaran en la etapa de desarrollo de la implementación del proyecto RCM
- El análisis estadístico de datos proporciona una potente herramienta para predecir las tareas de mantenimiento basado en condición (CBM).

- El SCADA es una herramienta bastante utilizada para el registro de datos y facilita enormemente los mismos para su análisis, de esta forma se puede definir prioridades en la gestión de mantenimiento.
- Por ser un cliente que tiene operaciones mineras, los cortes de energía representan cuantiosas pérdidas por hora de planta parada, por lo cual es relevante contar con un sistema de gestión de mantenimiento.
- La metodología RCM, es usada con buenos resultados en centrales térmicas y plantas de alto riesgo como centrales nucleares.

RECOMENDACIONES

De acuerdo a las conclusiones obtenidas podemos emitir las siguientes recomendaciones:

- Se recomienda implementar la aplicación de RCM ya que se establecen prioridades como la eliminación de las fallas funcionales (las cuales ponen en riesgo la continuidad de la operación); así mismo esta metodología propone la estrategia para lograr controlar las fallas de reducción deseable mediante un plan de mantenimiento efectivo y otras herramientas de predicción o monitoreo.
- Se sugiere establecer la adquisición de los repuestos en cantidad y tiempo óptimos de los componentes críticos; efectuando un estudio de stocks mínimos y máximos considerando de la criticidad de los repuestos y de la reposición automática de los mismos. Como por ejemplo de acuerdo a los niveles de consumo de los filtros de aire se puede de establecer la cantidad mensual de adquisición de estos componentes y el correcto nivel de stock que nos permita manejar un correcto mantenimiento sin pérdida de producción.
-
- Es necesario establecer el análisis de costos de mantenimiento en función de las características de los planes obtenidos, en función de los costos de cambio de partes, y

reacondicionamiento cíclico debido a la nueva frecuencia de mantenimiento y la criticidad de los componentes. Podemos establecer de esta manera el control histórico del movimiento de consumibles y repuestos de acuerdo al plan de mantenimiento aplicado a los motores y establecerlos como parte de nuestros costos fijos para el presupuesto destinado a mantenimiento.

- Evaluar, supervisar y actualizar los procedimientos de mantenimiento mayor de los motores en el taller; así como analizar las características de inspección, para evitar las fallas que desencadenen un estado prematuro de desgaste de la vida útil de los motores, realizar un procedimiento de control de calidad o de mejora de procesos de mantenimiento pudiéndose lograr mediante control estadístico de procesos.
- Implementar los nuevos planes de mantenimiento preventivo, y predictivo en base a los resultados obtenidos al aplicar la metodología, así como los procedimientos de herramientas utilizadas teniendo en cuenta el impacto de las operaciones en el medio ambiente.
- Establecer un plan de cambio de motores de gas natural en mal estado y antigüedad al haber superado su vida útil, de esta manera podremos definir mediante el estudio del impacto de las fallas en estos motores tanto a nivel de gasto de mantenimiento como por el downtime generado.
- Se recomienda , gestionar las alarmas y enclavamientos que se registra en el SCADA para optimizar la toma de datos , así como capacitar a los operadores en el entendimiento de las tendencias estadísticas y poder predecir fallos funcionales.
- Se debe capacitar a los operadores para concientizar de la metodología implementada, haciendo énfasis en que ha resultado en varios lugares resaltando la importancia de la labor de las operaciones en los ahorros obtenidos por una operación segura y eficiente.
- Se debe reconocer a los empleados que hagan hallazgos de fallos ocultos , con algún tipo de incentivo para motivar a que se sigan haciendo este tipo de hallazgos que

impactan en gran importancia ya que los ahorros de las operaciones mineras son elevados.

- Las auditorías de mantenimiento servirán para evaluar el avance de la implementación del RCM y brindar experiencia de nuevas técnicas de mantenimiento.

REFERENCIA BIBLIOGRAFICAS

AGUILAR, José y otros (2010) Análisis de modos de falla, efectos y criticidad (AMFEC) para la planeación del mantenimiento empleando criterios de riesgo y confiabilidad, pp. 15-26. En: Tecnol. Ciencia Ed. (IMIQ) vol. 25 núm. 1, 2010

ALENCAR, H. (2015) A MULTICRITERIA DECISION MODEL FOR ASSESMENT OF FAILURE CONSEQUENCES IN RCM APROACH, Academic Editor: Huanguang Zhang . Universidad Federal de Pernanbuco.

DESHPANDE, V (2013) Alication of reliability centred maintenance methodology to develop maintenance program for a heavy duty hydraulic stretching machine. pp 177-184 En: Australian Journal of Multi-Disciplinary Engineering, Vol. 9, No. 2.

DJEDDI, Ahmed; HAFAIFA, Ahmed y SALAM Abudura (2015) Operational reliability analysis applied to a gas turbine based on three parameter Weibull distribution, pp 187-192. En: MECHAN1KA. 2015 Volume 21(3)

FLORES, Marco P. y otros (2010). Confiabilidad operativa de sistemas para compresión de gas y generación eléctrica en complejos petroleros. Pp 13-25. En: Información Tecnológica Vol. - 21 N° 3. Cuernavaca, Morelos-México.

GARCÍA, Marín y otros (2013). Barreras y facilitadores de la implantación del TPM *Intangible Capital*. 2013, Vol. 9 Issue 3. Universidad Politécnica Valencia (España)

GARCÍA, Santiago y otros (2008). OPERACIÓN Y MANTENIMIENO DE CENTRALES DE CICLO COMBINADO. Impresión: Fernández Ciudad, S. L. Encuadernación: Rústica-Hilo. S. L.

JONES, James (2007) RELIABILITY, MAINTENABILITY AND TESTABILITY, AccessEngineering

HERRERA, Michael y otros (2013) “Sistema Automatizado para la Gestión del Mantenimiento”. Vol 4. N°8 . 48-54. Universidad Antonio Nariño – Revista Facultades de Ingeniería.

HUNG, Alberto J. (2009). Mantenimiento entrado en confiabilidad como estrategia para apoyar los indicadores de disponibilidad y paradas forzadas en la Planta Oscar A. Machado EDC, . 13-19. En Energética No. 2.

INTERNATIONAL STANDARD (2014). ISO 55000 Asset Management- Overview, principles and Terminology .Switzerland ISO 55000 2014 (E)

I. Reid y J. Smyth-Renshaw (2012). Exploring the Fundamentals of Root Cause Analysis: Are We Asking the Right Questions in Defining the Problem? pp. 535-545. En: Qual. Reliab. Engng. Int. 2012, 28

LOFTON, Nikki (2014) Total Productive Maintenance Maintenance Engineering Handbook, 8 th Edition. TOTAL PRODUCTIVE MAINTENANCE, Chapter

MARCELO H. Alencar and Adiel T. de Almeida (2015). A Multicriteria Decision Model for Assessment of Failure Consequences in the RCM Approach. Volume 2015, Article ID 729865. *Universidade Federal de Pernambuco*

MOUBRAY, John (1997) MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD II, 2da Edición. Estados Unidos: Lillington, Carolina del Norte

NASA (2000) RELIABILITY CENTERED MAINTENANCE GUIDE FOR FACILITIES AND COLLATERAL EQUIPMENT

NOWLAN (1978) REABILITY CENTERED MAINTENANCE, San Francisco International Airport, California

PARRA Carlos y PRIMERO Ernesto (2006) MANUAL DE ENTRENAMIENTO DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD, ASME Continuing Education Institute.

PEREZ JARAMILLO, Carlos (2008) PARADIGMAS DE MANTENIMIENTO DE CLASE MUNDIAL, Soporte y Cía. Ltda. – Colombia

SANCHIS, Raquel y otros (2011). Gestión de la calidad total y mantenimiento productivo total en la fabricación de alto rendimiento Vol. 86 Issue 6. Universidad Politécnica de Valencia.

SANTOS, Joost y otros (2014) TIME-VARYING DISASTER RECOVERY MODEL FOR INTERDEPENDENT ECONOMIC SYSTEMS USING HYBRID INPUT–OUTPUT AND EVENT TREE ANALYSIS pp. 60-80. En *Economic Systems Research*, 2014 Vol. 26, No. 1, 60–80, <http://dx.doi.org/10.1080/09535314.2013.872602>

SEXTO, Luis (2010) LA EVALUACIÓN DE TAREAS EN UN PROCESO DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD (www.mantenimientomundial.com) sitio web oficial que contiene la información referida al RCM

SHARMA, Vinay (2010) Reliability improvement of modern aircraft engine through failure modes and effects analysis or rotor suort System, Birla Institute of Technology.

STANDARD PAS 55, The Optimized Management of Physical Infrastructure Assets. The Institute of Asset Management. 2008

UNZUETA, Gorka y otros (2014). Aplicación de un sistema de gestión del mantenimiento basado en un RCM adaptado, 345-354. En Tecnología Industrial Vol. 89 N° 3. Departamento de Mecánica y Producción Industrial. Escuela Politécnica Superior de Mondragón

VERA Sijacki (2002) RCM IN POWER PLANT PRACTICE ILLUSTRATED ON OBSERVATION OF MATERIAL AGING AND DEFINING OF COMPONENT LIFE EXHAUSTION. Faculty of Mechanical Engineering., University of Belgrade, 27 marta 80, 11000 Belgrade, Yugoslavia.

WATSON J (2004) POWER PLANT RELIABILITY, JURUTERA (NOVEMBER 2004). FEATURE. (<http://dspace.unimap.edu.my/dspace/bitstream/123456789/15886/1/Feature-Power%20Plant.pdf>) Dirección web del paper.

YANG Ruifeng (2015) An Enhanced Preventive Maintenance Optimization Model Based on a Three-Stage Failure Process. Hindawi Publishing Corporation Science and Technology of Nuclear Installations Volume 2015, Article ID 193075, 13 pages
<http://dx.doi.org/10.1155/2015/193075>

ZEKY (2003) MAINTENANCE PROGRAMS. (<http://protege.stanford.edu/>) Página web donde se encontrará la información disponible.

GLOSARIO

- BSI: British Standard Institution.
- GenSet: Generador acoplado a un motor de combustión interna a gas natural, llamado también moto-generador o GE⁵⁹.
- Calidad de la energía: EL flujo de energía eléctrica debe estar dentro de los parámetros de frecuencia establecidos en el código nacional de electricidad y són: 60Hz +/- 1 Hz. Para voltaje es Un⁶⁰ +/- 5%.
- Restricción de suministro: Es una condición a obedecer, brindada por el COES, cuando se prioriza la energía externa para otros sectores o para estabilizar el sistema por alguna central que haya salido de operación en el SEIN.
- ISO 14224 Petroleum, petrochemical and natural gas industries — Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment
- ISO 55000: Norma que trata aspectos respecto a la Gestión de activos basada en la PAS 55
- PAS 55: Publicly Available Specification for the optimized management of physical assets actualizada el 2008

⁵⁹ Ver Siglario

⁶⁰ Ver Siglario

SIGLARIO

- ✓ Cmax: Máximo valor del criterio de consecuencias de modos de Falla
- ✓ CT: Central térmica.
- ✓ COES: Comité económico del SEIN.
- ✓ DB: Diagrama de Bloques
- ✓ DOP: Diagrama de operaciones del Proceso.
- ✓ GCB: Generator Circuit Braker (Insterruptor de potencia del Generador)
- ✓ GE: Grupo Electrógeno.
- ✓ GN: Gas Natural.
- ✓ GMAO: Gestión de mantenimiento asistido por ordenador.
- ✓ EAF: Equivalent available factor
- ✓ EFOR: Equivalent forced outages rate
- ✓ ERP: Estación de regulación de presión.
- ✓ ERM: Estación de regulación y medición de gas natural.
- ✓ HFP: Hora Fuera de Punta.
- ✓ HP: Hora Punta.
- ✓ IEC: International electrotechnical comissions.
- ✓ ISO: International Standard Organization
- ✓ MA: Consecuencia de modo de fallo que impacta al medio ambiente.
- ✓ OEE: Overall Equipment efficiency (Eficiencia total de equipo)

- ✓ Pe: Consecuencia de modo de fallo que impacta al personal.
- ✓ Pr: Consecuencia de modo de fallo que impacta a la producción.
- ✓ RCM: Reliability Centered Maintenance (Mantenimiento basado en confiabilidad)
- ✓ REP: Red de Energía del Perú.
- ✓ SAE: Society engineers for advancing mobility land sea air and space.
- ✓ SEIN: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
- ✓ SCADA: Supervisory Control and Data Acquisition (Sistema de supervisión, control y adquisición de datos)
- ✓ Un: Voltaje Nominal

ANEXOS

ANEXO I RESULTADO DEL ANÁLISIS DE CRITICIDAD DE COMPONENTES

Tabla N° 52. Partes Críticas

N°	Item	NPR	NIVEL
1	Cigüeñal	48	C
2	Pistón	64	C
3	Rodamiento de cigüeñal	48	C
4	Cruceta	48	C
5	Gobernador	48	C
6	Yugo y collarín	48	C
7	Metales de biela	64	C
8	Acople	48	C

Tabla N° 53. Partes Semicríticas

N°	Item	NPR	NIVEL
1	Radiador	24	SM
2	Sistema de lubricación	24	SM
3	Sistema de lubricación	24	SM
4	Sistema de lubricación	24	SM
5	Conexiones de refrigeración	36	SM
6	Ventilador	24	SM
7	Pistón	32	SM
8	Cableado eléctrico	24	SM
9	Imán	24	SM
10	Anillos de compresión	32	SM

N°	Item	NPR	NIVEL
11	Faja de ventilador	36	SM
12	Fibras	24	SM
13	Cruceta	24	SM
14	Válvula reguladora	24	SM
15	Válvula reguladora	24	SM
16	Gobernador	32	SM
17	Tubería de gas	27	SM
18	Cable de bujía	36	SM
19	Filtro de aire	24	SM
20	Bujía	36	SM
21	Tubería de gas	36	SM
22	Yugo y collarín	24	SM
23	Rodamiento de cigüeñal	32	SM
24	Faja de ventilador	24	SM
25	Cremallera	27	SM
26	Acople	24	SM
27	Ventilador	36	SM

Tabla N° 54. Partes no críticas

N°	Item	NPR	NIVEL
1	Anillos de lubricación	12	NC
2	Bujía	8	NC
3	Cableado eléctrico	8	NC
4	Radiador	9	NC
5	Sistema de lubricación	6	NC
6	Imán	2	NC
7	Tuberías	16	NC
8	Radiador	4	NC
9	Sistema de lubricación	16	NC

Nº	Item	NPR	NIVEL
10	Sistema de lubricación	6	NC
11	Sistema de lubricación	12	NC
12	Imán	6	NC
13	Faja de ventilador	3	NC
14	Refrigerante	1	NC
15	Refrigerante	4	NC
16	Cigüeñal	1	NC
17	Bobina	18	NC
18	Conexiones de refrigeración	12	NC
19	Conductos de aceite	6	NC
20	Fibras	18	NC
21	Bobina	4	NC
22	Nivel de aceite	9	NC
23	Biela	12	NC
24	Camisa	18	NC
25	Rodaje Piloto	4	NC
26	Rodaje Piloto	4	NC
27	Filtro de aire	6	NC
28	Metales de biela	16	NC
29	Nivel de aceite	12	NC
30	Nivel de aceite	2	NC
31	Fibras	16	NC
32	Pistón	4	NC
33	Pistón	12	NC
34	Anillos de compresión	12	NC
35	Anillos de compresión	12	NC
36	Rodaje Piloto	9	NC
37	Separador de gas	1	NC
38	Filtro de aire	8	NC
39	Culata	3	NC

Nº	Item	NPR	NIVEL
40	Culata	16	NC
41	Culata	18	NC
42	Culata	12	NC
43	Cruceta	8	NC
44	Cruceta	8	NC
45	Manifold de admisión	6	NC
46	Manifold de admisión	16	NC
47	Separador de gas	18	NC
48	Gobernador	6	NC
49	Rodaje Piloto	12	NC
50	Filtro de aire	8	NC
51	Biela	12	NC
52	Culata	16	NC
53	Separador de gas	9	NC
54	Metales de biela	3	NC
55	Camisa	8	NC
56	Válvula reguladora	4	NC
57	Yugo y collarín	8	NC
58	Fibras	12	NC
59	Bujía	6	NC
60	Válvula reguladora	9	NC
61	Bujía	3	NC
62	Válvula reguladora	18	NC
63	Filtro de aire	16	NC
64	Cable de bujía	16	NC
65	Válvula de alimentación	12	NC
66	Bujía	4	NC
67	Cable de bujía	8	NC
68	Cable de bujía	6	NC
69	Tuberías	16	NC

Nº	Item	NPR	NIVEL
70	Cigüeñal	12	NC
71	Cigüeñal	16	NC
72	Rodamiento de cigüeñal	2	NC
73	Biela	12	NC
74	Cableado eléctrico	6	NC
75	Falla del carter	4	NC
76	Falla del carter	8	NC
77	Bujía	4	NC
	Rodamiento de eje de		
78	embrague	6	NC
79	Cable de bujía	12	NC
80	Cable de bujía	12	NC
	Rodamiento de eje de		
81	embrague	4	NC
82	Polea de ventilador	12	NC
83	Polea de ventilador	12	NC
	Rodamiento de eje de		
84	embrague	16	NC
85	Cremallera	18	NC
86	Acople	16	NC
87	Acople	9	NC
88	Acople	4	NC
89	Palanca de Acople	4	NC

ANEXO II PARAMETROS Y RESULTADOS DE CONFIABILIDAD DE G1

```
shape    scale  
1.126465 40.756199
```

ANEXO III PARAMETROS Y RESULTADOS DE CONFIABILIDAD DE G2

```
shape    scale  
0.8720688 57.9094512
```

ANEXO IV PARAMETROS Y RESULTADOS DE CONFIABILIDAD DE G3

shape scale
1.10715 62.82325

ANEXO V PLAN DE MANTENIMIENTO

HOJA DE DECISIONES			Sistema: Encendido										Facilitador: Orlando Belli	Fecha: 10/01/2018	Hoja N° 1
			Subsistema:										Auditor	Fecha:	de: 14
Referencia de Información			Evaluación de Consecuencias				H1	H2	H3	Acción a falta			Tarea Propuesta	Intervalo inicial (a=año, m=mes, s=semana, d=dia)	A realizarse por
							S1	S2	S3	de					
F	FF	FM	H	S	E	O	O1	O2	O3						
							N1	N2	N3	H4	H5	S4			
BUJIA															
1	A	1	S	N	N	S	N	S	S	N	N	N	Limpiar bujía	8 s	MEC
1	A	2	S	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar estado de bujía, cambiar de ser necesario	8 s	MEC
1	B	1	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente		
1	C	1	S	N	N	S	N	S	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente		
1	D	1	S	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente		
1	E	1	S	N	N	S	N	S	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente		
MAGNETO															
2	A	1	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Tarea abajo suficiente

HOJA DE				Sistema: Encendido									Facilitador: Orlando Belli	Fecha: 10/01/2018	Hoja N° 1
DECISIONES				Subsistema:									Auditor	Fecha:	de: 14
2	B	1	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar estado de cables y contactos del magneto	8 s	MEC
2	C	1	S	N	N	S	N	S	S	N	N	N	Verificar estado de magneto	8 s	MEC
BOBINA															
3	A	1	S	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar estado de cables y contactos de bobina	8 s	MEC
3	A	2	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar estado de bobina	8 s	MEC
CABLE DE BUJIA															
4	A	1	S	N	N	S	N	S	S	N	N	N	Verificar estado de cable de bujía	8 s	MEC
4	A	2	S	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente		
4	B	1	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente		
4	B	2	S	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente		
4	C	1	S	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente		
4	C	2	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente

HOJA DE				Sistema: Encendido									Facilitador: Orlando Belli	Fecha: 10/01/2018	Hoja N° 1
DECISIONES				Subsistema:									Auditor	Fecha:	de: 14
CABLEADO ELECTRICO															
5	A	1	S	N	N	S	N	S	S	N	N	N	Verificar estado de cables electricos	8 s	MEC
5	B	1	S	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente		
5	C	1	S	N	N	S	N	S	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente		

HOJA DE							Sistema: Arranque							Facilitador: Orlando Belli	Fecha: 10/01/2018	Hoja N° 3
DECISIONES							Subsistema:							Auditor	Fecha:	de: 14
Referencia de Información			Evaluación de Consecuencias				H1	H2	H3	Acción a falta			Tarea Propuesta	Intervalo inicial (a=año, m=mes, s=semana, d=día)	A realizarse por	
							S1	S2	S3	de						
							O1	O2	O3							
F	FF	FM	H	S	E	O	N1	N2	N3	H4	H5	S4				
CREMALLERA																
6	A	1	N	N	N	S	N	S	N	N	N	N	Verificar estado de los dientes de la cremallera	8 s	MEC

HOJA DE				Sistema: Arranque									Facilitador: Orlando Belli	Fecha: 10/01/2018	Hoja N° 3
DECISIONES				Subsistema:									Auditor	Fecha:	de: 14
6	B	2	N	N	N	S	N	S	N	N	N	N	Tarea arriba suficiente		
BENDIX															
7	A	1	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar carga de batería	4 s	MEC
7	A	2	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar estado de cable de batería	4 s	MEC
7	B	2	N	N	N	S	N	S	N	N	N	N	Verificar estado de los dientes de bendix	4 s	MEC
7	C	3	N	N	N	S	N	S	N	N	N	N	Tarea arriba suficiente		
7	D	4	N	N	N	S	N	S	N	N	N	N	Verificar estado de horquilla, manipulando la palanca del embrague	4 s	MEC

HOJA DE			Sistema: Refrigeración									Facilitador: Orlando Belli	Fecha: 10/01/2018	Hoja N° 4
DECISIONES			Subsistema:									Auditor	Fecha:	de: 14
Referencia de		Evaluación de				H1	H2	H3	Acción a falta

HOJA DE							Sistema: Refrigeración							Facilitador: Orlando Belli	Fecha: 10/01/2018	Hoja N° 4
DECISIONES							Subsistema:							Auditor	Fecha:	de: 14
Información			Consecuencias				S1	S2	S3	de			Tarea Propuesta	Intervalo inicial (a=año, m=mes, s=semana, d=día)	A realizarse por	
F	FF	FM	H	S	E	O	O1	O2	O3	H4	H5	S4				
							N1	N2	N3							
TUBERIAS																
8	A	1	S	N	N	S	S	N	N	S	N	N	Verificar correcto dimensionamiento de tuberias		ING	
8	B	1	S	N	N	S	S	N	N	N	N	N	Verificar estado de tuberías	2 s	OP	
VENTILADOR																
9	A	1	N	N	N	S	S	N	N	N	N	N	Verificar estado de rodamientos del ventilador, cambiar de ser necesario	8 s	MEC	
9	B	1	N	N	N	S	S	N	N	N	N	N	verificar estado de aspas de ventilador	8 s	MEC	
REFRIGERANTE																
10	A	1	N	N	N	S	N	N	N	S	N	N	Emplear agua tratada, mejorar la calida de la mezcla del refrigerante		ING	
10	B	1	N	N	N	S	N	N	N	S	N	N	Tarea arriba suficiente

HOJA DE				Sistema: Refrigeración									Facilitador: Orlando Belli	Fecha: 10/01/2018	Hoja N° 4
DECISIONES				Subsistema:									Auditor	Fecha:	de: 14
FAJA DE VENTILADOR															
11	A	1	S	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Cambio sistemático	24 s	MEC
11	B	1	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente		
11	C	1	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente		
CONEXIONES DE REFRIGERACION															
12	A	1	N	N	N	S	S	N	N	S	N	N	Capacitar al personal para el correcto ajuste de las conexiones de refrigeración del motor		ING
													Verificar el estado de las conexiones de refrigeracion del motor	2 s	OP
12	A	2	N	N	N	S	S	N	N	N	N	N	Tarea arriba suficiente		
RADIADOR															
13	A	1	S	N	N	S	S	N	N	N	N	N	Verificar presencia de fugas en el radiador	2 s	OP
													Verificar estado de tapa de

HOJA DE				Sistema: Refrigeración									Facilitador: Orlando Belli	Fecha: 10/01/2018	Hoja N° 4
DECISIONES				Subsistema:									Auditor	Fecha:	de: 14
13	A	2	S	N	N	S	S	N	N	N	N	N	radiador (verificar existencia de tapa)	2 s	OP
13	B	1	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar estado de radiador	8 s	MEC
POLEA DE VENTILADOR															
14	A	1	S	N	N	S	S	N	N	N	N	N	Ajustar pernos de polea del ventilador	8 s	MEC
14	A	2	S	N	N	S	S	N	N	N	N	N	Verificar estado de rodamientos, cambiar de ser necesario	8 s	MEC

HOJA DE							Sistema: Lubricación							Facilitador: Orlando Belli		Fecha: 10/01/2018		Hoja N° 6	
DECISIONES							Subsistema:							Auditor		Fecha:		de: 14	
Referencia de				Evaluación de				H1	H2	H3	Acción a falta					Intervalo inicial (a=año, m=mes, s=semana, d=día)			
Información				Consecuencias				S1	S2	S3	de								
							O1	O2	O3				Tarea Propuesta		A realizarse por

HOJA DE				Sistema: Lubricación									Facilitador: Orlando Belli	Fecha: 10/01/2018	Hoja N° 6
DECISIONES				Subsistema:									Auditor	Fecha:	de: 14
F	FF	FM	H	S	E	O	N1	N2	N3	H4	H5	S4			
CAJA LUBRICADORA															
15	A	1	S	N	S	S	S	N	N	N	S	N	Verificar fugas de aceite en la caja lubricadora	2 s	OP
15	A	2	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar estado de valvula check de la caja lubricadora	24s	MEC
15	A	3	N	N	N	S	N	S	N	N	N	N	Verificar estado de filtro de caja lubricadora	24 s	MEC
15	A	4	N	N	N	S	N	S	N	N	N	N	Verificar estado de bombín, cambiar de ser necesario	8 s	MEC
15	A	5	N	N	S	N	N	S	N	N	N	N	Verificar estado de valvula check del cilindro (caja lubricadora)	24 s	MEC
15	A	6	S	N	S	S	S	N	N	N	N	N	Verificar fugas de aceite en sello de eje	2 s	OP

HOJA DE				Sistema: Lubricación									Facilitador: Orlando Belli	Fecha: 10/01/2018	Hoja N° 6
DECISIONES				Subsistema:									Auditor	Fecha:	de: 14
15	A	7	S	N	S	S	S	N	N	N	N	N	Verificar fugas de aceite en reten de la caja	2 s	OP
CARTER															
16	A	1	S	N	S	S	S	N	N	N	N	N	Inspeccionar fuga de aceite en el carter	2 s	OP
16	A	2	S	N	S	S	S	N	N	N	N	N	Inspeccionar fuga de aceite en el carter		
CONDUCTOS DE ACEITE															
17	A	1	N	N	N	S	N	S	N	N	S	N	Verificar pérdida de presión de aceite	1 s	OP
NIVEL DE ACEITE															
18	A	1	N	N	N	S	S	N	N	N	N	N	Realizar analisis predictivo de aceite	24 s	PRE
18	B	1	S	N	N	S	S	N	N	N	N	N	Capacitar al personal en el correcto montaje del nivel		ING
18	B	2	S	N	N	S	S	N	N	N	N	N	Verificar el estado del nivel de aceite	24 s	MEC
ANILLOS DE LUBRICACIÓN

HOJA DE				Sistema: Lubricación									Facilitador: Orlando Belli	Fecha: 10/01/2018	Hoja N° 6
DECISIONES				Subsistema:									Auditor	Fecha:	de: 14
19	A	1	N	N	N	S	N	S	N	N	N	N	Verificar desgaste de los anillos de lubricación	2 s	OP

HOJA DE DECISIONES			Sistema: Fuerza										Facilitador: Orlando Belli	Fecha: 10/01/2018	Hoja N° 9
			Subsistema:										Auditor	Fecha:	de: 14
Referencia de Información			Evaluación de Consecuencias				H1	H2	H3	Acción a falta			Tarea Propuesta	Intervalo inicial (a=año, m=mes, s=semana, d=dia)	A realizarse por
F	FF	FM	H	S	E	O	S1	S2	S3	de					
							O1	O2	O3	H4	H5	S4			
20	A	1	N	N	N	S	N	N	N	N	S	N	Capacitar continuamente al personal en el correcto procedimiento de montaje de cigëñal.	4 m	ING
20	A	2	N	N	N	S	N	N	N	N	S	N	Idem		
20	B	1	N	N	N	S	N	N	S	S	N	N	Idem		
20	B	2	N	N	N	S	N	N	S	S	N	N	Idem		
PISTON

HOJA DE				Sistema: Fuerza									Facilitador: Orlando Belli	Fecha: 10/01/2018	Hoja N° 9
DECISIONES				Subsistema:									Auditor	Fecha:	de: 14
21	A	1	N	N	N	S	N	S	N	N	N	N	Verificar desgaste del piston	8 s	MEC
21	B	1	N	N	N	S	N	S	N	N	N	N	Idem		
21	C	1	N	N	N	S	N	S	N	N	N	N	Idem		
21	D	1	N	N	N	S	N	S	N	N	N	N	Idem		
ANILLOS DE COMPRESION															
22	A	1	N	N	N	S	N	S	N	N	N	N	Verificar desgaste de anillos de compresion	8 s	MEC
22	B	1	N	N	N	S	N	S	N	N	N	N	Idem		
22	B	2	N	N	N	S	N	S	N	N	N	N	Idem		
RODAMIENTO DE CIGÜEÑAL															
23	A	1	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar estado del rodamiento del cigüeñal	8 s	MEC
23	A	2	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Mejorar procedimiento de lubricacion		ING
23	B	1	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar ruidos extraños en el cigüeñal	1s	OP
METALES DE BIELA															
24	A	1	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Análisis de aceite suficiente

HOJA DE				Sistema: Fuerza									Facilitador: Orlando Belli	Fecha: 10/01/2018	Hoja N° 9
DECISIONES				Subsistema:									Auditor	Fecha:	de: 14
24	B	1	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Análisis de aceite suficiente		
24	C	1	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Análisis de aceite suficiente		
BIELA															
25	A	1	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar estado de alimentación de gas		ING
25	A	2	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar estado de alimentación de gas suficiente		
25	B	1	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Análisis de aceite suficiente		
CAMISA															
26	A	1	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Análisis de aceite suficiente		
26	A	2	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar pérdida de presión en el motor	2 s	OP
CULATA															
27	A	1	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Análisis de aceite suficiente		
27	A	2	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Análisis de aceite suficiente

HOJA DE				Sistema: Fuerza									Facilitador: Orlando Belli	Fecha: 10/01/2018	Hoja N° 9
DECISIONES				Subsistema:									Auditor	Fecha:	de: 14
27	A	3	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar perdida de presión en el motor suficiente		
27	A	4	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar perdida de presión en el motor suficiente		
27	A	5	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Análisis de aceite suficiente		
CRUCETA															
28	A	1	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Análisis de aceite suficiente		
28	A	2	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Análisis de aceite suficiente		
28	A	3	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Análisis de aceite suficiente		
28	A	4	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Análisis de aceite suficiente		

HOJA DE			Sistema: Embrague									Facilitador: Orlando Belli	Fecha: 10/01/2018	Hoja N° 13
DECISIONES			Subsistema:									Auditor	Fecha:	de: 14
Referencia de		Evaluación de		H1	H2	H3	Acción a falta

HOJA DE			Sistema: Embrague										Facilitador: Orlando Belli	Fecha: 10/01/2018	Hoja N° 13
DECISIONES			Subsistema:										Auditor	Fecha:	de: 14
Información			Consecuencias				S1	S2	S3	de			Tarea Propuesta	Intervalo inicial (a=año, m=mes, s=semana, d=día)	A realizarse por
F	FF	FM	H	S	E	O	O1	O2	O3	H4	H5	S4			
RODAJE PILOTO															
29	A	1	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar estado de rodaje piloto	8 s	MEC
29	A	2	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar ruido en rodaje piloto	2 s	OP
29	A	3	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar ruido en rodaje piloto suficiente		
29	A	4	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar estado de rodaje piloto suficiente		
FIBRAS															
30	A	1	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Cambiar fibras de embrague	8 s	MEC
30	B	2	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar ruido en las fibras del embrague	2 s	OP

HOJA DE				Sistema: Embrague									Facilitador: Orlando Belli	Fecha: 10/01/2018	Hoja N° 13
DECISIONES				Subsistema:									Auditor	Fecha:	de: 14
30	C	3	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar ruido en las fibras del embrague suficiente		
30	D	4	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Cambiar fibras suficiente		
YUGO Y COLLARIN															
31	A	1	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Trabajar a correctivo		
31	A	2	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Trabajar a correctivo		
31	A	3	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Trabajar a correctivo		
PALANCA DE ENCROCHE															
32	A	1	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	No genera ganancia ni pérdida		
RODAMIENTO DE EMBRAGUE															
33	A	1	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar ruido en rodamiento de embrague	2 s	OP
33	A	2	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar ruidos con estetoscopio en el embrague	4 s	MEC
33	A	3	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente

HOJA DE			Sistema: Combustible										Facilitador: Orlando Belli	Fecha: 10/01/2018	Hoja N° 14
DECISIONES			Subsistema:										Auditor	Fecha:	de: 14
Referencia de			Evaluación de				H1	H2	H3	Acción a falta			Tarea Propuesta	Intervalo inicial (a=año, m=mes, s=semana, d=día)	A realizarse por
Información			Consecuencias				S1	S2	S3	de					
F	FF	FM	H	S	E	O	O1	O2	O3				Tarea Propuesta		
							N1	N2	N3	H4	H5	S4			
MANIFOLD DE ADMISIÓN															
34	A	1	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar estado de la válvula del manifold de admisión	8 s	MEC
34	A	2	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente		
SEPARADOR DE GAS															
35	A	1	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Purgar tanque separador de gas	8 s	MEC
35	B	1	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar estado de válvula de purga	8 s	MEC
35	B	2	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente		
VLAVULA REGULADORA

HOJA DE				Sistema: Combustible									Facilitador: Orlando Belli	Fecha: 10/01/2018	Hoja N° 14
DECISIONES				Subsistema:									Auditor	Fecha:	de: 14
36	A	1	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Calibrar válvula reguladora	8 s	INS
36	B	1	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente		
36	C	1	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente		
36	C	2	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente		
36	C	3	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente		
GOBERNADOR															
37	A	1	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar y regular gobernador	8 s	MEC
37	B	1	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente		
37	C	1	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente		
TUBERIA DE GAS															
38	A	1	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar fuga de gas en tubería	2 s	OP
38	B	1	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Tarea arriba suficiente		
FILTRO DE AIRE															
39	A	1	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Cambiar filtro de aire	8 s	MEC

HOJA DE						Sistema: Combustible							Facilitador: Orlando Belli	Fecha: 10/01/2018	Hoja Nº 14
DECISIONES						Subsistema:							Auditor	Fecha:	de: 14
VLAVULA DE ALIMENTACIÓN															
40	A	1	N	N	N	S	N	N	S	N	N	N	Verificar estado de válvula de alimentación	8 s	MEC

ANEXO VI – TABLA DE FIABILIDAD PARA N<30 DATOS

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
1	0,5000	0,2929	0,2063	0,1591	0,1294	0,1091	0,0943	0,0830	0,0741	0,0670	0,0611	0,0561	0,519	0,0483	0,0452	1
2		0,7071	0,5000	0,3864	0,3147	0,2655	0,2295	0,2021	0,1806	0,1632	0,1489	0,1368	0,1266	0,1178	0,1101	2
3			0,7937	0,6136	0,5000	0,4218	0,3648	0,3213	0,2871	0,2594	0,2366	0,2175	0,2013	0,1873	0,1751	3
4				0,8409	0,6853	0,5782	0,5000	0,4404	0,3935	0,3557	0,3244	0,2982	0,2760	0,2568	0,2401	4
5					0,8706	0,7345	0,6352	0,5596	0,5000	0,4519	0,4122	0,3789	0,3506	0,3263	0,3051	5
6						0,8909	0,7705	0,6787	0,6065	0,5481	0,5000	0,4596	0,4253	0,3958	0,3700	6
7							0,9057	0,7979	0,7129	0,6443	0,5878	0,5404	0,5000	0,4653	0,4350	7
8								0,9170	0,8194	0,7406	0,6756	0,6211	0,5747	0,5347	0,5000	8
9									0,9259	0,8368	0,7634	0,7018	0,6494	0,6042	0,5650	9
10										0,9330	0,8511	0,7825	0,7240	0,6737	0,6300	10
11											0,9389	0,8632	0,7987	0,7432	0,6949	11
12												0,9439	0,8743	0,8127	0,7599	12
13													0,9481	0,8822	0,8249	13
14														0,9517	0,8899	14
15															0,9548	15

	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	
1	0,0424	0,0400	0,0378	0,0358	0,0341	0,0330	0,0315	0,0301	0,0288	0,0277	0,0266	0,0256	0,0247	0,0239	0,0231	1
2	0,1034	0,09775	0,0922	0,0874	0,0831	0,0797	0,0761	0,0728	0,0698	0,0670	0,0645	0,0621	0,0599	0,0579	0,0559	2
3	0,1644	0,1550	0,1465	0,1390	0,1322	0,1264	0,1207	0,1155	0,1108	0,1064	0,1023	0,0986	0,0951	0,0919	0,0888	3
4	0,2254	0,2125	0,2009	0,1905	0,1812	0,1731	0,1653	0,1582	0,1517	0,1457	0,1402	0,1351	0,1303	0,1259	0,1217	4
5	0,2865	0,2700	0,2553	0,2421	0,2302	0,2198	0,2099	0,2009	0,1927	0,1851	0,1781	0,1716	0,1655	0,1599	0,1546	5
6	0,3475	0,3275	0,3097	0,2937	0,2793	0,2665	0,2545	0,2437	0,2337	0,2245	0,2159	0,2081	0,2007	0,1939	0,1875	6
7	0,4085	0,3850	0,3641	0,3453	0,3283	0,3132	0,2992	0,2864	0,2746	0,2638	0,2538	0,2445	0,2359	0,2279	0,2204	7
8	0,4695	0,4425	0,4184	0,3968	0,3774	0,3599	0,3438	0,3291	0,3156	0,3032	0,2917	0,2810	0,2711	0,2619	0,2533	8
9	0,5305	0,5000	0,4728	0,4484	0,4264	0,4066	0,3884	0,3718	0,3566	0,3425	0,3295	0,3175	0,3063	0,2959	0,2862	9
10	0,5915	0,5575	0,5272	0,5000	0,4755	0,4533	0,4330	0,4145	0,3975	0,3819	0,3674	0,3540	0,3415	0,3299	0,3191	10
11	0,6525	0,6150	0,5816	0,5516	0,5245	0,5000	0,4776	0,4572	0,4385	0,4212	0,4053	0,3905	0,3767	0,3639	0,3519	11
12	0,7135	0,6725	0,6359	0,6032	0,5736	0,5466	0,5223	0,5000	0,4795	0,4606	0,4431	0,4270	0,4119	0,3979	0,3848	12
13	0,7746	0,7300	0,6903	0,6547	0,6226	0,5933	0,5669	0,5427	0,5204	0,5000	0,4810	0,4635	0,4471	0,4319	0,4177	13
14	0,8356	0,7875	0,7447	0,7063	0,6717	0,6400	0,6115	0,5854	0,5614	0,5393	0,5189	0,5000	0,4823	0,4659	0,4506	14
15	0,8966	0,8450	0,7991	0,7579	0,7207	0,6867	0,6561	0,6281	0,6024	0,5787	0,5568	0,5364	0,5176	0,5000	0,4835	15
16	0,9576	0,9025	0,8535	0,8095	0,7698	0,7334	0,7007	0,6708	0,6433	0,6180	0,5946	0,5729	0,5528	0,5340	0,5164	16
17		0,9600	0,9078	0,8610	0,8188	0,7801	0,7454	0,7135	0,6843	0,6574	0,6325	0,6094	0,5880	0,5680	0,5493	17
18			0,9622	0,9126	0,8678	0,8268	0,7900	0,7562	0,7253	0,6967	0,6704	0,6459	0,6232	0,6020	0,5822	18
19				0,9642	0,9169	0,8735	0,8346	0,7990	0,7662	0,7361	0,7082	0,6824	0,6584	0,6360	0,6151	19
20					0,9659	0,9202	0,8792	0,8417	0,8072	0,7754	0,7461	0,7189	0,6936	0,6700	0,6480	20
21						0,9669	0,9238	0,8844	0,8482	0,8148	0,7840	0,7554	0,7288	0,7040	0,6808	21
22							0,9684	0,9271	0,8891	0,8542	0,8218	0,7918	0,7640	0,7380	0,7137	22
23								0,9698	0,9301	0,8935	0,8597	0,8283	0,7992	0,7720	0,7466	23
24									0,9711	0,9329	0,8976	0,8648	0,8344	0,8060	0,7795	24
25										0,9722	0,9354	0,9013	0,8696	0,8400	0,8124	25
26											0,9733	0,9378	0,9048	0,8740	0,8453	26
27												0,9743	0,9400	0,9080	0,8782	27
28													0,9752	0,9420	0,9111	28
29														0,9760	0,9440	29
30															0,9768	30

ANEXO VII – TABLA DE NPR

Equipo	Función	Fallo Funcional	(modos de fallo) ¿Qué causó el fallo funcional?	Efecto potencial del fallo	Causas Potenciales de fallo ¿Qué causó el modo de fallo?	Controles a realizarse	G	O	D	NPR	Pe	M.A	Op	Riezgo = F x Max(Consecuencia)	Item	Criticidad
Scada	Supervisa el proceso de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica	1 No se puede monitorear el proceso	1.1.1 Reinicio del computador por parte del operador.	Pérdida de supervisión del proceso	1.1 Falló la comunicación del SCADA (imagen congelada)	Mantenimiento al SCADA	1	2	1	2	1	1	3	6	1.1.1	SM
			1.1.2 Reinicio del computador en un corte de energía.	Pérdida de supervisión del proceso	1.2 Falló en el suministro de energía	Mantenimiento preventivo a la CT	3	2	4	24	1	1	3	6	1.1.2	SM
Instrumentos de campo	Medir con exactitud y presición las variables del proceso y transmitirlos al SCADA.	2 Mediciones de los instrumentos de campo fuera de Rango	1.2.1 No se activan los interlocks	Se activan Interlocks	2.1 Falta de plan de calibración de instrumentos	LLevar un programa de calibración de instrumentos	3	3	2	18	2	2	2	6	1.2.1	SM
			1.2.2 No hay control en lazos PID	Lazos de control no fiables	2.2 Instrumentos no adecuados para el contexto operacional	Consultar al fabricante el instrumento adecuado dado el contexto operacional.	1	2	2	4	1	2	2	4	1.2.2	NC
			1.2.3 Las alarmas no son fiables	Alarmas no reales	2.3 Instalaciones con falta de pozo a tierra	Hacer mantenimiento a los pozos a tierra de instrumentación	2	3	3	18	2	2	2	6	1.2.3	SM
Indicadores clave de desempeño	Medir el desempeño de las operaciones para tomar acciones correctivas en corto , mediano o largo plazo.	3 Falta de indicadores	1.3.1 Data de campo incompleta	Falta información para crear KPI	3.1 Los operadores no registran los eventos.	Registrar los eventos en un excel para hacer KPIs	3	3	1	9	1	2	2	6	1.3.1	SM
			1.3.2 Indicadores mal definidos	No se puede tener un control sin indicadores por lo que no se puede mejorar	3.2 Desconocimiento de KPI	Entrenar a personal en elaboración de KPIs	3	2	2	12	1	2	3	6	1.3.2	SM
Equipos de contraste	Servir de patrón de comparación para calibrar a los	4 Equipos de contraste mal calibrados	1.4.1 No se ejecuta la frecuencia de	Instrumentos de medición des-calibrados	4.1 Falta de un responsable de calibración de instrumentos de medición	Contratar a un personal responsable o delegar a un	3	3	1	9	1	2	2	6	1.4.1	SM

Equipo	Función	Fallo Funcional	(modos de fallo) ¿Qué causó el fallo funcional?	Efecto potencial del fallo	Causas Potenciales de fallo ¿Qué causó el modo de fallo?	Controles a realizarse	G	O	D	NPR	Pe	M.A	Op	Riezgo = F x Max(Consecuencia)	Item	Criticidad
(instrumentos patrón)	instrumentos de campo .		calibración en laboratorio.			responsable de calibración.										
			1.4.2 No se cuenta con todos los equipos de contraste.	Se tendrán mediciones poco fiables o no reales.	4.2 Desconocimiento del procedimiento de calibración.	Entrenar a personal de laboratorio en calibración de instrumentos de medición.	3	2	1	6	1	2	3	6	1.4.2	SM
Red externa	Suministra energía eléctrica con poca variabilidad de frecuencia	5 Variabilidad de la frecuencia	1.5.1 Al operar en modo paralelo se está sujeto a fluctuaciones de REP	Se activa el relé de protección por interlock de variación de frecuencia	5.1 Fluctuaciones de la red externa.	Operar en modo Isla	2	3	1	6	1	1	2	6	1.5.1	SM
			1.5.2 Se opera en modo paralelo para aumentar la confiabilidad del suministro de energía.	Posibles alarmas por variaciones de frecuencia	5.2 Salida de una central del SEIN.	Reajustar los valores de frecuencia para el interlock del relé de protección	3	3	3	27	1	2	2	6	1.5.2	SM
Conductores eléctricos de media tensión	Conducir corriente eléctrica a un voltaje determinado.	1 Falla de conductores de media tensión	2.1.1 Falso contacto de terminales del conductor hacia las barras.	Calentamiento en conductores eléctricos	1.1 Falta de mantenimiento eléctrico.	Mantenimiento eléctrico.	3	2	2	12	2	1	2	4	2.1.1	NC
			2.1.2 Conductores sulfatados por ambiente húmedo	Falla de alimentación eléctrica a un tablero de control.	1.2 Falta de utilización del conductor adecuado.	Capacitación en conductores eléctricos.	3	2	3	18	2	2	2	4	2.1.2	NC
Herrientas especiales	Ajustar, desajustar elementos del	2 Falla de herramientas	2.2.1 Utilización inadecuada de herramientas de	Posibles accidentes a la integridad personal	2.1 Falta de conocimiento del uso de la herramienta.	Capacitación en uso de herramientas de	2	3	2	12	2	1	3	9	2.2.1	C

Equipo	Función	Fallo Funcional	(modos de fallo) ¿Qué causó el fallo funcional?	Efecto potencial del fallo	Causas Potenciales de fallo ¿Qué causó el modo de fallo?	Controles a realizarse	G	O	D	NPR	Pe	M.A	Op	Riezgo = F x Max(Consecuencia)	Item	Criticidad
	motor de combustión interna		celdas de media tensión.			celdas de media tensión.										
			2.2.2 Personal no capacitado para el uso de la herramienta	Posible rotura del a herramienta a usarse.	2.2 Falta de personal para que capacite en el uso de la herramienta.	Contratar personal externo para capacitar en el uso de las herramientas de media tensión.	1	2	2	4	2	1	2	4	2.2.2	NC
Equipos de protección personal	Proteger al personal que usa los EPP dentro de las especificaciones.	3 Falta de equipos de protección	2.3.1 No se renovaron después de su fecha de vencimiento	Falta de protección por el uso de EPP vencido.	3.1 Falta de conocimiento de la fecha de vencimiento.	Controlar la fecha de vencimiento de los EPPs	3	3	1	9	3	1	1	9	2.3.1	C
			2.3.2 No se reportó daño del equipo de protección personal.	Falta de protección por el uso de EPP dañado.	3.2 Desconocimiento en uso de EPP dañado.	Entrenar a personal en el uso de EPP.	2	2	2	8	3	1	1	6	2.3.2	SM
Persona competente para las operaciones	Opera de forma eficiente y segura la central térmica	1 Personal no capacitado.	3.1.1 Faltan planes de capacitación de personal.	Posibles paradas de planta por error operativo.	1.1 Falta de programación para entrenamiento en generación.	Programar entrenamiento de generación de energía.	3	2	2	12	3	2	1	6	3.1.1	SM
			3.1.2 Personal sin experiencia en generación de energía eléctrica.	Posibles accidentes a la integridad personal por desconocimiento de seguridad en la planta.	1.2 No se seleccionó correctamente acorde a las funciones a realizar.	Definir las funciones y experiencia del personal de operaciones.	3	2	2	12	3	1	2	6	3.1.2	SM
Manual de operaciones	Describe detalladamente los procedimientos relacionados a la	2 Manual de operaciones desactualizado.	3.2.1 Falta de seguimiento en la actualización de procedimientos de operaciones.	Posibles errores de operación por seguir un procedimiento desactualizado.	2.1 No hay un responsable del seguimiento de actualizaciones en los procedimientos de operaciones.	Delegar un responsable que haga seguimiento de los procedimientos s de operaciones.	2	3	3	18	2	2	1	6	3.2.1	SM

Equipo	Función	Fallo Funcional	(modos de fallo) ¿Qué causó el fallo funcional?	Efecto potencial del fallo	Causas Potenciales de fallo ¿Qué causó el modo de fallo?	Controles a realizarse	G	O	D	NPR	Pe	M.A	Op	Riezgo = F x Max(Consecuencia)	Item	Criticidad
	operación de la CT		3.2.2 Falta de seguimiento en la actualización de procedimientos de mantenimiento.	Posibles errores de mantenimiento por seguir un procedimiento desactualizado.	2.2 No hay un responsable del seguimiento de actualizaciones en los procedimientos de mantenimiento.	Delegar un responsable que haga seguimiento de los procedimientos de Mantenimiento.	1	2	2	4	2	2	3	6	3.2.2	SM
Supervisión Eficaz	Superviza eficazmente las operaciones del proceso.	3 Falla de supervisión.	3.3.1 No se cuenta con una retroalimentación por parte del supervisor de operaciones.	Se comenten los mismos errores operativos al no haber feedback.	3.1 Falta de tiempo por parte del supervisor de operaciones.	Implementar un sistema de evaluación 360 ° con objetivos alcanzables.	3	2	1	6	1	2	3	6	3.3.1	SM
			3.3.2 No se cuenta con una retroalimentación por parte del supervisor de mantenimiento.	Se comenten los mismos errores de mantenimiento al no haber feedback.	3.2 Falta de tiempo por parte del supervisor de operaciones.	Implementar un sistema de evaluación 360 ° con objetivos alcanzables.	3	2	2	12	1	2	2	4	3.3.2	NC
Tuberías de gas natural	Transporte del Gas natural de forma segura	1 Fallo en tuberías de gas natural.	4.1.1 No se cambiaron las empaquetaduras de las uniones bridadas.	Fugas de gas natural, posible mezcla explosiva.	1.1 Falta de programación de mantenimiento preventivo.	Programar cambio de empaquetaduras.	3	2	3	18	3	2	1	6	4.1.1	SM
			4.1.2 Elevación de la presión de la tubería de GN.	Corte de gas natural por activarse válvulas de bloqueo por sobre presión.	1.2 No se cambió la válvula reguladora de presión por mantenimiento.	Programar cambio deválvulas reguladoras.	1	3	2	6	1	1	2	6	4.1.2	SM
Medio ambiente	Proporciona aire a condiciones estándar para la correcta operación	2 Falla por condiciones ambientales.	4.2.1 Elevada temperatura del aire	Caída de la potencia de generación por la densidad baja del aire.	2.1 Depende del medio ambiente, calentamiento global, gases de efecto invernadero.	Implementar un sistema de refrigeración de aire para aumentar su densidad.	3	2	3	18	1	1	3	6	4.2.1	SM

Equipo	Función	Fallo Funcional	(modos de fallo) ¿Qué causó el fallo funcional?	Efecto potencial del fallo	Causas Potenciales de fallo ¿Qué causó el modo de fallo?	Controles a realizarse	G	O	D	NPR	Pe	M.A	Op	Riezgo = F x Max(Consecuencia)	Item	Criticidad
			4.2.2 Posibles corrosiones de la tubería por excesiva humedad.	Posibles fugas en puntos de corrosión.	2.2 No hay un programa de protección catódica.	Implementar un programa de mantenimiento de protección catódica.	2	1	2	4	1	2	3	3	4.2.2	NC
Procedimiento de puesta en marcha	Describir detalladamente la secuencia de arranque de manera segura y eficiente	1. Falta actualizar el procedimeinto de puesta en marcha	5.1.1 No se incluyeron los cambios recientes.	Posibles arranques fallidos de la CT.	1.1 No hay una persona delegada de revisar los procedimientos.	Delegar a una persona para revisar los procedimientos.	2	3	1	6	2	2	3	9	5.1.1	C
			5.1.2 Exceso de consianza de los operadores.	Posibles daños en los activos por errores de operación.	1.2 Aún no experimenta errores	Tener el procedimiento de puesta en marcha actualizado.	3	2	3	18	3	1	2	6	5.1.2	SM
Plan de contingencias	Describe las acciones a realizarse dependiendo de las contingencias presentadas en un determinado momento	2. Falta el plan de contingencia	5.2.1 No hay un personal de experiencia.	Posibles pérdidas excesivas por no considerar contingencias.	2.1 No fue considerado en el inicio del proyecto.	Elaborar un plan de contingencia.	2	3	1	6	2	1	3	9	5.2.1	C
			5.2.2 No se ha ordenado la elaboración del plan	Se cometen los mismos errores.	2.2 No se considera necesario.	Ordenar la elaboración de un plan de contingencia.	1	3	2	6	3	2	3	9	5.2.2	C
Programa de mantenimiento preventivo	Contiene el programa de tareas de mantenimiento preventivo a realizarse en los activos de la CT	3. Actualizar el programa de mantenimiento preventivo.	5.3.1 No se tiene en cuenta el tiempo de operación de los equipos.	El mantenimiento de equipos no es eficiente.	3.1 Falta de conocimiento por parte del planeador de mantenimiento.	Entrenar al planeador de mantenimiento en tiempo de vida de equipos.	3	2	3	18	1	2	3	6	5.3.1	SM
			5.3.2 No se ha ordenado la actualización del plan	Se cometen los mismos errores.	3.2 No se considera necesario.	Actualizar el programa de mantenimiento preventivo	2	1	2	4	2	1	3	3	5.3.2	NC
Generador trifásico marca Kato	Transformar la energía mecánica del giro del eje, en	1. Falla del Generador	6.1.1 Falla el sistema de refrigeración del bobinado.	Recalentamiento de los devanados, produce la parada	1.1 Daños en los álabes del ventilador.	Inspección visaua.	1	3	3	9	1	1	3	9	6.1.1	C

Equipo	Función	Fallo Funcional	(modos de fallo) ¿Qué causó el fallo funcional?	Efecto potencial del fallo	Causas Potenciales de fallo ¿Qué causó el modo de fallo?	Controles a realizarse	G	O	D	NPR	Pe	M.A	Op	Riezgo = F x Max(Consecuencia)	Item	Criticidad
	energía eléctrica de 4.16 KV			del equipo de generación.												
			6.1.2 Falla el sistema de lubricación de los cojinetes.	No lubrica los cojinetes, existe recalentamiento de los mismos, produce la parada del equipo de generación.	1.2 Fallo en la bomba de lubricación.	Inspección visaua.	2	2	2	8	1	1	3	6	6.1.2	SM
			6.1.3 Falla los diodos rotativos.	No genera corriente continua para el campo del generador, produce la parada del equipo de generación.	1.3 Tiempo de vida de los diodos.	Monitoreo desde scada.	3	1	2	6	1	1	3	3	6.1.3	NC
			6.1.4 Falla el AVR	El voltaje generado no es controlado, produce la parada del equipo de generación.	1.4 Tiempo de vida del AVR.	Monitoreo desde scada.	2	2	3	12	2	1	3	6	6.1.4	SM
			6.1.5 Falla el transductor de potencia.	La potencia generada no es controlada, produce la parada del equipo de generación.	1.5 Tiempo de vida del transductor de potencia.	Monitoreo desde scada.	3	1	1	3	1	2	3	3	6.1.5	NC
			6.1.6 Falla el bobinado eléctrico	Se abre una de las 3 fases del generador.	1.1 Falla del aislamiento por humedad.	Medición de aislamiento.	2	3	1	6	1	2	3	9	6.1.6	C
Motor de combustión Interna marca caterpillar	Transformar la energía térmica de la combustión del GN en energía mecánica.	2. Falla el motor de combustión Interna	6.2.1 Falla del sistema de ignición.	No permite el arranque del motor.	2.1 Bobina dañada.	Inspección visaua.	2	3	1	6	2	2	3	9	6.2.1	C
			6.2.2 Falla del sistema de control.	No permite el arranque del motor.	2.1 No hay suministro en circuitos de ignición.	Revisar el sistema eléctrico.	2	3	1	6	2	2	3	9	6.2.2	C

Equipo	Función	Fallo Funcional	(modos de fallo) ¿Qué causó el fallo funcional?	Efecto potencial del fallo	Causas Potenciales de fallo ¿Qué causó el modo de fallo?	Controles a realizarse	G	O	D	NPR	Pe	M.A	Op	Riezgo = F x Max(Consecuencia)	Item	Criticidad
modelo 3520	G		6.2.3 Falla del sistema de lubricación.	No permite el arranque del motor.	2.2 Falla la bomba, filtros o válvulas del circuito de lubricación.	Revisar el circuito de lubricación.	1	3	2	6	1	2	3	9	6.2.3	C
			6.2.4 Falla del sistema de refrigeración.	No permite el arranque del motor.	2.3 Falta refrigerante.	Revisar visualmente el nivel de refrigerante.	3	2	1	6	1	1	3	6	6.2.4	SM
			6.2.5 Falla del sistema de combustión	Detiene el motor en marcha	2.4 Detonación en los cilindros	Revisar las vibraciones del motor	2	3	2	12	2	2	3	9	6.2.5	C