

DISEÑO DE UNA ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN
CONFIABILIDAD RCM PARA UNA TURBINA DE GAS GENERAL ELECTRIC
LM6000PC EN TÉRMICAS ECOPEPETROL GDA.

MIGUEL ARTURO BAUTISTA GARCÍA
NORY FERNELI BERMEO LEITON

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA

2015

DISEÑO DE UNA ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN
CONFIABILIDAD RCM PARA UNA TURBINA DE GAS GENERAL ELECTRIC
LM6000PC EN TÉRMICAS ECOPEPETROL GDA.

MIGUEL ARTURO BAUTISTA GARCÍA
NORY FERNELI BERMEO LEITON

Monografía de Grado presentada como requisito para optar el título de
Especialista en Gerencia de Mantenimiento

Director: ÁNGEL LEONARDO PINILLA RODRÍGUEZ
Ingeniero Electromecánico
Magister en Confiabilidad y Riesgo

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA
2015

DEDICATORIA

Siento una inmensa satisfacción al culminar mis estudios de post grado. Este importante logro se lo dedico a Dios primeramente, quien me dio la guía necesaria, las fortalezas y los medios para cumplir mi meta; igualmente se lo dedico con mucho amor a mi querida Madre *MERCEDES GARCÍA RUIZ*, quien me brindo no solo su ayuda económica y apoyo moral sino que también es mi motor para seguir cosechando muchos más triunfos; y a mi novia *NATHALIE MORENO* por el apoyo, paciencia y amor incondicional.

Miguel Arturo Bautista García

AGRADECIMIENTOS

Le agradezco a Dios por tener encendida la fe en mí, esa misma fe que me soporta para salir adelante en todos mis propósitos; además agradezco a mi madre por su apoyo incondicional; a mi familia por su comprensión; a mi director de Proyecto quien más que un colega es un amigo, un hermano y un ser humano envidiable; y a mi empresa, que me facilitó todo el apoyo para continuar mis estudios y llevar mi proyecto a buen término.

CONTENIDO

Pág.

INTRODUCCIÓN	20
1. CONTEXTUALIZACIÓN	22
1.1 ECOPETROL S.A	22
1.1.1 HISTORIA DE ECOPETROL S.A	22
1.1.2 MISIÓN.....	24
1.1.3 VISIÓN.....	24
1.1.4 VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN.....	24
1.1.5 TERMOELÉCTRICAS GDA	29
1.1.6 TERMOELÉCTRICA DE SURIA.....	30
1.1.6.1 Políticas Corporativas Integradas al Sistema de Gestión.....	32
1.1.6.2 Organigrama del Mantenimiento Térmicas GDA	33
1.1.6.3 Descripción General del Proceso y Distribución	34
1.1.6.4 Historia de la Unidad	36
1.1.6.5 Productos de la Unidad.....	38
1.1.6.6 Proceso de Generación Eléctrica	41
1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA	45
1.3 OBJETIVOS	46
1.3.1 OBJETIVO GENERAL	46
1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	46
1.4 JUSTIFICACIÓN	47
1.4.1 DIAGRAMA DE PARETO UNIDAD.....	50
2 MARCO TEÓRICO	51
2.1 HISTORIA DEL MANTENIMIENTO	53
2.2 GESTION DEL MANTENIMIENTO	55
2.2.1 SISTEMA INTEGRAL DE MANTENIMIENTO.....	58
2.2.2 MANTENIMIENTO CORRECTIVO	59
2.2.3 MANTENIMIENTO PREVENTIVO.....	59
2.2.4 MANTENIMIENTO PREDICTIVO.....	60

2.2.5	MANTENIMIENTO PROACTIVO	61
2.2.6	ACCIONES “A FALTA DE”	62
2.2.7	MANTENIMIENTO DE CLASE MUNDIAL.....	62
2.3	MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (RCM)	64
2.3.1	ORIGEN DEL RCM	64
2.3.2	DEFINICIÓN DE RCM	65
2.3.3	HISTORIA DEL RCM	69
2.3.3.1	Evolución del Mantenimiento.....	69
2.3.4	DESCRIPCIÓN DEL RCM.....	71
2.3.5	APLICACIÓN DEL RCM.....	71
2.3.6	VIDA ÚTIL Y DESGASTE	72
2.4	MANTENIMIENTO Y EL RCM	74
2.4.1	BENEFICIOS DEL RCM	75
2.4.2	COMPONENTE A REALIZAR RCM	76
2.4.3	RCM: LAS SIETE PREGUNTAS BÁSICAS	76
2.4.4	ANÁLISIS DE EFECTOS Y MODOS DE FALLA (AMEF).....	77
2.4.4.1	Funciones	79
2.4.4.2	Fallas Funcionales	80
2.4.4.3	Modos de Falla.....	81
2.4.4.4	Efectos de Falla	82
2.4.4.5	Consecuencias de Falla	83
2.4.4.6	Numero de Ponderación del Riesgo	83
2.4.5	TAREAS DE MANTENIMIENTO.....	84
2.4.5.1	Tipos de tareas.....	88
2.4.6	DIAGRAMA DE ÁRBOL LÓGICO DE DECISIÓN.....	89
2.4.7	RESULTADOS DE UN ANÁLISIS RCM.....	93
2.5	INDICADORES DE GESTIÓN EN MANTENIMIENTO	94
2.5.1	TIEMPO MEDIO ENTRE FALLAS (MTBF)	95
2.5.2	TIEMPO MEDIO PARA REPARAR (MTTR).....	96
2.5.3	TIEMPO MEDIO PARA LA FALLA (MTTF)	97
2.5.4	DISPONIBILIDAD (A: AVAILABILITY).....	98
2.5.5	CONFIABILIDAD (R: REALIABILITY)	100
2.5.6	MANTENIBILIDAD (M).....	102
2.6	ANALISIS DOFA PARA EL MANTENIMIENTO TERMOELÉCTRICA.....	104
2.6.1	DEBILIDADES.....	104
2.6.2	OPORTUNIDADES	105
2.6.3	FORTALEZAS	106
2.6.4	AMENAZAS.....	107
2.6.4.1	Estrategias FO	108
2.6.4.2	Estrategias DO.....	108

2.6.4.3	Estrategias FA.....	109
2.6.4.4	Estrategias DA.....	109
2.6.4.5	Conclusiones DOFA.....	109
2.6.5	MATRIZ DOFA	110
3	MARCO LEGAL.....	112
3.1	NORMATIVIDAD RELACIONADA CON RCM	112
3.2	LEGISLACIÓN.....	113
3.3	DOCUMENTOS ECOPETROL.....	113
4	DISEÑO ESTRATEGIA RCM TERMOSURIA.....	115
4.1	INICIO	115
4.2	TURBINA DE GAS AERODERIVADA	116
4.2.1	TURBOGRUPO LM6000PC.....	118
4.2.2	FUNCIONAMIENTO TURBINA DE GAS LM6000.....	119
4.2.3	CIRCULACIÓN DE AIRE EN LA ALTURA	122
4.3	GENERADOR BRUSH	123
4.3.1	FUNCIONAMIENTO DEL GENERADO BRUSH	123
4.3.1.1	Conexiones del Generador	125
4.3.1.2	Componentes Principales del Generador	128
4.4	OVERHAUL TURBINA.....	131
5	RECOLECCIÓN Y TRATAMIENTO DE DATOS	133
6	APLICACIÓN DEL RCM.....	137
6.1	ANÁLISIS DE CRITICIDAD	137
6.1.1	MÉTODO DE EVALUACIÓN DE CRITICIDAD BASADA EN EL CONCEPTO DE RIESGO	137
6.1.2	PONDERACIONES DE CRITICIDAD	138
6.1.3	PONDERACIÓN FINAL EQUIPOS PRINCIPALES.....	142
6.1.4	MATRIZ DE CRITICIDAD.....	144
6.2	FMECA'S DE PROYECTO RCM TÉRMICA	146
6.3	DIAGRAMAS DE BLOQUE DE CONFIABILIDAD RBD BÁSICO	155
6.3.1	TAXONOMÍA DE EQUIPOS	155
6.4	DIAGRAMA PHVA PROYECTO RCM TÉRMICA	161
6.5	EJECUCIÓN DE RCM A LOS EQUIPOS	162
6.6	EQUIPOS ANALIZADOS	164

6.7	CARACTERIZACIÓN DE LOS EQUIPOS.....	166
7	ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO	176
7.1	TAREAS DE MANTENIMIENTO.....	176
7.2	TAREAS DE MANTENIMIENTO RECOMENDADAS POR LOS FABRICANTES	185
7.3	FALLAS COMUNES SEGÚN ANÁLISIS RCM BAJO NORMA ISO14224.....	188
7.4	MODELAMIENTOS CMMS	190
7.4.1	MODELAMIENTO DE CONTRIBUCIÓN IMPACTO OPERACIONAL.....	190
7.4.2	MODELAMIENTO HORAS HOMBRE POR TIPOS DE MANTENIMIENTO	191
7.4.3	LUCRO CESANTE.....	192
7.4.4	MODELAMIENTO CONTRIBUCIÓN A INDISPONIBILIDAD.....	192
7.4.5	MODELAMIENTO CONTRIBUCIÓN NÚMERO DE INTERVENCIONES POR CAUSAS	194
7.5	STANDARD JOBS	196
7.6	ESTUDIO ECONÓMICO	200
7.6.1	PROYECCIÓN DE EFECTOS DE COSTOS DE MANTENIMIENTO	200
7.6.2	PROYECCIÓN DE COSTOS POR TIPO DE MANTENIMIENTO.....	202
7.6.3	NÚMERO DE INTERVENCIONES CORRECTIVAS Y COSTOS	203
7.6.4	MODELAMIENTO DE COSTOS	205
7.6.5	PRESUPUESTO PARA EL PROYECTO.....	206
7.7	APLICACIÓN DE MEJORA DEL SOFTWARE	207
8	CONCLUSIONES.....	209
	BIBLIOGRAFIA	212
	ANEXOS.....	214

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
FIGURA. 1 LOGO DE LA EMPRESA	22
FIGURA. 2. ORGANIGRAMA ECOPEPETROL	25
FIGURA. 3. GRAFICA CONSUMO ENERGÉTICO ECOPEPETROL.....	26
FIGURA. 4. COMPORTAMIENTO HISTÓRICO NUEVOS POZOS	27
FIGURA. 5. UNIFILAR SIN – ECOPEPETROL META	28
FIGURA. 6. UBICACIÓN GEOGRÁFICA TERMOSURIA.....	29
FIGURA. 7. VISTA AÉREA DE TERMOSURIA Y ESTACIÓN SURIA GDA-ECP	30
FIGURA. 8 VISTA AÉREA DE TERMOSURIA GDA-ECP.....	31
FIGURA. 9. FLUJOGRAMA DE LA TERMOELÉCTRICA GDA	34
FIGURA. 10. DIAGRAMA UNIFILAR DE LA CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA DE POTENCIA ELÉCTRICA ECOPEPETROL.	35
FIGURA. 11. UNIFILAR SISTEMA ELÉCTRICO APIAY GDA	36
FIGURA. 12. DIAGRAMA PLOTT PLAN TERMOSURIA	37
FIGURA. 13. IMAGEN TURBO GRUPO TERMOELÉCTRICA DE SURIA ECOPEPETROL S.A.....	38
FIGURA. 14. PAQUETE TURBINA LM6000-PC AERODERIVADA A GAS (43-50MW)	39
FIGURA. 15. DIAGRAMA DE TURBINA LM6000.....	41
FIGURA. 16. DIAGRAMA GENERADOR ELÉCTRICO BRUSH	42
FIGURA. 17. CONEXIÓN TURBINA-GENERADOR.....	44
FIGURA. 18. DIAGRAMA FOTO GENERADOR BRUSH BDAX 7 - 290 ER	44
FIGURA. 19. GRÁFICO DE GENERACIÓN ÚLTIMOS TRES AÑOS.....	49
FIGURA. 20. DIAGRAMA DE PARETO UNIDAD	50
FIGURA. 21. PATRONES DE FALLA DE NOWLAN & HEAP	51
FIGURA. 22. SISTEMA INTEGRAL DE MANTENIMIENTO Y OPERACIÓN	58
FIGURA. 23. CAMBIO RODAMIENTO EN EXTRACTOR Y CAMBIO DE EJE DE TURBINA.....	59
FIGURA. 24. MANTENIMIENTO Y CALIBRACIÓN DE VÁLVULAS DE SEGURIDAD	60

FIGURA. 25. ANÁLISIS DE BOROSCOPIO EN TURBINA Y ANÁLISIS DE ACEITE	61
FIGURA. 26. ANÁLISIS DE VIBRACIONES Y TERMOGRAFÍA	61
FIGURA. 27. DIAGRAMA DE PILARES MANTENIMIENTO DE CLASE MUNDIAL	63
FIGURA. 28. PIRÁMIDE DE EXCELENCIA DE MANTENIMIENTO	64
FIGURA. 29. PATRONES DE FALLAS Y EVOLUCIÓN DEL MANTENIMIENTO.....	67
FIGURA. 30. EXPECTATIVAS DE MANTENIMIENTO	67
FIGURA. 31. TÉCNICAS DE MANTENIMIENTO.....	68
FIGURA. 32. MAPA DEL RCM	68
FIGURA. 33. EVOLUCIÓN DE MANTENIMIENTO	70
FIGURA. 34. DIAGRAMA CUARTA GENERACIÓN MANTENIMIENTO	71
FIGURA. 35. ALGORITMO DEL MÉTODO BASADO EN RCM	72
FIGURA. 36. MODELO DE FALLAS EN EQUIPOS	73
FIGURA. 37. DIAGRAMA DE TIPOS DE AMEF	78
FIGURA. 38. MODOS DE FALLA	82
FIGURA. 39. CURVA P-F	85
FIGURA. 40. DIAGRAMA DE DECISIÓN RCM	92
FIGURA. 41. DIAGRAMA DE FULJO DEL RCM	93
FIGURA. 42. INDICADORES DE CONFIABILIDAD.....	99
FIGURA. 43. SISTEMA INTEGRADO DEL MANTENIMIENTO Y PRODUCCIÓN.....	103
FIGURA. 44. TURBINA DE GAS LM6000PC.....	116
FIGURA. 45. TURBO GRUPO	118
FIGURA. 46. CONFIGURACIÓN TÍPICA DEL TURBOGRUPO TURBINA.....	119
FIGURA. 47. TURBINA LM6000.....	120
FIGURA. 48. DESPIECE DE TURBINA LM6000	121
FIGURA. 49. TURBINA DE GAS AERODERIVADA CON EJE CONCÉNTRICO.....	121
FIGURA. 50. SISTEMA ENTRADA DE AIRE TURBOGRUPO	122
FIGURA. 51. GENERADOR BRUSH	124
FIGURA. 52. CONEXIÓN DEL GENERADOR.....	126
FIGURA. 53. CUBÍCULO LINESIDE (DERECHA) Y CUBÍCULO NEUTRAL PUESTA A TIERRA (IZQUIERDA)	127

FIGURA. 54. DIAGRAMA COMPONENTES PRINCIPALES DEL GENERADOR	128
FIGURA. 55. IMÁGENES DE CAMBIO DE TURBINAS LM6000PC	132
FIGURA. 56. GRUPO NATURAL DE TRABAJO PARA CRITICIDAD Y RCM	138
FIGURA. 57. MATRIZ DE CRITICIDAD TERMOELÉCTRICA DE SURIA.....	144
FIGURA. 58. MATRIZ DE VALORACIÓN DE RIESGOS – RAM ECOPETROL S.A.....	145
FIGURA. 59. GRAFICA DE PORCENTAJE EQUIPOS POR CRITICIDAD	146
FIGURA. 60. TAXONOMÍA GDA TÉRMICAS	155
FIGURA. 61. BLOQUE PRINCIPAL TERMOSURIA.....	156
FIGURA. 62. BLOQUES SISTEMAS PRINCIPALES TERMOSURIA	157
FIGURA. 63. BLOQUES SISTEMA TURBOGRUPO TERMOSURIA.....	157
FIGURA. 64.. BLOQUES SUBSISTEMAS TURBINA LM6000PC TERMOSURIA	158
FIGURA. 65. BLOQUES COMPONENTES TURBINE TERMOSURIA.....	158
FIGURA. 66. BLOQUES SUBSISTEMAS GENERADOR ELÉCTRICO BRUSH	159
FIGURA. 67. BLOQUES AUXILIARES TERMOSURIA	160
FIGURA. 68. BLOQUE COMPONENTES MOTOR ELÉCTRICO.....	160
FIGURA. 69. DIAGRAMA CICLO PHVA PARA EL PROYECTO	161
FIGURA. 70. DIAGRAMA TÉCNICO - PROCESO	165
FIGURA. 71. DIAGRAMA DE LÍMITES DE SISTEMA Y SUBSISTEMAS PARA UNA TURBINA DE GAS.....	166
FIGURA. 72. DIAGRAMA DE LÍMITES DE SISTEMA Y SUBSISTEMAS PARA UN MOTOR ELÉCTRICO.....	169
FIGURA. 73. DIAGRAMA LÍMITES DE SISTEMA Y SUBSISTEMAS PARA UN GENERADOR ELÉCTRICO.....	175
FIGURA. 74. GRAFICA CONTRIBUCIÓN IMPACTO OPERACIONAL MODELO A TRES (3) AÑOS	190
FIGURA. 75. HORAS HOMBRE POR TIPOS DE MANTENIMIENTO	191
FIGURA. 76. GRAFICA NÚMERO DE INTERVENCIONES POR MANTENIMIENTOS CORRECTIVOS	192
FIGURA. 77. GRAFICA DE CONTRIBUCIÓN A LA INDISPONIBILIDAD POR CAUSAS.....	193
FIGURA. 78. GRAFICA DE CONTRIBUCIÓN POR INTERVENCIÓN	195

FIGURA. 79. PROYECCIÓN DE COSTOS PARA INTERVENCIONES A 8640 HORAS	200
FIGURA. 80. GRAFICA COSTOS VS. AHORROS.....	201
FIGURA. 81. GRAFICA DE COSTOS POR TIPO DE MANTENIMIENTO	202
FIGURA. 82. GRAFICA DE NÚMERO D INTERVENCIONES CORRECTIVAS.....	204
FIGURA. 83. GRAFICA CONTRIBUCIÓN IMPACTO ECONÓMICO MODELO A UN (1) AÑO...	205

LISTA DE TABLAS

	Pág.
TABLA 1 CAPACIDAD DE GENERACIÓN TÉRMICAS APIAY	31
TABLA 2 TABLA RESUMEN DIAGRAMA PARETO	50
TABLA 3 DIAGRAMA FORMATO AMEF	79
TABLA 4 HOJA DE DECISIÓN RCM II	91
TABLA 5. COMPONENTES DEL ANÁLISIS DOFA	104
TABLA 6 MATRIZ DOFA TERMOELÉCTRICA DE SURIA	110
TABLA 7. NORMATIVA CORRESPONDIENTE.....	114
TABLA 8. CARACTERÍSTICAS DE LA TURBINA	117
TABLA 9. CARACTERÍSTICAS DEL GENERADOR ELÉCTRICO	124
TABLA 10. FASES DE ESTUDIO DEL PROYECTO	133
TABLA 11. PONDERACIÓN DE CRITICIDAD POR OCURRENCIA.....	139
TABLA 12. PONDERACIÓN DE CRITICIDAD POR IMPACTO OPERACIONAL	139
TABLA 13. PONDERACIÓN DE CRITICIDAD POR TIEMPO MEDIO POR REPARACIÓN	140
TABLA 14. BANDAS DE CRITICIDAD	141
TABLA 15. TABLA RESUMEN CRITICIDAD DE EQUIPOS PRIMARIOS TURBOGRUPO	142
TABLA 16. PONDERACIÓN DE CRITICIDAD POR COSTOS DE MANTENIMIENTO	143
TABLA 17. PONDERACIÓN DE CRITICIDAD POR SEGURIDAD INDUSTRIAL, AMBIENTE Y SALUD OCUPACIONAL	143
TABLA 18. CRITERIOS DE ACEPTABILIDAD VALORACIÓN DE CON SECUENCIAS Y CRITICIDAD DE FALLAS	145
TABLA 19. FMECA DE PLANTA TERMOSURIA	146
TABLA 20. FMECA DE PLANTA TERMOSURIA	147
TABLA 21. FMECA DE PLANTA TERMOSURIA	147
TABLA 22. FMECA DE PLANTA TERMOSURIA	148
TABLA 23. AMEF TURBINA AERODERIVADA	149

TABLA 24. FMEA DE EQUIPOS AUXILIARES TURBOGRUPO.....	151
TABLA 25. FMEA DE EQUIPOS AUXILIARES TURBOGRUPO.....	152
TABLA 26. FMEA DE EQUIPOS AUXILIARES TURBOGRUPO.....	153
TABLA 27. FMEA DE EQUIPOS AUXILIARES TURBOGRUPO.....	154
TABLA 28. ÁRBOL DE EQUIPOS Y JERARQUIZACIÓN	162
TABLA 29. SISTEMAS DE TURBOGRUPO.....	164
TABLA 30. CARACTERIZACIÓN PARA TURBINA AERODERIVADA GE LM6000.....	166
TABLA 31. TIPO DE CLASIFICACIÓN – TURBINA DE GAS.....	167
TABLA 32. CARACTERIZACIÓN PARA TURBINA 8 ETAPAS	167
TABLA 33. CARACTERIZACIÓN PARA TURBINA BAJA PRESIÓN (LPT)	168
TABLA 34. CARACTERIZACIÓN PARA SISTEMA SPRINT	168
TABLA 35. CARACTERIZACIÓN PARA MOTOR ELÉCTRICO EXTRACTOR TURBINA	169
TABLA 36. CARACTERIZACIÓN PARA MOTOR ELÉCTRICO EXTRACTOR TURBINA	170
TABLA 37. CARACTERIZACIÓN PARA MOTOR ELÉCTRICO BOMBA ARRANCADOR.....	170
TABLA 38. CARACTERIZACIÓN PARA SCI TURBOGRUPO.....	171
TABLA 39. CARACTERIZACIÓN PARA TRANSFORMADORES 13.8KV/480VAC 1500kVA	171
TABLA 40. CARACTERIZACIÓN PARA TRANSFORMADORES 1600kVA-34.5	172
TABLA 41. CARACTERIZACIÓN PARA COMPRESOR DE BAJA PRESIÓN (LPC).....	172
TABLA 42. CARACTERIZACIÓN PARA COMPRESOR DE ALTA PRESIÓN (HPC)	173
TABLA 43. CARACTERIZACIÓN PARA MOTOR ELÉCTRICO VENTILADOR GENERADOR	173
TABLA 44. CARACTERIZACIÓN PARA COMPRESOR DE AIRE INDUSTRIAL.....	174
TABLA 45. CARACTERIZACIÓN PARA GENERADOR ELÉCTRICO BRUSH.....	174
TABLA 46. ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO PARA TURBOGRUPO Y SISTEMAS AUXILIARES	177
TABLA 47. FRECUENCIAS DE MANTENIMIENTO A 1440 HORAS	177
TABLA 48. FRECUENCIAS DE MANTENIMIENTO A 2180 HORAS	178
TABLA 49. FRECUENCIAS DE MANTENIMIENTO A 2880 HORAS	178
TABLA 50. FRECUENCIAS DE MANTENIMIENTO A 3800 HORAS	179
TABLA 51. FRECUENCIAS DE MANTENIMIENTO A 4320 HORAS	179
TABLA 52. FRECUENCIAS DE MANTENIMIENTO A 8840 HORAS	179

TABLA 53. FRECUENCIAS DE MANTENIMIENTO A 17280 HORAS	180
TABLA 54. FRECUENCIAS DE MANTENIMIENTO A 25920 HORAS	180
TABLA 55. ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO PARA TURBOGRUPO LÍNEA MECÁNICA DE FRECUENCIA A 720 HORAS.....	180
TABLA 56. FRECUENCIAS DE MANTENIMIENTO MECÁNICO A 1440 HORAS.....	181
TABLA 57. FRECUENCIAS DE MANTENIMIENTO MECÁNICO A 2180 HORAS.....	181
TABLA 58. FRECUENCIAS DE MANTENIMIENTO MECÁNICO A 4320 HORAS.....	181
TABLA 59. FRECUENCIAS DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO A 720 HORAS.....	182
TABLA 60. FRECUENCIAS DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO A 1440 HORAS.....	182
TABLA 61. FRECUENCIAS DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO A 2180 HORAS.....	182
TABLA 62. FRECUENCIAS DE MANTENIMIENTO PARA TAREAS A EQUIPOS AUXILIARES A 2180 HORAS.....	182
TABLA 63. FRECUENCIAS DE MANTENIMIENTO PARA TAREAS A EQUIPOS AUXILIARES A 2180 HORAS.....	182
TABLA 64. FRECUENCIAS DE MANTENIMIENTO PARA TAREAS A EQUIPOS AUXILIARES A 4320 HORAS.....	182
TABLA 65. FRECUENCIAS DE MANTENIMIENTO PARA TAREAS A EQUIPOS AUXILIARES A 2160 HORAS.....	183
TABLA 66. FRECUENCIAS DE MANTENIMIENTO PARA TAREAS A EQUIPOS AUXILIARES A 8840 HORAS.....	183
TABLA 67. FRECUENCIAS DE MANTENIMIENTO PARA TAREAS A EQUIPOS AUXILIARES A 3654 HORAS.....	183
TABLA 68. FRECUENCIAS DE MANTENIMIENTO PARA TAREAS A EQUIPOS AUXILIARES A 8M	183
TABLA 69. FRECUENCIAS DE MANTENIMIENTO PARA TAREAS A EQUIPOS AUXILIARES A 6M	184
TABLA 70. PLAN DE MANTENIMIENTO SEGÚN FABRICANTES POR EQUIPO	185
TABLA 71. FALLAS COMUNES RCM TERMOSURIA V1.....	188
TABLA 72. FALLAS COMUNES RCM TERMOSURIA V2.....	189
TABLA 73. INDISPONIBILIDAD POR CAUSA	194

TABLA 74. CONTRIBUCIÓN NÚMERO DE INTERVENCIONES POR CAUSA	195
TABLA 75. CARTAS DE MANTENIMIENTO TAREAS DEL CMMS ISOGRAPH AWB.....	197
TABLA 76. CARTAS DE MANTENIMIENTO TAREAS DEL CMMS ISOGRAPH AWB.....	198
TABLA 77. CARTAS DE MANTENIMIENTO TAREAS DEL CMMS ISOGRAPH AWB.....	199
TABLA 78. PROYECCIÓN COSTOS Y EFECTOS DE MANTENIMIENTO	201
TABLA 79. PROYECCIÓN DE COSTOS Y TIEMPO POR TIPO DE MANTENIMIENTO	202
TABLA 80. INTERVENCIONES CORRECTIVAS Y COSTOS	204
TABLA 81. CAUSA Y COSTOS.....	205
TABLA 82. DESCRIPCIÓN DEL PRESUPUESTO DEL PROYECTO	206

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. MÓDULO ELLIPSE CONSULTA DE RUTINAS DE MANTENIMIENTO.....	214
ANEXO B. PLANO VISTA FRONTAL TURBOGRUPO GE	214
ANEXO C. PLANO VISTA LATERAL POSTERIOR TURBOGRUPO GE.....	215
ANEXO D. PLANO VISTA SUPERIOR TURBOGRUPO GE	216
ANEXO E. PLANO VISTAS LATERAL DERECHA E IZQUIERDA TURBOGRUPO GE	217
ANEXO F. CONEXIONES TURBINA LM6000 GE	218

GLOSARIO

Turbina: Es el nombre genérico que se da a la mayoría de las turbomáquinas motoras. Éstas son máquinas de fluido, a través de las cuales pasa un fluido en forma continua y éste le entrega su energía a través de un rodete con paletas o álabes.

Termoeléctrica: Es una instalación empleada en la generación de energía eléctrica a partir de la energía liberada en forma de calor, normalmente mediante la combustión de combustibles fósiles como petróleo, gas natural o carbón. Este calor es empleado por un ciclo termodinámico convencional para mover un alternador y producir energía eléctrica.

CMMS: (Computerized maintenance management System) sistema de información de gestión de mantenimiento.

Confiabilidad: se define como la capacidad de un producto de realizar su función de la manera más prevista. De otra forma, la confiabilidad se puede definir también como la probabilidad en que un producto realice su función prevista sin incidentes por un periodo de tiempo especificado y bajo condiciones indicadas.

RCM: mantenimiento centrado en confiabilidad es el proceso que se utiliza para determinar lo que debe hacerse para asegurar que un elemento físico continúe desempeñando las funciones deseadas en su contexto operacional presente.

Falla: Pérdida de la función de un elemento o modo de falla.

FMEA: Análisis de modos y efectos de falla. (Por sus siglas en inglés Failure Mode Effect Analysis).

Modo de falla: Elemento físico que puede presentar una falla o avería.

Gasoducto: (*Natural Line*). Ducto usado para el transporte de gas combustible.

Inyección de gas: (*Air drive*) Proceso mecánico que proporciona en forma continua o intermitente gas o aire comprimido.

Riesgo: Medida de la probabilidad por la consecuencia de una falla.

MST's: Rutinas de mantenimiento proactivos, preventivas en ERP Ellipse.

MTTR: Tiempo medio de Reparación

MTBF: Tiempo medio entre fallas

APL's: Listado de partes generales de los equipos

NOX: Óxido Nitroso

SPRINT: Spray Intercooling

ERP: Sistemas de planificación de recursos empresariales (enterprise resource planning).

SAP: Systems, Applications & Products in Data Processing

RESUMEN

TÍTULO: Diseño de una estrategia de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad RCM, para una turbina de gas General Electric LM6000PC, en la Central Termoeléctrica -TERMOSURIA- de Ecopetrol GDA.

AUTORES: MIGUEL ARTURO BAUTISTA GARCÍA – NORRY FERNELI BERMEJO LEITON

PALABRAS CLAVES: Mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM); Enterprise Resource Planning (ERP); Sistemas, Aplicaciones y Productos para Procesamiento de Datos (SAP) y Módulo de Mantenimiento Preventivo (PM).

DESCRIPCION: El propósito de esta monografía es diseñar una estrategia de mantenimiento centrada en el RCM para una Turbina LM6000PC marca General Electric de la Empresa Ecopetrol, ubicada en la termoeléctrica de Suria km 21 vía Puerto López departamento del Meta, para que sea considerado para complementar con una nueva y actualizada estrategia de mantenimiento.

Para el desarrollo de este estudio, se analiza el estado actual de los modelos y técnicas que se estaban utilizando para el mantenimiento del equipo, y sus asistentes. Los fallos de estos sistemas se determinaron, así como las posibles soluciones que se centran en la misión del departamento de mantenimiento de la empresa.

El diseño de la estrategia con la aplicación del RCM en la turbina, inicia con la evaluación de la criticidad de los equipos, basándose en la Matriz de Criticidad de Factores Ponderados de Ecopetrol (ASP/RAM).

El análisis fue desarrollado por el facilitador y los técnicos de cada uno de los frentes de mantenimiento (instrumentación, eléctrico y mecánico). Adicionalmente, con la confiabilidad de los equipos nuevos y el histórico de fallas (que el equipo interdisciplinario determinó para los equipos más críticos de la planta), se estableció un modelo para la aplicación del RCM a los equipos analizados (basado en las siete preguntas básicas y el Análisis de los Modos y Efectos de fallas AMEF).

El listado de actividades de mantenimiento (preventivo, predictivo y detectivo) se tendrá organizado y listo para ser ingresado en el CMMS de la empresa (Sistema de Gestión de Mantenimiento Computarizado) y al Plan de Mantenimiento General de la Planta, de modo que el trabajo y las intervenciones puedan ser planificadas periódicamente con el fin de aumentar la confiabilidad, disponibilidad y mantenibilidad de la planta.

* Diseño de una estrategia de mantenimiento centrado en confiabilidad para para una turbina de gas General Electric LM6000PC en Térmicas Ecopetrol GDA.

**Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas. Especialización en Gerencia de mantenimiento. Director: Ing. Ángel Leonardo Pinilla.

SUMMARY

TITLE: Design and strategy of Reliability Centered Maintenance RCM, for a gas turbine GENERAL ELECTRIC LM6000PC in Central Thermoelectric -TERMOSURIA- of Ecopetrol GDA.

AUTHOR: MIGUEL ARTURO GARCIA BAUTISTA - NORY FERNELI BERMEO LEITON

KEYWORDS: Reliability Centered Maintenance (RCM); Enterprise Resource Planning (ERP); Systems, Applications, Products in Data Processing (SAP); and Preventive Maintenance (PM).

DESCRIPTION: The goal of this monograph is to design a strategy of Reliability Centered Maintenance -RCM- for a Turbine LM6000PC, brand General Electric of the Ecopetrol SA, located in the Thermoelectric Suria (km 21 road Villavicencio) - Puerto Lopez, which belongs to the Apiay Development Management in the Meta Department of Colombia. This is developed with the aim to consider the project to supplement a new and updated strategy maintainace for this equipment.

In order to develop this study, we analyze the current state of the models and techniques that have been used for the equipment maintenance, and the assistants. Failures of these systems were determined and also possible solutions focused on the mission in the maintenance department of the company.

The design of the strategy to the implementation of RCM in the turbine, starts with an evaluation of the state conditions of the equipments, based on Criticality Matrix of Weighted Factor of Ecopetrol (ASP / RAM), which was performed over one hundred forty seven (147) equipments.

The analysis was developed by the facilitator and technicians from each maintenance fronts (instrumentation, electrical and mechanical). Additionally, with the reliability of the new equipments and the historical failure (that the Interdisciplinary Team determined for critical equipments), we developed a model for the implementation of RCM to equipment analyzed (based on the seven basic questions and base on the Failure Modes and Effects Analysis -FMEA).

The list of maintenance activities (Preventive, Predictive and Detective); will be organized and ready to be entered into the CMS (Computerized maintenance management system) and into The General Maintenance Plan of the company, so that the work and interventions can be planned periodically in order to increase the reliability, availability and maintainability of the plant.

* Design a strategy for reliability centered maintenance for General Electric turbine gas LM6000PC Thermal Ecopetrol GDA.

** Faculty of Physical-Mechanical Engineering. Specialization in Management of maintenance. Director: Ing Angel Leonardo Pinilla..

INTRODUCCIÓN

El mantenimiento de una planta industrial generadora de energía es fundamental para garantizar la competitividad de las empresas del sector, la globalización de las empresas requiere que la gestión de mantenimiento garantice la disponibilidad de los equipos a un costo razonable con seguridad y cuidado de los recursos naturales.

El área de mantenimiento de una planta generadora de energía que en la actualidad presenta indicadores de desempeño como tiempo perdido por fallas presentadas en los equipos e indicadores de gestión solo permiten una mínima conclusión del estado de la unidad de generación, la y aplicación de las nuevas técnicas del mantenimiento para la gestión de los activos, ha jugado un papel fundamental en el crecimiento y desarrollo de las organizaciones a nivel mundial

Al estudiar la división de generación de energía eléctrica de Ecopetrol S.A analizando su misión y visión vemos que para que estas sean aplicables, efectivas o eficientes el departamento de mantenimiento juega un papel importante en el desarrollo de los proyectos en la misma división, por esta razón es responsabilidad del departamento de mantenimiento buscar nuevas campañas y alternativas que faciliten la excelente y correcta ejecución de las tareas.

Actualmente las metas de disponibilidad de los equipos de generación eléctrica no han logrado los resultados esperados, debido a que la gran demanda de energía hace que los equipos funcionen a su máxima capacidad, ocasionando fallas súbitas y frecuentes en los equipos, así como en los sistemas auxiliares de la unidad, tanto los rotativos como los estáticos, afectando la disponibilidad por el no suministro de energía y con una confiabilidad baja, lo que incrementa los costos de operación y mantenimiento.

Realizando un análisis al estado actual de los equipos y de la forma como se lleva el mantenimiento en esta división, se investiga entre los diferentes modelos o técnicas de mantenimiento y conservación de equipos la que más contribuya a que la misión y visión se lleven a cabo.

Gracias a la gran demanda de energía en la empresa se ve a necesidad de mantener operando los equipos de generación para lograr su competitividad y continuar con su estrategia de mantenimiento con el fin de cumplir con los requerimientos del mercado y a su vez cuidar el medio ambiente.

Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente en este proyecto se busca proponer y diseñar una solución mejor orientada al mejoramiento de todos los indicadores de mantenimiento y confiabilidad mediante la ejecución de análisis o metodologías comunes y conocidas durante el paso por la especialización y en paralelo con las siguientes herramientas que Ecopetrol S.A considera como las necesarias para realizar un mantenimiento de nivel mundial:

- Matriz DOFA aplicada al área de mantenimiento y la industria Energética
- Aplicación de la metodología RCM para el mantenimiento.
- Sistema de información para el mantenimiento

Luego de estudiar las necesidades con respecto a la operación y equipos se llega a la conclusión que la técnica de mantenimiento centrado en confiabilidad “RCM” es la más adecuada, ya que esta técnica se basa en mantener las funciones o el contexto operacional de los equipos para que así la operación continúe a bajo costo teniendo en cuenta el costo de los Down time.

En conclusión el propósito de esta monografía es el de elaborar un modelo de mantenimiento centrado en confiabilidad en el equipos principal de la planta.

1. CONTEXTUALIZACIÓN

1.1 ECOPETROL S.A

Figura. 1 Logo de la Empresa



Fuente: Ecopetrol S.A

1.1.1 Historia de Ecopetrol S.A

Ecopetrol es una Sociedad de Economía, de carácter comercial, organizada bajo la forma de sociedad anónima, del orden nacional, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, de conformidad con lo establecido en la Ley 1118 de 2006, regida por los Estatutos Sociales que se encuentran contenidos de manera integral en la Escritura Pública No. 5314 del 14 de diciembre de 2007, otorgada en la Notaría Segunda del Círculo Notarial de Bogotá D.C

La empresa surgió de los activos revertidos de la Concesión de Mares que adjudicó el presidente Rafael Reyes Prieto a la Tropical Oil Company, la cual empezó a operar en 1921 el pozo Infantas 2 y la posterior puesta en producción del Campo La Cira-Infantas, ubicado a 11 kilómetros al sur de Barrancabermeja y localizado a unos 300 kilómetros al nororiente de Bogotá.

Ecopetrol emprendió actividades en la cadena del petróleo como una empresa industrial y comercial del Estado, encargada de administrar el recurso hidrocarburífero de la nación, y creció en la medida en que otras concesiones revirtieron e incorporó su operación. En 1961 asumió el manejo directo de la

refinería de Barrancabermeja. Trece años después compró la Refinería de Cartagena, construida por Intercol en 1956. En 1970 adoptó su primer estatuto orgánico que ratificó su naturaleza de empresa industrial y comercial del Estado, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, cuya vigilancia fiscal es ejercida por la Contraloría General de la República. La empresa funciona como sociedad de naturaleza mercantil, dedicada al ejercicio de las actividades propias de la industria y el comercio del petróleo y sus afines, conforme a las reglas del derecho privado y a las normas contenidas en sus estatutos, salvo excepciones consagradas en la ley (Decreto 1209 de 1994)¹

- ***Ecopetrol S.A La Transformación***

Después de 61 años de existencia como una empresa industrial y comercial del estado, el gobierno nacional transformo a ECOPETROL S.A y la convirtió en una sociedad pública por acciones, vinculada al ministerio de minas y energía, según el decreto 1760 del año 2003.

De todas maneras, ECOPTROL S.A sigue siendo una empresa pública, donde el mayor accionista es la nación a través del ministerio de hacienda, con más del 99% de las acciones. Los otros accionistas minoritarios son cinco organismos del estado. El papel que jugaba ECOPETROL S.A. como administrar las reservas de petróleo y gas del país pasó a la agencia nacional de hidrocarburos (ANH), otro ente que se creó con el decreto 1760 y que dejo en manos de la ANH y el ministerio de minas y energía el manejo de la política petrolera de Colombia. Ahora será la ANH la que se encargue de administrar los recursos petroleros de propiedad de la nación y contratar con terceros la explotación de los recursos.

Ecopetrol S.A., por su parte, tendra que acudir ante la ANH, como cualquier compañía petrolera, para solicitar bloques para la explotacion y exploracion y

¹ www.ecopetrol.com.co/nuestrahistoria

debera competir con los socios privados en igualdad de condiciones. De igual manera esté empresa cuenta:

1.1.2 Misión

Maximizar el valor a los accionistas en forma sostenible mediante la gestión eficiente, rentable y segura de la cadena productiva del petróleo, gas, sus derivados y combustibles alternativos, en Colombia al cliente y a sus socios, brindando oportunidades atractivas de desarrollo a nuestro personal, y actuando con responsabilidad social y ambiental.

1.1.3 Visión

Ecopetrol S.A. será reconocida como la empresa líder en Colombia y Latinoamérica en el negocio integrado del petróleo, gas, sus derivados y combustibles alternativos, apoyada principalmente en la capacidad y compromiso de su equipo humano.

1.1.4 Vicepresidencia de Producción

Son responsables de maximizar el recobro de las reservas de hidrocarburo y optimizar la tasa de producción de los yacimientos, de manera rentable y mediante un desarrollo sostenido.

Realizan la explotación óptima de los campos por medio de los procesos de extracción, recolección, tratamiento, almacenamiento, bombeo o compresión de hidrocarburos.

Cuentan con seis (6) gerencias para el manejo de 95 campos activos de operación directa y se tiene participación en 171 campos activos con terceros mediante la figura de contratos de asociación, que permite ser el primer productor de hidrocarburos del país.

Figura. 2. Organigrama Ecopetrol

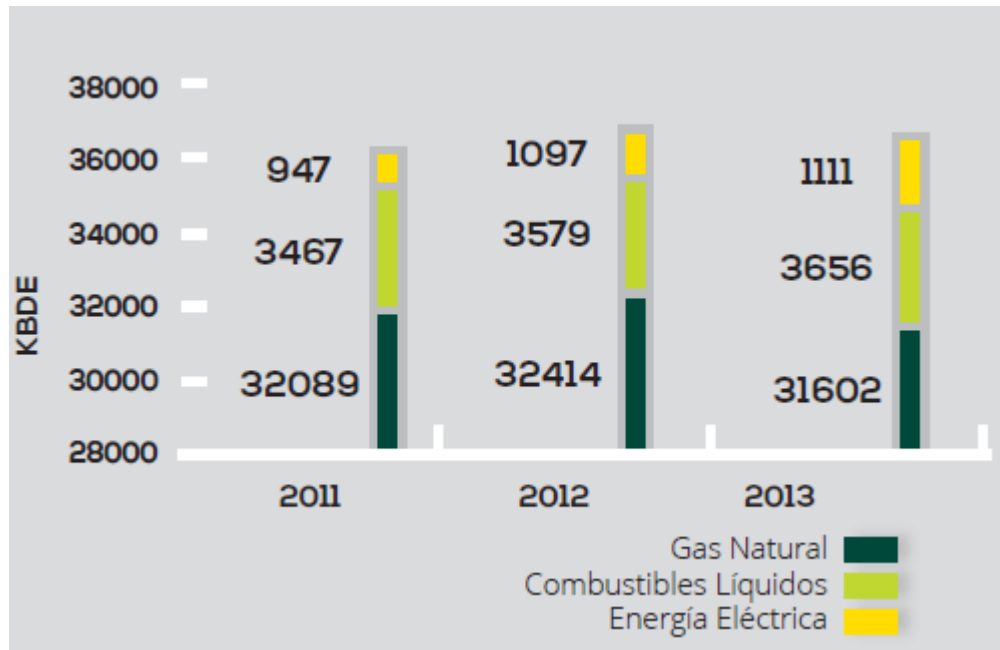


Fuente: Ecopetrol

Consumo de energía

El consumo energético en 2013 fue de 36.369 Barriles Equivalentes de Crudo por Día (BPED) esto representa una disminución del 1,94% respecto al 2012, año en el que alcanzó los 37.090 BPED. Por su parte, el consumo de gas natural disminuyó un 2,5% respecto al 2012, mientras que los combustibles líquidos subieron 1,02% y la energía eléctrica aumentó un 1% (ver gráfico 3).

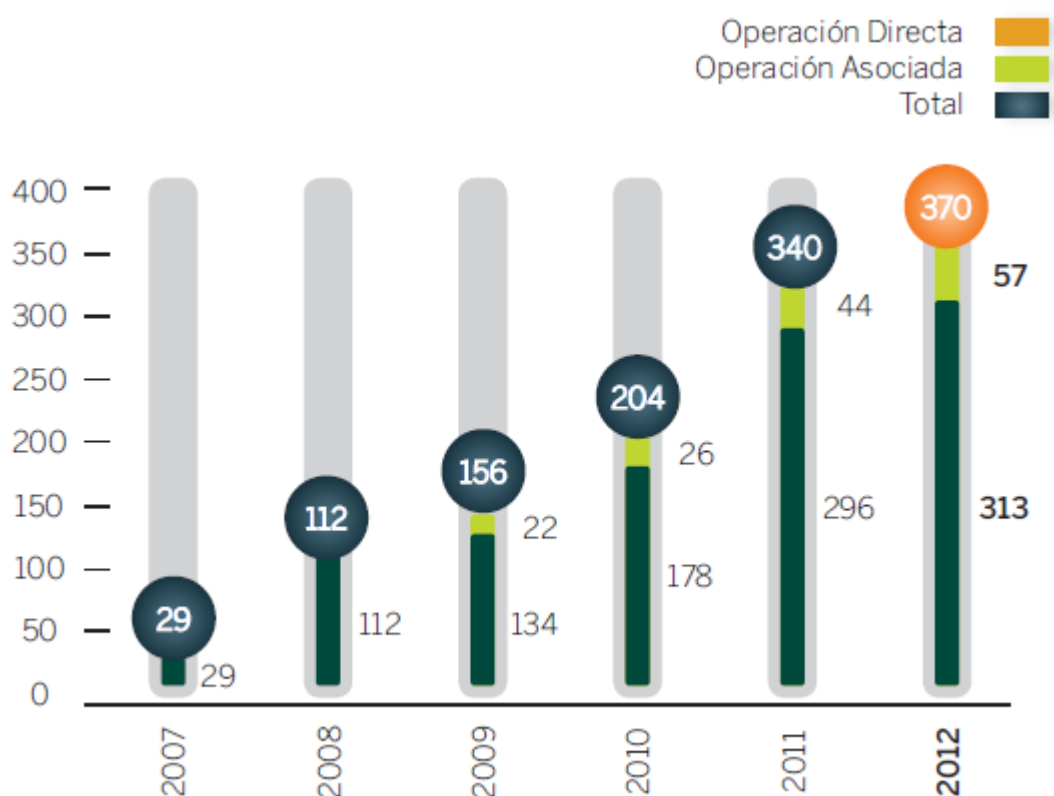
Figura. 3. Grafica Consumo energético Ecopetrol



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Ejecutiva del Downstream

En abril de 2013 se dio inicio al nuevo esquema de suministro de energía eléctrica no regulada, con el fin de garantizar la demanda proyectada para la operación de Ecopetrol durante el periodo 2013–2018, logrando un esquema de energía costo-eficiente, que reduce el riesgo de suministro del recurso. Durante 2013 el consumo de energía eléctrica no regulada fue de 581 GWh/año. Este consumo representa un cubrimiento del 100% de los datos de compra de energía no regulada que incluye la operación directa, la operación de las filiales de transporte (Cenit, Ocesa, Oleoducto de Colombia, Bicentenario) y de la filial en refinación (Reficar). En 2013 la compra de energía ascendió a 575 GWh, valor inferior en 23% al registrado en 2012, a causa de mejoras técnicas e inclusión de nuevos requerimientos en los proyectos de las áreas operativas que modificaron la demanda energética. En 2014 se continuará el trabajo conjunto con los comercializadores de energía para adelantar planes de acción con los operadores, que permitan tener mejores niveles de confiabilidad en el suministro de energía en la red y mejor tiempo de respuesta ante fallas en el sistema.

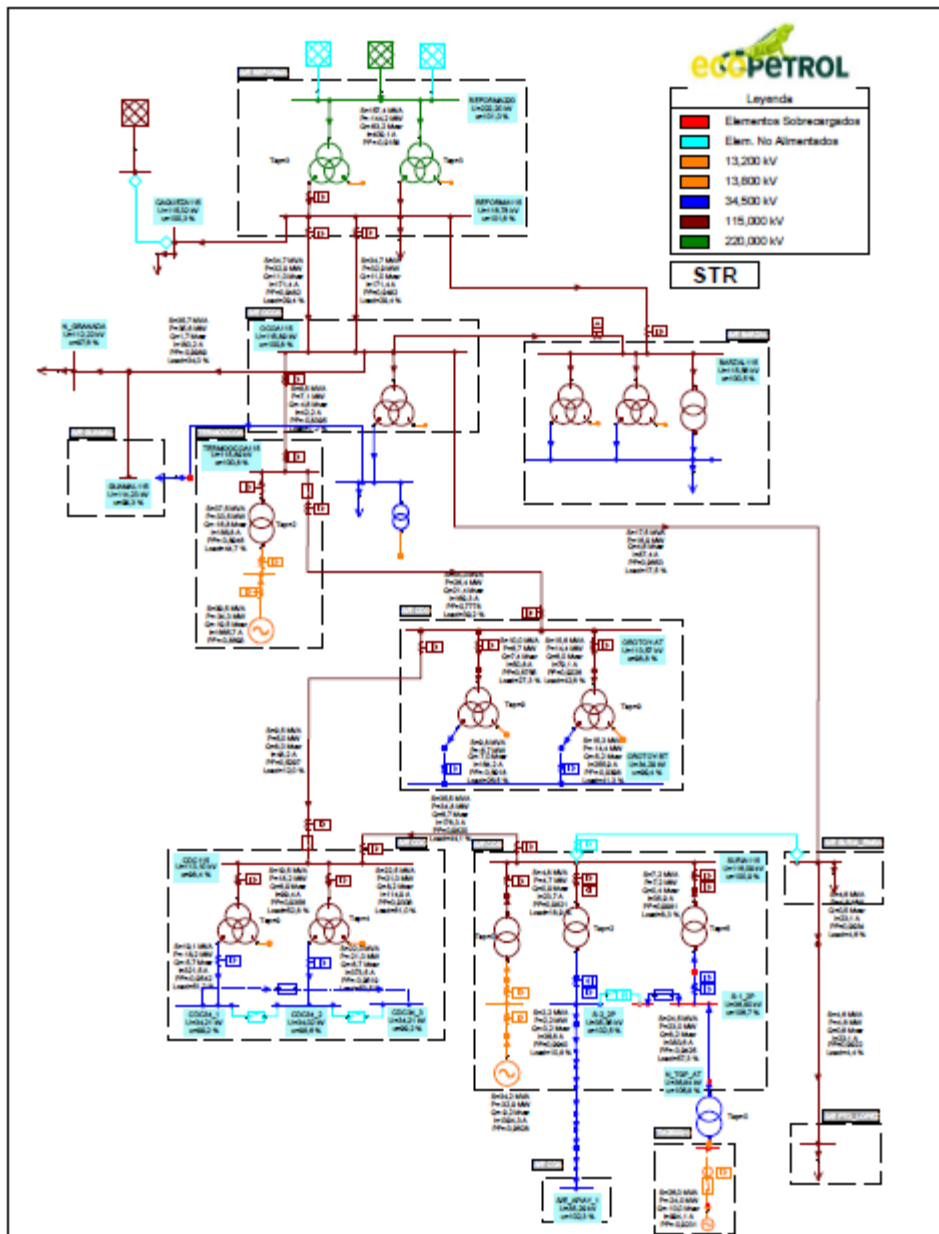
Figura. 4. Comportamiento histórico nuevos pozos



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Ejecutiva de Exploración y Producción

Las actividades de abandono de pozos comenzaron en 2007, lo que se ha ido incrementado gracias al seguimiento de los pozos inactivos existentes en los diferentes campos de operación directa y asociada. En el gráfico 33 se observa el comportamiento histórico del abandono físico de pozos. Desde 2012 existe una información más completa que permite distinguir entre los pozos que han sido abandonados, aquellos en que ha habido desmantelamiento de facilidades y en los sitios en que se ha logrado finalizar la recuperación ambiental, es decir, que han completado el ciclo de abandono. En tal sentido, en 2012 en operación directa y asociada, se realizó el abandono físico de 370 pozos, desmantelamiento de 668 instalaciones y la recuperación ambiental de 137 sitios

Figura. 5. Unifilar SIN – Ecopetrol Meta



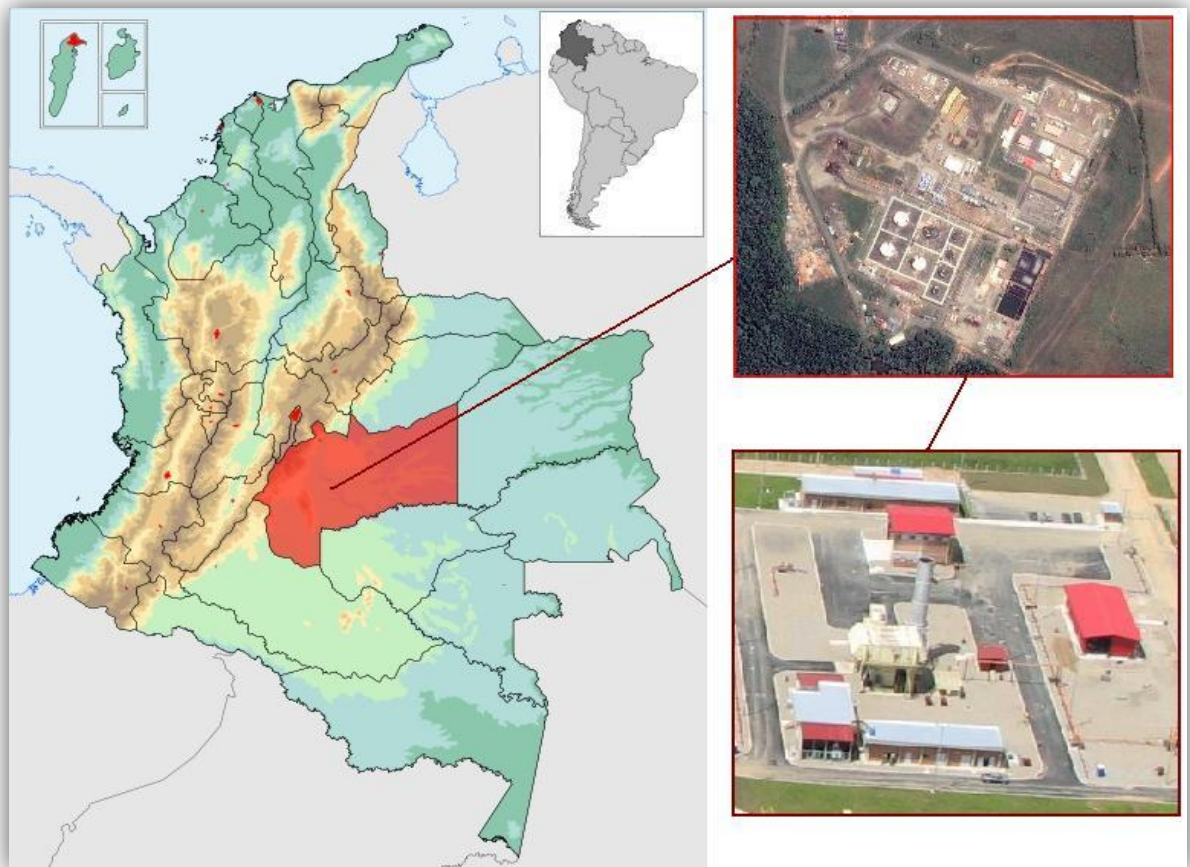
Fuente: Ecopetrol

1.1.5 Termoeléctricas GDA

Con el fin de garantizar el suministro eléctrico a los campo de la antigua Superintendencia de Operaciones Apiay hoy GDA, surge la idea de construir las termoeléctricas de Apiay, primero con la construcción de la termoeléctrica de Ocoa que se encuentra ubicada en el Km 5 vía Acacias y generando 40MW, para luego iniciar con la construcción de la termoeléctrica de Suria para complementar la creciente demanda de los nacientes campos en el Meta y Casanare.

Ubicación:

Figura. 6. Ubicación Geográfica Termosuria



1.1.6 Termoeléctrica de Suria

Termosuria genera 38 MW para los campos de Ecopetrol S.A

Termosuria tiene como objetivo mantener la suficiencia energética de los campos Apiay, Suria, Reforma-Libertad, Castilla y Chichimene, así como soportar las necesidades de energía requerida por los nuevos pozos de producción perforados en estos campos. Al finalizar el año entrarán en operación cerca de 61 nuevos pozos de producción y en el 2015 la empresa tiene proyectado perforar una cantidad superior de pozos en esta área.

Figura. 7. Vista Aérea de Termosuria y Estación Suria GDA-ECP



Adicionalmente Termosuria está en la capacidad de respaldar el Sistema Energético Departamental, solo en caso de emergencias o contingencias mayores del Sistema Eléctrico Nacional (SIN), tal como ha ocurrido en ocasiones anteriores con la planta térmica de Ocoa.

Tabla 1 Capacidad de Generación Térmicas Apiay

Planta	Unidad	Potencia Instalada
Termosuria	LM6000PC	40 MW
Termosuria	LM6000PC (En construcción)	40MW
Termosuria	TM2500+	25MW
Termocoa	LM6000PC	40MW

Termosuria tuvo una inversión superior a los US\$15 millones y su construcción generó más de 150 empleos directos para las comunidades de la zona de influencia del proyecto. Siguiendo el proceso de expansión de la planta se tiene operando una turbina TM2500+ con potencia instalada de 25MW y está en construcción una nueva unidad LM6000PC para suplir las necesidades de los campos.

Figura. 8 Vista Aérea de Termosuria GDA-ECP.



Esta nueva termoeléctrica fortalece el sistema energético de Ecopetrol S.A en el Meta y continúa consolidando el desarrollo del programa de Crudos Pesados de Ecopetrol en el departamento.

1.1.6.1 Políticas Corporativas Integradas al Sistema de Gestión

- **Política de Calidad.** Ecopetrol Termosuria se comprometerá a que en su totalidad de los colaboradores, en sus principales temas:
- **Ética y Transparencia:** Enmarcar las actuaciones de la empresa en la ética y la transparencia y provenir de otros, todo fraude, corrupción y el lavado de activos.
- **Compromiso con la Vida:** Todo cumplimiento de los derechos humanos y la protección ambiental, están presentes en toda la actividad de la empresa. En consecuencia se valora la diversidad cultural, la coeficiencia, biodiversidad para construir acciones efectivas.
- **Ambiente de Trabajo:** Mitigar y eliminar los riesgos generados como consecuencia de la operación con la generación de un ambiente de trabajo en condiciones segura para favorecer el bienestar integral.
- **Excelencia Operacional:** Fijamos metas desafiantes, basados en altos estándares de desempeño, la gestión eficiente de los recursos y la mejora continua de nuestros procesos y operaciones. Reconocemos la existencia de riesgos que pueden afectar el logro de nuestros objetivos y la continuidad del negocio.
- **Desarrollo Sostenible:** Aseguramos el logro de objetivos empresariales en el largo plazo basados en el equilibrio económico, social y ambiental. Participamos activamente en la solución de problemas que afecten a las comunidades de las que hacemos parte.
- **Información y Comunicación:** Gestionamos la información para la toma de decisiones efectivas. Divulgamos información relevante para nuestros

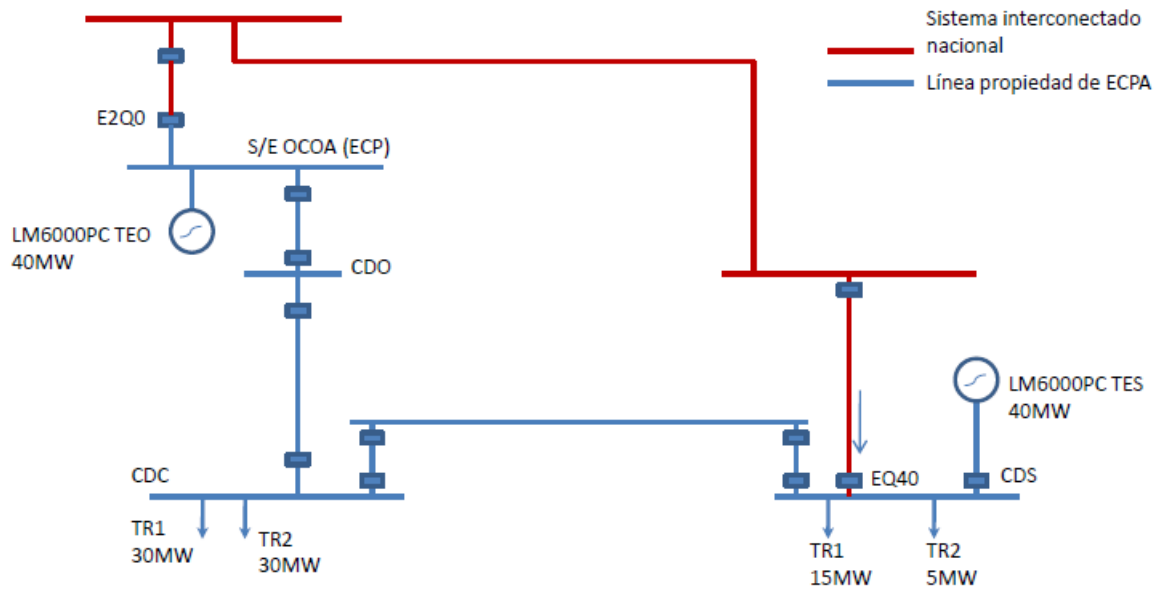
grupos de interés, sujetos a consideraciones de confidencialidad y el respeto a la normatividad sobre la propiedad intelectual.

- **Conocimiento e Innovación:** Consideramos la gestión del conocimiento, la tecnología y la innovación como factores fundamentales para la generación de valor y ventajas, competitivas para la organización. Fortalecemos el aprendizaje organizacional, incorporando nuevos conocimientos y las mejores prácticas de la industrial.

1.1.6.2 Organigrama del Mantenimiento Térmicas GDA

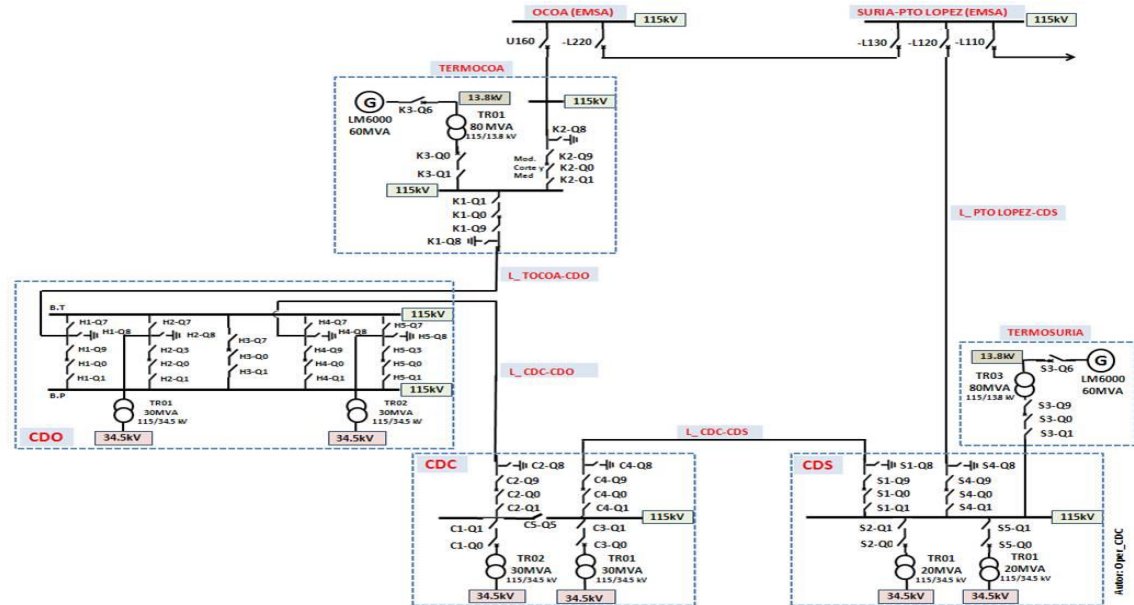
Todas las labores ejecutadas en el mantenimiento constituyen todo tipo de actividades en las que se ofrecen a los grupos anexos o de interés, al cliente interno (producción) la posibilidad de contar con los activos bajo una disponibilidad, a través de las diferentes técnicas de mantenimiento correctivo, preventivo y predictivo en cada uno de los equipos que se requiera; debido a esto se cuentan con una serie de recursos tanto humanos como de materiales y herramientas para lograr la meta establecida.

Figura. 10. Diagrama Unifilar de la Configuración del sistema de Potencia Eléctrica Ecopetrol.



Fuente: Ecopetrol S.A

Figura. 11. Unifilar Sistema Eléctrico Apiay GDA

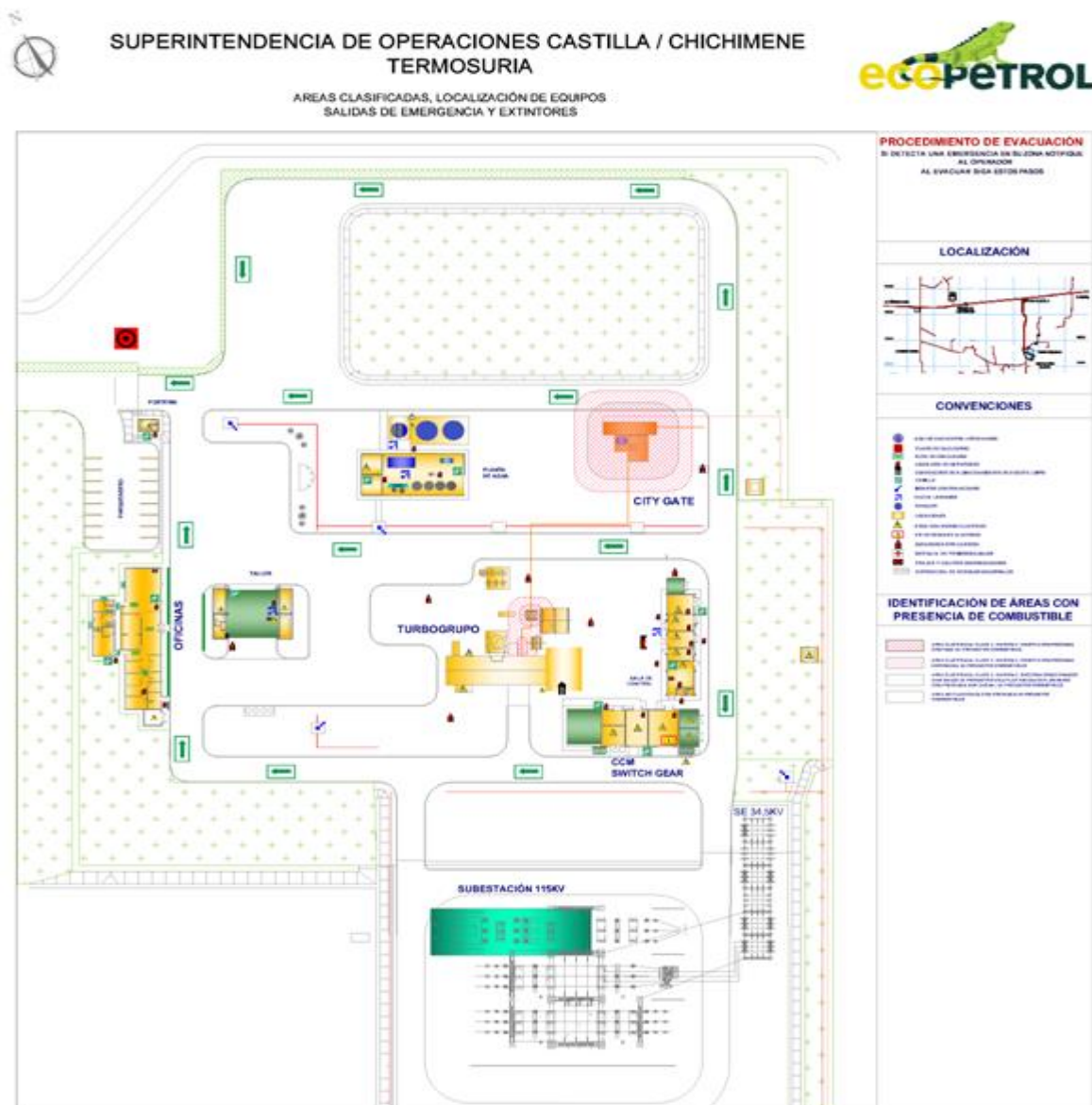


Fuente: Ecopetrol S.A

1.1.6.4 Historia de la Unidad

Después de comenzar la generación eléctrica en la termoeléctrica de Ocoa, Ecopetrol se ve en la obligación de la construcción de una nueva termoeléctrica para poder atender toda la creciente demanda de los nuevos pozos en el Meta, para esto se comienza la construcción y puesta en marcha de la termoeléctrica de Suria con una turbina LM5000, la cual es repotenciada a LM6000 para tener más generación en la Térmica Ecopetrol.

Figura. 12. Diagrama Plott Plan Termosuria



Fuente: Ecopetrol

El jueves 10 de septiembre de 2009 inicia operación la Central Termoeléctrica de Suria, Termosuria, un generador con capacidad instalada de 40 MW. Esta Termoeléctrica, que funciona utilizando el gas producido en Apiay, que aumenta la capacidad de generación de energía eléctrica para atender la demanda de energía de los campos de Ecopetrol en el Meta.

Para este año 2015 la Unidad cumple sus 50.000 horas de operación motivo el cual por recomendación del fabricante y por predictivos realizados se dispondrá a realizar el Overhaul del equipo, motivo el cual también se hizo oportuno actualizar la estrategia de mantenimiento con un análisis RCM para la unidad nueva entrante.

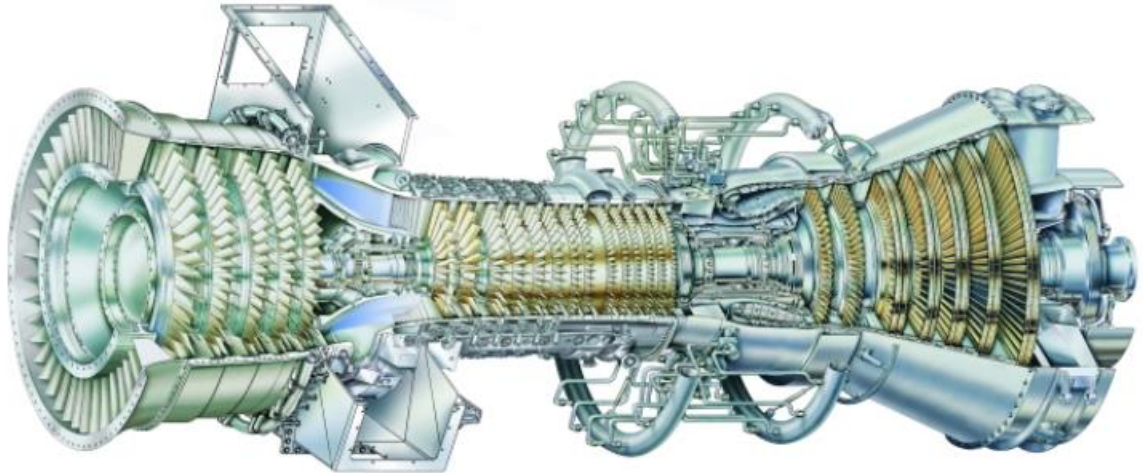
Figura. 13. Imagen Turbo Grupo Termoeléctrica de Suria Ecopetrol S.A



1.1.6.5 Productos de la Unidad

La turbina *General Electric LM6000* es un turbo-eje que funciona con gas como combustible. El LM6000PC se deriva de la CF6-80C2 aviones turbofan. Tiene adiciones y modificaciones diseñadas para que sea más adecuado para la propulsión de barcos, generación de energía industrial, y el uso marina de generación de energía. Estos incluyen un ampliado eje de sección para convertir empuje en el eje de poder, apoyos y puntales para el montaje en un acero o cubierta de hormigón, y reelaborados paquetes de controles para la generación de energía. Se ha encontrado un amplio uso incluyendo plantas de energía en horas pico, rápidos transbordadores y de alta velocidad de los buques de carga.

Figura. 14. Paquete Turbina LM6000-PC Aeroderivada a Gas (43-50MW)



Fuente: General Electric Company

Como conclusión la unidad se encarga de convertir la energía térmica generada por la quema del gas combustible, en energía mecánica que a su vez es transmitida por un eje central así a un generador eléctrico.

LM6000-PC paquete de turbinas de gas aeroderivadas de GE muestra un compromiso por la energía limpia con una flexibilidad de combustible más allá de los combustibles fósiles tradicionales, una turbina de gas aeroderivada que puede ejecutarse en una de las formas más limpias como el bio-combustible, el etanol de caña de azúcar de Brasil. En lugar de utilizar el combustible diésel, el LM6000-PC se ejecuta en el etanol puede generar energía equivalente al tiempo que reduce las emisiones de NOx, CO2 y SO2, así como el consumo de agua de dilución.

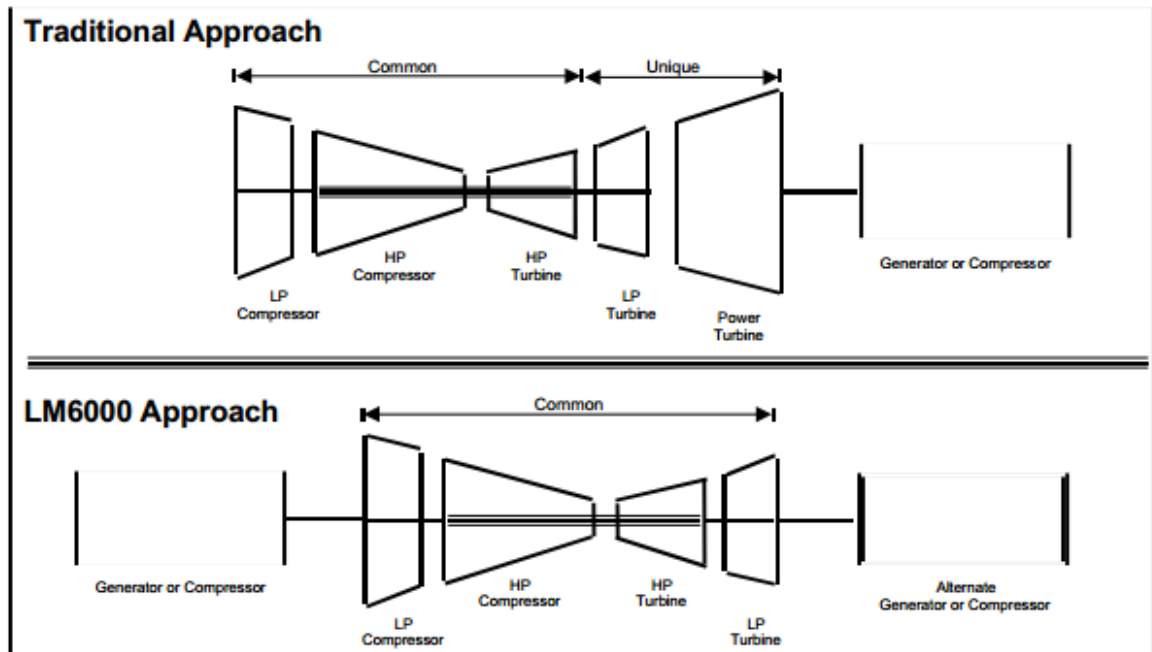
- Beneficios Ambientales
 - Eliminar el 100% de las emisiones de dióxido de azufre, aproximadamente 73 toneladas métricas
 - Evite 6.500 toneladas métricas de emisiones de CO2, lo que equivale a la producción de más de 1.800 coches

- Evite aproximadamente 3.3 toneladas métricas de emisiones de NOx
- Reducir el consumo de agua por aproximadamente 20 millones de litros

- Características principales
 - SPRINT paquete opcional con una mayor potencia y eficiencia
 - Disponible tanto para aplicaciones de 50 Hz y 60 Hz
 - La potencia total en 10 minutos
 - 12% más de potencia que el estándar de 50 Hz LM6000
 - 30% de aumento de potencia de salida en 90 ° F (32 ° C) de temperatura ambiente
 - Rendimiento térmico mejorado en todo el rango de temperatura ambiente
 - Mejora de las condiciones de escape para aplicaciones de ciclo combinado
 - De carga base, ciclismo, y la operación en horas pico
 - Instalación rápida y fácil mantenimiento in situ con diseño compacto y modular y construcción

- Especificaciones básicas
 - ALIMENTACIÓN RANGO: 43-50 MW
 - FIABILIDAD: 99%
 - EFICIENCIA: + 41% en ciclo simple; + 52% en ciclo combinado
 - Velocidad de la turbina: 3600 rpm

Figura. 15. Diagrama de turbina LM6000



Fuente: General Electric

1.1.6.6 Proceso de Generación Eléctrica

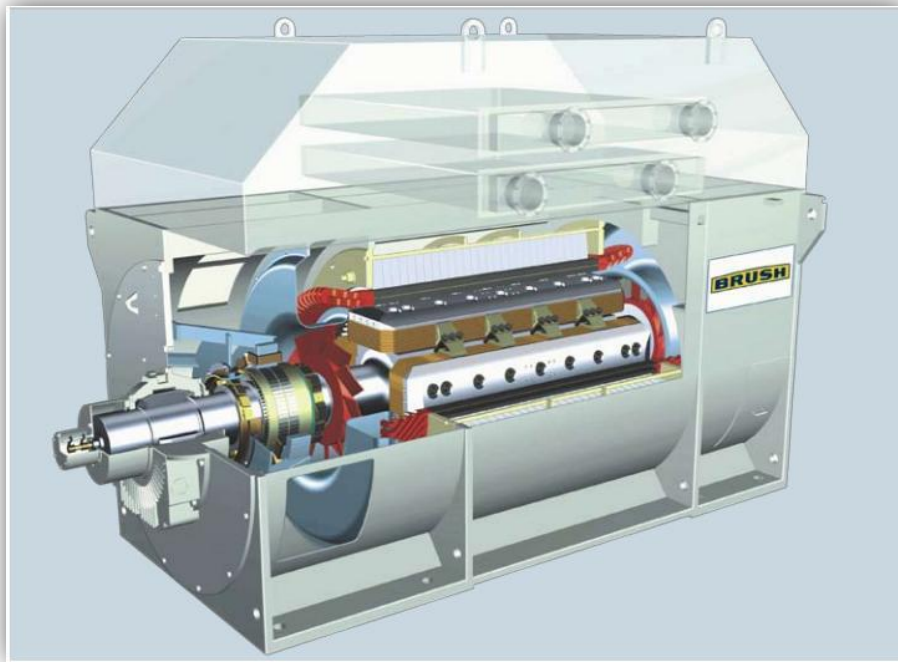
La energía mecánica transmitida por la turbina es conducida por un eje primario a un *generador eléctrico* sin escobillas capaz de mantener una diferencia de potencial eléctrico entre sus puntos (llamados polos, terminales o bornes) transformando la energía mecánica en eléctrica. Esta transformación se consigue por la acción de un campo magnético sobre los conductores eléctricos dispuestos sobre una armadura (denominada también estator). Si se produce mecánicamente un movimiento relativo entre los conductores y el campo, se generará una fuerza electromotriz (F.E.M.). Este sistema está basado en la ley de Faraday.

Aunque la corriente generada es corriente alterna, puede ser rectificadas para obtener una corriente continua. En el diagrama adjunto se observa la corriente

inducida en un generador simple de una sola fase. La mayoría de los generadores de corriente alterna son de tres fases.

El proceso inverso sería el realizado por un motor eléctrico, que transforma energía eléctrica en mecánica.

Figura. 16. Diagrama Generador Eléctrico Brush

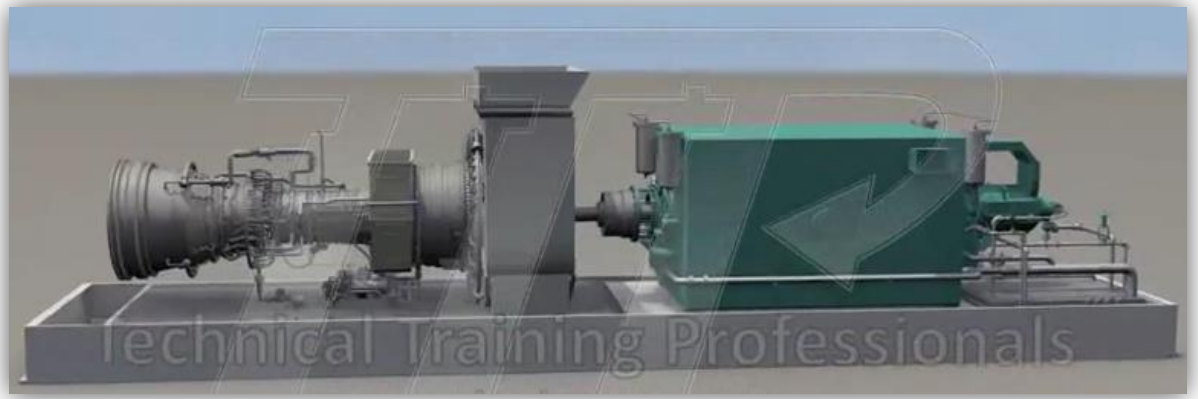


Fuente: BRUSH

- CARACTERÍSTICAS:
 - Simplemente diseño de la cimentación.
 - Número mínimo de componentes individuales de la central eléctrica.
 - Todos los generadores son probados en fábrica, reduciendo las pruebas en sitio y el tiempo de puesta.
 - Construcción modular que da un buen equilibrio entre la flexibilidad y la estandarización de los componentes para la construcción económica rápida.

- Sistema desarrollado totalmente adaptado fácilmente a cualquier diseño de la turbina.
 - Niveles de vibración de poco ruido y totalmente compatible con las disposiciones de las especificaciones estándar internacionales pertinentes, incluida la IEC, NEMA e IEEE.
-
- PLIEGO DE CONDICIONES:
 - Rango de salida es de 10 a 65MVA con capacidad de operación compensador síncrono
 - Rango de tensión de hasta 15 kV.
 - Rango de velocidad, 1.500 rev / min para el funcionamiento a 50 Hz y 1800 rev / min para el funcionamiento de 60 Hz.
 - Sin escobillas o excitación estática.
 - Individual final o una unidad final doble.

Figura. 17. Conexión Turbina-Generador



Fuente: <http://www.tectrapro.com/portfolio/combined-cycle-power-plants.html>

Figura. 18. Diagrama foto generador Brush BDAX 7 - 290 ER



Fuente: Brush

1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

En la industria de Hidrocarburos y Energía Colombiana, se han venido presentando varios errores con respecto a la administración de los activos de cada empresa, lo cual se refleja en una productividad baja, que desperdicia el verdadero potencial de las mismas, como por ejemplo la mala información que se tiene de mantenimiento e históricos de falla y la alta rotación del personal.

El sistema eléctrico de Ecopetrol S.A en el departamento del Meta; está formado por una red de distribución a, compuesta por cinco grandes centros de generación y distribución como son Centro de Distribución Castilla (CDC), Centro de Distribución Suria (CDS), Centro de Distribución Orotoy CDO, Termosuria y Termocoa; Esta red de distribución alimenta a las Gerencias de Castilla (GDT), Chichimene (GDH) y Apiay (GDA) en la parte Sur Oriental, en una línea de transmisión de 115kV, transformación 115/34.5kV y distribución 34.5kV, para sistemas de levantamiento artificial en pozos, sistemas de recolección en los campos, sistemas de tratamiento en las estaciones y baterías, sistemas de inyección de agua y disposición final de la misma, además del suministro a plantas de gas y refinería Apiay.

La Central Termoeléctrica de Suria, Termosuria, funciona utilizando el gas producido en Apiay, aumentando la capacidad de generación de energía eléctrica para atender la demanda de energía de los campos de Ecopetrol en el Meta y tiene como objetivo mantener la suficiencia energética de los campos Apiay, Suria, Reforma-Libertad, Castilla y Chichimene, así como soportar las necesidades de energía requerida por los nuevos pozos de producción perforados en estos campos. Al finalizar el año entrarán en operación cerca de 61 nuevos pozos de producción y en el 2015 la empresa tiene proyectado perforar una cantidad superior de pozos en esta área; para esta razón entrará una nueva unidad generadora para respaldar el Sistema Energético actual, para dejar de depender

en caso de emergencias o contingencias mayores del SIN (Sistema Eléctrico Nacional), en caso de emergencias o contingencias mayores tal como ha ocurrido en la actualidad.

Debido a los nuevos pozos de producción y para soportar las nuevas necesidades, la Termoeléctrica de Suria está en la ejecución del montaje de una nueva turbina LM6000PC la cual deberá entrar en funcionamiento en junio de 2015, y cuya estrategia de mantenimiento se deberá comenzar a realizar, tan pronto se entregue la documentación correspondiente. Esta unidad tendrá equipos rotativos, estáticos e instrumentación.

Por tal motivo el reto que se presenta es que a la fecha no se tiene un Plan de mantenimiento eficiente, para las unidades existentes (LM6000PC y TM2500+) ni para la nueva turbina en llegar, y para eso se realizara la estrategia del mantenimiento centrado en confiabilidad RCM, con personal de la planta, para que así llegar al objetivo, que es el de entregar a la Organización una Estrategia de Mantenimiento que asegure una continuidad, disponibilidad y confiabilidad en la operación, garantizando una vida del activo sostenible en su ciclo de vida.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo General

Diseñar un plan estratégico de mantenimiento basado en ingeniería de confiabilidad RCM para una turbina General Electric LM6000PC.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Efectuar un estudio de condiciones iniciales de operación de la turbina adscrita al departamento de mantenimiento de Termoeléctrica de Suria para establecer las fortalezas y debilidades de los procesos.

- Aplicar la Guía Mantenimiento Centrado en Confiabilidad, apoyados en la Norma SAE JA 1012; la Norma ISO 14224, Petroleum and natural gas industries —Collection and Exchange of reliability and maintenance data for equipment, para obtener una estrategia de mantenimiento para los siguientes tipos de equipos:
 - Mecánicos Rotativos.
 - Eléctricos, Instrumentación.
 - PSV'S, equipo crítico de Seguridad.

- Proponer un plan de mantenimiento basado en confiabilidad operacional para la Turbina LM6000PC, de acuerdo a la criticidad y definir indicadores de gestión para los equipos, los cuales serán clasificados en los siguientes tipos.
 - Estudios RCM Básicos
 - Gestión de activos

- Realizar proyección financiera del plan de mantenimiento e impacto en Termosuria.
- Diseño de un plan para la implementación de la propuesta RCM a la empresa mediante una análisis de modo de falla y efectos en el equipo.

1.4 JUSTIFICACIÓN

El impacto económico es el principal motivo para establecer estrategias que aumenten el tiempo de energía eléctrica disponible para Ecopetrol. Sumado a esto las estrategias de mantenimiento actuales de estas unidades no han sido reformadas desde su creación, y en una empresa como Ecopetrol S.A, caracterizada por ir a la vanguardia en uso de tecnología, métodos y

procedimientos que apalanquen el proceso de extracción de crudo, se debe tener un proceso energético que soporte adecuadamente la producción.

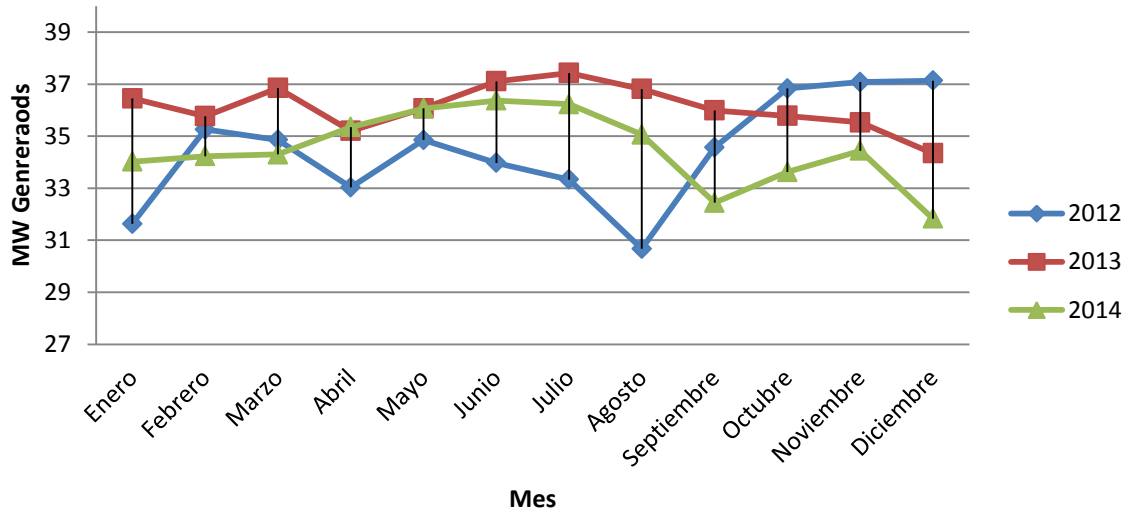
El presente trabajo pretende establecer un modelo de mantenimiento que apunte a reducir los tiempos de indisponibilidad de las unidades generadoras y los campos de producción de crudo, y establecer métodos que permitan actuar preventivamente ante las potenciales fallas que puedan presentarse en estos equipos, a la vez de satisfacer la necesidad de hacer algo diferente a los que se viene realizando en el mantenimiento de las unidades generadoras.

Como Justificación Teórica, se tiene el interés en profundizar sobre de los estándares que aplican a cada una de las metodologías para la obtención de una estrategia de mantenimiento, para este caso específico RCM, para presentar a Ecopetrol S.A un Modelo de Gestión para la Administración del Mantenimiento que cubra todos los equipos de la nueva Unidad de Generación que garantice la continuidad de la operación, mantener los altos estándares de seguridad para la operación, alta confiabilidad, mantenibilidad, sostenibilidad de los activos en el tiempo.

Con respecto a la identificación de los equipos críticos, se pretende estudiar la metodología, y dar las recomendaciones para la obtención final del Plan del mantenimiento, objeto que se alcanzará con la clasificación de los equipos, y la aplicación de una herramienta especial que desarrolle un estudio cuantitativo ó semi-cuantitativo, que haga la valoración del riesgo final, con base en la información que se le suministre (consecuencias y probabilidades que se identifiquen).

Como carácter metodológico, se quiere que el resultado del estudio ayude a la formulación final de la Estrategia de mantenimiento, que se relacionen a los objetivos específicos.

Figura. 19. Gráfico de Generación Últimos Tres Años



El resultado del estudio tendrá un carácter práctico, ayudará a mejorar los sistemas y procedimientos de la organización, dado que en la actualidad no existe un Plan de mantenimiento para la nueva Turbina de Generación.

1.4.1 Diagrama de PARETO Unidad

Figura. 20. Diagrama de PARETO Unidad

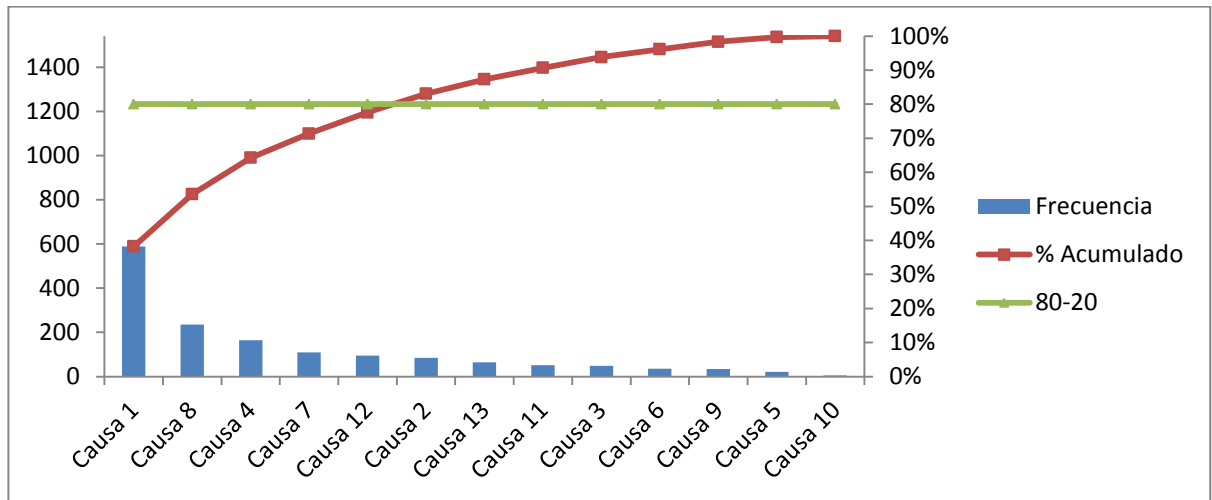


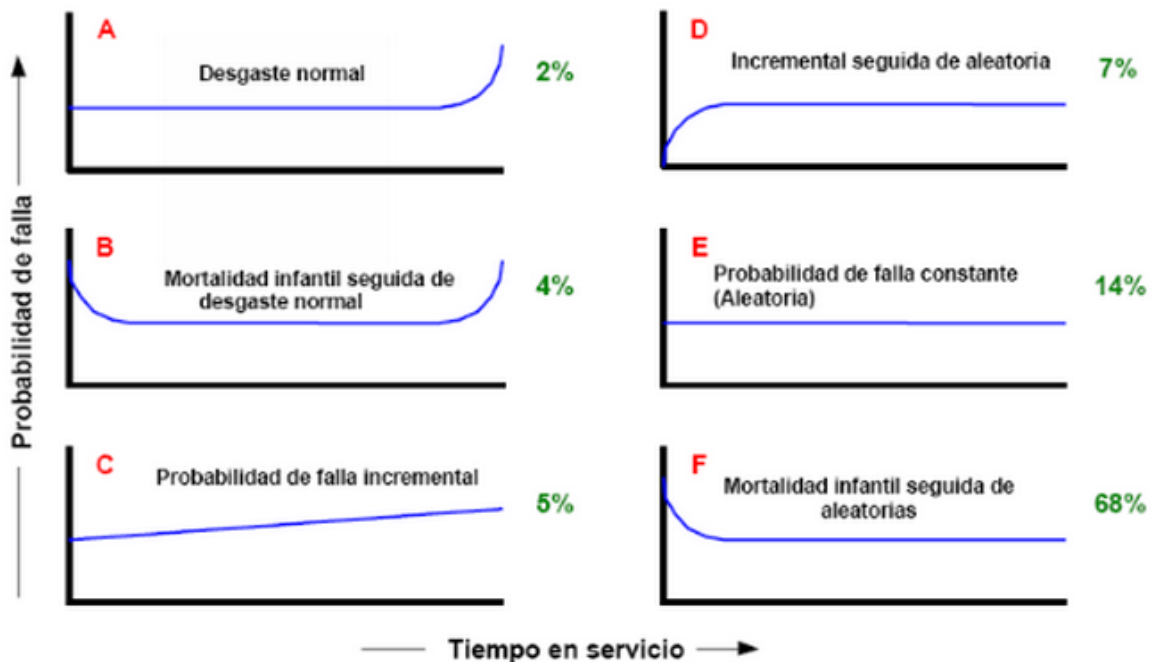
Tabla 2 Tabla Resumen Diagrama PARETO

CAUSA	ITEM	FRECUENCIA	%ACUMULADO
Instrumentación	Causa 1	589	38%
Protecciones	Causa 8	236	54%
Eléctrico	Causa 4	165	64%
Sist. de Control	Causa 7	110	71%
Mecánico	Causa 12	95	78%
Sist. de Vibraciones	Causa 2	85	83%
Eventos Climáticos	Causa 13	65	87%
Sist. Lubricación	Causa 11	52	91%
Sist. Combustible	Causa 3	49	94%
Eventos Externos	Causa 6	35	96%
Mantto. Programado	Causa 9	34	98%
SIC	Causa 5	21	100%
Estado en Reserva	Causa 10	5	100%

2 MARCO TEÓRICO

El concepto de mantenimiento preventivo prevalecía en la segunda generación del mantenimiento en los años 50's a 70's. Grandes reparaciones y sustitución cíclica de elementos, eran las características de esta época en la que se pensaba que el tiempo de uso de un componente estaba estrechamente ligado a la probabilidad de falla del mismo, que junto con una conciencia de la posibilidad de fallas prematuras, daba origen a la popular curva de la bañera como patrón de fallas. Hoy en día parece haber cada vez menos relación entre la edad de un activo y la probabilidad de falla del mismo, de hecho se han identificado 6 diferentes patrones de falla según el tipo de equipo (Figura 21).

Figura. 21. Patrones de falla de Nowlan & Heap



FUENTE: WWW.MONOGRAFIAS.COM

RCM nace del desarrollo de una propuesta de mantenimiento basada en preservar la función del equipo en su contexto operacional, es decir preservar lo que el usuario considera se debe preservar. Para un mismo activo en diferentes contextos operacionales, lo que para uno es una falla para otro no. Específicamente RCM nace de la necesidad de mejorar las prácticas de mantenimiento de los equipos de aviación civil en Estados Unidos, tema que será tratado más adelante. Hoy en día esta metodología es aplicable casi a cualquier industria a nivel mundial, para poder realizar un plan de mantenimiento basado en RCM, para equipos de generación eléctrica para campos petroleros. Dicha iniciativa nace como respuesta a la gran responsabilidad que las fallas en dichos componentes tienen sobre la producción diferida de la empresa. Dentro de las fronteras del equipo en estudio descritas bajo la norma ISO14224, que a su vez desarrolla la metodología RCM se identifica tres tipos de tareas: Correctivas y por oportunidad, a condición y tareas detectivas con frecuencias de 120 y 180 días.

El impacto y alto costo que las turbinas Aero derivadas tienen dentro de un sistema de interconexión eléctrica, ha motivado también la aplicación de la metodología RCM en las estrategias de mantenimiento de estos equipos. La metodología a turbinas en la industria petrolera, motivado por mejorar las prácticas de mantenimiento de estos equipos considerados críticos para la empresa a la que prestan servicio, además porque el contexto operacional está estrictamente regulado por leyes de protección ambiental. Se debe recordar que RCM considera las implicaciones ambientales y de seguridad por encima de las operacionales².

En conclusión la metodología RCM está siendo aplicada cada vez más en el sector eléctrico para crear, modificar u optimizar planes de mantenimiento, debido a que ha demostrado ser una metodología económica (Se ha demostrado que partiendo desde 0 se puede ahorrar entre un 5% y un 15% de los costos de

² MOUBRAY, John. Mantenimiento centrado en confiabilidad. México: Aladon, 2004.

mantenimiento³) que mejora la confiabilidad del equipo , que se adapta al entorno operacional de cada empresa y que acerca más a los involucrados en el mantenimiento con los equipos a cargo, mejorando las habilidades para planear y ejecutar el mantenimiento.

Con el propósito de satisfacer técnica y eficientemente los objetivos que nos hemos trazado, teniendo en cuenta la filosofía del LCC, se planteará el estudio básico apoyado en el RCM (FMECA), para ir preparando la estrategia del mantenimiento definiendo a qué equipos le aplicaremos la técnica de Mantenimiento Proactivo o Predictivo.

2.1 HISTORIA DEL MANTENIMIENTO

Desde los años cincuenta hasta la actualidad el mantenimiento ha venido sufriendo una serie de grandes cambios en cuanto a su filosofía, ya que desde principios de los 50's, se conocía sólo la práctica del mantenimiento reactivo (correctivo) donde el estándar solamente consistía en la reparación de los equipos una vez estuvieran en falla.

A finales de los 50's tanto la industrial como los fabricantes de equipos introducen cierto tipo de recomendaciones para realizar algunas tareas de mantenimiento para poder alargar la vida útil de los mismos, introduciendo con ello la primera generación de mantenimiento de preservación (Preventivo).

Para la década de los 60's todo el recurso se centra en orientar y obtener la máxima eficiencia de las máquinas y el mantenimiento se focaliza en extender aún más la vida útil de los equipos con un óptimo contexto de utilización que la de capacidad norma.

³ ORTIZ PRADA, David, Mantenimiento centrado en confiabilidad, Apuntes de clase, 2012

Ya para los 70's y 80's, nace en Japón, orientado a las nuevas filosofías de calidad total, el Mantenimiento Productivo Total (TPM), que se basa en cinco principios fundamentales.

- Incrementar la confiabilidad de los equipos buscando cero fallas (equipos libres de mantenimiento).
- Mantenimiento autónomo, basado en que el operador debe efectuar parte del mantenimiento al equipo.
- Gente: Adiestramiento centrado en formar mantenedores multi-oficio. Programas de motivación personal.
- Trabajo basado en pequeños grupos, integrados por operadores y mantenedores en la búsqueda de la causa raíz de las fallas de los equipos en falla.

Ya en los 90's se conjugan los elementos principales de las filosofías o tendencias como TPM (Mantenimiento Total Productivo), RBM (Mantenimiento Basado en Confiabilidad), RCM (Mantenimiento Centrado en Confiabilidad) para construir una filosofía llamada Mantenimiento de Clase Mundial WCM por sus siglas en inglés, que su mayor aporte es sirve como referencia la determinación del nivel de excelencia de las empresas.

The World Class en el mundo industrial es sinónimo de excelencia; el concepto World Class Manufacturing (literalmente «Fabricación industrial de nivel mundialmente reconocido») significa de primera división, es la manera de fabricar algo que los demás fabricantes quieren imitar. Recoge estrategias como el Control Total de la Calidad (TQC), el Método justo a tiempo (JIT), el Mantenimiento Productivo Total (TPM) y otras estrategias de gestión, tecnología y servicios.

World Class Manufacturing significa ser competitivo en la fabricación industrial a nivel de los mejores en todo el mundo; no es solamente una extensión de TPM. Al contrario: es una herramienta para conseguir estar entre los mejores a nivel mundial (World Class Manufacturing).

WCM puede considerarse una ampliación del TPM (Total Productive Maintenance or Management). A los 4 pilares básicos de TPM que son, a saber: mejora focalizada, mantenimiento autónomo, mantenimiento profesional y mantenimiento en la concepción, se han unido otros pilares, que son: seguridad, higiene y ambiente en el trabajo, medio ambiente, servicio al cliente, control total de la calidad del producto, desarrollo del personal y reducción de costes. Esto da una idea del nuevo modelo industrial, que se enfoca directamente al cliente. Las factorías, desde lo más básico hasta lo más avanzado en sus procesos, procuran alcanzar la total satisfacción del cliente.

2.2 GESTION DEL MANTENIMIENTO

En la actualidad las consideraciones demandadas por el mercado, se encuentra en un estado de transición en la que la Excelencia es considerada parte del producto, por ello sería inconcebible que el Mantenimiento, siendo función importante de apoyo a la Producción, y por ende parte de la Organización Empresarial, no la tuviera. Eventualmente, las Empresas tienen latente el reto de cómo mejorar sus actividades de Gestión del Mantenimiento para ser más sostenibles. Es importante recordar que la sostenibilidad incorpora dos factores: el ambiente y la subsistencia de la Organización, aunado al indisociable compromiso social.

El Mantenimiento como estructura de apoyo, es un centro de costos a efectos de los intereses de la Empresa. Ciertamente, como un costo sólo se justifica si “perfecciona” el Negocio a través de la mejora de las condiciones de productividad, mediante la capacidad continua de adaptación, desarrollo y conservación (independiente de sus funciones particulares). Para ello, se debe enfocar adecuadamente la visión y la misión mediante la definición clara de políticas, objetivos, valores, entre otros.

Es un hecho que, en los escenarios de hoy, las Empresas se juegan su capacidad competitiva por la cantidad y calidad de los recursos que se comprometen en el área de Mantenimiento, debido a la capacidad de ésta para generar beneficios a su más inmediato grupo de interés como es, el área de Producción. La principal ventaja que ofrece el Mantenimiento, reside en la consecución de que los “Sistemas Productivos” (SP) continúen desempeñando las funciones deseadas y de esta forma contribuir a conservar las actividades productivas, de las cuáles la empresa obtiene las utilidades económicas (produciendo su sostenibilidad en un Negocio particular).

Aunado a ello, se encuentran las ventajas de obtener mayor utilidad económica para la empresa, al disminuir los costos de mantenimiento por pérdidas (sobre mantenimiento, indisponibilidad de los SP, entre otros), con lo cual se podría aumentar el margen potencial de ganancias, al sostener la influencia del costo del mantenimiento, en el costo final del producto, dentro del rango del 5 al 12%.

Por lo tanto, es necesario gestionar correctamente las necesidades y/o Ponderaciones de la función de Mantenimiento, para lograr los efectos adecuados, a través de la mejora en cuanto a eficacia y eficiencia de procesos con lo cual alcanzar la Excelencia Operativa, cuyo fundamento básico se refiere a ofrecer servicios a un precio competitivo mediante el equilibrio entre la calidad y la funcionalidad, siendo la idea principal brindar el Mejor Costo Total.

Es importante recordar, que las funciones del mantenimiento cubren dos dimensiones: la primera está formada por las funciones primarias que son las que justifican el sistema de mantenimiento implementado en una empresa, como un conjunto de elementos que generan valor, claramente definido por el objetivo de asegurar la disponibilidad planteada de los SP al menor costo posible, dentro de las recomendaciones de garantía y uso de los fabricantes y de las normas de seguridad, para salvaguardar a la empresa de los fallos y sus consecuencias en la

producción, contribuyendo también a la eficacia económica dentro de su función productiva.

En segundo lugar, se encuentran las funciones secundarias como consecuencia de las características particulares de cada empresa, que demandan acciones prioritarias en distintas áreas como los inventarios de materiales y de medios específicos (para el desarrollo de los trabajos como las herramientas, instrumentos de medida, entre otros), además, de la capacitación de recursos humanos y el desarrollo de los programas de mantenimiento, con el fin de reducir las restricciones que optimizan la Gestión.

Lo anterior da lugar a establecer la Gestión del Mantenimiento como parámetro de referencia para evaluar, a través, de la supervisión de: la planificación, ejecución y control, el conjunto de actividades propias de la función, que permiten el uso efectivo y eficaz de los recursos con que cuenta la Organización, para alcanzar los objetivos que satisfacen los requerimientos de los diferentes grupos de interés, cuyo objetivo básico consiste en incrementar la disponibilidad de los SP (activos), partiendo de la ejecución de los mismos, mediante las mejoras incrementales a bajo costo, para ser competitivo, logrando que funcionen de forma eficiente y confiable dentro de un contexto de operación.

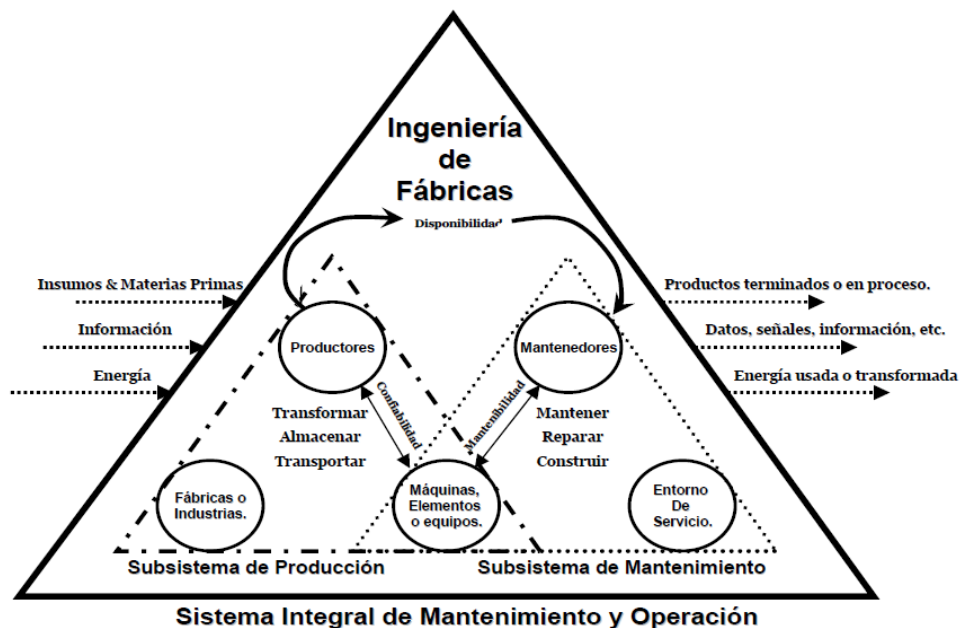
Es por ello, que al combatir el estigma asociado al riesgo que se toma, y el potencial fracaso, las Empresas pueden abrir la mente a la idea de ver en el mantenimiento una oportunidad de mejorar y no un costo más que perjudica la rentabilidad. Por eso se plantea como un recurso importante de la Organización de las Empresas entender y comprender la Gestión del Mantenimiento para lograr un alto desempeño que se enfoque a la Excelencia. En este sentido, la Gestión del Mantenimiento se orienta a la búsqueda de metas comunes que deben ser desarrolladas y entendidas con el fin de reducir las restricciones, cuya consecución será el éxito de la Empresa, y por ende del Negocio. Hoy, esta meta común, se basa en la existencia de la conformidad de la calidad de los procesos y

la aceptación de los resultados obtenidos, todo bajo el concepto de la Excelencia en la Organización⁴.

2.2.1 Sistema Integral de Mantenimiento

El sistema integrado permite visualizar los tres elementos principales en una Organización Industrial y son: Mantenedores, los Productores y las Máquinas. Por lo tanto, el sistema kantiano permite establecer que la relación directa entre producción y máquinas está gobernada por la confiabilidad, la relación entre mantenimiento y máquinas es la mantenibilidad. Pero la relación más relevante de todo el sistema donde se marca todo el efecto integrado de la ingeniería en las plantas está dado por la relación mantenimiento-máquina-producción y su parámetro que es la disponibilidad.

Figura. 22. Sistema Integral de Mantenimiento y Operación



Fuente. MORA G, Alberto. Mantenimiento estratégico para empresas de industriales o servicios. Medellín: Am

⁴ <http://www.mantenimientomundial.com/sites/mm/notas/GestionBecerra.pdf>

2.2.2 Mantenimiento Correctivo

Mantenimiento nace como el área encargada de reparar equipos, corregir averías y desgastes. Para el desarrollo tecnológico no se requiera prevenir los problemas; en pocas palabras es el proceso mediante el cual se realizan las correcciones de las averías o fallas, de un equipo, cuando éstas se presentan. Un mantenimiento correctivo trata de todas las actividades de mantenimiento orientadas hacia la restitución de las características de funcionamiento de un equipo o sistema después de ocurrida la falla

Figura. 23. Cambio Rodamiento en Extractor y Cambio de Eje de Turbina



2.2.3 Mantenimiento Preventivo

En las operaciones de mantenimiento, el mantenimiento preventivo es el destinado a la conservación de equipos o instalaciones mediante realización de revisión y reparación que garanticen su buen funcionamiento y fiabilidad. El mantenimiento preventivo se realiza en equipos en condiciones de funcionamiento, por oposición al mantenimiento correctivo que repara o pone en condiciones de funcionamiento aquellos que dejaron de funcionar o están dañados.

Figura. 24. Mantenimiento y Calibración de Válvulas de Seguridad



El primer objetivo del mantenimiento es evitar o mitigar las consecuencias de los fallos del equipo, logrando prevenir las incidencias antes de que estas ocurran. Las tareas de mantenimiento preventivo incluyen acciones como cambio de piezas desgastadas, cambios de aceites y lubricantes, etc. El mantenimiento preventivo debe evitar los fallos en el equipo antes de que estos ocurran.

2.2.4 Mantenimiento Predictivo

El mantenimiento predictivo es un tipo de mantenimiento que relaciona una variable física con el desgaste o estado de una máquina. El mantenimiento predictivo se basa en la medición, seguimiento y monitoreo de parámetros y condiciones operativas de un equipo o instalación. A tal efecto, se definen y gestionan valores de pre-alarma y de actuación de todos aquellos parámetros que se considera necesario medir y gestionar.

Figura. 25. Análisis de Boroscopio en Turbina y Análisis de Aceite



Figura. 26. Análisis de Vibraciones y Termografía



2.2.5 Mantenimiento Proactivo

El mantenimiento proactivo está basado en los métodos predictivos, pero, para identificar y corregir las causas de los fallos en las máquinas, es necesaria una implicación del personal de mantenimiento.

Estos sistemas sólo son viables si existe detrás una organización adecuada de los recursos disponibles, una planificación de las tareas a realizar durante un periodo

de tiempo, un control exhaustivo del funcionamiento de los equipos que permita acotar sus paradas programadas y el coste a él inherente, y una motivación de los recursos humanos destinados a esta función, acordes al sostenimiento de la actividad industrial actual.

El mantenimiento proactivo puede dar respuesta a cuestiones como la que sigue: "Es posible que aquel rodamiento, cuya vida útil de trabajo es excesivamente corta, esté insuficientemente dimensionado o simplemente no sea el tipo de rodamiento más adecuado para la aplicación que se le está dando"

2.2.6 Acciones “a Falta de”

Cuando no se ha encontrado ninguna tarea proactiva que reduzca el riesgo de falla aun nivel tolerantemente bajo se pueden emplear acciones “a falta de” entre las cuales está: Búsqueda de fallas, rediseño y mantenimiento no programado.

Búsqueda de falla: para las fallas ocultas que originan fallas múltiples y no se ha encontrado una tarea proactiva que reduzca el riesgo de falla, se debe realizar periódicamente una tarea de búsqueda de falla, en caso de no encontrar una tarea de búsqueda de falla apropiada, se debe rediseñar.

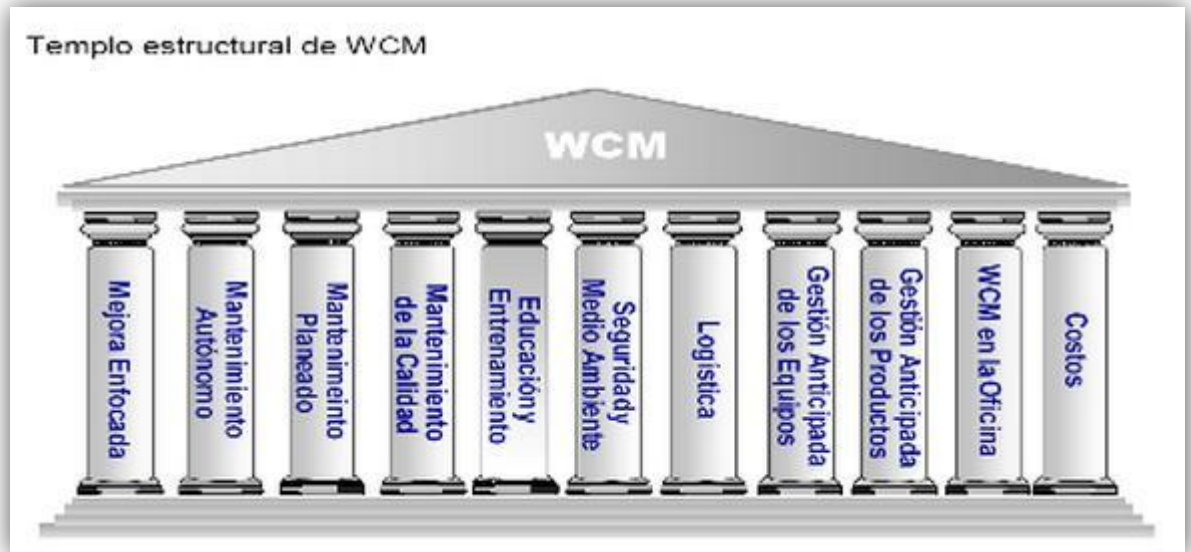
“las tareas diseñadas para chequear si algo todavía funciona se conocen como tareas de búsqueda de fallas o chequeos funcionales. También son llamadas tareas detectivas.

2.2.7 Mantenimiento de Clase Mundial

Mantenimiento de Clase Mundial (MCM) Desarrollado en la década de los 80's para aumentar la productividad de las empresas, es un conjunto de ideas y fuerzas dirigidas a reorientar la estrategia de manutención hacia un enfoque de mantenimiento pro-activo, disciplinado en prácticas estandarizadas, gestión autonómica, competitivo y con índices de desempeño clase mundial. La categoría Clase Mundial, exige la focalización de los siguientes aspectos: Excelencia en los procesos medulares. Calidad y rentabilidad de los productos. Motivación y

satisfacción personal y de los clientes. Máxima confiabilidad Logro de la producción requerida. Máxima seguridad personal. Máxima protección ambiental. La manufactura de clase mundial “WCM” se enfoca en una gerencia mixta y se utiliza principalmente para brindar todos los recursos para una mejora continua

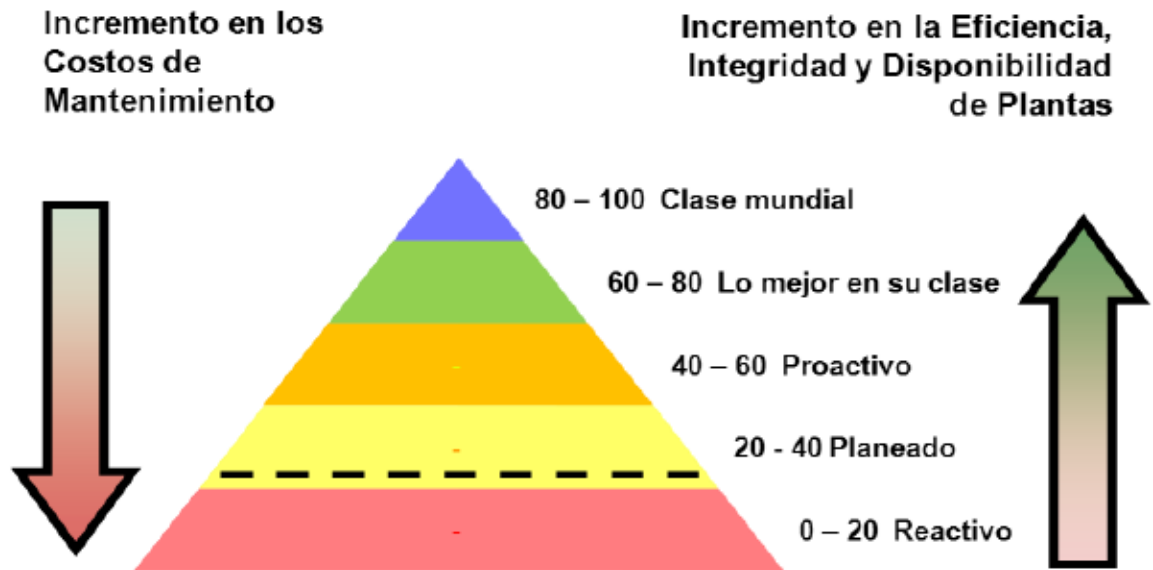
Figura. 27. Diagrama de Pilares Mantenimiento de Clase Mundial



Fuente: www.monografias.com

Definido como el mantenimiento sin desperdicio, donde esta es la diferencia entre cómo se realizan las diferentes acciones en la actualidad y el deber ser óptimo de las mismas. Se basa en anticiparse a lo que suceda en el futuro, su función es convertir cualquier clase de reparación o modificación en actividades planeadas que eviten fallas a toda costa.

Figura. 28. Pirámide de Excelencia de Mantenimiento



Fuente: Monografía Implementación de PMO para concretos Argos Freddy Ballesteros Correa

- Medidas de Desempeño
- Tecnología de la Información
- Involucramiento de los Empleados
- Análisis de Confiabilidad
- Análisis de Procesos
- Información de los Equipos

2.3 MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (RCM)

2.3.1 Origen del RCM

El RCM encuentra sus raíces a principio de los años 60's, inicialmente es desarrollado por la industria de la aviación civil norteamericana; el primer esfuerzo serio lo promulga la ATA (Air Transport Association) en Washintong (USA) en

1968, conocido como informe MSG1; posteriormente actúa el departamento de defensa de USA, y por comisión, F Stanley Nowlan y Howard Heap escriben por primera vez su trabajo el nombre de Reliability Centered Maintenance de USA), que procura optimizar los factores humanos y productivos alrededor del mantenimiento. Estudio MSG2 primero y el MSG3 promulgado en 1980 han permitido la divulgación de la metodología.

Quizás el desarrolla reciente más importante en el campo de RCM sea la publicación en Agosto de 1999 la norma SAEJA 1011: "Evaluation Criteria for Reliability-Centered-Maintenance Processes.

El RCM fue elaborado con el fin de ayudar a líneas aéreas a establecer un sistema de mantenimiento para nuevos tipos de aviones, antes de que estos entraran en funcionamiento. Como resultado, el RCM es una forma ideal para desarrollar planes de mantenimiento en equipos complejos y para los que no exista mucha documentación al respecto, lo anterior ahorra errores y pruebas, costosas y dispendiosas tan comunes al desarrollar planes de mantenimiento.

Otra de las fortalezas del RCM es que su lenguaje técnico es sencillo y fácil de entender a todos los que tengas que ver con él, esto le permite al personal involucrado saber que pueden esperar de esta aplicación y que se debe hacer para conseguirla. Además, le da confianza al trabajo y mejora se efectividad y su moral.

2.3.2 Definición de RCM

La norma SAE JA1011 define el Mantenimiento Centrado en Confiabilidad de la siguiente manera:

“RCM es un proceso específico usado para identificar las políticas que deben ser implementadas para administrar los modos de falla que pueden causar fallas funcionales en cualquier activo físico en su contexto operacional⁵

En el libro de RCM II de Jhon Moubray el autor plantea la siguiente definición:

“RCM es un proceso utilizado para determinar que se debe hacer para asegurar que cualquier activo físico continúe haciendo lo sus usuarios quieren que haga en su contexto operacional actual⁶.

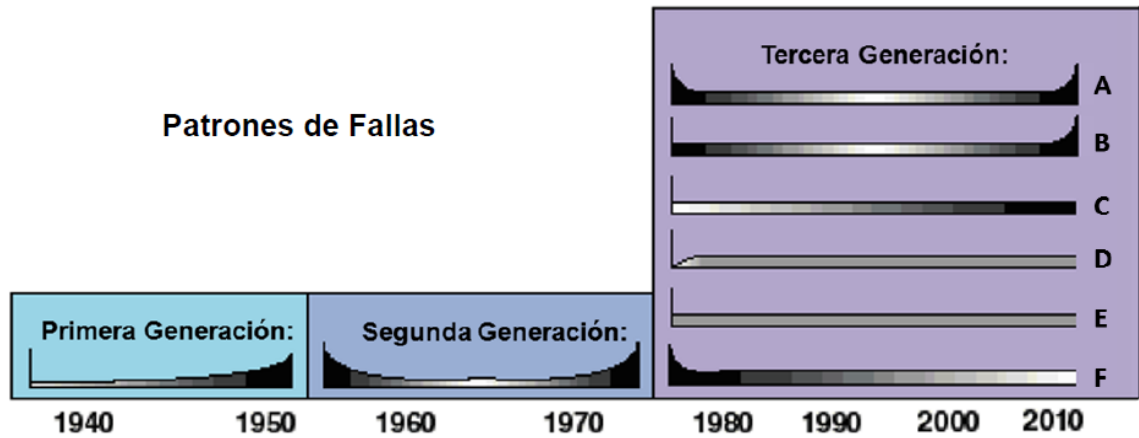
“El RCM es el proceso usado para determinar el enfoque más efectivo del mantenimiento esto implica identificar acciones que cuando se toman reducen la probabilidad de falla de la forma más costo-efectiva buscando una mezcla optima de acciones basadas por condición acciones basadas en ciclo o en tiempo o el enfoque de operar hasta la falla.

En conclusión el RCM es un proceso que permite determinar las tareas mínimas de mantenimiento (Correctivo, Preventivo y Predictivo) necesarias para que los activos cumplan con su función en su contexto operacional. Los principales componentes del RCM están relacionados entre sí.

⁵ SAE JA1011. Evaluation Criteria for Reliability Centered Maintenance (RCM) Processes. Society of Automotive Engineers, Ins 1999

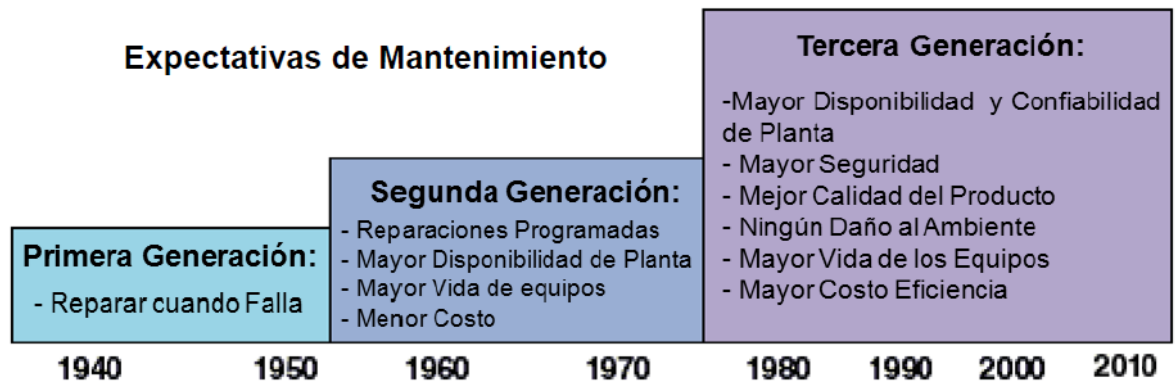
⁶ MOUBRAY. JHON Reliability Centered Maintenance RCM II. New York: Industrial Press Inc, 1997 P.7

Figura. 29. Patrones de Fallas y evolución del mantenimiento



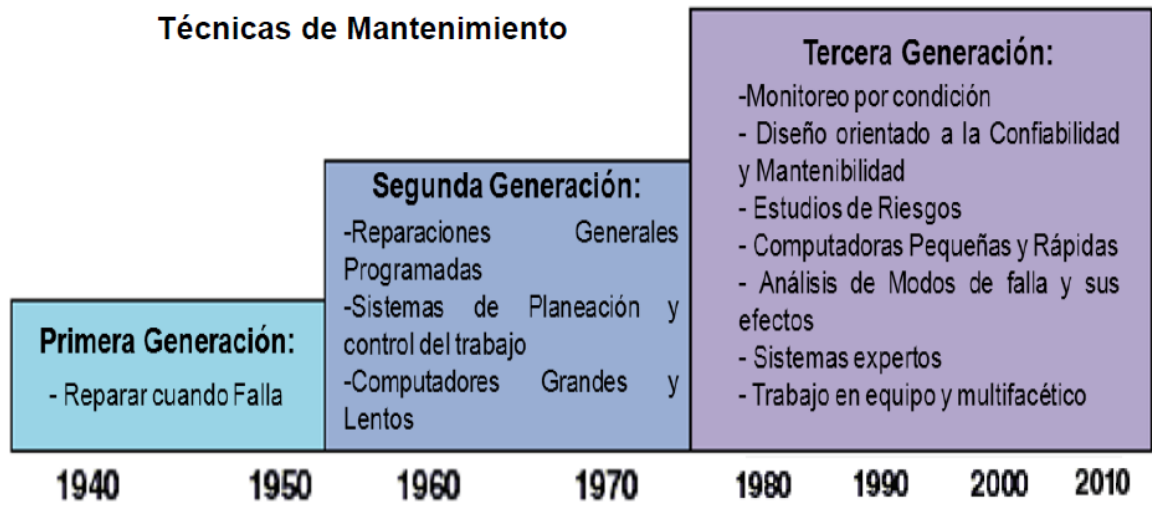
Fuente: Reliability-Centered Maintenance RCM II, Jhon Moubray

Figura. 30. Expectativas de Mantenimiento



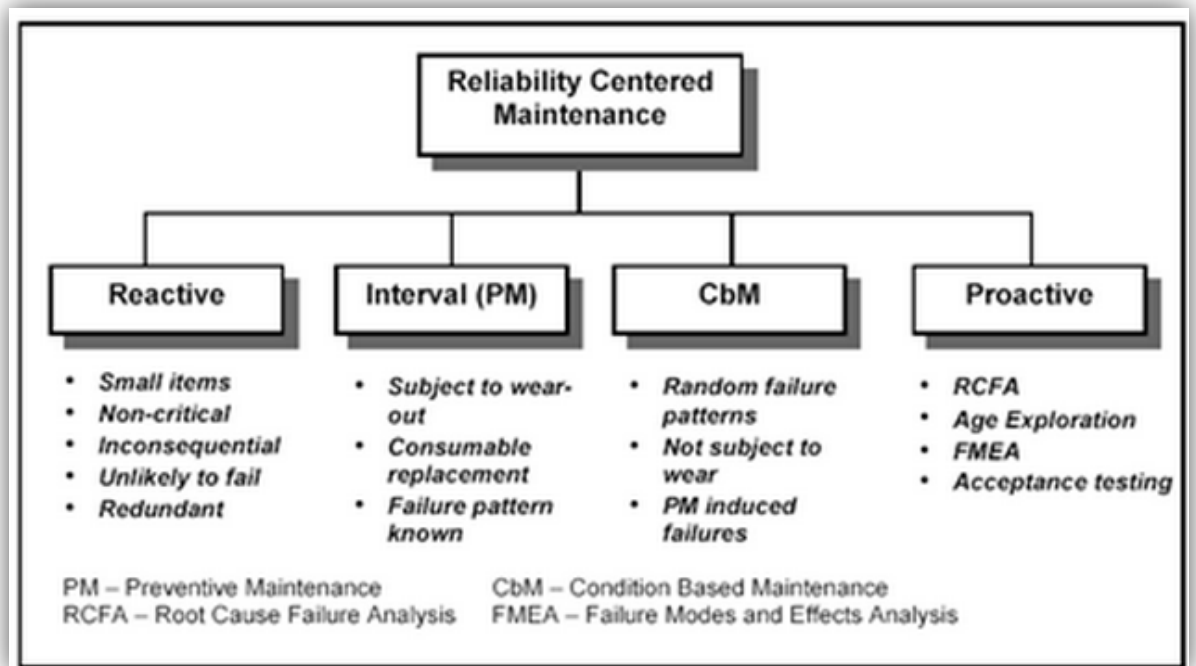
Fuente: Reliability-Centered Maintenance RCM II, Jhon Moubray

Figura. 31. Técnicas de Mantenimiento



Fuente: Reliability-Centered Maintenance RCM II, Jhon Moubray

Figura. 32. Mapa del RCM



Fuente: <http://www.wbdg.org/resources/rcm.php>

2.3.3 Historia del RCM

El RCM fue desarrollado a fines de los 60's por la industria aeronáutica, la cual vio la necesidad de identificar la mejor técnica de mantenimiento adecuada al sector de la aviación. Esta forma de mantenimiento posibilitaría una eficaz operación del Boeing 747(*), evitando estar mucho tiempo en tierra para mantenimiento preventivo. Los resultados fueron sorprendentes y en muy poco tiempo era herramienta estándar de las fuerzas militares norteamericanas y de la industria nuclear. Los otros sectores industriales fueron tentados a su práctica en los 80's (petróleo, energía y minera)

El proceso ha permitido definir cuales tareas de mantenimiento son adecuadas para cualquier activo físico. EL RCM ha sido utilizado en miles de empresas de todo el mundo: desde grandes empresas petroquímicas hasta las principales fuerzas armadas del mundo utilizan RCM para determinar las tareas de mantenimiento de sus equipos, incluyendo la gran minería, generación eléctrica, petróleo y derivados, metal mecánica, etc.

La norma SAE JA1011 (RCM), especifica los requerimientos que debe cumplir un proceso para poder ser denominado como RCM. La misma puede descargarse través del portal de la SAE (www.sea.org).

2.3.3.1 Evolución del Mantenimiento

Se considera que el mantenimiento ha pasado por varias etapas y han marcado específicamente una metodología como lo son:

- **Primera Generación:** Se extiende hasta la segunda Guerra Mundial. Los equipos eran muy sencillos y fabricados con un fin específico; debido a esto los tiempos de parada no eran de gran importancia ya que la automatización o producción en serie no se había implementado.

Figura. 33. Evolución de Mantenimiento

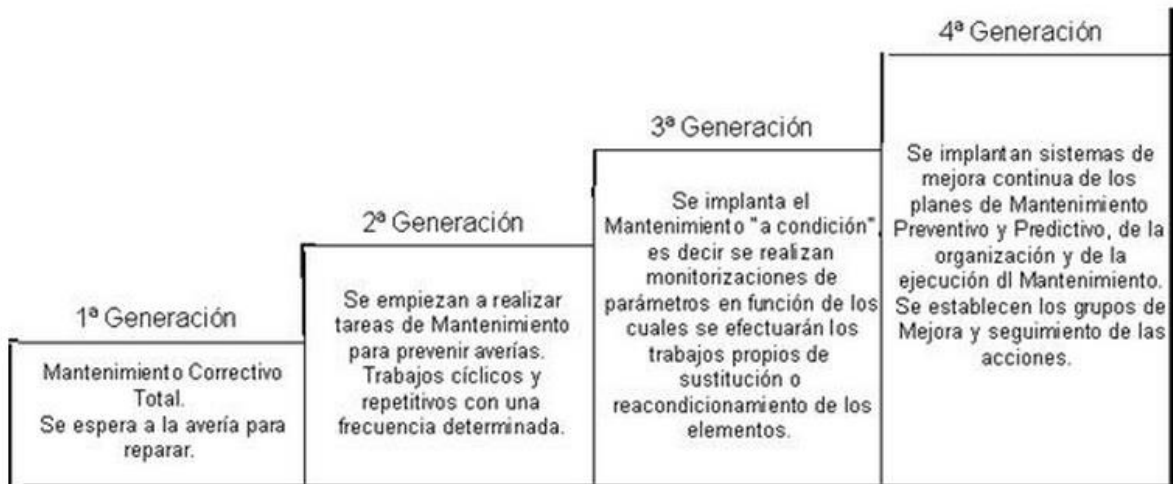


Fuente: www.monografias.com

- **Segunda Generación:**
- Comprende la Segunda Guerra mundial hasta 1970; este cambio se debió básicamente a la necesidad de toda clase de productos y una disponibilidad de mano de obra muy baja; llevando a la producción de máquinas más complejas para la fabricación de los productos. Las empresas inician una dependencia por las maquinas, haciendo notable el tiempo de no producción de las mismas. Bajo este principio de no funcionalidad surge el planteamiento de que las fallas se pueden prevenir y se conocen como mantenimiento preventivo.
- **Tercera Generación:** A mediados de los 60's; las velocidades de producción con mucho más rápidas dando paso a la automatización y a la calidad de los productos, teniendo como finalidad el costo final y satisfacción al consumidor, por tal motivo el mantenimiento se centraliza en la disminución de tiempos de parada de los equipos y perdidas directamente en la producción.
- **Cuarta Generación:** La evolución posterior ha sido la creación de círculos de calidad y grupos de mejora continua con objetivos de alcanzar la calidad

total e integración del personal (equivalente a los modelos de organización, o sea la cuarta generación del Mantenimiento).

Figura. 34. Diagrama Cuarta Generación Mantenimiento



Fuente: <http://johnedwin19.blogspot.com/2012/05/mantenimiento-industrial.html>

2.3.4 Descripción del RCM

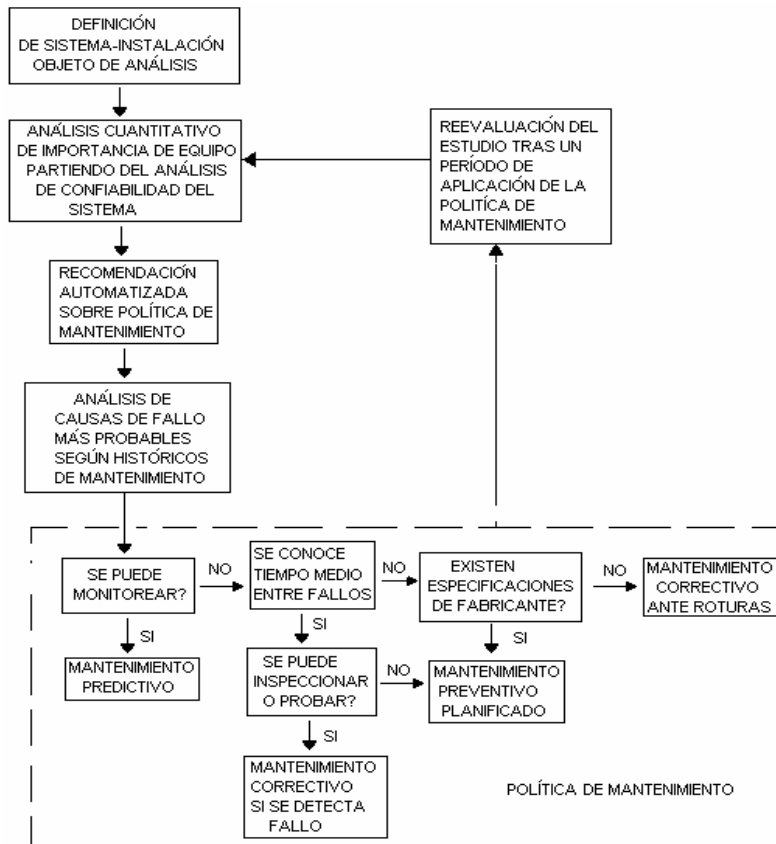
Mantenimiento Centrado en Confiabilidad RCM se basa en el análisis de las funciones asociadas a cada equipo; como el de ejecutar la labor para la cual fue creada e instalada en la planta, adicional a esto cualquier otra función que pueda realizar como contener o almacenar, sistemas de suministros de alimentación, sistemas de escape, refrigeración, entre otros, adicional a esto se debe tener en cuenta limitaciones de un equipo para poder saber de dónde hasta donde se va a realizar el RCM de la maquina a trabajar y que deben ser numeradas o identificadas a las fallas de operación el cual nos ayuda al análisis del RCM. Por tal motivo el RCM es un proceso utilizado para determinar que debe hacerse para asegurar que todo activo físico continúe haciendo lo que sus usuarios quieren que haga en su actual contexto operacional.

2.3.5 Aplicación del RCM

Existen varios procedimientos de orden universal que plantean las normas y las reglas que rigen la implementación del RCM, en si son procedimientos parecidos,

algunos con mayor validez o no, pero en el fondo apuntan a propósitos generales comunes.

Figura. 35. Algoritmo del Método basado en RCM



Fuente: www.scielo.sld.cu

2.3.6 Vida Útil y Desgaste

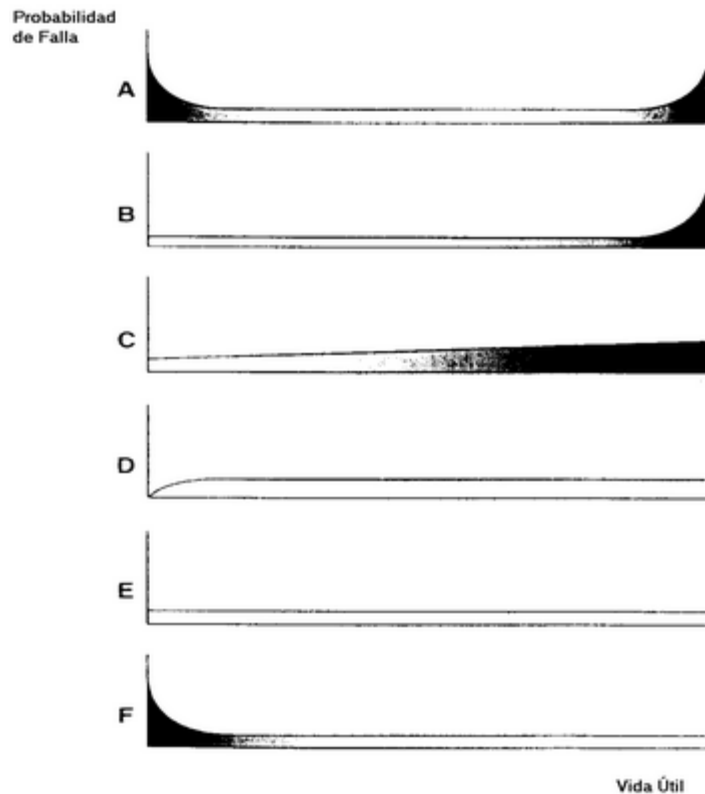
Cualquier equipo al entrar en funcionamiento está ligado a una serie de esfuerzos ya sean físicos, mecánicos, eléctricos, químicos, entre otros; los cuales hacen que las maquinas sufran desgastes y estén sometidos a un deterioro constante, ocasionado que deje de cumplir parte de sus funciones, entre otras palabras se presenta una falla.

Generalmente se intuye que el deterioro se presenta dependiendo de la edad de los componentes y que las fallas se presentarían al transcurrir la edad de

operación, sin embargo se debe tener en cuenta que el deterioro es directamente proporcional al esfuerzo aplicado consistentemente.

La gran parte de activos no cumplen con un patrón de falla en función del tiempo, como se muestra en la figura; aunque no podemos predecir el fracaso de estos activos sobre la base de tiempo, lo que sin duda podemos predecir es el fracaso de estos activos basados en la condición utilizado una variedad de tecnologías sensibles y herramientas diseñadas para detectar alertas tempranas de los fallos inminentes.

Figura. 36. Modelo de Fallas en Equipos



Fuente: <http://confiabilidad.net>

En donde:

- *Modelo A:* Llamada curva de la bañera, donde la incidencia de la falla al comienzo es muy alta (mortalidad infantil o desgaste de funcionamiento) seguido por una frecuencia de falla constante y termina con una zona de desgaste.
- *Modelo B:* la probabilidad de falla es constante con la zona de desgaste.
- *Modelo C:* Presenta una probabilidad de falla ligeramente ascendente, pero no hay una edad de desgaste definida.
- *Modelo D:* Cuando el componente es nuevo la probabilidad de falla es baja y luego presenta un incremento rápido a un nivel constante.
- *Modelo E:* La probabilidad de falla es constante en todas las edades (fallas aleatorias)
- *Modelo F:* La mortalidad infantil es muy alta, que decrece finalmente con una probabilidad de falla aumenta despacio o que es constante.

2.4 MANTENIMIENTO Y EL RCM

Los grandes diccionarios definen mantener conservar cada cosa en su ser (Real Academia Española), causar que continúe (Oxford), o conservar en el estado existente (Webster).

Esto sugiere que “mantenimiento” significa preservar algo. Por otro lado están de acuerdo con que modificar algo significa cambiarlo de alguna manera. Estas diferencias entre mantener y modificar tienen profundas implicaciones que serán detalladas en otro capítulo. En este momento nos centraremos en el mantenimiento.

Cuando nos disponemos a mantener algo. ¿Qué es eso que deseamos causar que continúe?, ¿Qué estado existente deseamos preservar?

La respuesta a estas preguntas es dada por el hecho de que todo activo físico es puesto en funcionamiento porque alguien quiere que haga algo, en otras palabras,

se espera que cumpla un función o funciones específicas. Por ende, al mantener un activo, el estado que debemos preservar es aquel en el que continúe haciendo lo que los usuarios quieren que haga.

Mantenimiento según RCM: asegurar que los activos físicos continúen haciendo lo que los usuarios quieren que hagan.

Los requerimientos de los usuarios van a depender de cómo y cuándo se utilice el activo (contexto operacional). Esto lleva a la siguiente definición formal de mantenimiento centrado en confiabilidad.

Un proceso utilizado para determinar los requerimientos de mantenimiento de cualquier activo físico en su contexto operacional.

A la luz de la anterior definición de mantenimiento una definición más completa de RCM sería “un proceso utilizado para determinar que debe hacerse para asegurar que todo activo físico continúe haciendo lo que sus usuarios quieran que hagan en su actual contexto operacional”

2.4.1 Beneficios del RCM

- Mayor grado de seguridad del personal y del ambiente.
- Mayor grado de confiabilidad operacional de los equipos. Menos tiempos muertos y sus consecuencias.
- Mejor desempeño operacional de los equipos.
- Reducción del costo total del mantenimiento.
- Incremento en la vida útil de los activos.
- Optimización de frecuencias de mantenimiento preventivo y predictivo basados en el análisis de costo/riesgo utilizando modelos probabilísticos.
- Evitar que las fallas ocurran realizando los cambios necesarios desde la planeación para evitar problemas durante la ejecución, puesta en marcha y operación.
- Descartar cualquier falla para evitar que se presente.

- Localizar fallas con el fin de solucionarlas lo más pronto posible evitando perturbaciones o alteraciones en la correcta operatividad de la máquina.
- Analizar aquellos posibles errores que puedan llevar a ocasionar paradas o producir anomalías para la seguridad de la máquina del personal.

2.4.2 Componente a realizar RCM

El mantenimiento Centrado en Confiabilidad RCM es el proceso usado para determinar el enfoque más efectivos del mantenimiento esto implica identificar acciones que al tomarse reducen la probabilidad de falla de la forma costo-efectiva buscando una mezcla optima de acciones basadas por condición, acciones basadas en ciclo en el tiempo o en el enfoque de operar hasta que falle. Para poder realizar un RCM se debe evaluar la criticidad de cada componente de la plántalos cuales tienen efectos tales como:

- Seguridad industrial relacionado en la parte humana
- Seguridad ambientes
- Efectos en la imagen corporativa
- Afectación en el proceso de producción
- Costos relacionados al mantenimiento, repuestos, mano de obra, reparaciones entre otros.

Donde la criticidad hace referencia a una serie d pautas preestablecidas dentro de la compañía, los cuales tienen sus causas y efectos para la empresa.

2.4.3 RCM: Las Siete Preguntas Básicas

Según lo expuesto por John Moubray. El proceso de RCM formula siete preguntas acerca del activo o sistema que se intenta analizar:

1. ¿Cuáles son las funciones y parámetros de funcionamiento asociado al activo en su actual contexto operacional?
2. ¿De qué manera falla en satisfacer sus funciones?
3. ¿Cuál es la causa de cada falla funcional?

4. ¿Qué sucede cuando ocurre cada falla?
5. ¿De qué manera importa cada falla?
6. ¿Qué puede hacerse para predecir o prevenir cada falla?
7. ¿Qué debe hacerse si no se encuentra una tarea proactiva adecuada?

Estas preguntas son desarrolladas brevemente en los párrafos siguientes.

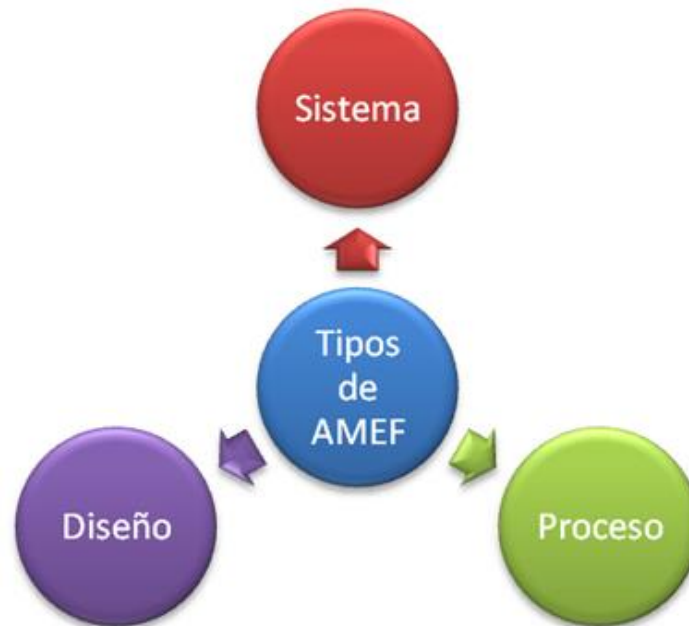
2.4.4 Análisis de Efectos y Modos de Falla (AMEF)

Análisis de efectos y modo de falla (FMEA) es un modelo usado para priorizar los posibles defectos en base a su gravedad, frecuencia esperada y posibilidad de detección.

Un FMEA se puede ejecutar en un diseño o en un proceso, y se utiliza para producir acciones para mejorar la solidez del diseño o proceso. El FMEA destaca las debilidades del diseño o proceso actual en términos del cliente y es un excelente medio para priorizar y organizar las iniciativas de mejoramiento continuo en áreas que ofrecen el mayor retorno.

El proceso es muy sencillo y comienza con la identificación de todos los modos de falla posibles. Este análisis se basa en la experiencia, la revisión y la lluvia de ideas, y se deben utilizar los datos reales si es posible. Es posible que diseños o procesos nuevos no tengan datos históricos reales desde los cuales extraer, pero puede haber disponibles datos de “poder” desde diseños o procesos similares.

Figura. 37. Diagrama de Tipos de AMEF



Fuente: www.cursos.tecmilenio.edu.mx

El siguiente paso es asignar un valor en una escala de 1 a 10 a las columnas de “*gravedad, probabilidad de ocurrencia*” y “*probabilidad de detección*” para cada uno de los posibles modos de falla. Después de asignar un valor, los tres números de cada modo de falla se multiplican juntos lo que dará como resultado un *número de Ponderación de riesgo (RPN)*⁷.

El RPN pasa a ser un valor prioritario para clasificar los modos de falla, donde el número mayor exige la actividad de mejoramiento más urgente. Las acciones a prueba de errores o poka-yoke son en general una respuesta eficaz a RPN altos.

⁷ https://www.moresteam.com/es/toolbox/esp_t418.cfm

Tabla 3 Diagrama Formato AMEF

System		Potential Failure Mode and Effects Analysis (Design FMEA)										Revision B					
Subsystem												Prepared By Robert Crow					
Part Number												FMEA Date 3/28/92					
Design Lead												Revision Date					
Item / Function	Potential Failure Mode(s)	Potential Effect(s) of Failure	Severity	Potential Cause(s)/ Mechanism(s) of Failure	Priority	Current Design Controls	D	E	R	P	Recommended Action(s)	Responsibility & Target Completion Date	Action Results				
													Actions Taken	How Svc	How Out	How Det	How RPR
Circuit Block 4.1.1	Output loss from pre-amp	Receiver & output data loss; track loss; GPS shut-down	5	C1 short	1	PR-20 & HW-5	2	10			QA Proc 20-6	R. Jones, 11/30/92	Added to control plan	2	1	1	2
			5	C88 short	2		2	20			QA Proc 20-6	R. Jones, 11/30/92	Added to control plan	2	1	1	2
			5	L1 open/short	3		2	30			QA Proc 20-3	R. Jones, 11/30/92	Added to control plan	2	2	1	4
			5	U21 function	4		2	40			Test 147	R. Jones, 11/30/92	Added to control plan	2	3	1	6
Circuit Block 4.1.2	Undetected & insignificant component failure mode	No noticeable system effect	1	C1open/chg val	2	None	8	16			None						0
			1	C88open/chg val	2		8	16			None						
Circuit Block 4.2.1	Loss of signal from 2nd RF amplifier & 1st slave converter	Loss of position, velocity & time output data; track loss; GPS shut-down	4	C2 short	1	PR-20 & HW-5	2	8			QA Proc 20-6	B. Howell 10/15/92	Added to control plan				0
			4	C3 short	1	PR-20 & HW-5	2	8			QA Proc 20-6	B. Howell 10/15/92	Added to control plan	2	1	1	2
			4	C4 open/short	2	PR-20 & HW-5	2	16			QA Proc 20-6	B. Howell 10/15/92	Added to control plan	2	1	1	2
			4	C5 short	2	PR-20 & HW-5	2	16			QA Proc 20-6	B. Howell 10/15/92	Added to control plan	2	1	1	2
			4	C66 open/short	2	PR-20 & HW-5	2	16			QA Proc 20-6	B. Howell 10/15/92	Added to control plan	2	1	1	2
			4	C99 short	3	PR-20 & HW-5	2	24			QA Proc 20-6	B. Howell 10/15/92	Added to control plan	2	2	1	4
			4	FL1 short/open	5	None	2	40			100% Insp.	B. Howell 10/15/92	Added to control plan	2	2	2	8
			4	FL2 short/open	5	None	2	40			100% Insp.	B. Howell 10/15/92	Added to control plan	2	2	2	8
			4	R2open/chg val	2		2	16			None						
	4	R18 open/chg val	2		2	16			None								0

Fuente: Confiabilidad.net

2.4.4.1 Funciones

Antes de poder definir qué proceso aplicar para determinar que debe hacerse para que cualquier activo físico continuo haciendo aquello que sus usuarios quieren que hagan en su contexto operacional, se necesita hacer dos cosas:

- Determinar qué es lo que sus usuarios quieren que hagan, y
- Asegurar que sea capaz de realizar aquello que sus usuarios quieren que haga.

Por eso el primer paso en el proceso de RCM es definir las funciones de cada activo en su contexto operacional, junto a los parámetros de funcionamiento

deseado. Lo que los usuarios esperan que sean realizados por los activos puede ser dividido en dos categorías.

- **Funciones Primarias:** Que resumen el porqué de la adquisición del activo en primera instancia. Esta categoría de funciones cubre temas como velocidad, producción, capacidad de carga o almacenamiento, calidad del producto y servicio al cliente.
- **Funciones Secundarias:** Que indican que se espera de cada activo que haga más de allá de simplemente cubrir sus funciones primarias. Los usuarios también tienen expectativas relacionadas con las áreas de seguridad, control, contención, confort, integridad estructural, economía, protección, eficiencia operacional, cumplimiento de regularidades ambientales, y hasta la apariencia del activo.

Los usuarios de los activos generales están por lo lejos en la mejor posición para saber exactamente que contribuciones físicas y financieras el activo hace para el bienestar de la organización como un todo. Por ello es esencial que estén involucrados en el proceso de RCM desde el comienzo.

Se es correctamente, este paso solo toma alrededor de un tercio del tiempo que implica un análisis del RCM completo. Además hace que el grupo que realiza el análisis logre un aprendizaje considerable (muchas veces acerca de cómo realmente funciona el equipo).

2.4.4.2 Fallas Funcionales

Los objetivos del mantenimiento son definidos por las funciones y expectativas de funcionamiento asociados al activo en cuestión. ¿Cómo puede el mantenimiento alcanzar estos objetivos?

El único hecho que puede hacer es alguna que un activo no pueda desempeñar conforme a los parámetros requeridos por su usuario es alguna clase de falla. Esto sugiere que el mantenimiento cumple sus objetivos al aplicar un abordaje

apropiado en el manejo de una falla. Sin embargo, antes de poder aplicar herramientas apropiadas para el manejo de una falla necesarios identificar que fallas pueden ocurrir.

El proceso RCM lo hace en dos niveles:

- En primer lugar, se identifica las circunstancias que llevan a la falla.
- Luego se pregunta qué eventos pueden causar que el activo falle.

En el mundo de RCM los estados de fallas son conocidos como *fallas funcionales porque ocurren cuando el activo no puede cumplir una función de acuerdo al parámetro de funcionamiento que el usuario considera aceptable.*

Sumado a la capacidad total de funcionar, está definido abarca fallas parciales en las que el activo todavía funciona pero con un nivel de desempeño inaceptable (incluyendo las situaciones en las que el activo no puede mantener los niveles de calidad o precisión). Pero estas solo pueden claramente identificadas luego de haber definido las funciones y parámetros de funcionamiento del activo.

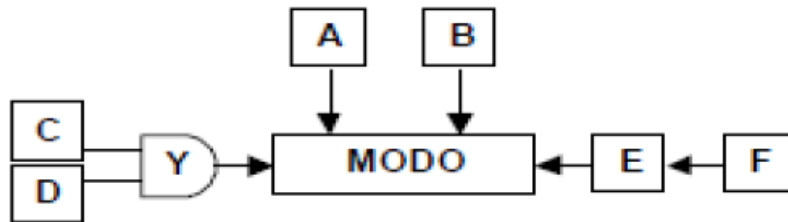
2.4.4.3 Modos de Falla

Como se menciona en el párrafo anterior, una vez que se ha identificado la falla funcional, el próximo paso es tratar de identificar todos los hechos que pueden haber causado cada estado de falla. Estos hechos se denominan modos de falla.

Los modos de fallas posibles incluyen aquellos que han ocurrido en equipos iguales o similares operando en el mismo contexto. También incluyen fallas que actualmente están siendo prevenidas por regímenes de mantenimiento existentes, así como fallas que aún no han ocurrido pero son consideradas altamente posibles en el contexto en cuestión.

Un modo de falla puede estar originado por uno o más causas; estas pueden ser independientes entre sí, tales como la A o la B de la figura a continuación:

Figura. 38. Modos de Falla



La mayoría de las listas tradicionales de modos de falla incorporan fallas causadas por el deterioro o desgaste por uso normal. Sin embargo, para que todas las causas probables de falla en los equipos puedan ser identificadas, esta lista debe incluir fallas causada por errores humanos (por parte de los operadores y el personal de mantenimiento), y errores de diseño. También es importante identificar la causa de cada falla con suficiente detalle para asegurarse de no desperdiciar tiempo y esfuerzo intentando tratar síntomas en lugar de causas reales. Por otro lado, es igualmente importante asegurarse de no malgastar el tiempo en el análisis mismo al concentrarse demasiados en los detalles.

2.4.4.4 Efectos de Falla

El cuarto paso en el proceso de RCM consiste en hacer un listado de los efectos de fallas, que describe lo que ocurre cuando acontece cada modo de falla. Esta descripción debe incluir toda la información necesaria y sirve para apoyar la evaluación de las consecuencias de las fallas tal como:

- Que evidencia existe (si la hay) de que la falla ha ocurrido.
- De qué modo representa una amenaza para la seguridad o el medio ambiente (si es que la representa).
- De qué manera afecta a la producción o a las operaciones (si las afecta).
- Que daños físicos (si los hay) han sido causado por la falla.

- Que debe hacerse para reparar la falla.

El proceso de identificar funciones, fallas funcionales, modo de falla y efectos de falla trae asombrosos y muchas veces apasionantes oportunidades de mejorar el desempeño y la seguridad, así como también de eliminar el desperdicio.

2.4.4.5 Consecuencias de Falla

Un análisis detallado de la empresa industrial promedio probablemente muestre entre tres y diez mil posibles modos de falla. Cada una de estas fallas afecta a la organización de algún modo, pero en cada caso, los efectos son diferentes. Puede afectar operaciones. También puede afectar a la calidad del producto, el servicio al cliente, la seguridad o el medio ambiente. Y todas tomaran tiempo y costaran dinero para ser reparadas.

- **Consecuencias de Fallas Ocultas:** las fallas ocultas no tienen un impacto directo, pero exponen a la organización a fallas múltiples con consecuencias serias y hasta catastróficas. (la mayoría está asociada a sistemas de protección sin regularidad inherente).
- **Consecuencias ambientales** y para la seguridad: una falla tiene consecuencias para la seguridad si pueden herir a matar alguna persona. Tienen consecuencias ambientales si infringe alguna normativa o reglamento ambiental tanto corporativo como regional, nacional o internacional.
- **Consecuencias operacionales:** si afecta la producción (cantidad, calidad del producto, atención al cliente o costos operacionales), además del costo directo de la reparación.

2.4.4.6 Numero de Ponderación del Riesgo

Este valor se obtiene con la multiplicación de la probabilidad por el impacto por la detección generando el número de Ponderación del riesgo o como se conoce en sus siglas en ingles RPN (Risk Priority Number)

$$\text{NPR} = \text{probabilidad} * \text{impacto} * \text{detección}$$

Fórmula: El número de Ponderación de riesgo, o RPN, es una evaluación numérica de riesgo asignado a un proceso, o pasos de un proceso, como parte de Modos de Falla y Análisis de Efectos (AMFE), en el que un equipo asigna valores numéricos a cada modo de fallo que cuantificar la probabilidad de ocurrencia, la probabilidad de detección, y la gravedad del impacto

2.4.5 Tareas de mantenimiento

RCM maneja la falla de 2 formas: mediante tareas proactivo, es decir tareas que se ejecutan antes de que ocurra la falla como el mantenimiento preventivo y predictivo, para lo cual se utilizan:

- Tareas a Condición: Se utilizan para identificar las fallas potenciales, mediante las condiciones identificables las cuales muestran que va a ocurrir una falla funcional o que está en proceso de ocurrir, con la finalidad de hacer algo antes de que se convierta en falla funcional.

La figura 39 muestra la curva P-F, que muestra el punto P, el cual es dónde podemos detectar la falla es llamada "Falla Potencial" y el punto en el que falla el equipo es F llamado "Falla Funcional", las tareas a condición deben realizar en este intervalo P-F.

Figura. 39. Curva P-F



Fuente: www.machinerylubrication.com

las tareas a condición consisten en chequear si hay fallas potenciales, para que se pueda actuar para prevenir la falla funcional o evitar las consecuencias de la falla funcional⁸.

Las tareas a condición: Cuando se requiere un equipo especializado para detectar las fallas potenciales.

Variación de la calidad del producto: Se pueden emplear procesos estadísticos para determinar cuándo se empieza a afectar la calidad del producto.

Monitoreo de efectos primarios: Puede realizarlo un operador o una computadora, la idea es tomar datos como presión, temperatura, caudal, etc., y compararlos con una referencia para determinar la falla potencial.

Sentidos humanos: Se refiere a lo que se puede percibir con los sentidos, olores, ruidos extraños, alta temperatura. Por lo general cuando se detecta la falla potencial de esta manera la gravedad de la falla es avanzada.

⁸ MOUBRAY, John. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad, Gran Bretaña: Aladon Ltd., 2004. P.149

Para el caso de las fallas al azar en las cuales no se sabe cuándo va a ocurrir la falla no se puede determinar cuándo empieza la curva P-F, se puede recurrir a las siguientes tareas:

- Observación continua hasta identificar la falla potencial lo que puede resultar muy costoso al requerir la disponibilidad de equipos y personal continuamente, además resulta poco práctico ya que toca esperar hasta que la falla funcional ocurra.
- Comenzar con un intervalo corto y extenderlo gradualmente. Este intervalo corto por supuesto es arbitrario y al igual que la observación continua resulta poco práctico ya que también se debe esperar a que ocurra la falla funcional.
- Intervalos arbitrarios, volviendo a caer costos de mantenimiento ya que si la curva P-F es muy larga generarían muchas tomas.
- La investigación es la forma más adecuada de establecer un intervalo P-F preciso, realizando observaciones y tomando muestras que identifiquen a tiempo la falla potencial.

Un enfoque relacional puede determinar un intervalo P-F preciso se es basado en los criterios y la experiencia del personal de mantenimiento y operación.

- Tareas re acondicionamientos cíclico y de sustitución cíclica: los componentes de un equipo son revisado y repasados a un frecuencia fija sin importar su estado. Cuando el modo de falla es relacionado con la edad algunas veces no es posible devolverlo a su condición normal de funcionamiento, en tales casos se debe cambiar el activo.

“la frecuencia de una tarea de reacondicionamiento o sustitución cíclico está determinada por la edad en la que el elemento o componente muestra un rápido incremento en la probabilidad condicional de falla”⁹.

⁹ MOUBRAY, John. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad, Gran Bretaña: Aladon Ltd., 2004. P.140

Los modelos de falla vistos en la figura 39, que están relacionadas con el deterioro y la edad son los A, B y C, se presenta por la exposición al esfuerzo en el tiempo, horas de operación o cantidad de material procesado, cabe aclarar que aunque dos (2) equipos sean iguales su curva de desgaste siempre es diferente. Este tipo de esfuerzo es poco predecible y poco probable ya que los esfuerzos no siempre se aplican en forma constante.

Existen otras fallas que no son relacionadas con la edad y sus modelos de falla son D, E y F, vistos en la figura 39. Estos modelos reflejan la situación cuando el esfuerzo es variable, pueden existir sobre picos de esfuerzo que traen como consecuencia una reducción de la resistencia a la falla incrementando en el equipo la vulnerabilidad a otro tipo de picos ocasiona una aceleración de la pérdida de la resistencia a la falla.

Otra forma de manejar la falla en acciones a falta de, la cual se utiliza cuando no se puede ajustar ninguna tarea proactiva, en esta caso se recurre al rediseño o llevar el equipo a falla, para manejarlo como correctivo. O a tareas de búsqueda de fallas.

Generalmente se piensa que para mejorar la disponibilidad de los equipos debe existir algún tipo de ruta preventiva, pero después de analizar los modos de falla se puede concluir que existen diferentes tareas las cuales se asignan según su modo de falla. Las principales características de una tarea son:

- .el costo/beneficio de realizar la tarea debe ser óptimo.
- La tarea debe tener disponibilidad de recursos humanos y equipos para realizarla.
- La tarea debe ser fácil y ejecutable.
- La tarea debe reducir el riesgo de la falla funcional, en caso contrario el equipo debe rediseñarse.

2.4.5.1 Tipos de tareas

- Tareas Operativas: Condiciones operativas, Ph, temperatura, presión
- Tareas Predictivas: Muestras de aceite, vibraciones, termografías, ultrasonido, etc.
- Tareas funcionales operativas: Pruebas semanales, test de instrumentos.
- Tareas por oportunidad: Proyectos, actualizaciones, rediseños.
- No intrusivas: Reemplazo de aceite, torques, inspecciones, boroscopio.
- Tareas funcionales de mantenimiento: Test de instrumentos, protecciones, pruebas de válvulas.
- Intrusivas: Equipos fuera de servicio para inspección y reparación, chequeo de partes internas.

Una tarea proactiva se ejecuta solo si logra reducir las consecuencias de la falla, teniendo en cuenta el costo de hacer la misma.

Dentro del mantenimiento se da Ponderación a las tareas a condición ya que generalmente no intervienen con la producción, identifican condiciones específicas de modo que definen concretamente que acción correctiva debe ejecutarse y adicionalmente alargan la vida del activo al identificar exactamente el punto de falla potencial.

En caso de no encontrar una tarea a condición apropiada para el modo de falla se debe pensar en reacondicionamiento o sustitución cíclica, lo cual trae como desventajas: por lo general se debe ejecutar con el equipo fuera de servicio puede darse el caso de cambiar componentes o equipos que aun tenga vida útil y adicionalmente este tipo de tareas requiere más mano de obra al estar involucradas otras especiales.

Por otro lado en algunos casos es necesario combinar los diferentes tipos de tareas proactivas ya que una por si sola no reduce el resgo de la falla.

2.4.6 Diagrama de Árbol Lógico de Decisión

Este diagrama define que mantenimiento de rutina que será realizado y las frecuencias, que fallas son lo suficientemente serias como para justificar un rediseño y que se dejará como mantenimiento no programado.

El formato de hoja decisiones se muestran en la tabla 4 y el diagrama de decisión RCM II se muestra en la figura 40. La hoja de decisión está dividida en 16 columnas. Las primeras 3 (F,FF y FM) identifican el modo de falla que se analiza en esa línea. Se utiliza para correlacionar la hoja de información con la hoja de decisión.

Las siguientes 4 columnas son para evaluar las consecuencias de cada modo de falla en cuanto a:

- H= ¿Será evidente a los operadores la pérdida de la funciones causada por éste modo de falla actuando por si solo en circunstancias normales? Si la respuesta es afirmativa se escribe S en la columna H y se sigue con la pregunta S, pero si la respuesta es negativa se escribe N en la columna H y se baja en el diagrama de decisión a la pregunta H1.
- S= ¿Produce este modo de falla una pérdida de función u otros daños que pudieran lesionar a matar a alguien? Si la respuesta es afirmativa se escribe S en la columna S y se sigue con la pregunta S1, pero si la respuesta es negativa se escribe N en la columna S y se sigue en el diagrama de decisión a la pregunta E.
- E= ¿Produce este modo de falla una pérdida de función u otros daños que pudieran infringir cualquier normativa o reglamento del medio ambiente? Si la respuesta es afirmativa se escribe S en la columna E y se sigue con la pregunta S1, pero si la respuesta es negativa se escribe N en la columna E y se sigue en el diagrama de decisión a la pregunta O.
- O= ¿Ejerce el modo de falla un efecto adverso directo sobre la capacidad operacional? Si la respuesta es afirmativa se escribe S en la columna O y

se sigue con la pregunta O1, pero si la respuesta es negativa se escribe N en la columna O y se sigue en el diagrama de decisión a la pregunta N1.

Las siguientes 3 Columnas registran si ha sido seleccionada una tarea proactiva y qué tipo de tarea.

- H1,S1,O1,N1= Se registra S se establece que es estrictamente factible realizar una tarea por condición, en caso negativo se registra N.
- H2,S2,O2,N2= Se registra S si se establece que es técnicamente factible realizar una tarea de reacondicionamiento programado, en caso negativo se registra N.
- H3,S3,O3,N3= Se registra S si se establece que es estrictamente factible realizar una tarea de sustitución cíclica, en caso negativa se registra N.

Si se deben registrar tareas a falla de se completan en las columnas H4, H5 S4, estas columnas sólo se responden si las 3 anteriores siempre fueron “no”.

- H4= Se registra S si se establece que es técnicamente factible realizar una tarea de búsqueda de fallas, seguidamente se completan las 3 últimas columnas. En caso negativo se registra N.
- H5= Sólo se registra si H4 es negativo. Se pregunta si la falla múltiple afecta la seguridad o el medio ambiente. Si se registra S es obligatorio realizar rediseño, en caso negativo se registra N.
- S4= Sólo se registra se H4 y H5 son negativo. Se registra S si es técnicamente factible realizar una combinación de tareas proactivas, la falla múltiple afecta la seguridad o el medio ambiente, en caso negativo se registra N y el rediseño es obligatorio.

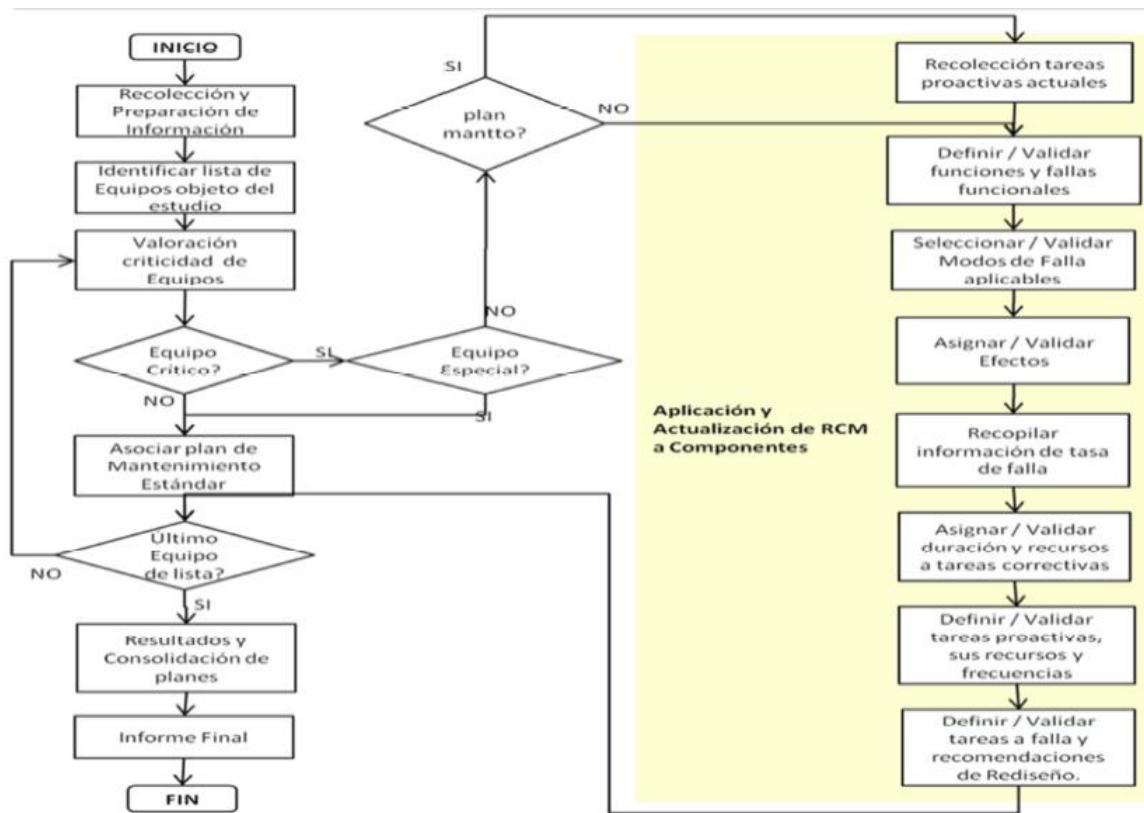
Las últimas 3 columnas se utilizan para colocar la tarea propuesta, su frecuencia y quien ha sido designado para ejecutarla. En la columna Tarea Propuesta, también se utiliza para especificar si el modo de falla requiere rediseño o si no se programara mantenimiento.

Tabla 4 Hoja de Decisión RCM II

HOJA DE TRABAJO RCM																	
Equipo														Equipo de trabajo:		Fecha de realización	
Componente														Abrobado por		Fecha de aprobación	
Ref. Información			Evaluación Consecuencias				Decisión			Tareas "a falta de"			Tareas Propuestas		Frec. Inicial	Recursos	
F	FF	MF	H	S	E	O	O1 N1	O2 N2	O3 N3	H4	H5	S4					
1	A	1															
1	A	2															
1	B	1															
1	B	2															
2	A	1															
2	A	2															
3	A	1															
3	A	2															
4	A	1															
4	A	2															

Fuente: Moubray John, Mantenimiento Centrado en Confiabilidad, Biddles Ltd, Gran Bretaña 2004

Figura. 41. Diagrama de flujo del RCM



2.4.7 Resultados de un Análisis RCM

A través de la secuencia lógica y de su respectivo análisis se obtiene una serie de tareas a realizar por parte de mantenimiento.

Entre las tareas de mantenimiento según RCM se pueden ejecutar:

- Proactivo: Basado en los principios de solidaridad, iniciativa del operador, concientización, trabajo en equipo, en el que involucran directamente e indirectamente la problemática del mantenimiento.
- Predictivas: Consiste es establece, en primer lugar, un histórico de la relación entre la variable seleccionada y la vida del componente.
- Cualquier técnica de mantenimiento que ayude a buscar fallas ocultas, rediseños y que brinden la posibilidad de establecer un Plan de

Mantenimiento que nos ayude en la aplicación de estos métodos de la forma más simple y posible en el que se plasma un listado de actividades del mantenimiento, una frecuencia de ejecución y una frecuencia estimada en la programación.

2.5 INDICADORES DE GESTIÓN EN MANTENIMIENTO

Productividad y competencia son características de los ambientes donde se desempeñan corporaciones e industrias, las cuales se ven obligadas a maximizar sus capacidades productivas y minimizar costos operativos. La condición y disponibilidad de sus sistemas productivos juegan un papel decisivo en el éxito de sus negocios.

Para la función Mantenimiento, esto significa una constante búsqueda de nuevas y novedosas formas de incrementar la confiabilidad, disponibilidad y vida útil de plantas y equipos industriales, siempre a través de un control efectivo de costos.

El hecho de planificar y programar los trabajos de Mantenimiento a grandes volúmenes de equipos e instalaciones ha visto en la automatización una oportunidad de constantes mejoras, y la posibilidad de plasmar procedimientos cada día más complejos e interdependientes.

Esto aunado a la mejor práctica de un mantenimiento en Clase Mundial, que establece Sistemas Integrados, ha conllevado a las grandes corporaciones a tomar la decisión de adoptar sistemas de Mantenimiento de Planificación.

El modelo de Mantenimiento permite la clasificación y caracterización de la información, para que ésta sea agrupada y consultada de acuerdo a los requerimientos específicos de cada usuario, lo cual facilita los procesos de análisis y toma de decisiones, tan importantes en las áreas de costos y confiabilidad.

La Gerencia de Mantenimiento está sustituyendo los viejos valores por paradigmas de excelencia de mayor nivel. La práctica de Ingeniería de Confiabilidad, la gestión de activos, la medición de los indicadores y la gestión de

la disponibilidad; así como la reducción de los costos de mantenimiento constituyen los objetivos primordiales de la empresa enfocada a asegurar la calidad de gestión de la organización de Mantenimiento.

Los indicadores de mantenimiento y los sistemas de planificación empresarial asociados al área de afectividad permiten evaluar el comportamiento operacional de las instalaciones, sistemas, equipos, dispositivos y componentes, de esta manera será posible implementar un plan de mantenimiento orientado a perfeccionar la labor de mantenimiento.

Estos indicadores son:

- Tiempo Promedio para Fallar (TPPF) – Mean Time To Fail (MTTF).
- Tiempo Promedio para Reparar (TPPR) – Mean Time To Repair (MTTR).
- Disponibilidad
- Utilización
- Confiabilidad
- Tiempo Promedio entre Fallos (TMEF) – Mean Time Between Failures (MTBF).

2.5.1 Tiempo Medio entre Fallas (MTBF)

El MTBF (Mean Time Between Failures) no es la media aritmética (promedio) del tiempo entre fallos de un sistema. El MTBF es típicamente parte de un modelo que asume que el sistema fallido se repara inmediatamente (el tiempo transcurrido es cero), como parte de un proceso de renovación. En cambio, el MTTF (Mean Time To Failure) mide el tiempo medio entre fallo con la suposición de un modelo en que el sistema fallido no se repara.

El MTBF es simplemente el recíproco de la cadencia de fallos.

$$MTBF = \frac{1}{\lambda}.$$

Ecuación 1

El MTBF se denota a menudo por el símbolo θ , o

$$MTBF = \theta.$$

Ecuación 2

Dado que la cadencia de fallos y el MTBF son recíprocos, se encuentran ambas notaciones en la literatura, dependiendo de cuál sea la más apropiada para la aplicación.

El MTBF puede definirse en términos del (valor esperado) de la función de densidad de fallos $f(t)$

$$MTBF = \int_0^{\infty} t f(t) dt$$

Ecuación 3

con

$$\int_0^{\infty} f(t) dt = 1.$$

Ecuación 4

2.5.2 Tiempo Medio para Reparar (MTTR)

Es el tiempo promedio para restaurar la función de un equipo, maquinaria, línea o proceso después de una falla funcional. Incluye tiempo para analizar y diagnosticar la falla, tiempo para conseguir el repuesto, tiempo de planeación, etc.

Además de ser una medición de la mantenibilidad de un equipo con el intervalo de tiempo obtenido dividiendo el tiempo total de las reparaciones entre el número total de fallas en un sistema.

Se calcula:

$$MTTR = \frac{TTR}{\# Fallas}$$

Ecuación 5

Dónde:

TTR= Tiempo total empleado en restaurar la operación de cada falla.

Fallas= Número de fallas totales en un tiempo determinado

Este índice debe tender a bajar para indicar mejorar la mantenibilidad.

2.5.3 Tiempo Medio para la Falla (MTTF)

La estimación del tiempo medio de falla es importante para conocer el valor esperado de falla que tiene la ocurrencia más probable y así evaluar se este valor reúne los equipos del cliente. Si no reúne esos requerimientos se deben implementar soluciones que hagan más prolongado este tiempo medio de falla. Para la utilización de las subsecuentes expresiones en el cálculo del tiempo medio de falla, es requisito fundamental que la distribución de probabilidad sea la exponencial, pues se requiere de una razón da falla constante. Este requisito se puede probar usando una prueba de bondad de ajuste (Walpole y Myers, 1992), la forma gráfica vista anteriormente o la prueba Bartlett¹⁰.

Si el conjunto de datos de tiempos de falla es completo, la estimación se hace usando la formula clásica de promedio, sea:

¹⁰ Ingeniería de confiabilidad Jorge Acuña Acuña, primera edición Editorial Tecnológica de costa Rica, 2003. Pág. 165

$$MTTF = \mu = \frac{\sum_{i=1}^N T_i}{N}$$

Ecuación 6

2.5.4 Disponibilidad (A: Availability)

Es la capacidad de un activo o componente para estar en un estado (arriba) para realizar una función requerida bajo condiciones dadas en un instante dado de tiempo o durante un determinado intervalo de tiempo, asumiendo que los recursos externos necesarios se han proporcionado.

$$A = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR}$$

Ecuación 7

Es decir, cuando hablamos de confiabilidad el componente trabaja continuamente durante un periodo de tiempo dado, en otras palabras la función del componente no se interrumpe, el componente se pone en operación (arriba) y se mantiene arriba. Por otra parte cuando hablamos de disponibilidad el componente es puesto arriba en un instante dado y no importa lo que pase después, la función del componente puede ser interrumpida sin ningún problema.

La confiabilidad operacional C_o

$$C_o = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR}$$

Ecuación 8

La disponibilidad Operacional Do

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

Ecuación 9

Dónde:

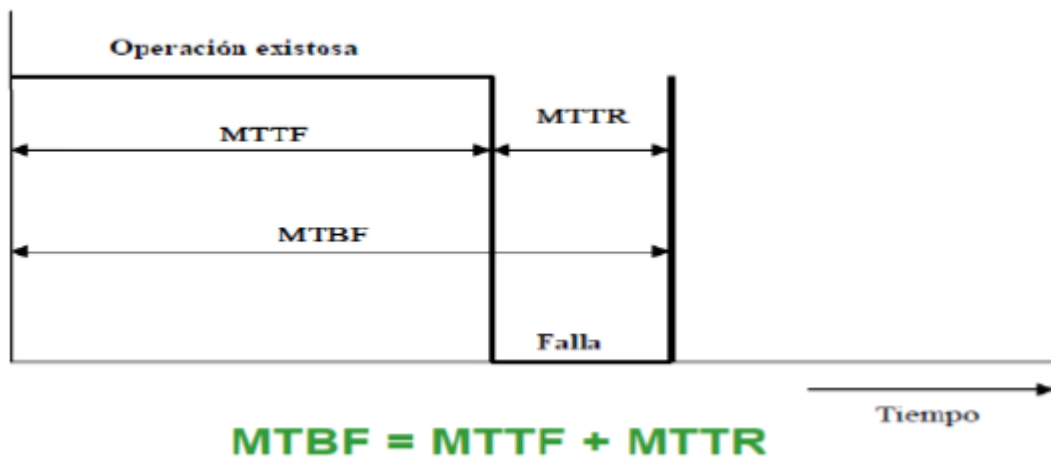
MTBF (Mean Time Between Failures): Es el Tiempo promedio entre Fallas

MTTR (Mean Time To Repair): Es el Tiempo Promedio para Reparar

MUT (Mean Up Time): es Tiempo Promedio en Operación (arriba) o Tiempo promedio para fallar (MTTF)

Figura. 42. Indicadores de Confiabilidad

MTTF, MTTR y MTBF



Fuente: Monografía Implementación de PMO para concretos Argos Freddy Ballesteros
Correa

La ecuación base universal CDM se expresa así:

$$Disponibilidad = \frac{Confiabilidad}{Confiabilidad + Mantenibilidad}$$

Ecuación 10

Donde interaccionan los tiempos útiles UT (SoFu= Estado de Funcionamiento) y los tiempos de fallas debidas a reparaciones (imprevistas) DT (SoFa= Estado de Falla)

$$A = \frac{THIP - (SMH + UMH)}{THIP} \times 100$$

THIP = Total horas en el periodo
 SMH = Total horas de parada planeadas
 UMH = Total horas de parada no planeadas

Ecuación 12

La Disponibilidad tiene en cuenta el tiempo de parada planeado y no planeado, se asocia a la posibilidad de generar servicios o productos.

La Disponibilidad Mecánica (A Mec) tiene en cuenta el tiempo de mantenimiento planeado y no planeado y como es afectado por las actividades propias de mantenimiento.

2.5.5 Confiabilidad (R: Realiability)

Capacidad de un equipo para cumplir con sus funciones requerida bajo unas condiciones dadas en un periodo de tiempo específico, se asocia a fallas.

$$R = \frac{THIP - UMH}{THIP} \times 100$$

THIP = Total horas en el periodo
 UMH = Total horas de parada no planeadas

Ecuación 13

La Confiabilidad es una medida directa de tiempo de parada no planeado. Esta se mide para eliminar la recurrencia de eventos de paradas no planeadas.

Para el caso de la Mantenibilidad (M: Maintainability) esta se asocia a las reparaciones.

En el mundo moderno, el concepto de Confiabilidad adquiere gran trascendencia. Confiabilidad es la "capacidad de un ítem de desempeñar una función requerida, en condiciones establecidas". Habremos logrado la confiabilidad requerida cuando el "ítem" hace lo que queremos que haga. Al decir "ítem" podemos referirnos a una máquina, a una planta industrial, a un proceso, a un rodado, a un sistema y también a una persona. La Confiabilidad impacta directamente sobre los Resultados de la Empresa, debiendo aplicarse no sólo a máquinas o equipos aislados sino a la totalidad de los procesos que integran la cadena de valor de la Organización.

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

Ecuación 14

Dónde:

R(t): Confiabilidad de un equipo en un tiempo t dado

e: constante Neperiana (e=2.303..)

λ : □ Tasa de fallas (número total de fallas por período de operación)

t: tiempo

La confiabilidad es la probabilidad de que no ocurra una falla de determinado tipo, para una misión definida y con un nivel de confianza dado.

2.5.6 Mantenibilidad (M)

Es definida por la ISO/DIS 14224, como la capacidad (o probabilidad si hablamos en términos estadísticos), bajo condiciones dadas, que tiene un activo o componente de ser mantenido o restaurado en un periodo de tiempo dado a un estado donde sea capaz de realizar su función original nuevamente, cuando el mantenimiento ha sido realizado bajo condiciones prescritas, con procedimientos y medios adecuados. Esto quiere decir, que si un componente tiene un 95% de Mantenibilidad en una hora, entonces habrá 95% de probabilidad de que ese componente sea reparado exitosamente en una hora.

La ecuación clásica de la Mantenibilidad es:

$$M(t) = 1 - e^{-(\mu t)}$$

Ecuación 15

Cuando μ o rata de reparación es constante.

El MTTR (Mean Time To Repair) es el tiempo promedio para reparar de un componente cuando este falla, es parte del tiempo promedio arriba o en servicio (MDT) y es un indicador directo de la Mantenibilidad.

Podemos definir la rata de reparación (μ) en función del MTTR como:

$$\mu = 1/\text{MTTR}$$

Ecuación 16

La tasa de reparación es un parámetro el cual permite evaluar la probabilidad que tiene un componente a ser reparado y juega un papel exactamente similar a la tasa de falla ($\lambda = 1/\text{MTBF}$) para el cálculo de la confiabilidad.

$$M(t) = \int_0^t g(t) dt$$

Ecuación 17

Dónde:

g(t) Es la función de densidad de probabilidad de la variable aleatoria

Figura. 43. Sistema Integrado del Mantenimiento y Producción



$$Disponibilidad = \frac{Confiabilidad}{Confiabilidad + Mantenibilidad}$$

Fuente. MORA G, Alberto. Mantenimiento estratégico para empresas de industriales o servicios. Medellín: Am

2.6 ANALISIS DOFA PARA EL MANTENIMIENTO TERMOELÉCTRICA

Esta herramienta va a permitir realizar el diagnóstico eficaz y rápido de la situación actual de la planta termoeléctrica, considerando factores externos e internos que sean afectación del proceso, para así poder delinear mejor la estrategia para el logro satisfactorio de las metas y objetivos inherentes de la empresa.

El nombre DOFA se forma con las iniciales de los cuatro conceptos que intervienen en la aplicación del instrumento; es decir:

1. D de Fortalezas.
2. O de Oportunidades.
3. D de Debilidades.
4. A de Amenazas

Tabla 5. Componentes del Análisis DOFA

VARIABLES INTERNAS		VARIABLES EXTERNAS
FORTALEZAS (Aumentar)	↔	OPORTUNIDADES (Aprovechar)
DEBILIDADES (Disminuir)	↔	AMENAZAS (Neutralizar)

Fuente: <http://www2.esmas.com/emprendedor/herramientas>

2.6.1 Debilidades

D1. La Aplicación del Sistema de Información no se Utiliza de Acuerdo a su Capacidad Real: Las actividades de mantenimiento si bien se tiene el sistema de información, éste no se está utilizando de forma adecuada a las necesidades actuales de la empresa.

D2. Perdida de Cultura de Excelencia Operacional: Hoy en día, las actividades operacionales en el sector energético se realizan bajo incertidumbre al brillar por su ausencia la Gerencia del Riesgo, lo cual ha originado un conjunto de incidentes y accidentes con daños a las instalaciones y posibles pérdidas de vidas humanas. Igualmente, ha potenciado los accidentes ambientales a lo largo y ancho del territorio nacional.

D3. Deterioro de Instalaciones y Equipos por Falta de Apoyo al Mantenimiento: La Gerencia de Mantenimiento forma parte de la Gerencia del Riesgo. La ausencia o desfase del mantenimiento, preventivo, predictivo y correctivo, ha estado presente en las diversas etapas que conforman las actividades desarrolladas en el sector eléctrico y en el sector de hidrocarburos. Esto ha originado accidentes con daño en la infraestructura, pérdida de vidas y creación de pasivos ambientales.

D4. El Costo de Mantenimiento se ha Incrementado con la misma Tendencia de las Fallas de mantenimiento además el Plan de mantenimiento no se actualiza desde 2006.

2.6.2 Oportunidades

O1. Desarrollo de Nuevas Estrategias de Mantenimiento

O2 Apertura y Desarrollo Sector Petroquímico y Valoración del Gas: Colombia cuenta con recursos de gas que pueden soportar un desarrollo petroquímico a mediana escala (unos 1500 MPCD), con lo cual se le daría al gas una valoración diferente a la de combustible. Lo que hace atractiva esta industria es la particularidad de que genera un alto valor agregado para el resto de las empresas y sectores de la economía. Sin embargo, está sujeta a ciclos de crecimiento y de estancamiento, motivado a que las plantas petroquímicas son sensibles a las economías de escalas. Es decir, no se construyen plantas hasta tanto no se presente un mercado "cautivo" para esta, lo cual evita una guerra de precio de los productos petroquímicos a nivel mundial.

O3. Minimizar en el Mercado Interno Uso de Hidrocarburos Líquidos de Alto Valor de Exportación: El aumento experimentado en los últimos años en el consumo de hidrocarburos líquidos exportables atenta negativamente con el ingreso de divisas, situación que debe ser revertida. Muchos de estos hidrocarburos, por diferentes razones, se están importando para honrar la demanda interna y cumplir con compromisos internacionales. El gran aumento lo ha experimentado el sector eléctrico, con la instalación de nuevas plantas termoeléctricas para afrontar la crisis, al tener que consumir diésel y fuel oíl como consecuencia del déficit de gas existente. La reducción del consumo bien pudiera ser por el aumento de precios. Pero la vía directa para minimizar el consumo de los hidrocarburos líquidos en el mercado interno es la de tener una disponibilidad de gas que pueda sustituir en el parque automotor a la gasolina y el diésel, en la generación de electricidad al diésel y fuel oíl, y en el sector doméstico al GLP.

O4. Completar Ejecución de Proyectos Programados: Parte de la crisis por la que atraviesa el sector en materia de un suministro eléctrico continuo y de disponibilidad de hidrocarburos líquidos y gaseosos para el mercado interno, está asociada al desfase de la culminación de proyectos.

2.6.3 Fortalezas

F1. Recursos Energéticos Abundantes: Colombia es un país con ingentes recursos energéticos. Dentro de los no renovables destacan los hidrocarburos, gas y petróleo. De este útil o posee reservas, con un volumen de 5518 millones de toneladas de petróleo equivalente. En lo atinente a las renovables, en hidroelectricidad posee un potencial de petróleo equivalente (80 GW). Por su posición geográfica, cercana al ecuador, su territorio tiene un alto potencial de energía solar con 228 millones de toneladas métricas de petróleo, el 50 % del potencial de las renovables.

F2. Infraestructura Disponible: Tanto el sector eléctrico como el de los hidrocarburos, poseen una infraestructura importante que ha permitido cumplir con

el servicio eléctrico y producir, refinar y comercializar crudo y productos, nacional e internacionalmente.

F3. Experiencia de Empresas en el Sector Energético: Tanto en el sector eléctrico como en el sector de hidrocarburos, se han desarrollado empresas Colombianas conexas a estos, que le han dado, dan y le darán servicios a las empresas energéticas en áreas técnicas, operativas, administrativas y gerenciales. Esto ha fortalecido el acopio nacional tecnológico, permitiendo una reducción en la contratación internacional de servicios medios y una participación activa, como contraparte nacional, en proyectos de alta tecnología.

F4. Balance Energético Positivo: El simple balance volumétrico de la producción y consumo de energía en el mercado interno lo hace positivo, es decir, hay un excedente para la exportación a nivel solo del petróleo. Sin embargo, el costo de esa energía consumida a precios subsidiados, así como la intensidad energética dejan mucho que desear en un benchmarking internacional.

2.6.4 Amenazas

A1. Politización del Sector Energético: El sector energético, al igual que otros sectores productivos del país, se ha visto sometido a una fuerte politización gubernamental lo cual ha distorsionado el sentido real de Ecopetrol S.A y de las Térmicas. Es más importante el "político" que el supervisor o el gerente, ya que el político es quien dicta la pauta de lo que hay que hacer en la empresa.

A2. Riesgo País Negativo: Debido al entorno político, económico y de seguridad publica existente en el país, para los inversionistas el riesgo es negativo y alto. El inversionista mide la eventualidad de que un estado soberano se vea imposibilitado o incapacitado de cumplir con sus obligaciones con algún agente extranjero, por razones fuera de los riesgos usuales que surgen de cualquier relación crediticia.

A3. Políticas Contrarias al Desarrollo del Sector: El gobierno en su afán de obtener el control total ha aplicado políticas que en lugar de beneficiar al sector, lo ha perjudicado. Entre estas políticas tenemos: la estatización, la eliminación de la tercerización, carga sociales (misiones) y la politización del personal.

A4. Obsolescencia de Infraestructura y Equipos del Sector: Tanto en el sector petrolero como en el eléctrico la infraestructura operativa es de vieja data, con antigüedad mayor a 25 años, lo que indica que mucha ya ha cumplido o sobrepasado su vida útil. Esto, aunado a una gestión pobre en mantenimiento y reemplazo de equipos hace vulnerable las actividades operacionales realizadas en el sector.

2.6.4.1 Estrategias FO

- Mantener los pilares del Mantenimiento de Clase Mundial durante la fase de sostenimiento del ciclo de vida de los equipos. (Mantenimiento planeado, entrenamiento del personal, Gerenciamiento de datos).
- Implementar el uso de la táctica RCM, para revisar y actualizar el programa de mantenimiento.
- Desarrollar nuevas estrategias de organización de mantenimiento basados en el sistema “Kantiano”.
- Implementar todos los pasos para disminuir el tiempo de mantenimiento programado.
- Realizar seguimiento a los planes de acción generados por RCFA y RCA
- Mantener y mejorar constantemente el programa 5S de mantenimiento.

2.6.4.2 Estrategias DO

- Realizar seguimiento a las variaciones presentadas en los indicadores de mantenimiento para tomar acciones y estabilizarlos.
- Realizar actualización en el uso de todos los módulos del software de mantenimiento.

- Implementar el uso de la táctica RCM para revisar y actualizar el programa de mantenimiento.
- Realizar gestión para relacionar el software de programación de mantenimiento con el software de administración de repuestos en almacén.
- Realizar plan de actualización y control de los planos e información técnica de los equipos.
- Implementar todos los pasos de la táctica intervención rápida de mantenimiento para disminuir el tiempo de mantenimiento programado.
- Realizar una gestión de repuestos determinando la cantidad adecuada, esto se puede realizar aplicando RCM y utilizando el sistema de información de los equipos y sus repuestos.

2.6.4.3 Estrategias FA

- El personal técnico debe realizar los planes de acción de las mayores fallas que incidieron sobre los resultados del año 2014.
- Realizar seguimiento a los planes de acción de los RCFA y RCA generados por los malos actores en planta.

2.6.4.4 Estrategias DA

- Revisar indicadores de mantenimiento diariamente, y realizar seguimiento diario a planes de acción generados en análisis de falla.
- Mantenimiento debe realizar planes de acción para impedir la pérdida generación de energía.
- El sistema de información diariamente debe entregar indicadores de mantenimiento.
- El sistema de información de mantenimiento debe llevar al día la información técnica de los equipos y su hoja de vida actualizada.

2.6.4.5 Conclusiones DOFA

- Las estrategias que se establecieron con la DOFA, se puede dividir las en dos grupos, un primer grupo que se puede desarrollar con las herramientas

de gestión que se tiene en mantenimiento y un segundo grupo que forma parte del objetivo del presente trabajo de monografía y son las siguientes:

- Implementar el uso de la táctica RCM para revisar y actualizar el programa de mantenimiento.
- Realizar un control del costo de mantenimiento identificando oportunidades de ahorro en base al seguimiento de indicadores.
- Desarrollar nuevas estrategias de organización de mantenimiento basados en el sistema “Kantiano”.
- Realizar actualización en el uso de todos los módulos del software de mantenimiento

2.6.5 Matriz DOFA

Tabla 6 Matriz DOFA Termoeléctrica de Suria

MATRIZ DOFA TÉRMICAS	Fortalezas (F)	Debilidades (D)
Oportunidades (O)	<p>FO</p> <p>Mantener los pilares del Mantenimiento de Clase Mundial durante la fase de sostenimiento del ciclo de vida de los equipos. (Mantenimiento planeado, entrenamiento del personal, Gerenciamiento de datos).</p> <p>Implementar el uso de la táctica RCM, para revisar y actualizar el programa</p>	<p>DO</p> <p>Realizar seguimiento a las variaciones presentadas en los indicadores de mantenimiento para tomar acciones y estabilizarlos.</p> <p>Realizar actualización en el uso de todos los módulos del software de mantenimiento.</p>

	de mantenimiento.	
Amenazas (A)	<p>FA</p> <p>El personal técnico debe realizar los planes de acción de las mayores fallas que incidieron sobre los resultados del año 2014.</p> <p>Realizar seguimiento a los planes de acción de los RCFA y RCA generados por los malos actores en planta.</p>	<p>DA</p> <p>Revisar indicadores de mantenimiento diariamente, y realizar seguimiento diario a planes de acción generados en análisis de falla.</p> <p>Mantenimiento debe realizar planes de acción para impedir la pérdida generación de energía.</p>

3 MARCO LEGAL

3.1 Normatividad Relacionada con RCM

Dentro de la implementación del RCM para Ecopetrol S.A se utilizan una serie de herramientas, métodos y criterios que contribuyen al desarrollo del plan de mantenimiento en turbinas, estos son:

- ISO 14224: Petroleum, petrochemical and natural gas industries (Bibliotecas para realización de AMEF).
- ISO 9001:2008 Quality management systems (Sistemas de Gestión de calidad).
- ISO 14001: (Sistemas de Gestión Ambiental).
- MIL-STD-2173 Military Standard 217 (MIL-217): Reliability Centered Maintenance Requirements for Naval Aircraft, Weapons Systems, and Support Equipment (Bibliotecas para la realización de modos y efectos de fallas para componentes eléctricos y electrónicos)
- PAS 55 (ISO55000): Gestión de Activos
- MSG-3: Norma Militar de Estados Unidos
- ASME American Society of Mechanical Engineers (NO es Norma)
- HACCP Análisis de Peligros y Puntos Críticos de Control
- ISO 9001/2000 Gestión de la Calidad y Aseguramiento de la Calidad
- SAE JA1011 & JA1012 Standardized Latest RCM (1998)
- SAE J1011 Society of Automotive Engineers, Evaluation Criteria for RCM Processes
- SAE J1012 Society of Automotive Engineers, Guide to the RCM Standard
- IEEE 762

3.2 Legislación


- Decreto 1500 de 2007 Artículos “25-26-27”
- Decreto 3075 de 1997 Enfocada a Producto
- Resolución 2905 de 2007

3.3 Documentos Ecopetrol

Se toman como referencia en el presente estudio:

- Marco estratégico 2009-2015 grupo empresarial ECOPETROL
- Manual de Gerencia de Activos – DGO-CCM-02.
- Instructivo para la identificación y jerarquización de Malos Actores, ECP-ICP-GCM-I-001
- Instructivo de seguimiento a la eliminación de malos actores ECP-ICP-GCMI- 003
- Modelo de Maduración y gestión de Proyectos
- Instructivo para la aplicación de la metodología RBI en ECOPETROL S.A., ECP-ICP-GCM-I-02.
- Especificaciones y Catálogos suministrados por Proveedores.
- Marco estratégico 2009-2015 grupo empresarial ECOPETROL.

Tabla 7. Normativa Correspondiente

		PLANTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA TERMOELÉCTRICA JERARQUÍA DE EQUIPOS - LM6000+ COMENTARIOS ADICIONALES SOBRE EL MANTENIMIENTO GENERAL DE LA TURBINA	
NORMAS			
TIPO	NÚMERO	TÍTULO	DESCRIPCIÓN
ISO	21789:2009	GAS TURBINE APP - SAFETY	COVERS THE SAFETY REQUIREMENTS FOR GAS TURBINE APP USING LIQUID OR GASEOUS FUELS AND THE SAFETY-RELATED CONTROL AND DETECTION SYSTEMS AND ESSENTIAL AUXILIARIES FOR ALL TYPE OF OPEN CYCLES
NTC	3998:2006	MAQUINAS ELECTRICAS ROTATORIAS	APLICA MAQUINAS SINCRONAS TRIFASICAS DE ROTOR CILINDRICO CON POTENCIAS NOMINALES DE SALIDA DE 10MVA Y SUPERIORES
NTC	31000:2011	GESTION DEL RIESGO - PRINCIPIOS Y DIRECTRICES	DIMENSIONAR Y DEFINIR LOS CRITERIOS QUE SE VAN A UTILIZAR PARA EVALUAR LOS RIESGOS QUE SE PRESENTEN DE CUALQUIER MANERA
ISO	1940-1:2003	MECHANICAL VIBRATION - BALANCE QUALITY REQUIREMENTS FOR ROTORS	SPECIFICATIONS FOR ROTORS IN A CONSTANT (RIGID) STATE
ISO	1940-2:1997	MECHANICAL VIBRATION - BALANCE QUALITY REQUIREMENTS FOR ROTORS	SPECIFICATIONS FOR ROTORS IN A CONSTANT (RIGID) STATE
ISO	2941:1974	HYDRAULIC FLUID POWER - FILTER ELEMENTS	METHOD FOR VERIFYING THE COLLAPSE/BURST PRESSURE RATING OF A HYDRAULIC FLUID POWER FILTER ELEMENT
ISO	10438-1:2007	PETROLEUM, PETROCHEMICAL AND NATURAL GAS INDUSTRIES - LUBRICATION, SHAFT-SEALING AND CONTROL OIL SYSTEM AND AUXILIARIES	SPECIFIES REQUIREMENTS FOR OIL SYSTEMS FOR SPECIAL-PURPOSE APP
ISO	10438-2:2003	PETROLEUM, PETROCHEMICAL AND NATURAL GAS INDUSTRIES - LUBRICATION, SHAFT-SEALING AND CONTROL OIL SYSTEM AND AUXILIARIES	SPECIFIES REQUIREMENTS FOR OIL SYSTEMS FOR SPECIAL-PURPOSE APP
ISO	10441:2007	PETROLEUM, PETROCHEMICAL AND NATURAL GAS INDUSTRIES - FLEXIBLE COUPLING FOR MECHANICAL POWER TRANSMISSION	SPECIFIES THE REQUIREMENTS FOR COUPLING FOR THE TRANSMISSION OF POWER BETWEEN THE ROTATING SHAFTS OF TWO MACHINES IN SPECIAL-PURPOSE
ISO	13691:2001	PETROLEUM, PETROCHEMICAL AND NATURAL GAS INDUSTRIES - HIGH-SPEED SPECIAL PURPOSE GEAR UNITS	
ISO	7919-2:2009	MECHANICAL VIBRATION - MEASUREMENTS ON ROTATING SHAFT	ESTABLISHES PROVISIONS FOR EVALUATION CRITERIA FOR THE SEVERITY OF IN-SITU SHAFTS BEARINGS
ISO	3977-2	GAS TURBINE - PROCUREMENT 2 STANDARD REFERENCE CONDITIONS AND RATINGS	PROVIDES TECHNICAL INFORMATION TO BE USED FOR THE PROCUREMENT OF GAS TURBINE SYSTEMS, INCLUDING COMBINED-CYCLE SYSTEMS AND THEIR AUXILIARIES
ISO	3977-5	GAS TURBINE - PROCUREMENT 5 APP FOR PETROLEUM AND NATURAL GAS	PROVIDES TECHNICAL INFORMATION TO BE USED FOR THE PROCUREMENT OF GAS TURBINE SYSTEMS, INCLUDING COMBINED-CYCLE SYSTEMS AND THEIR AUXILIARIES
ISO	3977-7	GAS TURBINE - PROCUREMENT 5 TECHNICAL INFORMATION	PROVIDES TECHNICAL INFORMATION TO BE USED FOR THE PROCUREMENT OF GAS TURBINE SYSTEMS, INCLUDING COMBINED-CYCLE SYSTEMS AND THEIR AUXILIARIES
ISO	3977-9	GAS TURBINE - PROCUREMENT 9 RELIABILITY, AVAILABILITY, MAINTAINABILITY AND SAFETY	PROVIDES TECHNICAL INFORMATION TO BE USED FOR THE PROCUREMENT OF GAS TURBINE SYSTEMS, INCLUDING COMBINED-CYCLE SYSTEMS AND THEIR AUXILIARIES
ISO	26382:2010	COGENERATION SYSTEM - TECHNICAL DECLARATIONS FOR PLANNING, EVALUATION AND PROCUREMENT	DESCRIBES THE TECHNICAL DECLARATIONS FOR A COGENERATION SYSTEM THAT SIMULTANEOUSLY SUPPLIES ELECTRIC POWER AND HEATING AND/OR COOLING, FOR PLANNING, EVALUATION AND PROCUREMENT
ISO	9000:2000	SISTEMA DE GESTION DE CALIDAD	

4 DISEÑO ESTRATEGIA RCM TERMOSURIA

4.1 Inicio

Estrategia planteada con el fin de actualizar el plan de mantenimiento actual y nace como resultado del cambio de la turbina LM6000PC instalada por cumplir sus Cincuenta Mil horas (50.000 horas.) de servicio y enviarla a un Overhaul completa, y en su remplazo llega una nueva turbina LM6000PC.

Para comenzar con las Fases de estudio del proyecto Tabla 9, se toma como base la Fase 1 (Caracterización de los equipos que componen la Turbina LM6000PC), que a continuación se describirán:

- Selección de los equipos en donde se propone diseñar y aplicar la metodología RCM.

El resultado del análisis de criticidad de todos los equipos de la planta termoeléctrica de suria y la data del historia de falla y su taxonomía, se establece que se requiere implementar una plan de mantenimiento basado en Ingeniería de Confiabilidad bajo la técnica RCM/MCC a la unidad principal y a sus auxiliares (Turbogrupos)

Figura. 44. Turbina de Gas LM6000PC



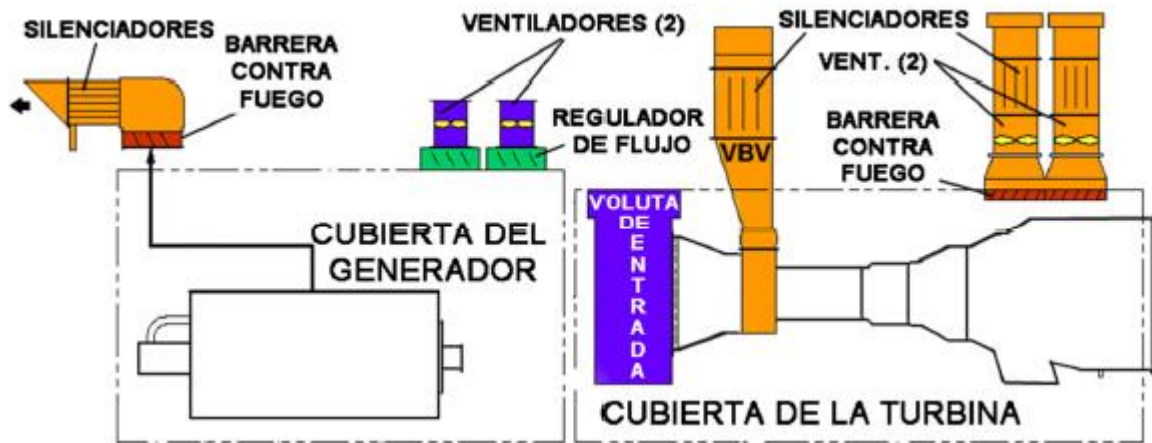
4.2 Turbina de Gas Aeroderivada

El objetivo de la turbina del Turbogenerador es realizar una transformación de la energía contenida en el calor suministrado por el vapor en trabajo y así mover el eje del generador a 3600RPM para producir en él una energía eléctrica de 60 Hertz. En la tabla 8 se describen las principales características técnicas de la turbina.

Tabla 8. Características de la Turbina

<i>Características Técnicas de la Turbina</i>	
<i>Detalle</i>	<i>Característica</i>
Número de etapas Turbina de Alta	2
Número de etapas Turbina de Baja	5
Número de etapas Compresor de Alta	14
Número de etapas Compresor de Baja	5
Máquina que Impulsa	Generado Eléctrico
Capacidad de la Turbina	40 MW a 3600 rpm
Rotación de Turbina	En sentido de agujas del reloj
Flujo del Exhaust	134 Kg/s
Heat Reat (Intensidad Energética)	8438Btu/kWh LHV
Temperatura del Exhaust	441°C/826°F
Material Carcaza	Acero
Gobernado de Velocidad	Tipo Woodward
Presión de Aceite	80Psig
Sistema Sprint	X
Sistema NOX	X
Bomba Auxiliar Aceite (Turbina)	25HP, 3500 rpm
Presión del Acumulador de aceite recarga	47 Psig
Válvulas de Admisión de vapor	7
Temperatura de Aceite en Salida	120°F
Agua requerida para el enfriador de aceite	62GPM a 90°F

Figura. 45. Turbo Grupo



4.2.1 Turbogrupos LM6000PC

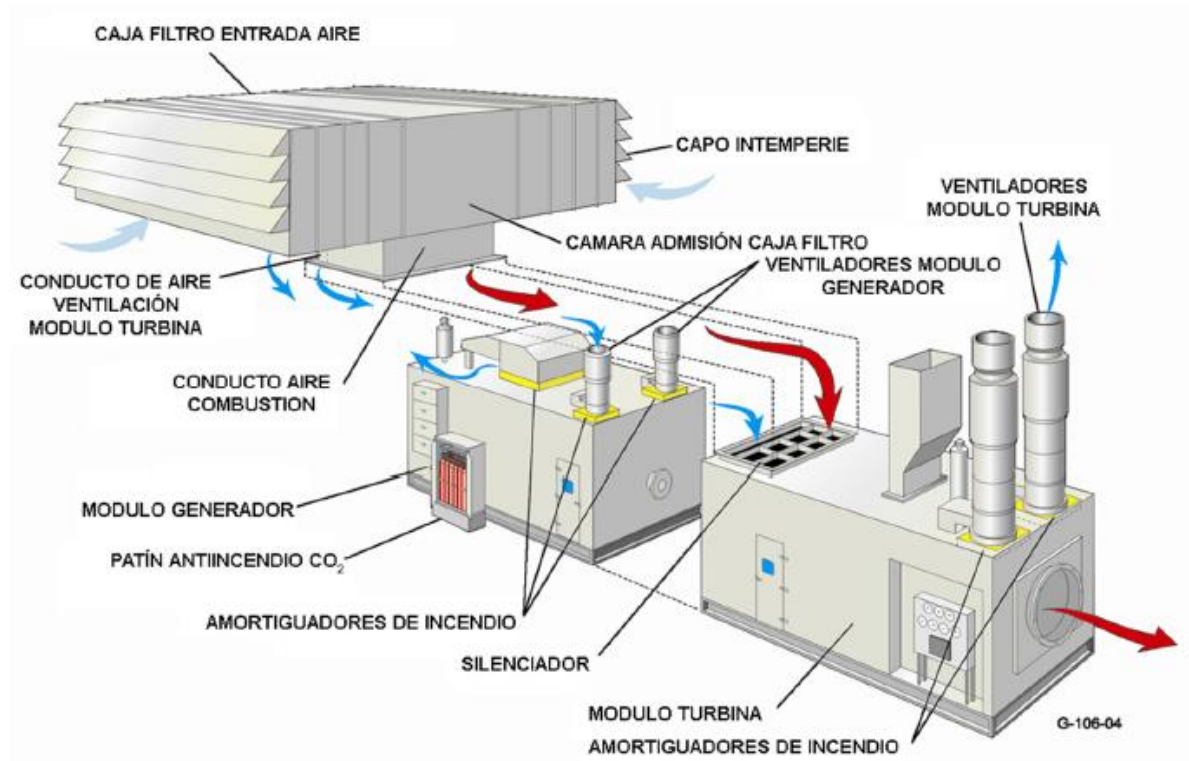
Su sistema consta de un compartimiento blindado para la turbina, un compartimiento blindado para el generador y diferentes plataformas auxiliares. La plataforma principal incluye un motor de turbina de General Electric (GE) Modelo LM6000 conectado a un generador refrigerado por aire a través de un acoplamiento generador motor de turbina.

El recinto tiene compartimientos independientes para el generador y para la turbina de gas. Cada compartimiento cuenta con puertas de acceso. Las paredes del compartimiento del generador y la turbina están soportadas por una estructura de acero y resistirán la carga de viento externa más la presión interna desarrollada por el sistema extintor de incendios.

La unidad cuenta con un filtro de aire aéreo que proporciona filtración para el aire de combustión de turbina y aire de ventilación para el generador y el marco de turbina. El sistema de entrada de aire se trata por separado, bajo el Sistema de

Combustión de Aire y Ventilación. El sistema también incluye ensamblajes de silenciador para el control de ruido.¹¹

Figura. 46. Configuración Típica del Turbogrupos Turbina



Fuente: LM6000 Gas Turbine - Generator Basic Package Familiarization / Operations Training Course Termosuria

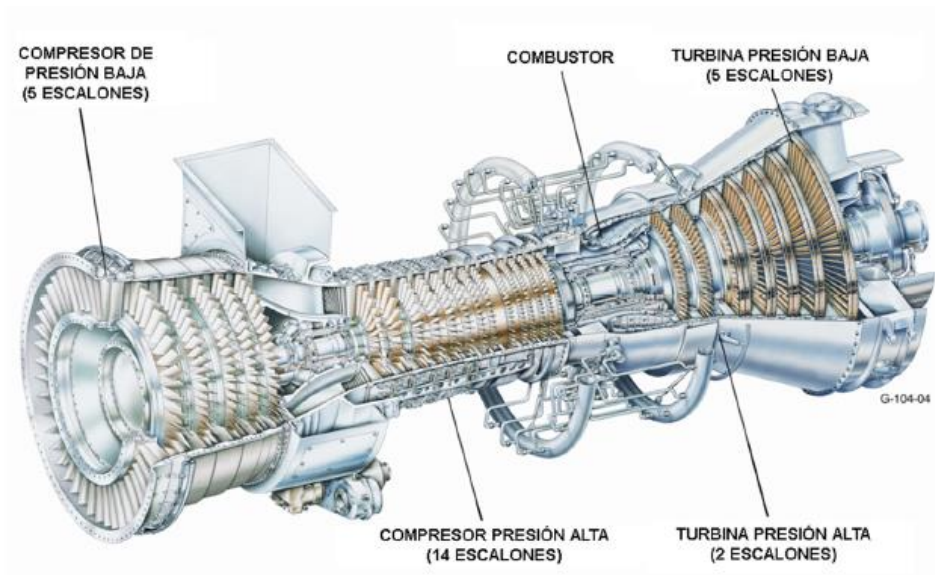
4.2.2 Funcionamiento Turbina de Gas LM6000

La turbina de gas LM6000 de General Electric es una turbina de gas estacionaria aereoderivativa de dos ejes que deriva de la familia de los motores de reacción CF6. La versión del motor del avión se denomina motor de turbo ventilador CF6-80C2 y se utiliza para impulsar diversas clases de aviones comerciales de gran tamaño incluyendo el Boeing 747-400.

¹¹ Manual de familiarización General Electric 2014

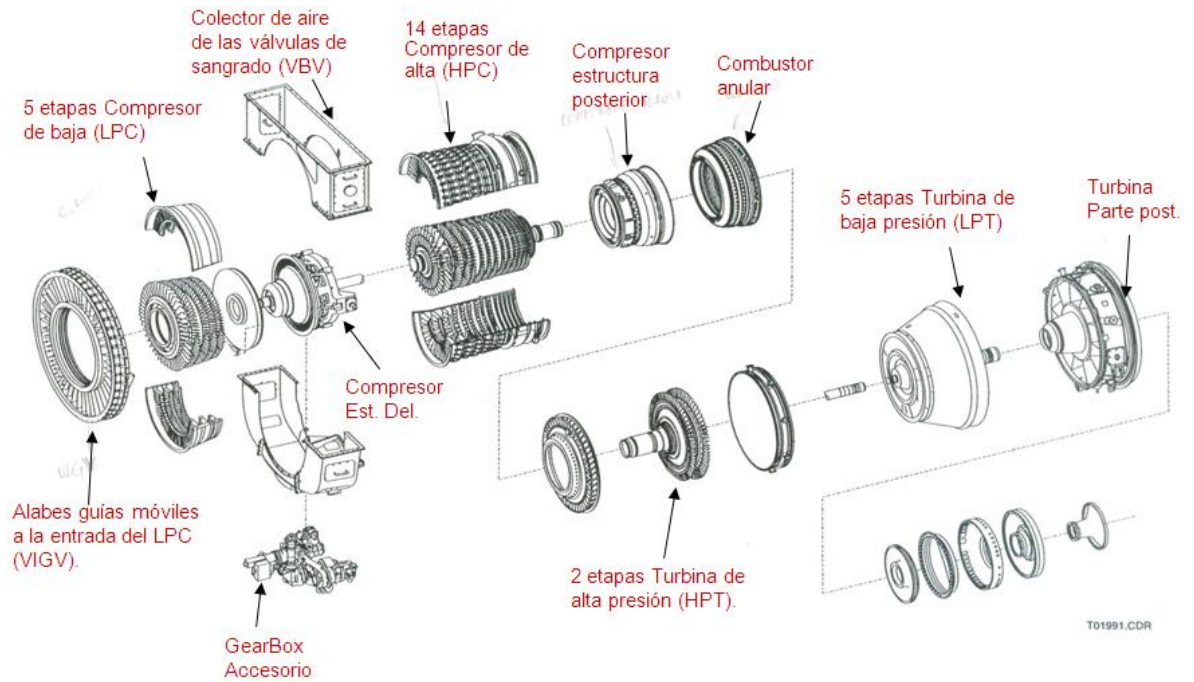
La turbina de gas del LM6000 cuenta con un eje conductor concéntrico capaz de conducir una carga desde el frente y/o parte trasera del rotor de baja presión. Los componentes principales consisten en un conjunto de álabes guía de entrada variable (VIGV: *variable inlet guide vanes*), un compresor de baja presión (LPC: *low pressure compressor*), un compresor de alta presión (HPC: *high pressure compressor*), una cámara de combustión anular, una turbina de alta presión (HPT: *high pressure turbine*), una turbina de baja 25 presión (LPT: *low pressure turbine*), una caja de cambios accesoria (AGB: *accessory gear box*) y accesorios.

Figura. 47. Turbina LM6000



Fuente: LM6000 Gas Turbine - Generator Basic Package Familiarization / Operations
Training Course Termosuria

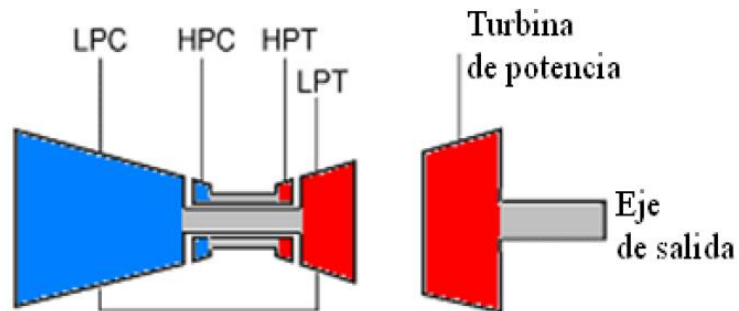
Figura. 48. Despiece de Turbina LM6000



Fuente: GE Modulo Familiarización

El rotor de baja presión consiste en un LPC y una LPT que lo impulsa. El rotor de alta presión consiste en un HPC una HPT que lo impulsa. El núcleo de presión alta consiste en el HPC, la cámara de combustión y la HPT. Las turbinas de alta y baja presión conducen a los compresores de alta y baja presión a través de los ejes conductores concéntricos.

Figura. 49. Turbina de Gas Aeroderivada con Eje Concéntrico



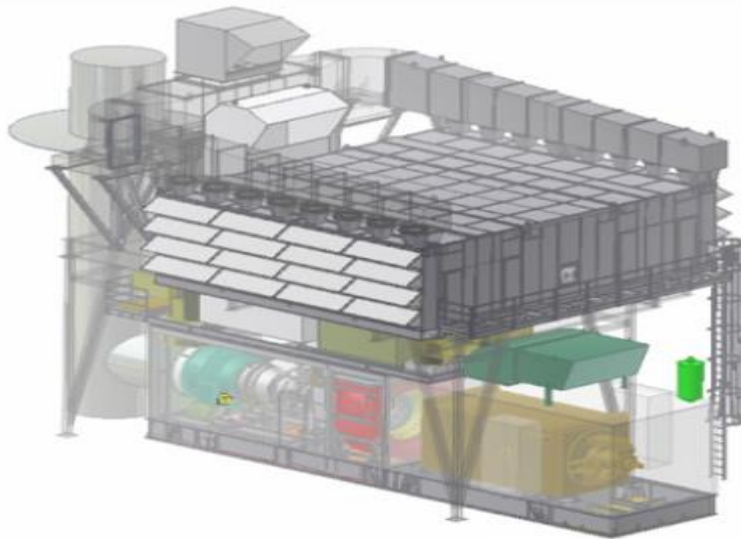
Fuente: LM6000 Gas Turbine - Generator Basic Package Familiarization / Operations Training Course Termosuria

4.2.3 Circulación de Aire en la Altura

El aire ingresa a través del recinto de filtro de aire aéreo a la turbina de gas y pasa dirigido por los álabes guía de entrada variables (VIGV: *variable inlet guide vanes*) al LPC. El LPC comprime el aire a una relación de aproximadamente 2.4:1. El aire que queda en el LPC se dirige al HPC.

El HPC comprime el aire a una relación de aproximadamente 12:1, lo que da como resultado una relación total de compresión de 30:1, relativa al ambiente. Desde el HPC, el aire es redirigido a la sección de la cámara de combustión anular donde se mezcla con el combustible. Un encendedor inicialmente inicia la mezcla de aire-combustible, luego, una vez que la combustión se auto sostiene, el encendedor se apaga. El gas caliente que surge de la combustión se dirige a la HPT que impulsa al HPC. Este gas se expande en la LPT, la cual impulsa el LPC y la carga de salida.

Figura. 50. Sistema entrada de aire Turbogruppo



Fuente: LM6000 Gas Turbine - Generator Basic Package Familiarization / Operations
Training Course Termosuria

4.3 Generador Brush

4.3.1 Funcionamiento del Generado Brush

El generador Brush tiene condiciones para 40MW, 13,8 Kv. El generador se instala en un compartimento aislado y presurizado para evitar pérdidas de gas explosivo desde el motor hacia el compartimento del generador, donde podría ocurrir una inflamación. También brinda aire filtrado enclaustrado para enfriar el generador.

La unidad se encuentra atornillada al bastidor principal del paquete del turbogenerador de gas, de manera que el rotor queda axialmente alineado con el eje de transmisión del motor. Un acoplamiento flexible que atraviesa la toma del motor conecta el rotor del generador con el eje de transmisión del compresor de baja presión del motor.

El generador es un tipo de excitador trifásico bipolar sin escobillas, con un sistema de aire acondicionado de circuito abierto. Para evitar un detrimento en el rendimiento bajo cargas de corriente elevada o temperaturas ambientes.

Los rodamientos del lado de la transmisión y el lado opuesto a la transmisión soportan el rotor de 12 toneladas. El peso bruto del generador montado es de aproximadamente 92 toneladas¹².

¹² Brush EEUU /england Modulo Familiarización GE

Figura. 51. Generador Brush



Fuente: LM6000 Gas Turbine - Generator Basic Package Familiarization / Operations Training Course Termosuria

Tabla 9. Características del Generador Eléctrico

<i>Características Técnicas de la Turbina</i>	
<i>Detalle</i>	<i>Característica</i>
Output (Salida)	68750 KVA
r/min.	3600 RPM
Voltios	13800
Amperios	2876
P.F	0.800
Fases / Hz.	3/60
Fase Continua	Start
Tipo	Turbo-Generador
Frame	BDAX 7-290ER
Rating	Continua

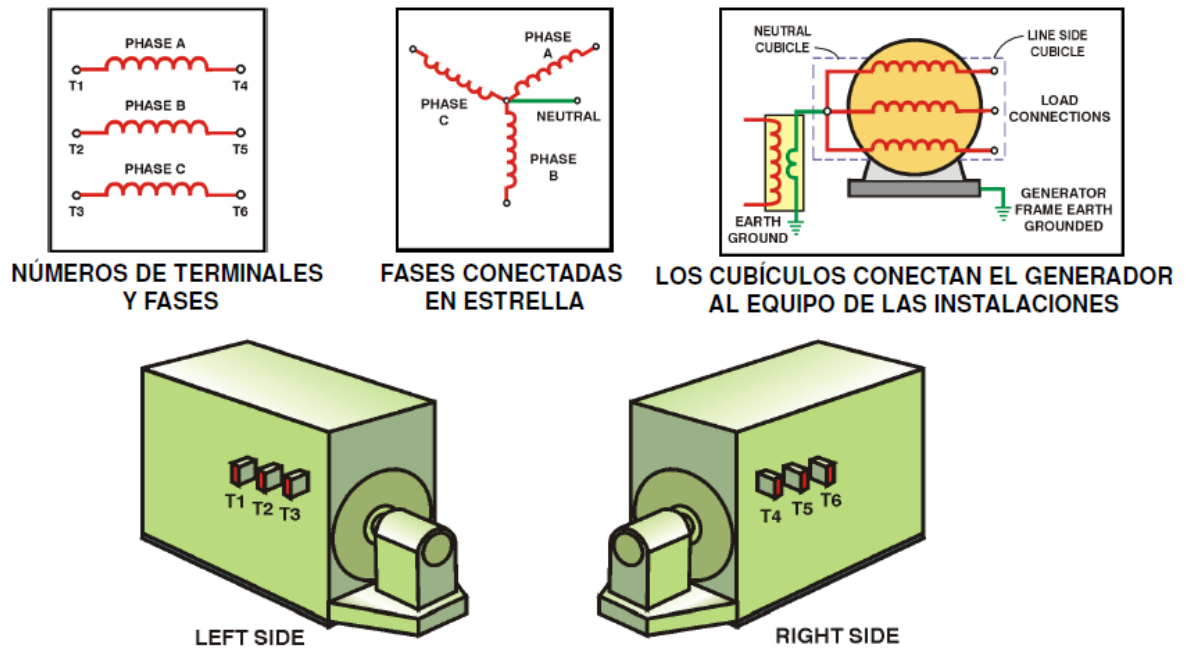
Maquina Numero	6163A-10
Spec	ANSI C50.14
Temperatura Ambiente	15°C
Altitud	Por encima de 1000M
Refrigeración	Aire
Rotor Clase	F
Estator Clase	F
Fecha Modelo	1992
Exc. Volts	190
Exc. Amps	969

4.3.1.1 Conexiones del Generador

El generador tiene tres bobinas de estator, una por fase. La numeración estándar de fases y terminales se muestra en la figura 1.9. Tres terminales de bobinas se extienden a lo largo del lado izquierdo del bastidor del generador, cerca del extremo del armazón donde está el excitador (T1, T2, T3) y tres terminales se extienden a lo largo del lado derecho del bastidor del generador (T4, T5, T6), como se muestra a continuación.

El generador se conecta con el equipo a través de los Cubículos Lineside y Neutral. Estos cubículos contienen barras colectoras para transmitir el voltaje del generador a la carga. Los cubículos están montados en la parte exterior del compartimento del generador. El Cubículo Neutral se encuentra en el lado opuesto al Cubículo lineside.

Figura. 52. Conexión del Generador



Fuente: LM6000 Gas Turbine - Generator Basic Package Familiarization / Operations
 Training Course Termosuria

En el Cubículo Neutral, tres de las terminales del generador se conectan entre sí por la barra colectora y crean una conexión en estrella, como se muestra en "B" figura 52. El punto común, o "Neutral", se conecta a tierra a través de un transformador de puesta a tierra, como se muestra en "C" figura 53

Figura. 53. Cubículo Lineside (derecha) y Cubículo Neutral Puesta a Tierra (Izquierda)



**Cubículo de terminal
de línea**

**Cubículo neutral y
transformador con conexión a tierra**

Fuente: LM6000 Gas Turbine - Generator Basic Package Familiarization / Operations
Training Course Termosuria

El cubículo lineside se conecta a las terminales de salida de alto voltaje del generador, está conectado al disyuntor del generador con la barra colectora o con cables de alto voltaje.

En el cubículo lineside se montan tres conjuntos de pararrayos y condensadores de sobretensión. Estos dispositivos “realizan un cortocircuito” en la energía del rayo y la llevan a tierra para proteger al generador en caso de que un rayo alcance la red. El cubículo Neutral también contiene tres conjuntos de transformadores de corriente. Estos transformadores le indican al sistema de control cuánta corriente circula en cada una de las tres fases del generador. El sistema de control usa estas señales de 0-5 Amperios para medir y proteger con relés.

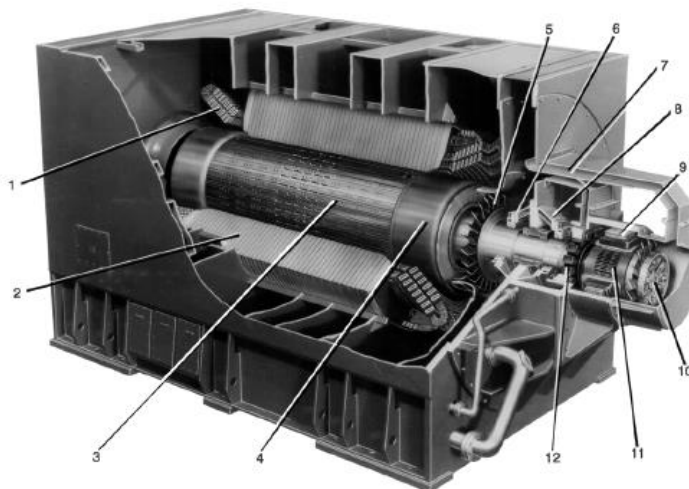
El transformador de puesta a tierra neutral conecta el punto neutral de la conexión en estrella del generador con la tierra. Los transformadores de puesta a tierra

brindan, de esta forma, una "referencia potencial común" para todos los generadores conectados a una red.

Esto permite que trabajen en paralelo sin problemas. El transformador de puesta a tierra neutral también limita la circulación máxima de corriente desde la tierra hacia el generador en caso de que un "conductor de fase" caiga accidentalmente a tierra o sea puesto a tierra.

4.3.1.2 Componentes Principales del Generador

Figura. 54. Diagrama Componentes Principales del Generador



1. Devanado estatórico
2. Núcleo del estator
3. Rotor
4. Capacete del rotor
5. Ventilador montado en el eje
6. Sello de aceite del cojinete
7. Conducto de refrigeración por aire del inductor
8. Cojinete del extremo de la estructura
9. Estator del inductor
10. Diodos giratorios
11. Rotor del inductor
12. Generador de imanes permanentes

Fuente: LM6000 Gas Turbine - Generator Basic Package Familiarization / Operations Training Course Termosuria

1. Bobinado del estator – Se montan bobinas de alto voltaje en el armazón del generador. Las líneas de fuerza del rotor penetran estas bobinas y crean el voltaje de salida del generador.
2. Núcleo del estator – Se apilan laminaciones finas de acero de bajas pérdidas eléctricas para formar el núcleo del generador. El núcleo

concentra el flujo magnético del rotor en las bobinas del estator y completa la trayectoria de los bucles magnéticos del rotor.

3. Rotor – El rotor es una pieza forjada sólida, hecha de acero de aleación de níquel, cromo y molibdeno que pesa 12 toneladas. El rotor soporta el bobinado de campo de barras de cobre sólido. La corriente en el bobinado del rotor crea un flujo magnético alrededor del rotor. El flujo corta las bobinas del estator y produce la salida de alto voltaje del generador.
4. Cápsulas extremas del rotor – Las cápsulas extremas del rotor son de acero diamagnético. Las cápsulas extremas cubren y protegen las secciones extremas de los bobinados del rotor.
5. Ventiladores montados en el eje – Dos ventiladores (uno en cada extremo del rotor) transportan aire acondicionado al generador a través de las bocas de entrada que están en cada extremo del armazón del generador. Los ventiladores fuerzan al aire a pasar por sobre el rotor y el núcleo y lo fuerzan a salir a través del tubo de escape.
6. Obturadores de aceite de presión – Se montan obturadores gemelos de aceite lubricante en el extremo interior y exterior de cada cavidad del rodamiento. Los ventiladores del eje insertan presión de aire entre los obturadores para contener el aceite lubricante del rodamiento.
7. Conducto de aire acondicionado del excitador – Un ventilador ubicado sobre el eje del excitador transporta aire acondicionado a través de este conducto y fuerza al aire a pasar por sobre los componentes del excitador.
8. Rodamientos del marco lateral – Los rodamientos hidrodinámicos, cilíndricos, recubiertos con metal antifricción, soportan el eje del rotor en los dos extremos. Estos rodamientos demandan una lubricación constante mientras el rotor gira.
9. Estator del excitador – La corriente de CC de excitación circula a través de estas bobinas fijas del estator y produce un campo magnético alrededor de las bobinas. Las bobinas del rotor del excitador atraviesan este campo magnético y se crea un voltaje en las bobinas giratorias. Nota: La energía

se transfiere al eje en rotación sin escobillas, anillos rosantes o contacto físico.

10. Diodos rotatorios – Estos diodos rectifican el voltaje de CA de las bobinas del rotor del excitador y producen corriente de CC para activar los bobinados del rotor principal.
 11. Rotor del excitador – Se genera un voltaje en las bobinas del rotor del excitador cuando éstas atraviesan el flujo magnético de las bobinas del estator del excitador. El voltaje es rectificado por los diodos y se genera una corriente de CC para activar los bobinados del rotor principal.
 12. Generador magnético permanente (PMG: *permanent magnet generator*) – El flujo de dieciséis imanes permanentes montados sobre el eje penetra las bobinas del estator del PMG y crea el voltaje de acometida de CA que se necesita para la excitación.
- El “Paquete” de Generador de Turbina de Gas LM 6000PC incluye múltiples sistemas eléctricos y mecánicos (sistemas auxiliares), que son necesarios para el funcionamiento adecuado de la unidad en su totalidad, al igual que se verán en la fase 2 de las fases de estudio del proyecto. Estos sistemas incluyen:
- Sistema de control y de protecciones.
 - Sistema de aceite lubricante de turbina.
 - Sistema de aceite lubricante y de elevación del eje del generador.
 - Sistema de inicio hidráulico.
 - Sistema de aire de combustión y de ventilación.
 - Sistema de monitoreo de vibración.
 - Sistema de prevención y combate de incendios.
 - Sistema de geometría variable.
 - Sistema de Sprint.

- Sistema de lavado con agua.
- Sistema de inyección de agua para reducción de NOx (óxidos de nitrógeno).

4.4 Overhaul Turbina

La LM6000 se somete a un Overhaul o revisión según condición cuando se detecta en algunas de las revisiones periódicas alguna avería, fallo, FOD (Daño por objeto extraño), DOD (Daño por un objeto desprendido). Las revisiones periódicas se realizan en función de las FFH (Factored Fired Hours), que es una forma de calcular el tiempo entre inspecciones, y que tiene en cuenta los arranques, las paradas de emergencia y las horas de funcionamiento. Estas revisiones son:

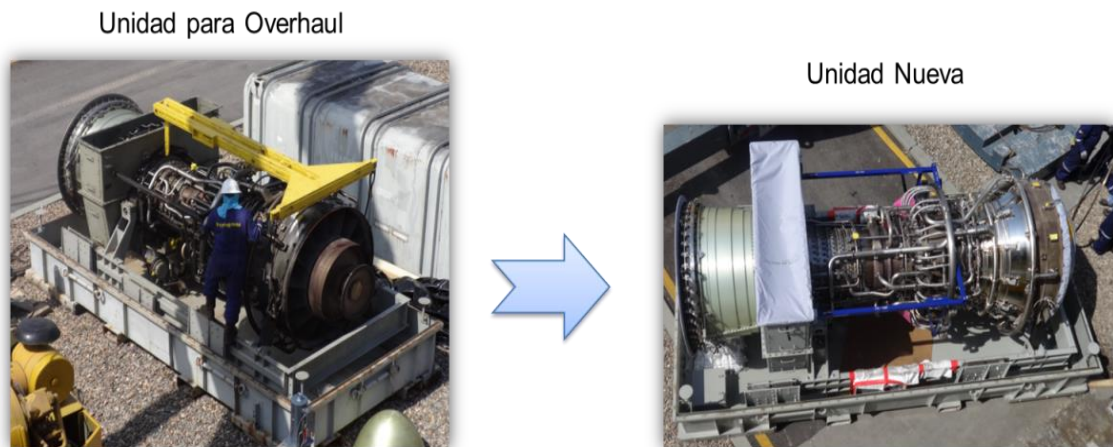
1. Revisiones Boroscópicas: Es una inspección visual donde se utiliza un instrumento óptico, el boroscopio, para acceder a zonas como álabes del compresor, cámara de combustión, álabes de turbina, segmentos distribuidores, termopares. Con estas inspecciones visuales se buscan daños, averías o se confirman problemas detectados en otras pruebas.
2. Revisiones Espectrométricas del aceite: Prueba que nos indica los valores en tantas partes por millón de metales disueltos en el aceite para comprobar si se están degradando los materiales de las zonas lubricadas.
3. Cambio de filtros: Se inspeccionan en busca de partículas.
4. Pruebas de vibraciones: Comprobación de que están dentro de los límites y su evolución con el tiempo.
5. Inspecciones oculares de todos los sistemas y del exterior de la turbina en busca de fugas, grietas, piezas sueltas o flojas, etc.
6. Revisión y seguimiento de todos los parámetros del funcionamiento de la turbina, comportamiento en arranques y paradas, llevando un histórico para ir viendo su evolución.

Durante la revisión boroscópica, se detectó un problema y se adelantó la siguiente revisión para comprobar su evolución (si se mantiene dentro de límites o si empeora).

Programar la parada inmediata de la turbina para realizarle la revisión Overhaul que consiste en la reparación del módulo afectado, revisión de todas la piezas desmontadas hasta llegar a la zona de la avería y la realización de la revisión a las horas de funcionamiento hasta el momento que aconseja el fabricante que se le haga para garantizar una mayor eficacia, postergar la vida de la turbina, mejora de disponibilidad, fiabilidad y rendimiento.

Para este fin se decidió realizar el cambio de la unidad tanto por el análisis predictivo de Boroscopia como por haber cumplido sus 50000 horas de operación.

Figura. 55. Imágenes de Cambio de Turbinas LM6000PC



5 RECOLECCIÓN Y TRATAMIENTO DE DATOS

Con el fin de poder realizar la nueva estrategia de mantenimiento para la nueva turbina General Electric LM6000PC, se realizó el levantamiento de toda la información de manera manual, tomando como base el listado general de equipos suministrado por General Electric en la caracterización realizada en campo de todos los equipos.

A continuación se describen los pasos considerados a fin de obtener la información necesaria para realizar la investigación.

Tabla 10. Fases de Estudio del Proyecto

FASE	FASE DE ESTUDIO	DESCRIPCIÓN	OBJETIVO
Fase 1	Caracterización de los equipos que componen la Turbina LM6000PC	Inicialmente se realiza la revisión bibliográfica del equipo, seguido de una inspección visual y la familiarización con las diferentes áreas y procesos, luego se analizaron los sistemas y sus ítems mantenibles.	Realizar un estudio inicial de todos los equipos en planta, conjunto con sus estándares de operación
Fase 2	Identificación de los procesos, sistemas y mecanismos que componen la Turbina LM6000PC	En esta fase se determinaron los equipos que componen la Turbina LM6000PC, estableciendo su descripción. Para esta labor se revisó toda la información presente en	Desglosar de forma más fácil el mecanismo del sistema más crítico para poder comenzar el estudio inicial del RCM.

		<p>el CMMS. La información suministrada por General Electric, contiene una lista de equipos y maquinarias la cual hubo necesidad de actualizar y codificar de acuerdo al orden de jerarquización; Área Operativa/ Sistema/ Equipo/ Subconjunto/ Componente.</p>	
<p>Fase 3</p>	<p>Recolección de información, históricos de fallas, RBD, rangos operacionales y árbol de equipos</p>	<p>Con la información suministrada en planta con ayuda de los históricos, bases de datos, KPI, comités de trabajo interdisciplinario, además los respectivos diagramas de bloques de confiabilidad de la planta.</p>	<p>Construir un árbol de equipos y determinar las variables del contexto operacional, definir codificación de equipos, fallas y modos de fallas, definir norma técnica aplicada.</p>
<p>Fase 4</p>	<p>Definición del contexto y filosofía operacional vs. Criticidad</p>	<p>De acuerdo a la norma técnica y matriz de riesgo de Ecopetrol, realizar la ponderación de criticidad de equipos, sistemas y subsistemas, con ayuda de conceptos de la ASP de Ecopetrol.</p>	<p>Obtener la ponderación del riesgo: (seguridad y salud ocupacional, ambiental, impacto operacional y costo) con el fin de definir la criticidad de equipos y componentes de</p>

			acuerdo a sus condiciones operacionales.
Fase 5	Estudio de Criticidad de los equipos	<p>Para esta fase se investigó acerca de las técnicas de estudio de criticidad y se determinó que lo más conveniente era realizar una matriz de severidad vs. Probabilidad con ayuda de indicadores de la matriz RAM de Ecopetrol. Por medio de entrevistas no estructuradas a los técnicos e ingenieros de mantenimiento se aplicaron los criterios para apuntar cada sistema y así clasificarlos en críticos, semi-críticos y no críticos.</p>	Aprovechar el estudio de criticidad para enfocar esfuerzos a los equipos más primordiales de planta según criterios ya establecidos por la empresa y por la normatividad vigente.
Fase 6	Trabajo en campo, construcción de AMEF/FMEA (definición de Modos y Efectos de Falla)	En esta fase se realizó la clasificación de modos de falla según: tipo de falla, recurrencia, detectabilidad y severidad, para los equipos que componen el	Definir, clasificar y priorizar modos de fallas (fallas potenciales y existentes) del sistema objeto del estudio según su tipo

		turbogrupos.	de clasificación.
Fase 7	Estimación de frecuencias de intervención, tiempos de parada y tiempo por reparación (MTBF, MDT y MTTR)	Se realizara una estimación con un análisis RAM de tipo weibull para poder realizar dicho cálculo de frecuencias en el turbogrupos.	Determinar la Disponibilidad Operacional Confiabilidad y Mantenibilidad vs. Costos de la propuesta de plan de mantenimiento obtenida con el RCM desarrollado, ajustado o indicadores de gestión.
Fase 8	Planeación de mantenimiento (CO; PM, Pdm)	En esta fase se determinaron las actividades de mantenimiento utilizando la técnica de árbol lógico de decisión , generando las tareas correctivas, preventivas y predictivas, de acuerdo a una priorización de las tareas de la misma metodología RCM-	Entregar en el CMMS deseado el plan de mantenimiento resultante, validado por sus delegados.

6 APLICACIÓN DEL RCM

6.1 Análisis de Criticidad

Por medio del análisis de criticidad se crea una estructura que permite direccionar los esfuerzos y recursos a las áreas en que sea más importante y/o necesario aumentar la confiabilidad operacional.

Los criterios para realizar un Análisis de Criticidad están asociados con criterios de la normatividad existente (Norzok Z-008). Estos criterios se relacionan con una ecuación matemática, que genera puntuación para cada elemento evaluado. La lista generada, resultado de un trabajo de equipo: permite nivelar y homologar criterios para establecer Ponderaciones y focalizar el esfuerzo que garantice el éxito maximizando la rentabilidad.

6.1.1 Método de Evaluación de Criticidad Basada en el Concepto de Riesgo

Los equipos más críticos de la planta según su importancia en el proceso de generación e integridad de máquina de acuerdo a los factores considerados de impacto operacional, flexibilidad operacional, costo de mantenimiento, seguridad, ambiente e higiene, frecuencia de fallas, matemáticamente, el índice de criticidad esta expresado como:

- **Severidad:** es un indicador de que tan grave es la consecuencia, Se diseña para cada consecuencia probable.

$$\text{Severidad} = \frac{[(\text{Impacto Operacional}) * \text{MTTR}] + (\text{Costo Mantenimiento}) + (\text{Impacto SISO})}{\text{SISO}}$$

Ecuación 18

- **Ocurrencia:** Valor asociado a la probabilidad que el modo ocurre

$$\text{Ocurrencia} = \frac{\text{Frecuencia de Fallas Presentadas por un tiempo}}{\text{tiempo}}$$

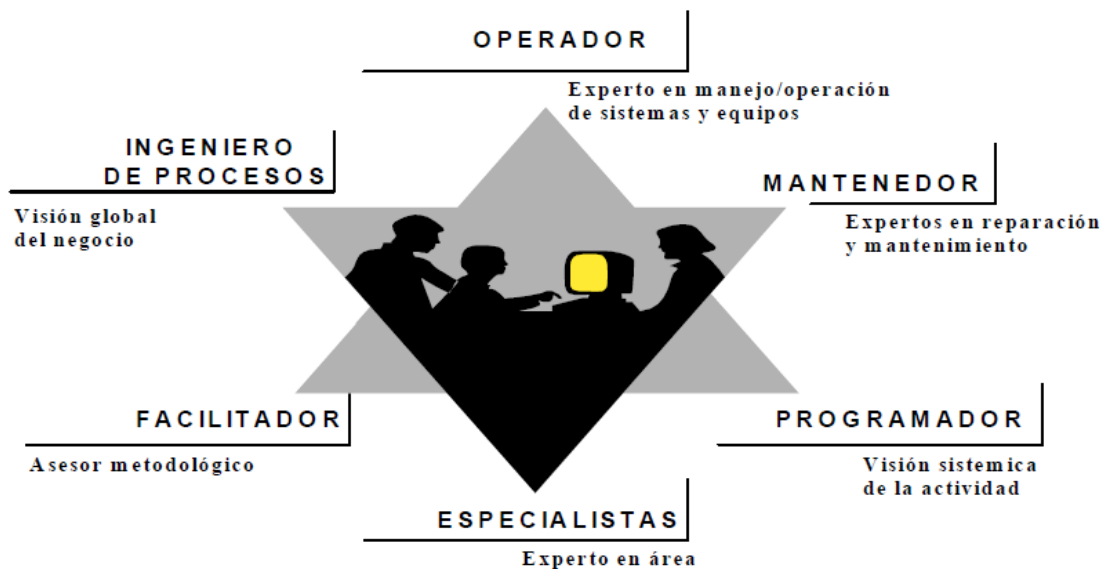
- **Riesgo:** Es el producto de la Severidad por la ocurrencia

$$\underline{Riesgo = Severidad \times Ocurrencia}$$

6.1.2 Ponderaciones de Criticidad

Luego de realizar reuniones con un grupo interdisciplinario entre ingenieros y técnicos de la termoeléctrica de Suria de Ecopetrol S.A., se determinaron los valores para cada uno de estos criterios.

Figura. 56. Grupo Natural de Trabajo para Criticidad y RCM



Fuente: Carlos Parra RCM en Procesos Universidad de Sevilla

Los valores ponderados de cada uno de los criterios a ser evaluados por la expresión del riesgo se presentan en las tablas a continuación:

Tabla 11. Ponderación de Criticidad por Ocurrencia

	Ponderación	ITEM
O (Ocurrencia)	4	<i>Equipos que presentan más de 4 fallas en el tiempo estimado</i>
	3	<i>Equipos que presentan 2-4 fallas en el año</i>
	2	<i>Equipos que presentan 1-2 fallas en el año</i>
	1	<i>Equipos que presentan fallas sólo 1 falla en el año</i>

Fuente: El Autor

Tabla 12. Ponderación de Criticidad por Impacto Operacional

	Ponderación	ITEM
I.O (Criticidad por Impacto Operacional)	10	<i>Pérdida total de potencia, se para la turbina de manera inmediata y no programada</i>
	9	<i>Existe una falla en un equipo critico por impacto operacional , que obliga a para la generación</i>
	8	<i>Falla en equipo, con falla recurrente o por degradación, es posible que obligue a parada de la generación, aun que se pueda controlar la falla</i>
	7	<i>Se baja la generación por falla en equipo, la generación continua pero a más lenta velocidad de turbina</i>
	6	<i>Se cae la capacidad de generación por algún equipo en capacidad mínima, pero se controla la generación con la posibilidad de no parar la generación</i>
	5	<i>Caída de la generación , pero es posible controlar el producto, a falla se puede manejar durante el proceso</i>
	4	<i>No se trabaja la generación en plena capacidad, pero ésta es aceptable</i>
	3	<i>Pérdidas normales de producto en la generación, con</i>

		<i>posibles mejoras</i>
	2	<i>Pérdidas menores casi imperceptibles de producto</i>
	1	<i>No hay impacto alguno, la generación se realiza como lo planeado, sin paradas importantes</i>

Fuente: El Autor

Toda fuente de información para obtener los indicadores de la unidad tal como el MTTR serán las que siguen por su orden jerárquico; de tal forma que si no se cuenta con la fuente primaria para la información se deberá recolectar de las siguientes fuentes:

- Historial del Equipo: se deberá calcular el MTTR de los equipos en base a cualquier información que se consiga del comportamiento histórico que haya tenido la unidad.
- Estimación para equipos nuevos sin historial: Se asumen frecuencias de falla alta, media o baja de acuerdo a tabla auxiliar, considerando las variables, carga y régimen.
- Estimación de equipos usados sin historial: Se asumen frecuencias de fallas altas, medias y bajas de acuerdo a otra tabla auxiliar, considerando los variables carga y régimen.

Tabla 13. Ponderación de Criticidad por Tiempo Medio por Reparación

MTTR	Ponderación	ITEM
(Criticidad por Tiempo Medio por Reparación)	10	<i>El equipo tarda mucho tiempo para la reparación o intervención durante la parada</i>
	8	<i>Se realiza parada del equipo para intervención por tiempo importante en el equipo</i>
	6	<i>Las paradas de intervención son manejables, pero siguen interfiriendo en la perforación</i>
	4	<i>El equipo toma un tiempo considerable de reparación</i>

		<i>durante la parada pero sin afectar la perforación de manera grave</i>
	2	<i>El equipo no aporta un tiempo considerable durante la parada de intervención</i>

Fuente: El Autor

Una vez determinados los valores de las tablas y de frecuencia de ocurrencia de la falla, se cargan en la ecuación y se procede al cálculo de la criticidad.

El valor de la ecuación se introduce los valores y se obtiene la siguiente tabla de criticidad del equipo.

Tabla 14. Bandas de Criticidad

TIPO DE CRITICIDAD	VALOR DE CRITICIDAD
CRITICO	0-80
SEMICRITICO	81-120
NO CRITICO	121-200

Aplicando lo anteriormente explicado en este capítulo realizamos un análisis de criticidad en algunos de los equipos de la división con el objetivo de mostrar la realización de un análisis de criticidad, en la tabla 14 se puede observar los resultados del análisis.

6.1.3 Ponderación Final Equipos Principales

Tabla 15. Tabla Resumen Criticidad de Equipos primarios Turbogrupos



TERMOSURIA LM6000PC

EQUIPO	I.O	MTRR	\$	SISO	C	O	TOTAL	ESTADO
TURBINA (ATURBAEROTES)	10	10	10	10	120	3	360	CRITICO
GENERADOR ELECTRICO (AGENERELETES)	10	8	10	2	92	2	184	CRITICO
VENTILADOR A GENERADOR (AVE8241A)	10	6	2	2	64	2	128	SEMICRITICO
VENTILADOR B GENERADOR (AVE8241B)	10	6	2	2	64	2	128	SEMICRITICO
EXTRACTOR TURBINA A (AEX8245A)	10	6	2	2	64	1	64	SEMICRITICO
EXTRACTOR TURBINA B (AEX8245B)	10	6	2	2	64	1	64	SEMICRITICO
ARRANCADOR HIDRÁULICO (AARRANTURTES)	10	10	2	2	104	1	104	CRITICO
BOMBA JACKING (AP8246)	10	6	2	2	64	1	64	SEMICRITICO
BOMBA SPRINT (AP8242)	10	6	2	2	64	2	128	SEMICRITICO
COMPRESOR A (AC8291A)	10	4	2	2	44	4	176	SEMICRITICO
COMPRESOR B (AC8291B)	10	4	2	2	44	4	176	SEMICRITICO
BLACK START (AXG8291)	10	6	2	2	64	1	64	SEMICRITICO
TRANSFORMADOR 1500kVA (ATX13.8TES)	10	8	6	2	88	1	88	CRITICO
TRANSFORMADOR 1600kVA (ATX34.5TES)	10	8	10	6	96	1	96	CRITICO
TRANSFORMADOR 80MVA (AATX115TES)	10	2	6	8	34	1	34	NO CRITICO

Tabla 16. Ponderación de Criticidad por Costos de Mantenimiento

	Ponderación	ITEM
\$ (Criticidad por Costos de Mantenimiento (\$))	10	<i>En mantenimiento se hace con un monto igual o mayor a \$100'000.000</i>
	8	<i>En mantenimiento se hace con un monto igual o mayor a \$50'000.000</i>
	6	<i>En mantenimiento se hace con un monto igual o mayor a \$30'000.000</i>
	4	<i>En mantenimiento se hace con un monto igual o mayor a \$ 10'000.000</i>
	2	<i>En mantenimiento se hace con un monto igual, menor o mayor a \$ 2'000.000</i>

Fuente: El Autor

Tabla 17. Ponderación de Criticidad por Seguridad Industrial, Ambiente y Salud Ocupacional

	Ponderación	ITEM
SISO Criticidad por Seguridad Industrial, Ambiente y Salud Ocupacional (SISO))	10	<i>Sanción por daño ambiental severa y/o muerte de alguno de los trabajadores en campo</i>
	8	<i>Daño reparable por derrame descontrolado al ambiente y/o amputación o fractura de algún miembro de la empresa</i>
	6	<i>Un derrame evidenciado y controlado a tiempo justo / incapacidad por más de una semana por lesión o accidente de algún miembro de la empresa</i>
	4	<i>Fugas mínimas (goteos seguidos) / incidente en</i>

		<i>campo controlado en el sitio y no reviste gravedad</i>
	2	<i>No existen daños al ambiente, control de fugas y derrames / seguridad del personal en completa normalidad y sin incidentes o accidentes</i>

Fuente: El Autor

6.1.4 Matriz de Criticidad

Figura. 57. Matriz de Criticidad Termoeléctrica de Suria

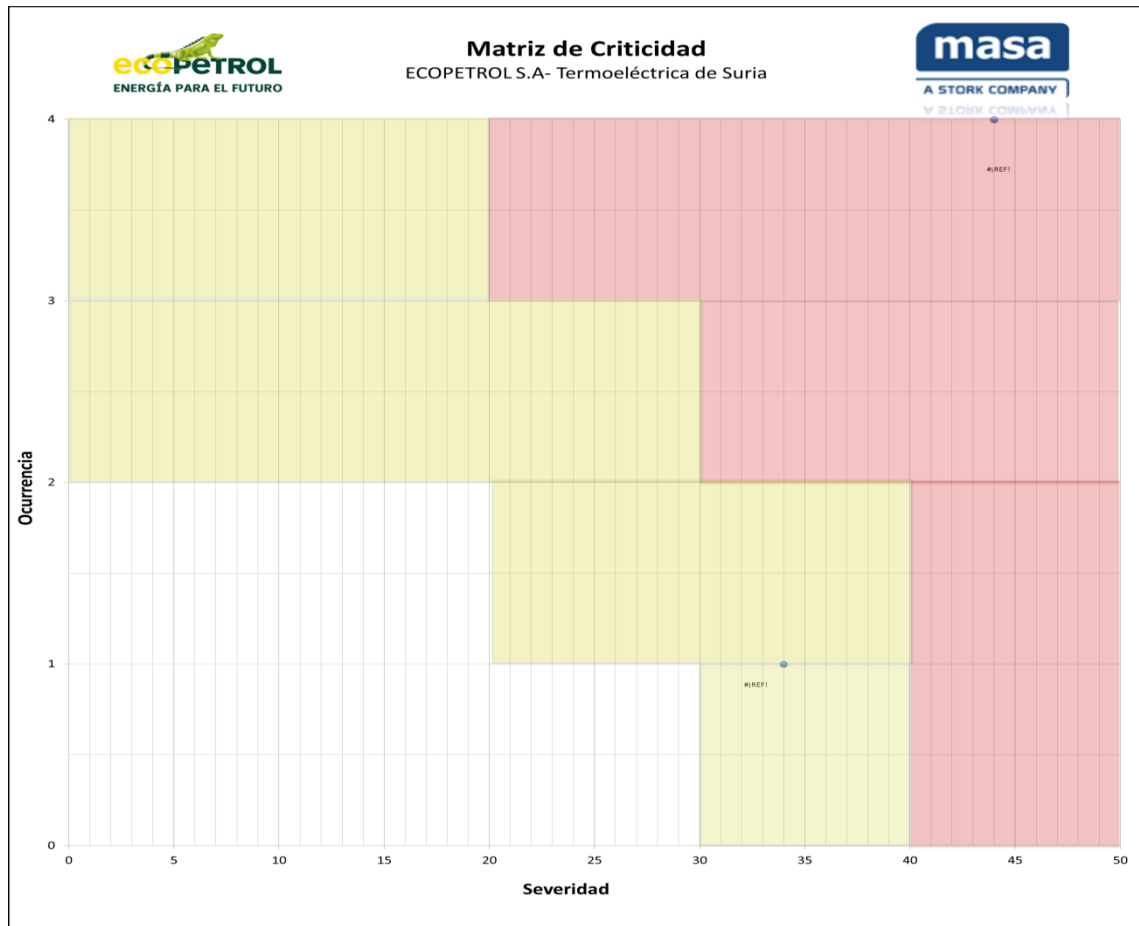



Figura. 58. Matriz de Valoración de Riesgos – RAM Ecopetrol S.A

		DIRECCIÓN DE RESPONSABILIDAD INTEGRAL				ECP-DRI-F-045				
		MATRIZ DE VALORACIÓN DE RIESGOS - RAM				ACT: 1		1/1		
Para mayor información sobre el uso y manejo de este formato consulte instructivo ECP-DRI-I-007										
CONSECUENCIAS					PROBABILIDAD					
Personas	Economica	Ambiental	Cientes	Imagen de la Empresa		A	B	C	D	E
						No ha ocurrido en la Industria	Ha ocurrido en la Industria	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al año en el área
Una o mas fatalidades	Catastrofica > \$10M	Masivo	Veto como proveedor	Internacional	5	M ●	M ●	H ●	H ●	VH ●
Incapacidad permanente (parcial o total)	Grave \$1M a \$10M	Mayor	Pérdida de participacion en el mercado	Nacional	4	L ○	M ●	M ●	H ●	H ●
Incapacidad temporal (>1 día)	Severo \$100k a \$1M	Localizado	Pérdida de clientes y/o desabastecimiento	Regional	3	N ●	L ○	M ●	M ●	H ●
Lesión menor (sin incapacidad)	Importante \$10k a \$100k	Menor	Quejas y/o reclamos	Local	2	N ●	N ●	L ●	L ○	M ●
Lesión leve (primeros auxilios)	Marginal <\$10k	Leve	Incumplir especificaciones	Interna	1	N ●	N ●	N ●	L ○	L ○
Ninguna lesión	Ninguna	Ningún efecto	Ningún impacto	Ningún impacto	0	N ●	N ●	N ●	N ●	N ●

Fuente: Ecopetrol S.A

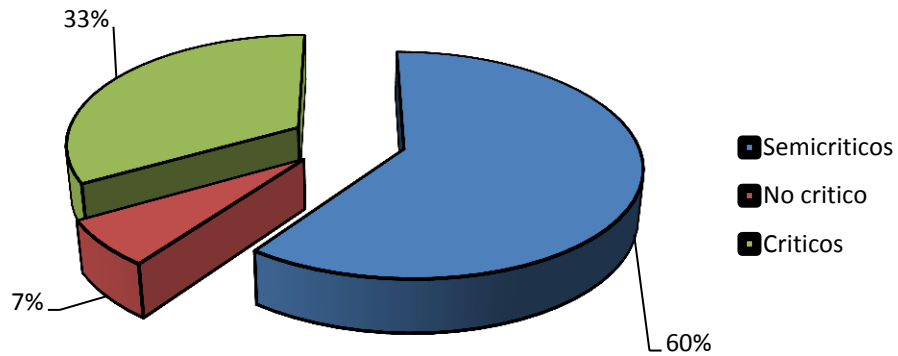
Tabla 18. Criterios de Aceptabilidad Valoración de Con secuencias y Criticidad de Fallas

COLOR	RIESGO	CRITERIOS DE ACEPTABILIDAD	TOMANDO DESICIONES
VH	Muy alto	Inadmisible	SI
H	Alto		
M	Medio	Tolerante	NO
L	Bajo	Aceptable	
N	Ninguno		

Fuente: Ecopetrol S.A

Figura. 59. Grafica de porcentaje Equipos por Criticidad

Distribución Equipos por Criticidad



6.2 FMECA's de Proyecto RCM Térmica

Tabla 19. FMECA de Planta Termosuria

AWB V2.1		FMECA MASA-TS						
ID	Description	Effects descriptions	Mean outage frequency	Total cost contribution	Safety criticality	Operational criticality	Environmental criticality	
AECAL00030.1 .JHT.1	Falla de la resistencia, falla en el cable de alimentación, falla en el termostato.	Pérdida Capacidad Total 100%, USD 100,000	0,0002379	8,127E+06	0	0	0	
AECAL00030.1 .SER.1	Falla intermitente.		0,0002338	0	0	0	0	
AECAL00031.1 .JHT.1	Falla de la resistencia, falla en el cable de alimentación, falla en el termostato.	Pérdida Capacidad Total 100%, USD 100,000	0,0002379	8,127E+06	0	0	0	
AECAL00031.1 .SER.1	Falla intermitente.		0,0002338	0	0	0	0	
AECAL00035.1 .STD.1	Falla de la resistencia por fatiga de material.	Pérdida Capacidad Total 100%	8,676E-06	9,405E+06	0	0	0	
AECCM.1.FTF.1	Falla alimentación cargas críticas, fuera de parámetros.	Pérdida Capacidad Total 100%, USD 100,000	0,0004735	1,432E+07	0	0	0	
AECD800038.1.FTF.1	Falla en componentes electrónicos, falla a protecciones de sistema.	Interna	0,0004895	1440	0	3,288E-05	0	
AECD800038.1.SER.1	Aumento de temperatura por mal contacto, soldaduras frías.	Interna	0,0004895	1440	0	3,288E-05	0	
AEEXC00003.1.FTS.1	Falla de aislamiento, daño en bobinas de excitatris por fatiga del material.	Pérdida Capacidad Total 100%, USD 100,000	8,676E-06	1,467E+07	0	0	0	
AEEXC00003.1.UST.1	Falla en diodos, apertura del circuito.	Pérdida Capacidad Total 100%, USD 100,000	5,479E-06	7,944E+06	0	0	0	
AEIBT00015.1.FTF.1	Deficiencia estructural, exceso de humedad.	Interna	8,219E-06	360	0	8,219E-06	0	
AEIBT00015.1.SER.1	No dispara por malos contactos.	Interna	8,219E-06	360	0	8,219E-06	0	
AEIMT00060.1.FTF.1	Falla por malos contactos, falla en equipos de medición.		0,0009365	0	0	0	0	
AEIMT00060.1.SPO.1	Falla el turbogenerador queda fuera de servicio.	Pérdida Capacidad Total 100%, USD 100,000	0,0009365	3,657E+07	0	0	0	
AEIMT00061.1.FTF.1	Falla por malos contactos, falla en equipos de medición.		0,0009365	0	0	0	0	
AEIMT00061.1.SPO.1	Falla el turbogenerador queda fuera de servicio.	Pérdida Capacidad Total 100%, USD 100,000	2,329E-05	3,657E+07	0	0	0	

Compiled by:
Approved by:

Modelamiento Isograph

Tabla 20. FMECA de Planta Termosuria

AWB V2.1		FMECA MASA-TS						
ID	Description	Effects descriptions	Mean outage frequency	Total cost contribution	Safety criticality	Operational criticality	Environmental criticality	
AELSA00152.1 FTF.1	Daño por falla estructural	Podría causar una lesión menor	8,676E-06	3800	1,735E-05	0	0	
AELSA00153.1 FTF.1	Daño por falla estructural	Podría causar una lesión menor	8,676E-06	3800	1,735E-05	0	0	
AELSA00154.1 FTF.1	Daño por falla estructural	Podría causar una lesión menor	8,676E-06	3800	1,735E-05	0	0	
AEME101933.1 FTS.1	Falla en el sistema de potencia, en contactos por sobrecorriente, falla a tierra, humedad.	Pérdida Capacidad Total 100%, Podría causar lesiones mayores (Incapacidad parcial)	0,0004703	1,617E+07	4,11E-05	0	0	
AEME101933.1 SER.1	Falla del lazo de control, por mala conexión.	Pérdida Capacidad Total 100%, Podría causar lesiones mayores (Incapacidad parcial)	0,0009772	7,728E+07	0,0001918	0	0	
AEME101933.1 UST.1	Falla del aislamiento por humedad.	Pérdida Capacidad Total 100%, Podría causar lesiones mayores (Incapacidad parcial)	0,0003425	3,58E+08	0,0003425	0	0	
AEME101934.1 FTS.1	Falla en el sistema de potencia, en contactos por sobrecorriente, falla a tierra, humedad.	Pérdida Capacidad Total 100%, Podría causar lesiones mayores (Incapacidad parcial)	0,0004703	1,617E+07	4,11E-05	0	0	
AEME101934.1 SER.1	Falla del lazo de control, por mala conexión.	Pérdida Capacidad Total 100%, Podría causar lesiones mayores (Incapacidad parcial)	0,0009772	7,728E+07	0,0001918	0	0	
AEME101934.1 UST.1	Falla del aislamiento por humedad.	Pérdida Capacidad Total 100%, Podría causar lesiones mayores (Incapacidad parcial)	0,0003425	3,58E+08	0,0003425	0	0	
AEME101936.1 FTS.1	Falla en el sistema de potencia, en contactos por sobrecorriente, falla a tierra, humedad.	Pérdida Capacidad Total 100%, Podría causar lesiones mayores (Incapacidad parcial)	0,0004703	1,617E+07	4,11E-05	0	0	
AEME101936.1 SER.1	Falla del lazo de control, por mala conexión.	Pérdida Capacidad Total 100%, Podría causar lesiones mayores (Incapacidad parcial)	0,0009772	7,728E+07	0,0001918	0	0	
AEME101936.1 UST.1	Falla del aislamiento por humedad.	Pérdida Capacidad Total 100%, Podría causar lesiones mayores (Incapacidad parcial)	0,0003425	3,58E+08	0,0003425	0	0	
AEME101937.1 FTS.1	Falla en el sistema de potencia, en contactos por sobrecorriente, falla a tierra, humedad.	Pérdida Capacidad Total 100%, Podría causar lesiones mayores (Incapacidad parcial)	0,0004703	1,617E+07	4,11E-05	0	0	
AEME101937.1 SER.1	Falla del lazo de control, por mala conexión.	Pérdida Capacidad Total 100%, Podría causar lesiones mayores (Incapacidad parcial)	0,0009772	7,728E+07	0,0001918	0	0	
AEME101937.1 UST.1	Falla del aislamiento por humedad.	Pérdida Capacidad Total 100%, Podría causar lesiones mayores (Incapacidad parcial)	0,0003425	3,58E+08	0,0003425	0	0	
AEME101938.1 FTS.1	Falla en el sistema de potencia, en contactos por sobrecorriente, falla a tierra, humedad.	Pérdida Capacidad Total 100%, Podría causar lesiones mayores (Incapacidad parcial)	0,0004703	1,617E+07	4,11E-05	0	0	
Compiled by:		Page 2 of 28					29/11/2014	
Approved by:								

Modelamiento Isograph

Tabla 21. FMECA de Planta Termosuria

AWB V2.1		FMECA MASA-TS						
ID	Description	Effects descriptions	Mean outage frequency	Total cost contribution	Safety criticality	Operational criticality	Environmental criticality	
AEME101938.1 SER.1	Falla del lazo de control, por mala conexión.	Pérdida Capacidad Total 100%, Podría causar lesiones mayores (Incapacidad parcial)	0,0001785	7,783E+07	0,0001932	0	0	
AEME101938.1 UST.1	Falla del aislamiento por humedad.	Pérdida Capacidad Total 100%, Podría causar lesiones mayores (Incapacidad parcial)	0,0003425	3,58E+08	0,0003425	0	0	
AEME101939.1 FTS.1	Falla en el sistema de potencia, en contactos por sobrecorriente, falla a tierra, humedad.	Pérdida Capacidad Total 100%, Podría causar lesiones mayores (Incapacidad parcial)	0,0004703	1,617E+07	4,11E-05	0	0	
AEME101939.1 SER.1	Falla del lazo de control, por mala conexión.	Pérdida Capacidad Total 100%, Podría causar lesiones mayores (Incapacidad parcial)	0,0009772	7,728E+07	0,0001918	0	0	
AEME101939.1 UST.1	Falla del aislamiento por humedad.	Pérdida Capacidad Total 100%, Podría causar lesiones mayores (Incapacidad parcial)	0,0003425	3,58E+08	0,0003425	0	0	
AEME101940.1 FTS.1	Falla en el sistema de potencia, en contactos por sobrecorriente, falla a tierra, humedad.	Pérdida Capacidad Total 100%, Podría causar lesiones mayores (Incapacidad parcial)	0,0004703	1,617E+07	4,11E-05	0	0	
AEME101940.1 SER.1	Falla del lazo de control, por mala conexión.	Pérdida Capacidad Total 100%, Podría causar lesiones mayores (Incapacidad parcial)	0,0009772	7,728E+07	0,0001918	0	0	
AEME101940.1 UST.1	Falla del aislamiento por humedad.	Pérdida Capacidad Total 100%, Podría causar lesiones mayores (Incapacidad parcial)	0,0003425	3,58E+08	0,0003425	0	0	
AEME101941.1 FTS.1	Falla en el sistema de potencia, en contactos por sobrecorriente, falla a tierra, humedad.	Pérdida Capacidad Total 100%, Podría causar lesiones mayores (Incapacidad parcial)	0,0004703	1,617E+07	4,11E-05	0	0	
AEME101941.1 SER.1	Falla del lazo de control, por mala conexión.	Pérdida Capacidad Total 100%, Podría causar lesiones mayores (Incapacidad parcial)	0,0009772	7,728E+07	0,0001918	0	0	
AEME101941.1 UST.1	Falla del aislamiento por humedad.	Pérdida Capacidad Total 100%, Podría causar lesiones mayores (Incapacidad parcial)	0,0003425	3,58E+08	0,0003425	0	0	
AEROT00005. 1.BRD.1	Falla de Rotura por Desbalanceo ó Desalineación.	Pérdida Capacidad Total 100%, USD 100,000	9,835E-05	3,146E+07	0	0	0	
AEROT00005. 1.ELU.1	Falla en sellos de cojinetes, Falla en el tanque reservorio de los cojinetes, Falla en la bomba de recirculación.	Pérdida Capacidad Total 100%, USD 100,000	0,0001228	3,557E+07	0	0	0	
AEROT00006. 1.ELU.1	Falla en sellos de cojinetes, Falla en el tanque reservorio de los cojinetes, Falla en la bomba de recirculación.	Pérdida Capacidad Total 100%, USD 100,000	0,0001228	3,557E+07	0	0	0	
AEROT00006. 1.FTS.1	Motorización o retorno del flujo.	Pérdida Capacidad Total 100%, USD 100,000	0,0002338	4,644E+06	0	0	0	
Compiled by:		Page 3 of 28					29/11/2014	
Approved by:								

Modelamiento Isograph

Tabla 22. FMECA de Planta Termosuria

AWB V2.1		FMECA MASA-TS						
ID	Description	Effects descriptions	Mean outage frequency	Total cost contribution	Safety criticality	Operational criticality	Environmental criticality	
AEROT00006.1.STD.1	Fatiga en el material del estator.	Pérdida Capacidad Total 100%, USD 100,000	0,000921	4,117E+07	0	0	0	
AESMT00200.1.FTF.1	Des calibración de seccionador, daño estructural.	Podría causar lesión leve (primeros auxilios)	5,936E-06	260	5,936E-06	0	0	
AETFL00143.1.FTF.1	Falla en el devanado por fatiga o vejez y falla de aislamiento.	Pérdida Capacidad Total 100%, USD 100,000	0,0004621	9,264E+06	0	0	0	
AETFL00144.1.FTF.1	Falla en el devanado por fatiga o vejez y falla de aislamiento.	Pérdida Capacidad Total 100%, USD 100,000	0,0004621	9,264E+06	0	0	0	
AETFM01567.1.AIR.1	Actúan las protecciones abriendo los circuitos.	Pérdida Capacidad Total 100%, USD 100,000	7,306E-06	8,832E+06	0	0	0	
AETFM01567.1.ELU.1	Switch de nivel y disparo por temperatura.	Pérdida Capacidad Total 100%. Podría causar una lesión menor	0,0009164	8,471E+06	6,393E-06	0	0	
AETFM01567.1.FTF.1	Actúan las protecciones abriendo los circuitos.	Pérdida Capacidad Total 100%, USD 100,000. Podría causar una lesión menor	7,306E-06	8,835E+06	1,461E-05	0	0	
AETFM01568.1.AIR.1	Actúan las protecciones abriendo los circuitos.	Pérdida Capacidad Total 100%, USD 100,000	7,306E-06	8,832E+06	0	0	0	
AETFM01568.1.ELU.1	Switch de nivel y disparo por temperatura.	Pérdida Capacidad Total 100%. Podría causar una lesión menor	0,0009164	8,471E+06	6,393E-06	0	0	
AETFM01568.1.FTF.1	Actúan las protecciones abriendo los circuitos.	Pérdida Capacidad Total 100%, USD 100,000. Podría causar una lesión menor	4,11E-06	3,98E+06	8,219E-06	0	0	
AETFM01570.1.FOV.1	Falla de componentes internos por fatiga del material y vejez de los componentes.	Pérdida Capacidad Total 100%, USD 100,000	1,279E-05	8,63E+07	0	0	0	
AETFM01570.1.PDE.1	Falla de lazo de comunicación, desajuste de conexiones y contactos del transformador.	Pérdida Capacidad Total 100%. Podría causar lesión leve (primeros auxilios)	0,0001247	1,771E+07	1,05E-05	0	0	
AETPT00119.1.FOV.1	Falla de componentes internos por fatiga del material y vejez de los componentes.	Pérdida Capacidad Total 100%, USD 100,000	1,279E-05	8,63E+07	0	0	0	
AETPT00119.1.PDE.1	Falla de lazo de comunicación, desajuste de conexiones y contactos del transformador.	Pérdida Capacidad Total 100%. Podría causar lesión leve (primeros auxilios)	0,0001247	1,771E+07	1,05E-05	0	0	
AETPT00120.1.FOV.1	Falla de componentes internos por fatiga del material y vejez de los componentes.	Pérdida Capacidad Total 100%, USD 100,000	1,279E-05	8,63E+07	0	0	0	
AETPT00120.1.PDE.1	Falla de lazo de comunicación, desajuste de conexiones y contactos del transformador.	Pérdida Capacidad Total 100%. Podría causar lesión leve (primeros auxilios)	0,0001247	1,771E+07	1,05E-05	0	0	
Compiled by:		Page 4 of 28					29/11/2014	
Approved by:								

Modelamiento Isograph

Tabla 23. AMEF Turbina Aeroderivada

AMEF TURBINA AERODERIVADA GENERAL ELECTRIC LM6000PC																		
AMEF DE: <input type="checkbox"/> Equip <input checked="" type="checkbox"/> Proceso			ANÁLISIS DEL MODO Y EFECTO DE LA FALLA					Gerencia: Operaciones Aplay			Ingenieros: Miguel Bautista; Antonio Valderrama							
Proveedor afectado.			AMEF No. 001		FECHA DE JUNTA DE REVISIÓN: 10/06/2015			Departamento: Mantenimiento			Fecha: 21/06 2011							
			Nombre del Equipo: Turbina de Gas GE - LM6000PC		Número: GDA-TESLM6000-001			Departamentos involucrados:			Hoja 1 de 1							
Cód. Func.	Estandar de Función	Cód. FF.	Descripción Falla Funcional	Modo de Falla	Efecto de la Falla	Causa de la Falla	Situación Actual					Acciones Recomendadas	Responsable	Situación Actual				
							Acciones Actuales	O C U R R E N C I A	S E V E R I D A D	D E T E R M I N A D O	NPR			Acciones Adoptadas	O C U R R E N C I A	S E V E R I D A D	D E T E R M I N A D O	NPR
A1	0.Transformar la energía térmica en energía mecánica de 25000 kw a 45000 kw a 45 gpm con presión a 1100 psi a 3600 rpm en 467 msnm y una humedad relativa de 82%.	A1A	A1A No logra transformar energía térmica y energía mecánica a 25000Kw a 45000Kw	A1A1. Desprendimiento de material de los alabes	paso de agua al interior del rodete	fatiga de los alabes	reparacion de los alabes	3	4	8	96	revisión periódica de los alabes	mecánico	se implanto lo recomendado	2	2	6	24
				A1A2 Desgaste de los anillos	vibración en la turbina	desalineamiento de los anillos	reparación de los anillos	2	7	6	84	alineación y balanceo de los anillos	mecánico	se implanto lo recomendado	2	5	4	40
				A1A3 Sensor de vibración dañado	valores erróneos de la velocidad de vibración	mala calibración	calibración de los sensores	3	4	8	96	inspección mensual de los sensores	mecánico	se implanto lo recomendado	2	4	5	40
				A1A4 Desgaste de la chumacera	desgaste en el Babbitt	falta de limpieza	reparación de chumacera	4	5	7	140	limpieza y pulido trimestralmente	mecánico	se implanto lo recomendado	2	5	7	70
		A1B	0A. Falta de suministro de gas combustible por cierre de válvula de skid de gas por de presión 400 psi en gasoducto.	A1B1. Falta en flujo por desgaste de aspas del ventilador.	Aumento en presión de sistema de admisión de aire de turbina	Elemento extraño en ductos de damper	Limpieza mensual	5	3	1	15	Revisión Periódica	Instrumentación	se implanto lo recomendado	8	4	9	288
				A1B2. Falta por formación de turbulencia en voluta del ventilador.	Mezcla de aire de mala calidad y esfuerzo de turbina	Sistema de filtración de entrada de aire en malas condiciones	cambio de filtros	1	9	3	27	Revisión Periódica	Instrumentación	se implanto lo recomendado	2	6	7	84
				A1B3. Falta de flujo por obstrucción de ductos.	sobre presión del sistema de admisión de turbina	taponamiento de prefiltros en casa filtros de turbogruppo	cambio de prefiltros semestral	1	1	2	2	Revisión Periódica	Instrumentación	se implanto lo recomendado	2	5	3	30
		A1C	0B. Aceite refrigerante condensado, obstrucción de los ductos de lubricación y refrigeración del intercambiador parada de equipo.	A1C1. Falta en giro de ventilador por eje y/o rotor frenado.	Disminución de la generación y desgaste mecánico en rotor	desalineación de eje conector entre generador y turbina	alineación servicio externo	6	8	4	192	Revisión Periódica	mecánico	se implanto lo recomendado	2	3	3	18
				A1C2. Falta en acoplamiento motor-ventilador.	Ruptura de eje por esfuerzo	Mal torque en el ensamble del mecanismo de sujeción del mismo	retorqueo en parada de unidad	5	5	4	100	Revisión Periódica	mecánico	se implanto lo recomendado	2	5	1	10
				A1C3. Falta por aislamiento en bobina de motor.	Falta de aislamiento en generador de turbina	degradación por vejes del equipo	mantenimiento mayor de la unidad	1	2	3	6	Revisión Periódica	mecánico	se implanto lo recomendado	5	5	5	125

	A1C	OB. Aceite refrigerante condensado, obstrucción de los ductos de lubricación y refrigeración del intercambiador parada de equipo.	A1C1.Falla en giro de ventilador por eje y/o rotor frenado.	Disminución de la generación y desgaste mecánico en rotor	desalineación de eje conector entre generador y turbina	alineación servicio externo	6	8	4	192	Revisión Periódica	mecanico	se implanto lo recomendado	2	3	3	18
			A1C2.Falla en acoplamiento motor-ventilador.	Ruptura de eje por esfuerzo	Mal torque en el ensamble del mecanismo de sujeción del mismo	retorqueo en parada de unidad	5	5	4	100	Revisión Periódica	mecanico	se implanto lo recomendado	2	5	1	10
			A1C3.Falla por aislamiento en bobina de motor.	Falla de aislamiento en generador de turbina	degradación por vejes del equipo	mantenimiento mayor de la unidad	1	2	3	6	Revisión Periódica	mecanico	se implanto lo recomendado	5	5	5	125

NPR = (1,2) Riesgo bajo se puede llevar a falla

NPR = (3, 4, 5,6) Riesgo medio hacer mantenimiento menor

NPR = (7, 8,9) Riesgo alto

- Inspección operativa
- Inspección predictiva
- Preventivo prueba
- Preventivo intrusiva
- Preventivo no intrusivo
- Rediseño

Tabla 24. FMEA de Equipos Auxiliares Turbogruppo

AWB V2.1		FMEA MASA-TS				
Location description	Function description	Functional failure description	Cause ID	Cause description	Effects IDs	Descripción de consecuencias
BOMBA PRINCIPAL LUBRICACION GENERADOR TM-2500 TES	Suministrar aceite de lubricación para cojinetes del generador eléctrico	No suministrar aceite de lubricación para cojinetes del generador eléctrico	AMBTO00114.1.ELP.1	Falla en los sellos, empaquetaduras y/o mangueras de acoplamiento	Ambiente 3	Contaminación localizada
			AMBTO00114.1.LOO.1	Falla del acople de la bomba, daños internos o desgaste de material, daños en mangueras	Tarifa 1, Economica 3	Pérdida Capacidad Total 100%, USD 100,000
			AMBTO00114.1.STD.1	Rupturas por desalineamiento, falta de lubricación, desajustes mecánicos	Tarifa 1, Economica 3	Pérdida Capacidad Total 100%, USD 100,000
			AMBTO00114.1.STD.2	Rupturas por desalineamiento, falta de lubricación, desajustes mecánicos	Tarifa 1, Economica 3	Pérdida Capacidad Total 100%, USD 100,000
BOMBA DE ENGRANAJE SISTEMA NOX TM-2500 TES	Suministrar agua a presión para el sistema de control de NOX	No suministrar agua a presión para el sistema de control de NOX	AMBEN00196.1.ELP.1	Falla en los sellos, empaquetaduras, mangueras de acoplamiento	Ambiente 3, Economica 1	Contaminación localizada, USD 1,000
			AMBEN00196.1.LOO.1	Falla del acople de la bomba, daños internos o desgaste de material interno, daños en mangueras	Ambiente 3, Economica 1	Contaminación localizada, USD 1,000
			AMBEN00196.1.STD.1	Rupturas por desalineamiento, falta de lubricación, desajuste	Ambiente 3, Economica 1	Contaminación localizada, USD 1,000
BOMBA ARRANCADOR HIDRAULICO TM-2500 TES	Suministrar aceite a alta presión para el sistema de arranque hidráulico	No suministrar aceite a alta presión para el sistema de arranque hidráulico	AMPDV00005.1.LOO.1	Falla por daños internos, falta de suministro de aceite, falla en el plato variable.	Cientes 2	Quejas y/o reclamos
			AMPDV00005.1.SER.1	Falla de acople, falla en los pistones, falla en el plato, falla en componentes internos de la bomba.	Cientes 2	Quejas y/o reclamos
Compiled by:		Page 1 of 39			29/11/2014	
Approved by:						

Tabla 25. FMEA de Equipos Auxiliares Turbogruppo

AWB V2.1		FMEA MASA-TS				
Location description	Function description	Functional failure description	Cause ID	Cause description	Effects IDs	Descripción de consecuencias
BOMBA DE ENGRANAJES AUX LUBRICACION GENERADOR TM-2500 TES	Suministrar aceite de lubricación a los cojinetes durante arranque, parada y disparos	No suministrar aceite de lubricación a los cojinetes durante arranque, parada y disparos	AMBEN00195.1.ELP.1	Falla en los sellos, empaquetaduras y/o mangueras de acoplamiento	Ambiente 3	Contaminación localizada
			AMBEN00195.1.LOO.1	Falla del acople de la bomba, daños internos o desgaste de material, daños en mangueras	Tarifa 1, Economica 3	Pérdida Capacidad Total 100%, USD 100,000
			AMBEN00195.1.STD.1	Rupturas por desalineamiento, falta de lubricación, desajustes mecánicos	Tarifa 1, Economica 3	Pérdida Capacidad Total 100%, USD 100,000
BOMBA PRINCIPAL SISTEMA DE LUBRICACION TM-2500 TES	Suministrar y extraer aceite de los rodamientos	No suministrar y/o no extraer aceite de los rodamientos	AMBVA00016.1.BRD.1	Rupturas de componentes por desalineamientos, desgaste y fatiga de material	Tarifa 1, Economica 3	Pérdida Capacidad Total 100%, USD 100,000
			AMBVA00016.1.BRD.2	Rupturas de componentes por desalineamientos, desgaste y fatiga de material	Tarifa 1, Economica 3	Pérdida Capacidad Total 100%, USD 100,000
			AMBVA00016.1.ELP.1	Desgaste de sello principal del eje, falla en sellos de acople de tubería	Tarifa 1, Economica 3	Pérdida Capacidad Total 100%, USD 100,000
			AMBVA00016.1.PLU.1	Acumulación de material particulado en filtros	Tarifa 1, Economica 3	Pérdida Capacidad Total 100%, USD 100,000
CALENTADORES BOBINA DEL GENERADOR TM-2500 TES	Mantener temperatura de bobina del estator para evitar humedad.	No mantener temperatura de bobina del estator para evitar humedad.	AECAL00035.1.STD.1	Falla de la resistencia por fatiga de material.	Tarifa 1	Pérdida Capacidad Total 100%
CARGADOR DE BATERIAS PCR TM-2500 TES	Mantener cargadas las baterías del banco PCR.	No mantener cargadas las baterías del banco del PCR.	AECD00038.1.FTF.1	Falla en componentes electrónicos, falla a protecciones de sistema.	Imagen 1	Interna
			AECD00038.1.SER.1	Aumento de temperatura por mal contacto, soldaduras frías.	Imagen 1	Interna
CENTRO CONTROL MOTORES TM-2500 TES	Controlar la potencia y protección de los motores asociados.	No controlar la potencia y protección de los motores asociados.	AECCM.1.FTF.1	Falla alimentación cargas críticas, fuera de parámetros.	Tarifa 1, Economica 3	Pérdida Capacidad Total 100%, USD 100,000
Compiled by: Approved by:		Page 2 of 39			29/11/2014	

Software Isograph Modulo AWB

Tabla 26. FMEA de Equipos Auxiliares Turbogrupos

AWB V2.1		FMEA MASA-TS				
Location description	Function description	Functional failure description	Cause ID	Cause description	Effects IDs	Descripción de consecuencias
CHIMENEA TURBOGRUPO TM-2500 TES	Colectar los gases calientes de la turbina y dar escape	No colectar los gases calientes de la turbina y dar escape	ATCHI00004.1.SER.1	Desprendimiento de piezas internas	Imagen 1	Interna
DAMPER "B" DUCTO ENFRIAMIENTO TURBINA TM-2500 TES	No permitir que el agente extintor se escape	Permitir que el agente extintor se escape	AMDAM00002.1.FTF.1	Falla en los actuadores y/o en los sensores del d�mper	Cientes 2	Quejas y/o reclamos
DAMPER DE DERIVACION MORORIZADO DUCTO ENFRIAMIENTO TURBINA TM-2500 TES	Suministrar aire filtrado para la refrigeración de compartimiento de la turbina	No suministrar aire filtrado para la refrigeración de compartimiento de la turbina	AMDAM00003.1.PLU.1	Falla en el mecanismo de accionamiento	Tarifa 1, Economica 3	Pérdida Capacidad Total 100%, USD 100,000
DETECTOR DE LLAMA COMBUSTION "A" TM-2500 TES	Detectar el fuego dentro del combustor de la turbina para enviar señal al sistema de control de turbina	No detectar el fuego dentro del combustor de la turbina para enviar señal al sistema de control de turbina	AIDTR00168.1.NOO.1	Contaminación en el lente, fallas en el cableado	Tarifa 1, Economica 3	Pérdida Capacidad Total 100%, USD 100,000
DETECTOR DE LLAMA COMBUSTION "B" TM-2500 TES	Detectar el fuego dentro del combustor de la turbina para enviar señal al sistema de control de turbina	No detectar el fuego dentro del combustor de la turbina para enviar señal al sistema de control de turbina	AIDTR00169.1.NOO.1	Contaminación en el lente, fallas en el cableado	Tarifa 1, Economica 3	Pérdida Capacidad Total 100%, USD 100,000
DETECTOR DE PARTICULAS AUXILIARY GEAR BOX TM-2500 TES	Detectar el nivel de partículas metálicas en el aceite	No detectar el nivel de partículas metálicas en el aceite	AIDET00011.1.ERO.1	Daños en el conector por contaminación con aceite		
			AIDET00011.1.SER.1	Piezas flojas		
			AIDET00011.1.SER.2	Piezas flojas		
DETECTOR DE PARTICULAS SUMIDERO "A" TM-2500 TES	Detectar el nivel de partículas metálicas en el aceite en el sumidero A	No detectar el nivel de partículas metálicas en el aceite en el sumidero A	AIDET00007.1.ERO.1	Daños en el conector por contaminación con aceite		
			AIDET00007.1.SER.1	Piezas flojas		
			AIDET00007.1.SER.2	Piezas flojas		
DETECTOR DE PARTICULAS SUMIDERO "B" TM-2500 TES	Detectar el nivel de partículas metálicas en el aceite en el sumidero B	No detectar el nivel de partículas metálicas en el aceite en el sumidero B	AIDET00008.1.ERO.1	Daños en el conector por contaminación con aceite		
			AIDET00008.1.SER.1	Piezas flojas		
Compiled by:		Page 3 of 39			29/11/2014	
Approved by:						

Tabla 27. FMEA de Equipos Auxiliares Turbogruppo

AWB V2.1		FMEA MASA-TS				
Location description	Function description	Functional failure description	Cause ID	Cause description	Effects IDs	Descripción de consecuencias
DETECTOR DE PARTICULAS SUMIDERO "C" TM-2500 TES	Detectar el nivel de partículas metálicas en el aceite en el sumidero C	No detectar el nivel de partículas metálicas en el aceite en el sumidero C	AIDET00009.1.ERO.1	Daños en el conector por contaminación con aceite		
			AIDET00009.1.SER.1	Piezas flojas		
			AIDET00009.1.SER.2	Piezas flojas		
DETECTOR DE PARTICULAS SUMIDERO "D" TM-2500 TES	Detectar el nivel de partículas metálicas en el aceite en el sumidero D	No detectar el nivel de partículas metálicas en el aceite en el sumidero D	AIDET00010.1.ERO.1	Daños en el conector por contaminación con aceite		
			AIDET00010.1.SER.1	Piezas flojas		
			AIDET00010.1.SER.2	Piezas flojas		
ELEM. VIBRACION GENERADOR EXCITER. (X) TM-2500 TES	Medir las vibraciones en el generador de gas, y transmitir las al monitor de vibraciones	No medir las vibraciones en el generador de gas, y transmitir las al monitor de vibraciones	AIVIB00029.1.ERO.1	Perdida de continuidad, fallas a tierra, fallas en conexiones	Tarifa 1, Economica 3	Pérdida Capacidad Total 100%, USD 100,000
			AIVIB00029.1.FTF.1	Fallas en componentes internos	Tarifa 1, Economica 3	Pérdida Capacidad Total 100%, USD 100,000
			AIVIB00029.1.SER.1	Desajustes o conexiones flojas	Tarifa 1, Economica 3	Pérdida Capacidad Total 100%, USD 100,000
ELEM. VIBRACION GENERADOR EXCITER. (Y) TM-2500 TES	Medir las vibraciones en el generador de gas, y transmitir las al monitor de vibraciones	No medir las vibraciones en el generador de gas, y transmitir las al monitor de vibraciones	AIVIB00030.1.ERO.1	Perdida de continuidad, fallas a tierra, fallas en conexiones	Tarifa 1, Economica 3	Pérdida Capacidad Total 100%, USD 100,000
			AIVIB00030.1.FTF.1	Fallas en componentes internos	Tarifa 1, Economica 3	Pérdida Capacidad Total 100%, USD 100,000
			AIVIB00030.1.SER.1	Desajustes o conexiones flojas	Tarifa 1, Economica 3	Pérdida Capacidad Total 100%, USD 100,000
ELEM. VIBRACION GENERADOR NON-DRIVE END (X) TM-2500 TES	Medir las vibraciones en el eje axial de acuerdo a su posición, y transmitir las al monitor de vibraciones	No medir las vibraciones en el eje axial de acuerdo a su posición, y transmitir las al monitor de vibraciones	AIVIB00027.1.ERO.1	Fallas en clipper, perdida de continuidad, fallas a tierra, conexiones	Tarifa 1, Economica 3	Pérdida Capacidad Total 100%, USD 100,000
			AIVIB00027.1.FTF.1	Descalibración de la posición del sensor con respecto al eje	Tarifa 1, Economica 3	Pérdida Capacidad Total 100%, USD 100,000
Compiled by: Approved by:			Page 4 of 39		29/11/2014	

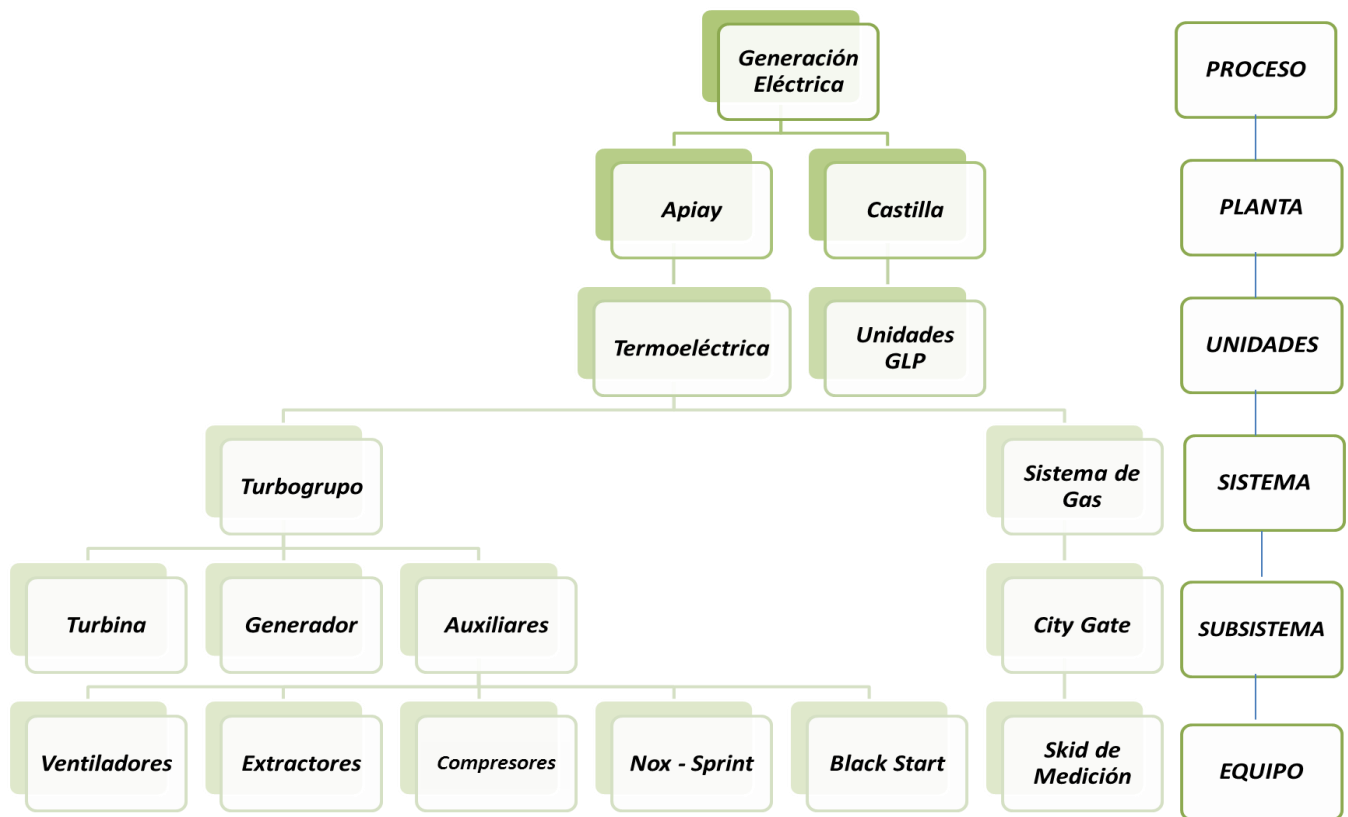
6.3 Diagramas de Bloque de Confiabilidad RBD Básico

6.3.1 Taxonomía de Equipos

Para el proceso de generación de energética la taxonomía de equipos ha sido definida a nivel corporativo para cada uno de los frentes o sistemas de acuerdo a los siguientes subsistemas o escalas de acuerdo al siguiente diagrama Figura 60:

Algunos de los procesos tienen unidad de centro de costo en común para algunos de los activos de la empresa, agrupándolos entre sí, lo cual facilita el control de gastos y presupuesto.

Figura. 60. Taxonomía GDA Térmicas



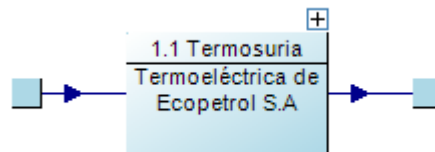
A continuación se realizaron los diagramas de bloque de confiabilidad RBD (por su sigla en inglés), que es un diagrama que es usado por sistemas de modernización. Es una representación de todos los componentes en un sistema y cómo cada componente está conectado.

En este estudio se da un RBD básico de un sistema, que muestra todos los componentes dentro del sistema principal, entre estos diagramas algunos son instalados de manera más simple que otros que son más complejos.

Se utilizaron con el propósito de estudiar los componentes de un sistema, se utilizaron para determinar la efectividad y eficiencia de un sistema así como de cualquier situación que tenga el mismo.

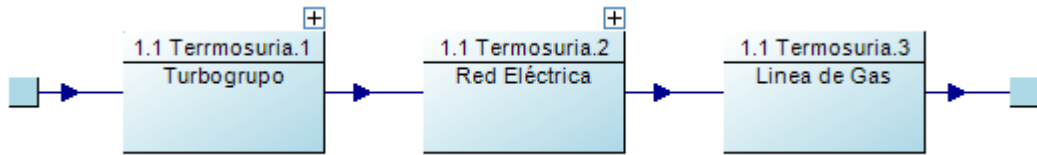
El diagrama principal relaciona la planta termoeléctrica de Suria que es representado por un bloque con una entrada y una salida respectivamente.

Figura. 61. Bloque Principal Termosuria



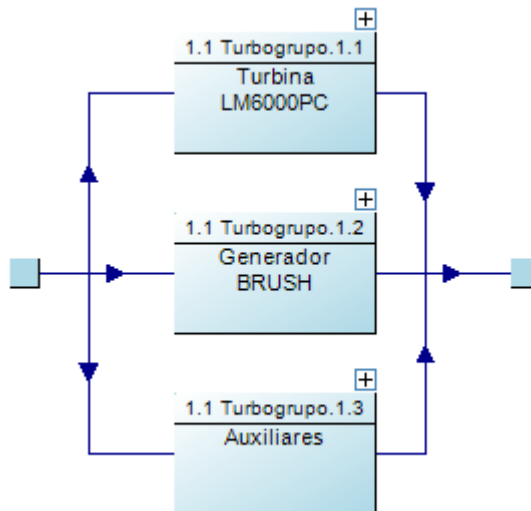
Para los sistemas principales de la planta Termosuria se establecieron tres bloques conectados en serie debido a que estos dependen cada uno del otro para su funcionamiento y/u operación, entre los que se tienen Turbogrupos, Red Eléctrica y Línea de Gas.

Figura. 62. Bloques Sistemas Principales Termosuria



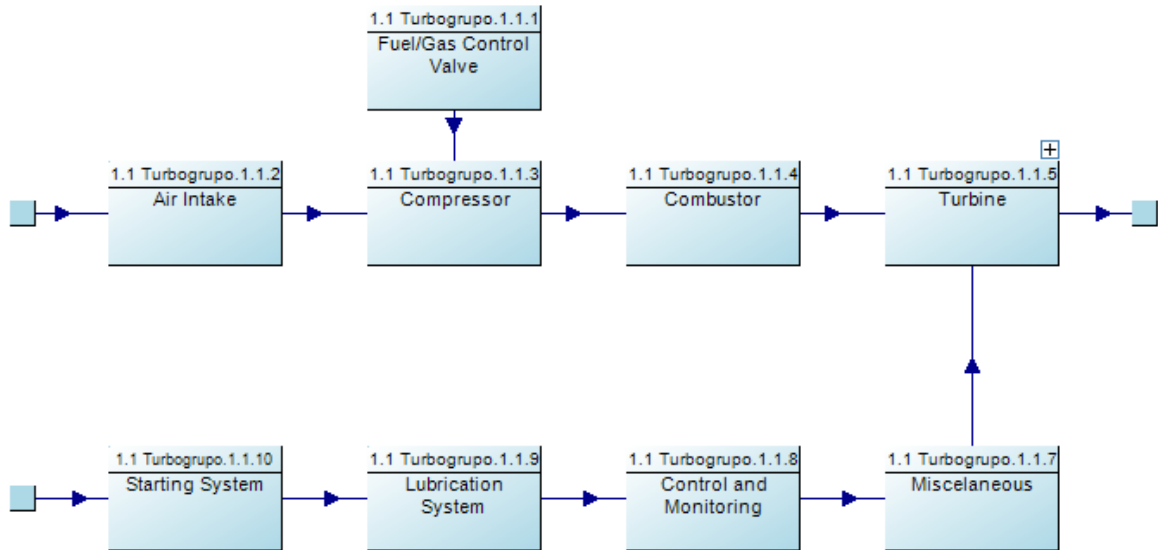
Para los equipos principales dentro del bloque del turbogrupos se encuentran la turbina LM6000PC, Generador Eléctrico y los equipos Auxiliares, en donde se encuentran conectados en paralelo ya que estos sistemas pueden operar sin depender del otro.

Figura. 63. Bloques Sistema Turbogrupos Termosuria



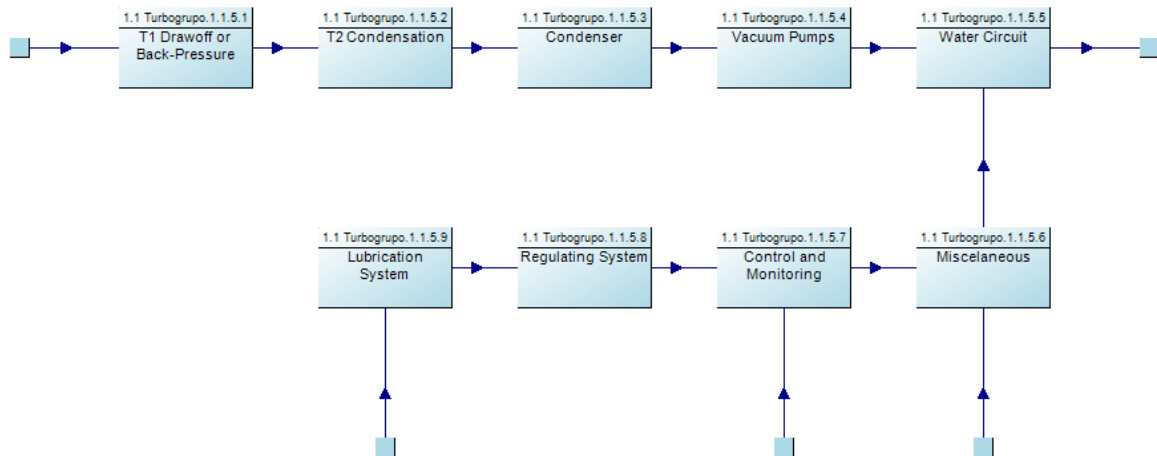
A continuación se encuentra los bloques que se encuentran dentro de la turbina LM6000PC junto con los componentes dentro de él.

Figura. 64.. Bloques Subsistemas Turbina LM6000PC Termosuria



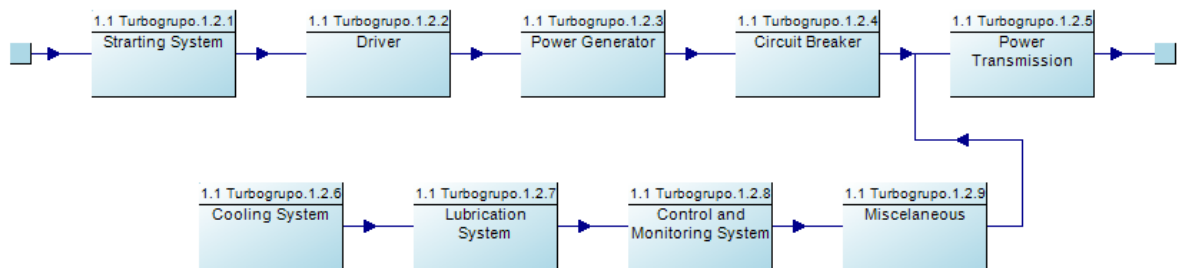
Igualmente se encuentran distribuidos los bloques que son los pertenecientes a la turbina, en donde están distribuidos nueve (9) bloques interconectados en serie, pero con varias entradas y una sola salida como se muestra en el diagrama.

Figura. 65. Bloques Componentes Turbine Termosuria



Para el diagrama de bloques perteneciente al Generador Brush se encontraron nueve (9) bloques dentro de él, en donde se evidencia que las conexiones entre estos son en serie mostrando una salida y una entrada en el sistema, en donde se muestra que cada uno de los componentes son críticos para el sistema de generación eléctrica (Generador).

Figura. 66. Bloques Subsistemas Generador Eléctrico Brush



Para los sistemas auxiliares se configuraron de forma tal que se deben tener respaldos para cada uno de los equipos con el fin de garantizar la confiabilidad y disponibilidad de los mismos, además de conservar uno de estos equipos como primario y el otro como respaldo.

Figura. 67. Bloques Auxiliares Termosuria

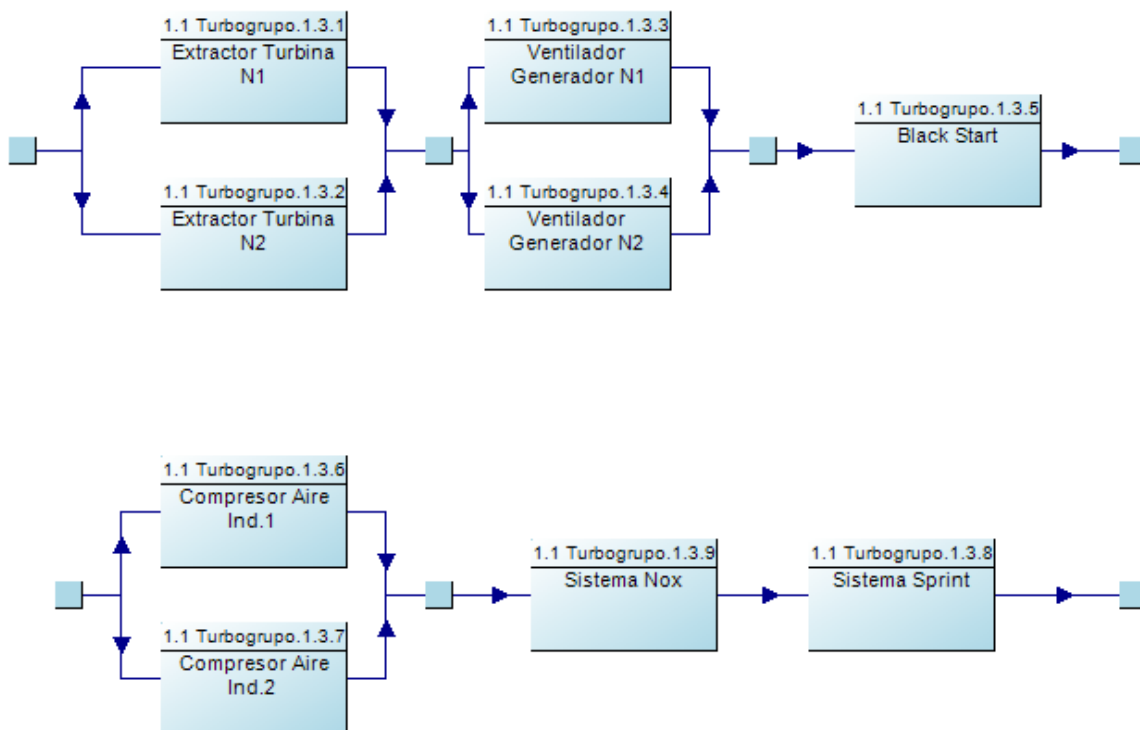
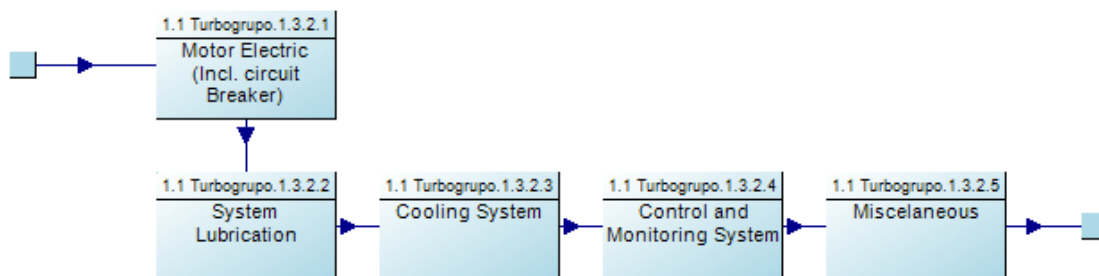


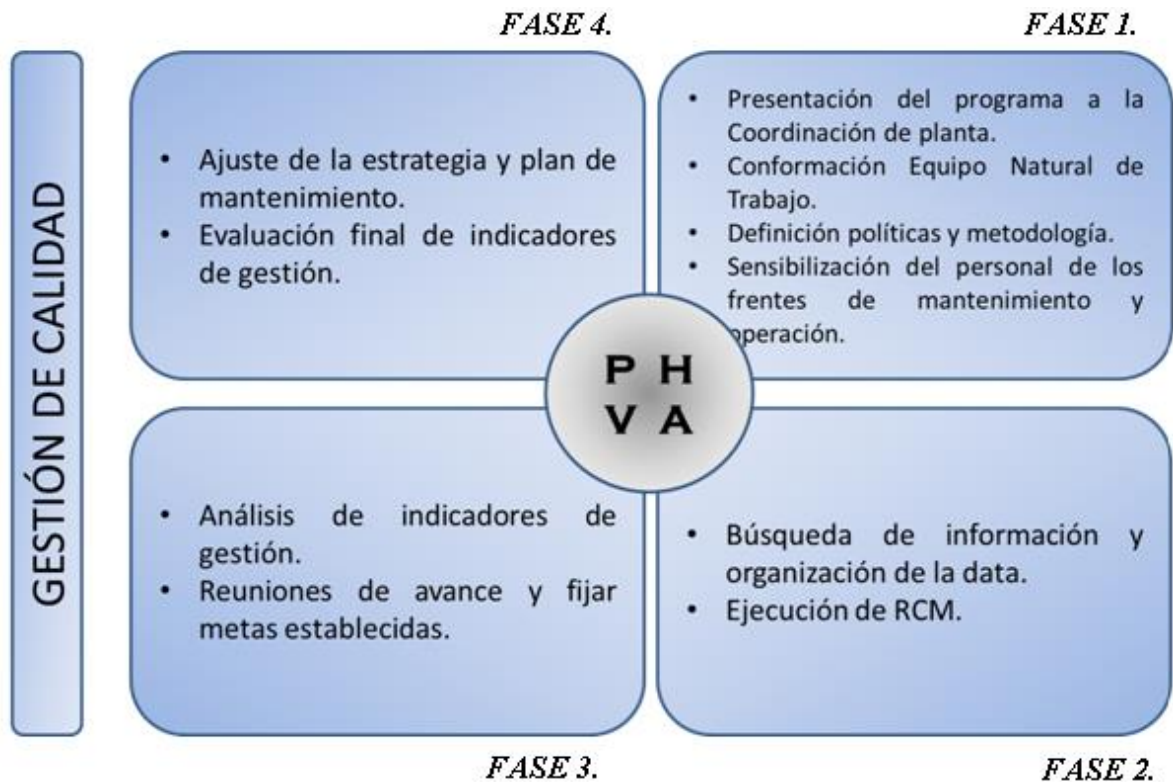
Figura. 68. Bloque componentes Motor Eléctrico



6.4 Diagrama PHVA Proyecto RCM Térmica



Para la implementación se propone de igual manera realizar el proyecto en 4 fases, basados en el ciclo de PHVA de Deming (Planear, Hacer, Verificar y Ajustes).

Figura. 69. Diagrama Ciclo PHVA para el Proyecto



6.5 Ejecución de RCM a los Equipos

Tabla 28. Árbol de Equipos y Jerarquización

		PLANTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA TERMOSURIA JERARQUIA DE EQUIPOS					
FECHA: 11 Abril 2014							
PLANTA	1. SISTEMA	2. SUBSISTEMA	3. UNIDAD FUNCIONAL	4. EQUIPOS	COMPONENTE	COLLOCIAL	DESCRIPCION
ATERMOSURIA							
1	ASCOMBUSTES						TERMOELECTRICA SURIA
1	ASCOMBUSTES	AGASCOMTMTE					SISTEMA DE COMBUSTIBLES TERMOSURIA
1	ASCOMBUSTES	AGASCOMTMTE					SISTEMA GAS COMBUSTIBLE TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	AGASCOMTMTE			AUTRP00087	DIO	PDT-2063 TRANSMSOR PRESION DIFERENCIAL FILTROS ENTRADA GAS COMBUSTIBLE TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	AGASCOMTMTE			AUTRP00088	DIO	PT-2027 TRANSMSOR DE PRESION ENTRADA SISTEMA GAS COMBUSTIBLE TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	AGASCOMTMTE			AUTM00019	DIO	TE-2032 SENSOR TEMPEATURA SUMINISTRO SISTEMA GAS COMBUSTIBLE TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	AGASCOMTMTE			AVCF00005	DIO	FSV-2006 VALVULA SHUTOFF ENTRADA SISTEMA GAS COMBUSTIBLE TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	AGASCOMTMTE			AVCV00015	DIO	PCV-2176 VALVULA CTRL PRESION GAS COMBUSTIBLE TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	AGASCOMTMTE			AVPM00072	DIO	PI-2176 INDICADOR PRESION SISTEMA GAS COMBUSTIBLE TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	AGASCOMTMTE			AVYV01415	DIO	PSV-2176 VALVULA DE SEGURIDAD POR SOBRE PRESION SIST GAS COMBUSTIBLE TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	AGASCOMTMTE			AVYV00054	DIO	SOV-2006 VALVULA SOLENOIDE CONTROL FLUIDO GAS COMBUSTIBLE TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	AGASCOMTMTE			AUTRP00043	DIO	FT-2000 TRANSMSOR MEDIDOR FLUIDO SISTEMA GAS COMBUSTIBLE TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	AGASCOMTMTE			AVYCF00006	DIO	FCV-2001 VALVULA CONTROL SISTEMA GAS COMBUSTIBLE TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	AGASCOMTMTE			AVYV00005	DIO	SOV-2008 VALVULA SOLENOIDE CONTROL VENTEO SIST GAS COMBUSTIBLE TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	AGASCOMTMTE			AVYCF00007	DIO	FSV-2004 VALVULA SHUTOFF SISTEMA GAS COMBUSTIBLE TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	AGASCOMTMTE			AVYV00056	DIO	SOV-2004 VALVULA SOLENOIDE CONTROL SHUTOFF SIST GAS COMBUSTIBLE TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	AGASCOMTMTE			AUTRP00089	DIO	PT-2028 TRANSMSOR PRESION MANIFOLD FINAL SIST GAS COMBUSTIBLE TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	AGASCOMTMTE		AFR299A			FILTRO "A" ENTRADA SISTEMA GAS COMBUSTIBLE TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	AGASCOMTMTE		AFR299A	ATFIL00064	DIO	FILTRO "A" ENTRADA SISTEMA GAS COMBUSTIBLE TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	AGASCOMTMTE		AFR299B			FILTRO "B" ENTRADA SISTEMA GAS COMBUSTIBLE TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	AGASCOMTMTE		AFR299B	ATFIL00065	DIO	FILTRO "B" ENTRADA SISTEMA GAS COMBUSTIBLE TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	AGASCOMTMTE	AMEDGASTMTE				MEDICION DE GAS LINEA ENTRADA A TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	AGASCOMTMTE	AMEDGASTMTE		AUTRP00011	DIO	PII-101 / PII-8258 TRANSMSOR INDICADOR DE PRESION ENTRADA GAS TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	AGASCOMTMTE	AMEDGASTMTE		AUTRP00066	DIO	TII-101 / TII-8206 TRANSMSOR TEMPERATURA ENTRADA GAS TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	AGASCOMTMTE	AMEDGASTMTE		AUTRP00016	DIO	PII-102 / PII-8259 TRANSMSOR INDICADOR PRESION SALIDA VALVULA SLAMSHUT TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	AGASCOMTMTE	AMEDGASTMTE		AUTRP00087	DIO	TII-103 / TII-8207 TRANSMSOR TEMPERATURA SALIDA VALVULA SLAMSHUT TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	AGASCOMTMTE	AMEDGASTMTE		AUTRP00046	DIO	PI-106 / PI-8215 TRANSMSOR MEDIDOR MASCOS CORIOLIS VORTICE SAL MEDICION GAS TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	AGASCOMTMTE	AMEDGASTMTE		AVPM00008	DIO	FE-106 / FE-8215 SENSOR FLUIDO MASCOS CORIOLIS ROTAMASS SALIDA MEDICION GAS TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	AGASCOMTMTE	AMEDGASTMTE		AVYV01363	DIO	SOV-101 / SOV-8205 VALVULA SLAM SHUT MEDICION GAS COMBUSTIBLE TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	AGASCOMTMTE	AMEDGASTMTE		AVYV00018	DIO	PIV-102 / PIV-8203 VALVULA REGULADORA DE PRESION GAS COMBUSTIBLE TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	AGASCOMTMTE	AMEDGASTMTE		AVYV01042	DIO	PSV-104 / PSV-8238 VALVULA DE SEGURIDAD "A" 600 PSIG SAL MEDICION GAS COMBUSTIBLE TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	AGASCOMTMTE	AMEDGASTMTE		AVYV01042	DIO	PSV-105 / PSV-8228 VALVULA DE SEGURIDAD "B" 600 PSIG SAL MEDICION GAS COMBUSTIBLE TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	AGASCOMTMTE	ASKIDRTMTE				SKID FILTROS GAS COMBUSTIBLE TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	AGASCOMTMTE	ASKIDRTMTE		AVPM00073	DIO	PI-104 / PI-8286A INDICADOR PRESION ENTRADA FILTROS GAS TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	AGASCOMTMTE	ASKIDRTMTE		AVPM00074	DIO	PI-105 / PI-8287A INDICADOR PRESION SALIDA FILTROS GAS TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	AGASCOMTMTE	ASKIDRTMTE	AFR298A			FILTRO "A" PATIN GAS COMBUSTIBLE TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	AGASCOMTMTE	ASKIDRTMTE	AFR298A	ATFIL00060	DIO	F-107 FILTRO "A" PATIN GAS COMBUSTIBLE TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	AGASCOMTMTE	ASKIDRTMTE	AFR298A	AVPM00076	DIO	POI-107 / POI-8284A INDICADOR PRESION DIF FILTRO "A" GAS COMBUSTIBLE TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	AGASCOMTMTE	ASKIDRTMTE	AFR298B			FILTRO "B" PATIN GAS COMBUSTIBLE TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	AGASCOMTMTE	ASKIDRTMTE	AFR298B	ATFIL00061	DIO	F-108 FILTRO "B" PATIN GAS COMBUSTIBLE TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	AGASCOMTMTE	ASKIDRTMTE	AFR298B	AVPM00075	DIO	POI-108 / POI-8285A INDICADOR PRESION DIF FILTRO "B" GAS COMBUSTIBLE TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	ACOMLIQTMTE					SISTEMA COMBUSTIBLE LIQUIDO TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	ACOMLIQTMTE	ANYEOMTMTE				UNIDAD DE INYEC COMBUSTIBLE LIQUIDO TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	ACOMLIQTMTE	ANYEOMTMTE		AUTRP00090	DIO	PT-2021 TRANSMSOR DE PRESION SUMINISTRO COMBUSTIBLE LIQUIDO TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	ACOMLIQTMTE	ANYEOMTMTE		AUTM00010	DIO	TE-2024 SENSOR TEMPERATURA SUMINISTRO COMBUSTIBLE LIQUIDO TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	ACOMLIQTMTE	ANYEOMTMTE		AVYV01416	DIO	PSV-2023 VALVULA DE SEGURIDAD ALIVIO PRESION SUMIN COMBUSTIBLE LIQUIDO TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	ACOMLIQTMTE	ANYEOMTMTE		AUTRP00091	DIO	PDT-2020 TRANSMSOR PRES DIF SUMINISTRO COMBUSTIBLE LIQUIDO GT TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	ACOMLIQTMTE	ANYEOMTMTE		AVYV00007	DIO	SOV-2012 VALVULA SOLENOIDE CONTROL COMBUSTIBLE LIQUIDO MOTOR TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	ACOMLIQTMTE	ANYEOMTMTE		AUTRP00092	DIO	PT-2070 TRANSMSOR PRESION TRANSF COMBUSTIBLE LIQUIDO PERMANSIVO TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	ACOMLIQTMTE	ANYEOMTMTE		AVYCF00008	DIO	FCV-2018 VALVULA CONTROL DERIVACION/MEDICION COMBUSTIBLE LIQUIDO TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	ACOMLIQTMTE	ANYEOMTMTE		AVYV00008	DIO	SOV-2018 VALVULA SOLENOIDE CONTROL TOTAL COMBUSTIBLE LIQUIDO MOTOR TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	ACOMLIQTMTE	ANYEOMTMTE		AVPM00044	DIO	PI-2002 TRANSMSOR FLUIDO MEDIDOR MASCOS COMBUSTIBLE LIQUIDO TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	ACOMLIQTMTE	ANYEOMTMTE		AVPM00019	DIO	FE-2002 SENSOR DE FLUIDO TIPO CORIOLIS COMBUSTIBLE LIQUIDO TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	ACOMLIQTMTE	ANYEOMTMTE		AUTRP00093	DIO	PT-2029 TRANSMSOR PRESION SUMINISTRO COMBUST LIQUIDO PRIMARIO TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	ACOMLIQTMTE	ANYEOMTMTE		AUTRP00094	DIO	PT-2030 TRANSMSOR PRESION SUMINISTRO COMBUST LIQUIDO SECUNDARIO TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	ACOMLIQTMTE	ANYEOMTMTE		AUTM00011	DIO	TE-2034 SENSOR TEMPERAT PRIMARIO SUMINISTRO COMBUSTIBLE LIQUIDO GT TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	ACOMLIQTMTE	ANYEOMTMTE		AUTM00012	DIO	TE-2035 SENSOR TEMPERAT SECUNDARIO SUMINISTRO COMBUSTIBLE LIQUIDO GT TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	ACOMLIQTMTE	ANYEOMTMTE	APR295			BOMBA PRINCIPAL SISTEMA COMBUSTIBLE LIQUIDO TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	ACOMLIQTMTE	ANYEOMTMTE	APR295	AMBEN00197	DIO	BOMBA DE ENGRANALES "APR295" TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	ACOMLIQTMTE	ANYEOMTMTE	APR295	AMEDE01932	DIO	MOT-2022 MOTOR ELECTRICO "APR295" TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	ACOMLIQTMTE	ANYEOMTMTE	AFR2910A			FILTRO "A" SUMINISTRO COMBUSTIBLE LIQUIDO TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	ACOMLIQTMTE	ANYEOMTMTE	AFR2910A	ATFIL00062	DIO	FILTRO "A" SUMINISTRO COMBUSTIBLE LIQUIDO TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	ACOMLIQTMTE	ANYEOMTMTE	AFR2910B			FILTRO "B" SUMINISTRO COMBUSTIBLE LIQUIDO TM-2500 TES
1	ASCOMBUSTES	ACOMLIQTMTE	ANYEOMTMTE	AFR2910B	ATFIL00063	DIO	FILTRO "B" SUMINISTRO COMBUSTIBLE LIQUIDO TM-2500 TES
2	ATURBIOGRUDES						TURBOGRUPO
2	ATURBIOGRUDES	AMOGENERATES					SISTEMA MOTRIZ GENERACION TERMOSURIA
2	ATURBIOGRUDES	AMOGENERATES	ATURGASTMTE				UNIDAD TURBINA A GAS TM-2500 TES
2	ATURBIOGRUDES	AMOGENERATES	ATURGASTMTE	ATURBERTMTE			TURBINA AERODERIVADA GE TM-2500 TES
2	ATURBIOGRUDES	AMOGENERATES	ATURGASTMTE	ATURBERTMTE	AMMTG00002	DIO	TURBINA AERODERIVADA GE TM-2500 TES
2	ATURBIOGRUDES	AMOGENERATES	ACOMBTUMTE				UNIDAD DE COMBUSTION TURBINA TM-2500 TES
2	ATURBIOGRUDES	AMOGENERATES					
2	ATURBIOGRUDES	AMOGENERATES	ALUBTURTMTE				UNIDAD DE LUBRICACION TURBINA TM-2500 TES
2	ATURBIOGRUDES	AMOGENERATES	ALUBTURTMTE		AVYV01417	DIO	PSV-1003 VALVULA DE SEGURIDAD POR SOBREPRESION LUBRICACION TM-2500 TES
2	ATURBIOGRUDES	AMOGENERATES	ALUBTURTMTE		AUTRP00096	DIO	PT-1021 TRANSMSOR PRES. DESCARGA LUBRICACION TM-2500 TES
2	ATURBIOGRUDES	AMOGENERATES	ALUBTURTMTE		AUTRP00099	DIO	PT-1022 TRANSMSOR PRES. DESCARGA BOMBA BARRIDIO TM-2500 TES
2	ATURBIOGRUDES	AMOGENERATES	ALUBTURTMTE		AVYCF00009	DIO	TCV-1001 VALVULA DE CONTROL DE TEMPERATURA SISTEMA LUBRICACION TM-2500 TES
2	ATURBIOGRUDES	AMOGENERATES	ALUBTURTMTE		AUTM00013	DIO	TE-1028A/B SENSOR TEMPERATURA ACEITE SUMINISTRO GT TM-2500 TES
2	ATURBIOGRUDES	AMOGENERATES	ALUBTURTMTE		AUTM00014	DIO	TE-1023A/B SENSOR TEMPERATURA ACEITE AGR SCAV TM-2500 TES
2	ATURBIOGRUDES	AMOGENERATES	ALUBTURTMTE		AUTM00015	DIO	TE-1024A/B SENSOR TEMPERATURA ACEITE SUMBERO A TM-2500 TES

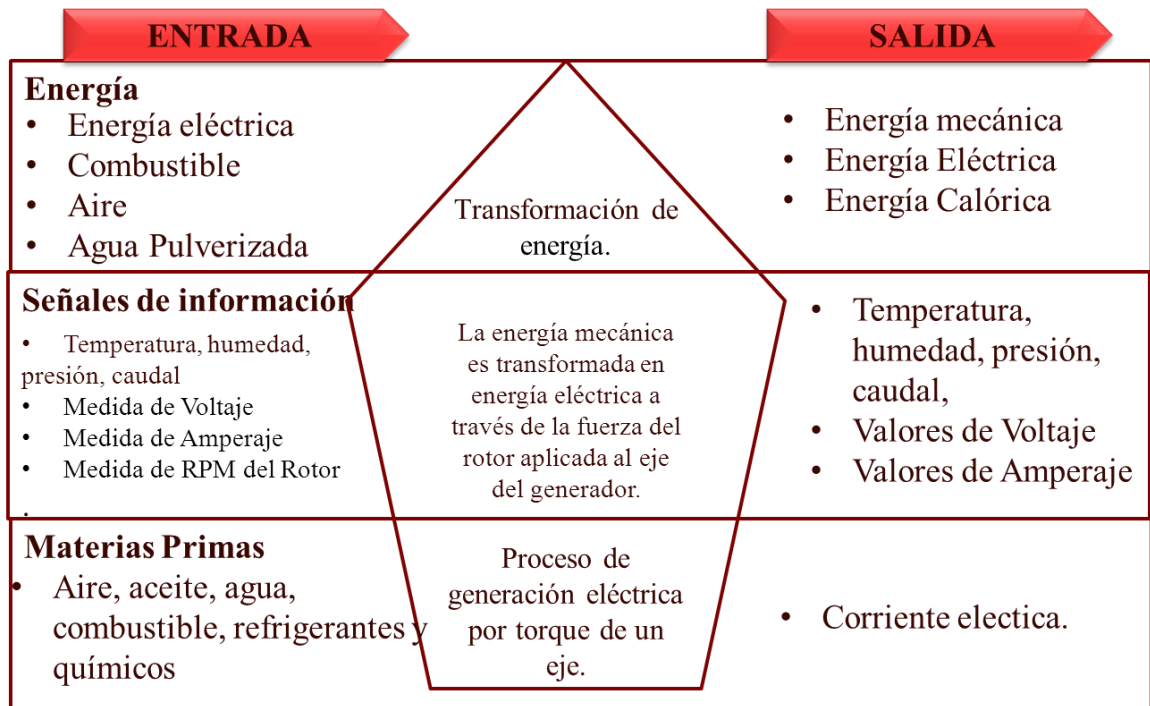
1. SISTEMA	2. SUBSISTEMA	3. UNIDAD FUNCIONAL	4. EQUIPOS	COMPONENTE	COLLOQUIAL	DESCRIPCION
EQUIPMENT NUMBER						
			AF8299B	ATFIL00064	DIO	FILTRO "A" ENTRADA SISTEMA GAS COMBUSTIBLE TM-2500 TES
				ATFIL00065	DIO	FILTRO "B" ENTRADA SISTEMA GAS COMBUSTIBLE TM-2500 TES
		AMEDGASTMTES				FILTRO "B" ENTRADA SISTEMA GAS COMBUSTIBLE TM-2500 TES
		ASKIDFITMTES				MEDICION DE GAS LINEA ENTRADA A TM-2500 TES
		ASKIDFITMTES	AF8298A			SKID FILTROS GAS COMBUSTIBLE TM-2500 TES
		ASKIDFITMTES	AF8298B			FILTRO "A" PATIN GAS COMBUSTIBLE TM-2500 TES
		ASKIDFITMTES	AF8295			FILTRO "B" PATIN GAS COMBUSTIBLE TM-2500 TES
		ASKIDFITMTES	AF8295	AMBEN00197		BOMBA PRINCIPAL SISTEMA COMBUSTIBLE LIQUIDO TM-2500 TES
		ASKIDFITMTES	AF8295	AEMEIO1932	MOT-2022	BOMBA DE ENGRANAJES "AP8295" TM-2500 TES
		ASKIDFITMTES	AF82910A			MOTOR ELECTRICO "AP8295" TM-2500 TES
		ASKIDFITMTES	AF82910B			FILTRO "A" SUMINISTRO COMBUSTIBLE LIQUIDO TM-2500 TES
						FILTRO "B" SUMINISTRO COMBUSTIBLE LIQUIDO TM-2500 TES
ATURBOGRUTES						TURBOGRUPO
				AMMTG00002		TURBINA AERODERIVADA GE TM-2500 TES
		ACOMBUTMTES				UNIDAD DE COMBUSTION TURBINA TM-2500 TES
			AF8248	ATRP00114	PDT-1014	TRANSMISOR PRESION DIFER ACEITE FILTRO VG TM-2500 TES
				AMBVA00016		BOMBA PRINCIPAL SISTEMA DE LUBRICACION TM-2500 TES
			AF82410			BOMBA PRINCIPAL SISTEMA DE LUBRICACION TM-2500 TES
			AF82411			FILTRO SUMINISTRO ACEITE LUBRICACION TURBINA TM-2500 TES
			AF82XXC			FILTRO DESCARGA ACEITE DE BARRIDO SISTEMA LUBRICACION TURBINA TM-2500 TES
				ATFIL		FILTRO BOMBA DE ACEITE VG TM-2500 TES
			AVE8242A			FILTRO BOMBA DE ACEITE VG TM-2500 TES
				AEMEIO1934	MOT-4017A	MOTOVENTILADOR "A" COMPARTIMIENTO TURBINA TM-2500 TES
			AVE8242B			MOTOR ELECTRICO "AVE8242A" ENFRIAMIENTO TURBINA TM-2500 TES
				AEMEIO1936	MOT-4017B	MOTOVENTILADOR "B" COMPARTIMIENTO TURBINA TM-2500 TES
			ADP8244A			MOTOR ELECTRICO "AVE8242B" ENFRIAMIENTO TURBINA TM-2500 TES
			ADP8244B			DAMPER "A" DUCTO ENFRIAMIENTO TURBINA TM-2500 TES
			ADP8244C			DAMPER "B" DUCTO ENFRIAMIENTO TURBINA TM-2500 TES
				AMDAM00003		DAMPER DE DERIVACION MORORIZADO DUCTO ENFRIAMIENTO TURBINA TM-2500 TES
				AEMEIO1937	MOT-4276	DAMPER DE DERIVACION MORORIZADO DUCTO ENFRIAMIENTO TURBINA TM-2500 TES
			AP8296			MOTOR DAMPER DE DERIVACION DUCTO ENFRIAMIENTO TURBINA TM-2500 TES
				AEMEIO1942	MOT-5035	BOMBA LAVADO FUERA DE LINEA TM-2500 TES
			AF82XX			MOTOR ELECTRICO "AP8296" TM-2500 TES
				ATFIL		FILTRO ENTRADA TRAILER PRINCIPAL TM-2500 TES
						FILTRO ENTRADA TRAILER PRINCIPAL TM-2500 TES
		AGENEELMTES				SISTEMA GENERACION ELECTRICA TERMOSURIA
			AGE8240			GENERADOR BRUSH ELECTRICAL MACHINES TM-2500 TES
				AECAL00035		GENERADOR ELECTRICO BRUSH TM-2500 TES
				AEXXC00003		CALENTADORES BOBINA DEL GENERADOR TM-2500 TES
				AEROT00005		EXITATRIZ TM-2500 TES
				AEROT00006		ROTOR DEL GENERADOR TM-2500 TES
				AETFM01570		ESTATOR DEL GENERADOR TM-2500 TES
						TRANSF NEUTRO GENERADOR 8KV 240/25KVA TM-2500 TES
		ALUBGENTMTES				UNIDAD LUBRICACION GENERADOR TM-2500 TES
			AF82412			FILTRO SUMINISTRO ACEITE COJINETES SIST. LUBRICACION GENERADOR TM-2500 TES
			AP8249			BOMBA PRINCIPAL LUBRICACION GENERADOR TM-2500 TES
			AP82410			BOMBA AUXILIAR DC LUBRICACION GENERADOR TM-2500 TES
				AMBEN00195		BOMBA DE ENGRANAJES AUX LUBRICACION GENERADOR TM-2500 TES
				AEMEIO1933	MOT-0034	MOTOR ELECTRICO DC "AP82410" TM-2500 TES
AAIRETURBTES						CASA DE FILTROS
		AFILAIRMTES				UNIDAD FILTRACION DE AIRE CASA FILTROS TM-2500 TES
			AC8240			COMPRESOR FILTRACION DE AIRE TM-2500 TES
				AEMEIO1935	MOT-4297	MOTOR ELECTRICO COMPRESOR FILTRACION DE AIRE TM-2500 TES
ACINTGTES						SISTEMA CONTRA INCENDIO TURBOGRUPO
		ACOINTGTMES				UNIDAD CONTRA INCENDIO TURBOGRUPO TM-2500 TES
			AD8247A			CILINDRO 1A CO2 MAIN BANK SCI TURBO GRUPO TM-2500 TES
				ATKPR00007		CILINDRO 1A CO2 MAIN BANK SCI TURBO GRUPO TM-2500 TES
			AD8247B			CILINDRO 2A CO2 MAIN BANK SCI TURBO GRUPO TM-2500 TES
				ATKPR00008		CILINDRO 2A CO2 MAIN BANK SCI TURBO GRUPO TM-2500 TES
			AD8247C			CILINDRO 1B CO2 EXTENDED BANK SCI TURBO GRUPO TM-2500 TES
				ATKPR00009		CILINDRO 1B CO2 EXTENDED BANK SCI TURBO GRUPO TM-2500 TES
			AD8247D			CILINDRO 2B CO2 EXTENDED BANK SCI TURBO GRUPO TM-2500 TES
				ATKPR00010		CILINDRO 2B CO2 EXTENDED BANK SCI TURBO GRUPO TM-2500 TES
			AD8247E			CILINDRO 3B CO2 EXTENDED BANK SCI TURBO GRUPO TM-2500 TES
				ATKPR00011		CILINDRO 3B CO2 EXTENDED BANK SCI TURBO GRUPO TM-2500 TES
ASISAUXTGTES						SISTEMAS AUXILIARES DEL TURBOGRUPO
		ANOXTMTES				SISTEMA NOX TM-2500 TES
		AAGCOMTMTES				INYECCION AGUA DESMINERALIZADA TM-2500 TES
			AP82411			BOMBA SISTEMA NOX TM-2500 TES
				AMBEN00196		BOMBA DE ENGRANAJE SISTEMA NOX TM-2500 TES
				AEMEIO1938	MOT-2075	MOTOR "AP82411" SISTEMA NOX TM-2500 TES
			AP8254C			BOMBA TANQUE AGUA DESMINERALIZADA A SISTEMA NOX TM-2500 TES
				AMBCE00788		BOMBA TANQUE DE AGUA DESMINERALIZADA A SISTEMA NOX TM-2500 TES
				AEMEIO1943		MOTOR ELECT. "AP8254C" TANQUE DE AGUA DESMINERALIZADA A SISTEMA NOX TM-2500 TES
AAARRANTURTES						SISTEMA ARRANCADOR HIDRAULICO TURBINA
		AARRHITMTES				UNIDAD DE BOMBEO PRINCIPAL ARRANCADOR HIDRAULICO TM-2500 TES
				AMMHIO0005		MOTOR HIDRAULICO CONTROL COMPENSACION PRESION TM-2500 TES
				ATFIL00057		FILTRO CARGA DE LA BOMBA ARRANCADOR HIDRAULICO TM-2500 TES
				ATFIL00058		FILTRO RETORNO BAJA PRESION TM-2500 TES
				ATFIL00059		FILTRO DRENAJE DE RETORNO TM-2500 TES
			AP82412			BOMBA ARRANCADOR HIDRAULICO TM-2500 TES
				AMPDV00005		BOMBA ARRANCADOR HIDRAULICO TM-2500 TES
				AEMEIO1939	MOT-6015	MOTOR ELECTRICO "AP82412" TM-2500 TES
AENFRIOLITES						SISTEMA DE REFRIGERACION DE ACEITE TURBOGRUPO
		ACOILTGTMTES				UNIDAD DE REFRIGERACION DE ACEITE TURBOGRUPO TM-2500 TES
			AE8246A			COOLER "A" LUBRICACION TURBO GRUPO TM-2500 TES
				ATKIA00104		INTERCAMBIADOR "A" LUBRICACION TURBO GRUPO TM-2500 TES
				AMVAX00143		VENTILADOR AXIAL INTERCAMBIADOR "A" TM-2500 TES
				AEMEIO1940	MOT-1076A	MOTOR ELEC VENTILADOR INTERCAMBIADOR "A" TM-2500 TES
			AE8246B			COOLER "B" LUBRICACION TURBO GRUPO TM-2500 TES
				ATKIA00105		INTERCAMBIADOR "B" LUBRICACION TURBO GRUPO TM-2500 TES
				AMVAX00144		VENTILADOR AXIAL INTERCAMBIADOR "B" TM-2500 TES
				AEMEIO1941	MOT-1076B	MOTOR ELEC VENTILADOR INTERCAMBIADOR "B" TM-2500 TES
AGENTMTES						SISTEMA DE BLACK START TM-2500 TES
		AXG8293				MOTOGENERADOR DE ARRANQUE DE EMERGENCIA TM-2500 TES
		AG8293				GENERADOR 1 DE EMERGENCIA TM-2500 TES
		AX8293				MOTOR DIESEL GENERADOR EMERGENCIA TM-2500 TES
ACTRLTURBTES						SISTEMA DE CONTROL Y MEDICION
		AESCTRMONTES				ESTACION DE CONTROL Y MONITOREO TES
		AUNMOMETMTES				UNIDADES DE MONITOREO Y MEDICION TM-2500 TES
				AIV1800025	XE-8007X	ELEM. VIBRACION RODAMIENTO GENERADOR DRIVE END (X) TM-2500 TES
				AIV1800026	XE-8007Y	ELEM. VIBRACION RODAMIENTO GENERADOR DRIVE (Y) TM-2500 TES
				AIV1800027	XE-8009X	ELEM. VIBRACION GENERADOR NON-DRIVE END (X) TM-2500 TES
				AIV1800028	XE-8009Y	ELEM. VIBRACION GENERADOR NON-DRIVE END (Y) TM-2500 TES

6.6 Equipos Analizados

Tabla 29. Sistemas de Turbogruppo

ITEM	SISTEMA	ESTADO
1	Planta de Agua	Completado
2	Scrubber	Completado
3	Sistema de Aire Combustión y Ventilación	Completado
4	Sistema Aire Instrumentos	Completado
5	Sistema Arranque Hidráulico	Completado
6	Sistema Gas Combustible	Completado
7	Sistema Hidráulico de Turbina	Completado
8	Sistema Lavado Agua off-line	Completado
9	Sistema Lavado Agua on-line	Completado
10	Sistema Lubricación Generador	Completado
11	Sistema Lubricación Turbina	Completado
12	Sistema de Protección SCI y Gas	Completado
13	Sistemas Auxiliares	Completado
14	Turbina LM6000PC	Completado
15	UPS	Completado
16	City Gate	Completado

Figura. 70. Diagrama Técnico - Proceso



6.7 Caracterización de los Equipos

Tabla 30. Caracterización para Turbina Aeroderivada GE LM6000

 SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES CENTRAL		SOA-F-184	
FORMATO PARA REGISTRO Y TOMA DE DATOS DE COMPONENTES		Revisión 0	1/1
ESPECIALIDAD:	MECANICA		
ESTACION Ó PLANTA:	ESTACION DE GENERACION ELECTRICA TERMOSURIA		
DESCRIPCIÓN:	TURBINA AERODERIVADA GE LM6000 PC		
TAB EQUIPO:	ATURBOGRUPOS		
CÓDIGO DE COMPONENTE:	ATURBOGRUPOS		
FABRICANTE:	GENERAL ELECTRIC		
MODELO:	LM 6000		
NÚMERO DE SERIE:	SIN INFORMACION		
NÚMERO DE PARTE:	SIN INFORMACION		
SERVICIO:	TURBINA AERODERIVADA GE LM6000 PC		
COLOQUIALES:	N/A		
FECHA DE TOMA DE DATOS:	04-Ago-09		
TOMADOS POR:	CTD - GRUPO DE CARACTERIZACION Y CAPITALIZACION DE EQUIPOS		
ESPECIFICACIONES TÉCNICAS			
1	***** ESPECIFICACIONES TÉCNICAS *****		
2	No. DE INVENTARIO DE ECOPETROL: NO ESTA MARCADO EN CAMPO		
3			
4	TURBINA AERODERIVADA GE LM6000 PC- GENERAL ELECTRIC		
5			
6	NO SE ENCONTRÓ INFORMACION EN CAMPO		
7			
8			
9			
10			
11			
12			
13			
14			
15			
16			
17			
18			
19			
20			
21			
22			
23			
24			
25			
26			
27			
28			
29			
30			
31			
32			
OBSERVACIONES			
1			
2			
3			
4			

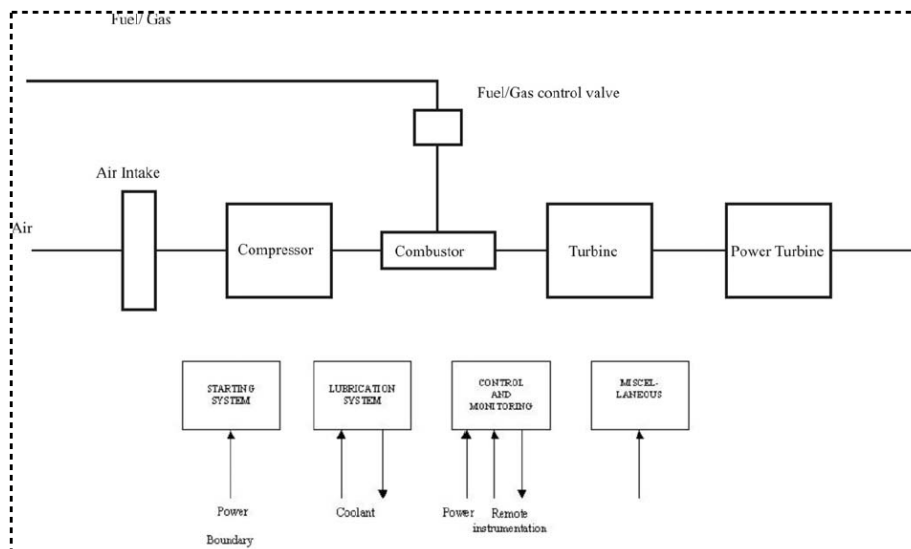




SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES CENTRAL Y SUPERINTENDENCIA DE FACILIDADES DE SUPERFICIE

Fuente: Ecopetrol

Figura. 71. Diagrama de Límites de Sistema y subsistemas para una Turbina de Gas




Fuente: ISO 14224 Figura A.5 Pag.70

Tabla 31. Tipo de Clasificación – Turbina de Gas

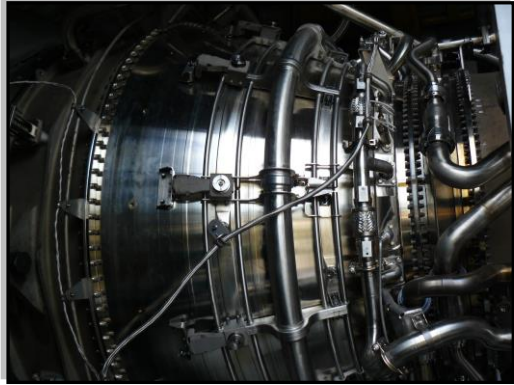

Equipment class (level 6)		Equipment Type	
Description	Code	Description	Code
Gas turbine	GT	Industrial	IN
		Aeroderivative	AD

Fuente: ISO 14224 Figura A.17 Pag.70

Tabla 32. Caracterización para Turbina 8 Etapas

 SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES CENTRAL		SOA-F-184	
FORMATO PARA REGISTRO Y TOMA DE DATOS DE COMPONENTES		Revisión 0	1/1
ESPECIALIDAD:	MECANICA		
ESTACION Ó PLANTA:	ESTACION DE GENERACION ELECTRICA TERMOSURIA		
DESCRIPCIÓN:	TURBINA		
TAG EQUIPO:			
CÓDIGO DE COMPONENTE:			
FABRICANTE:	GENERAL ELECTRIC		
MODELO:	LM 6000		
NÚMERO DE SERIE:	SIN INFORMACION		
NÚMERO DE PARTE:	SIN INFORMACION		
SERVICIO:	TURBINA		
COLOQUIALES:	N/A		
FECHA DE TOMA DE DATOS:	04-Ago-09		
TOMADOS POR:	GTD - GRUPO DE CARACTERIZACION Y CAPITALIZACION DE EQUIPOS		
ESPECIFICACIONES TÉCNICAS			
***** ESPECIFICACIONES TÉCNICAS *****			
1			
2	No. DE INVENTARIO DE ECOPETROL: NO ESTA MARCADO EN CAMPO		
3			
4	TURBINA - GENERAL ELECTRIC		
5			
6	NO SE ENCONTRO INFORMACION EN CAMPO		
7			
8	*****		
9			
10			
11			
12			
13			
14			
15			
16			
17			
18			
19			
20			
21			
22			
23			
24			
25			
26			
27			
28			
29			
30			
31			
32			
OBSERVACIONES			
1			
2			
3			
4			


TURBINA



SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES CENTRAL Y
SUPERINTENDENCIA DE FACILIDADES DE SUPERFICIE

Fuente: Ecopetrol S.A

Tabla 33. Caracterización para Turbina Baja Presión (LPT)


 SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES CENTRAL FORMATO PARA REGISTRO Y TOMA DE DATOS DE COMPONENTES		SOA-F-184
		Revisión 0 1/1
ESPECIALIDAD MECANICA ESTACION O PLANTA ESTACION DE GENERACION ELECTRICA TERMOSURIA DESCRIPCION TURBINA DE BAJA PRESION TAG EQUIPO ALPT8241 CODIGO DE COMPONENTE FABRICANTE GENERAL ELECTRIC MODELO LM 6000 NUMERO DE SERIE SIN INFORMACION NUMERO DE PARTE SIN INFORMACION SERVICIO TURBINA DE BAJA PRESION COLOQUIALES N/A FECHA DE TOMA DE DATOS 04-Ago-09 TOMADOS POR GTD - GRUPO DE CARACTERIZACION		
***** ESPECIFICACIONES TECNICAS *****		
1	Nº. DE INVENTARIO DE ECOPETROL: NO ESTA MARCADO EN CAMPO	
2		
3		
4	LOW PRESSURE TURBINE - GENERAL ELECTRIC	
5		
6	NO SE ENCONTRO INFORMACION EN CAMPO	
7		
8		
9		
10		
11		
12		
13		
14		
15		
16		
17		
18		
19		
20		
21		
22		
23		
24		
25		
26		
27		
28		
29		
30		
31		
32		
***** OBSERVACIONES *****		
1		
2		
3		
4		

TURBINA DE BAJA PRESION






Fuente: Ecopetrol S.A

Tabla 34. Caracterización para Sistema Sprint

 SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES CENTRAL FORMATO PARA REGISTRO Y TOMA DE DATOS DE COMPONENTES		SOA-F-184
		Revisión 0 1/1
ESPECIALIDAD MECANICA ESTACION O PLANTA ESTACION DE GENERACION ELECTRICA TERMOSURIA DESCRIPCION BOMBA CENTRIFUGA DE AGUA SISTEMA SPRINT TAG EQUIPO APB242 CODIGO DE COMPONENTE AMB500516 FABRICANTE GRUNDFOS MODELO ARROB5142 - F0827195 NUMERO DE SERIE SIN INFORMACION NUMERO DE PARTE SIN INFORMACION SERVICIO BOMBA CENTRIFUGA DE AGUA SISTEMA SPRINT COLOQUIALES P-6901 FECHA DE TOMA DE DATOS 25-Jul-09 TOMADOS POR GTD - GRUPO DE CARACTERIZACION		
***** ESPECIFICACIONES TECNICAS *****		
1	Nº. DE INVENTARIO DE ECOPETROL: NO ESTA MARCADO EN CAMPO	
2		
3		
4	PUMP - GRUNDFOS	
5		
6	H: 578.1 FEET	
7	Hmax: 778.9 FEET	
8	Q: 30.38 GPM	
9	P2: 7.50 HP	
10	N: 3467 RPM	
11	f: 60 Hz	
12	Pmax/Pmin: 363 / 194	
13		
14		
15		
16		
17		
18		
19		
20		
21		
22		
23		
24		
25		
26		
27		
28		
29		
30		
31		
32		
***** OBSERVACIONES *****		
1		
2		
3		
4		

BOMBA CENTRIFUGA DE AGUA SISTEMA SPRINT

Fuente: Ecopetrol S.A

Tabla 35. Caracterización para Motor Eléctrico Extractor Turbina

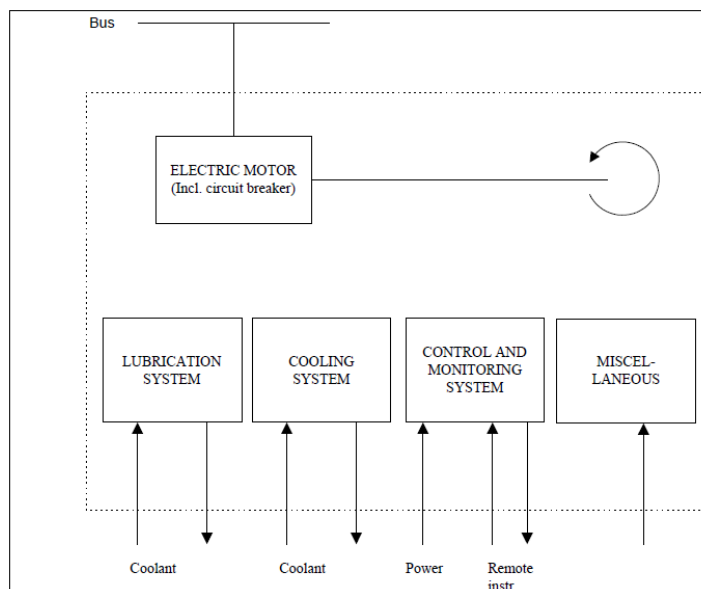
SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES CENTRAL		SOA-F-184
FORMATO PARA REGISTRO Y TOMA DE DATOS DE COMPONENTES		Revisión 0 1/1
EPECIALIDAD:	ELECTRICA	
ESTACION O PLANTA:	PLANTA DE GENERACION ELECTRICA TERMOSURTA	
DESCRIPCION:	MOTOR ELECTRICO EXTRACTOR "A" CABINA TURBINA	
TAG EQUIPO:	AEX8245A	
CODIGO DE COMPONENTE:	AEME101093	
FABRICANTE:	MARATHON ELECTRIC	
MODELO:	VP 444TFS641AN	
NUMERO DE SERIE:	19-03587-A/11-04	
NUMERO DE PARTE:	SIN INFORMACION	
SERVICIO:	MOTOR ELECTRICO EXTRACTOR "A" CABINA TURBINA	
CONQUISALES:	W015417	
FECHA DE TOMA DE DATOS:	09-Dic-08	
TOMADOS POR:	6TD - GRUPO DE CARACTERIZACION	
ESPECIFICACIONES TECNICAS		
1	*****ESPECIFICACIONES TECNICAS*****	
2	ECOPETROL No. DE INVENTARIO : NO ESTA MARCADO EN CAMPO	
3		
4	MOTOR VENTILADOR ALETA AXIAL	
5	FRAME 444T	
6	TYPE: TFS	
7	DES: B	
8	PH: 3	
9	INS CL: FI	
10	DUTY: CONT	
11	MAX AMB °C: 40	
12	HP: 100	HP: 104
13	VOLTS: 100	VOLTS: 140
14	HZ: 60	VOLTS: 380
15	SF: 2.15	HZ: 50
16	RPM: 1780	SF: 1.15
17	FL AMPS: 141	RPM: 1475
18	CODE: 6	FL AMPS: 141
19	COOR. AMP: 126	SHAFT END BRG: 318
20	MAX CAP. KVAR: 30	OPP END BRG: 316
21	NEMA NOM. EFF.: 96.2	
22	NOM. P.F.: 36	
23	XRI HIGH EFF	
24	SEVERE DUTY	
25		
26		
27		
28		
29		
30		
31		
32		
OBSERVACIONES		
1		
2		
3		
4		

MOTOR ELECTRICO EXTRACTOR "A" CABINA TURBINA



Fuente: Ecopetrol S.A


Figura. 72. Diagrama de Límites de Sistema y subsistemas para un Motor Eléctrico




Fuente: ISO 14224 Figura A.17 Pag.68.

Tabla 36. Caracterización para Motor Eléctrico Extractor Turbina

SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES CENTRAL		SOA-F-184
FORMATO PARA REGISTRO Y TOMA DE DATOS DE COMPONENTES		Revisión 0 1/1
ESPECIALIDAD: ELÉCTRICA		
ESTACIÓN O PLANTA: PLANTA DE GENERACION ELECTRICA TERMOSURIA		
DESCRIPCIÓN: MOTOR ELECTRICO EXTRACTOR "B" CABINA TURBINA		
TAG EQUIPO: AFSR458		
CÓDIGO DE COMPONENTE: ASMEI0304		
FABRICANTE: MARATHON ELECTRIC		
MODELO: KF 444TF265542N		
NÚMERO DE SERIE: 19-03587-6/11-07		
NÚMERO DE PARTE: SIN INFORMACION		
SERVICIO: MOTOR ELECTRICO EXTRACTOR "B" CABINA TURBINA		
COLOQUIALES: MOT-5617		
FECHA DE TOMA DE DATOS: 09-Dic-08		
TOMADOS POR: GTD - GRUPO DE CARACTERIZACIÓN		
ESPECIFICACIONES TÉCNICAS		
1 *****ESPECIFICACIONES TÉCNICAS*****		
2 ECOPETROL N°. DE INVENTARIO : NO ESTA MARCADO EN CAMPO		
3		
4 MOTOR VENTILADOR AXIAL		
5 FRAME 444T		
6 TYPE TFS		
7 DES: B		
8 PH: 3		
9 INS CL: F2		
10 DUTY: CONT		
11 MAX AMB °C: 40		
12 HP: 125		
13 VOLTS: 160		
14 HZ: 60		
15 SF: 2.15		
16 RPM: 1780		
17 P.L. AMPS: 141		
18 CODE: 2		
19 CORB. AMP: 126		
20 MAX. CAP. KVAR: 30		
21 NEMA NDM. EFF.: 96.2		
22 NDM. PF: 80		
23 XSI HIGH EFF		
24 SEVERE DUTY		
25		
26 *****		
27		
28		
29		
30		
31		
32		
OBSERVACIONES		
1		
2		
3		



MOTOR ELECTRICO EXTRACTOR "B" CABINA TURBINA



Fuente: Ecopetrol S.A

Tabla 37. Caracterización para Motor Eléctrico Bomba Arrancador

SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES CENTRAL		SOA-F-184
FORMATO PARA REGISTRO Y TOMA DE DATOS DE COMPONENTES		Revisión 0 1/1
ESPECIALIDAD: ELÉCTRICA		
ESTACIÓN O PLANTA: PLANTA DE GENERACION ELECTRICA TERMOSURIA		
DESCRIPCIÓN: MOTOR ELECTRICO BOMBA ARRANCADOR TURBINA		
TAG EQUIPO: AFS243		
CÓDIGO DE COMPONENTE: ASMEI0305		
FABRICANTE: MARATHON ELECTRIC		
MODELO: VC 445TF26556AN-R26 W		
NÚMERO DE SERIE: 1871663		
NÚMERO DE PARTE: 445TF26542		
SERVICIO: MOTOR ELECTRICO BOMBA ARRANCADOR TURBINA		
COLOQUIALES: MOT-1615		
FECHA DE TOMA DE DATOS: 05-Dic-08		
TOMADOS POR: GTD - GRUPO DE CARACTERIZACIÓN		
ESPECIFICACIONES TÉCNICAS		
1 *****ESPECIFICACIONES TÉCNICAS*****		
2 N°. DE INVENTARIO DE ECOPETROL: NO ESTA MARCADO EN CAMPO		
3		
4 FABRICANTE: MARATHON ELECTRIC		
5 W: 2015.185		
6 MODELO VC 445TF26556AN-R26 W		
7 TYPE TFS		
8 HP: 200 @ VOLTS 460 @ HZ 60 @ RPM 1780		
9 PHASES: 3		
10 SEVERE DUTY		
11		
12 *****		
13		
14		
15		
16		
17		
18		
19		
20		
21		
22		
23		
24		
25		
26		
27		
28		
29		
30		
31		
32		
OBSERVACIONES		
1		
2		
3		



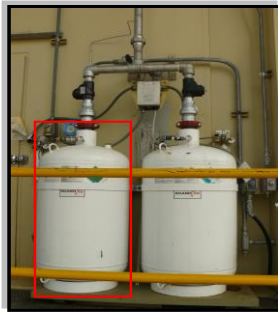
MOTOR ELECTRICO BOMBA ARRANCADOR TURBINA




Fuente: Ecopetrol S.A

Tabla 38. Caracterización para SCI Turbogrupos

SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES CENTRAL		SOA-F-184
FORMATO PARA REGISTRO Y TOMA DE DATOS DE COMPONENTES		Revisión 0 1/1
ESPECIALIDAD: METALISTERIA Y EQUIPO ESTACIONARIO ESTACION O PLANTA: PLANTA DE GENERACION ELECTRICA TERMOSURSEA DESCRIPCION: CILINDRO "A" ECARO 25 TURBO GRUPO TAG EQUIPO: ACINTIGTES CODIGO DE COMPONENTE: ATERRISADOS FABRICANTE: FIKE CORPORATION MODELO: NO ESTA EN PLACA NUMERO DE SERIE: 034585 - 3 NUMERO DE PARTE: NO ESTA EN PLACA SERVICIO: CILINDRO "A" ECARO 25 TURBO GRUPO COLOCACION: N/A FECHA DE TOMA DE DATOS: 12-Dic-08 TOMADOS POR: GTD - GRUPO DE CARACTERIZACION		
ESPECIFICACIONES TECNICAS		
1	*****ESPECIFICACIONES TECNICAS*****	
2	ECOPETROL No. DE INVENTARIO : NO ESTA MARCADO EN CAMPO	
3		
4	ASSEMBLY No. : STO - 152 - D - 30	
5	GROSS WGT : 492 # 802	
6	TARE WGT : 372 # 802	
7	HEC. 125 WGT : 320 #	
8	MANUFACTURE DATE : 09 - 15 - 06	
9		
10		
11		
12		
13		
14		
15		
16		
17		
18		
19		
20		
21		
22		
23		
24		
25		
26		
27		
28		
29		
30		
31		
32		
OBSERVACIONES		
1		
2		
3		
4		




CILINDRO "A" ECARO 25 TURBO GRUPO




Fuente: Ecopetrol S.A.

Tabla 39. Caracterización para Transformadores 13.8KV/480VAC 1500kVA

SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES CENTRAL		SOA-F-184
FORMATO PARA REGISTRO Y TOMA DE DATOS DE COMPONENTES		Revisión 0 1/1
ESPECIALIDAD: ELECTRICA ESTACION O PLANTA: PLANTA DE GENERACION ELECTRICA TERMOSURSEA DESCRIPCION: TRANSFORMADOR AUXILIAR 13.8 KV/480VAC 1500KVA TAG EQUIPO: ASURE13.8TES CODIGO DE COMPONENTE: AETRM00499 FABRICANTE: ALTEAU STANDARD INC MODELO: NO ESTA EN PLACA NUMERO DE SERIE: P166 - 0534 NUMERO DE PARTE: NO ESTA EN PLACA SERVICIO: TRANSFORMADOR AUXILIAR 13.8 KV/480VAC 1500KVA COLOCACION: N/A FECHA DE TOMA DE DATOS: 08-Nov-08 TOMADOS POR: GTD - GRUPO DE CARACTERIZACION		
ESPECIFICACIONES TECNICAS		
1		
2	NUMERO DE INVENTARIO DE ECOPETROL : 5043722	
3		
4	KVA : 1500 / 1725 (GA / FFA)	
5	RISE : 65 °C	
6	KV : 1380 DELTA - BIL : 95 KV	
7	V : 480 V / 277 - BIL : 30 KV	
8	PHASE : 3	
9	Hz : 60	
10	Z (%) : 5.61	
11	FLUID : OIL - 320 GALS - 2360 LBS	
12	PESO PARTE EXTRAIBLE : 3435 LBS	
13	PESO TOTAL : 9275	
14	MAX : 10 PSI POS - 10 PSI NEG	
15		
16		
17		
18		
19		
20		
21		
22		
23		
24		
25		
26		
27		
28		
29		
30		
31		
32		
OBSERVACIONES		
1		
2		
3		
4		






TRANSFORMADOR AUXILIAR 13,8 KV/480VAC 1500KVA






Fuente: Ecopetrol S.A

Tabla 40. Caracterización para Transformadores 1600kVA-34.5

 SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES CENTRAL FORMATO PARA REGISTRO Y TOMA DE DATOS DE COMPONENTES		SOA-F-184 Revisión 0 1/1
TRANSFORMADOR 1600 KVA 34.5		
		
 SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES CENTRAL Y SUPERINTENDENCIA DE FACILIDADES DE SUPERFICIE		
ESPECIALIDAD: ELECTRICA ESTACION O PLANTA: PLANTA DE GENERACION ELECTRICA TERMO-SURIA DESCRIPCION: TRANSFORMADOR 1600 KVA 34.5 TAG EQUIPO: ASUBE34.5TES CODIGO DE COMPONENTE: ACT1600000 FABRICANTE: ABB MODELO: NO ESTA EN PLACA NUMERO DE SERIE: 1 LCB 303506 NUMERO DE PARTE: NO ESTA EN PLACA SERVICIO: TRANSFORMADOR 1600 KVA 34.5 COLOQUIALES: N/A FECHA DE TOMA DE DATOS: 08-Nov-08 TOMADOS POR: JTD - GRUPO DE CARACTERIZACION		
***** ESPECIFICACIONES TECNICAS *****		
1		
2	NUMERO DE INVENTARIO DE ECOPETROL: NO ESTA EN CAMPO	
3		
4	POTENCIA NOMINAL: 1.6 MVA	
5	NUMERO DE FASES: 3	
6	TENSION PRIMARIA: 34.5 / 19.9 KV	
7	TENSION SECUNDARIA: 480 / 277 V	
8	AÑO: 2007	
9	REFRIGERACION: ONAN	
10	FRECUENCIA: 60 Hz	
11	CLASE AISLAMIENTO: Ab	
12	CONEXION: Y/Δ/Δ/Δ	
13	ACEITE: MINERAL	
14	CORRIENTE PRIMARIA: 26.78 A	
15	CORRIENTE SECUNDARIA: 1924.50 A	
16	TEMP. AMB. MAX.: 40 °C	
17	TENSION C.C.: 5.5 %	
18	CORRIENTE C.C.: 3.9 KA	
19	DURACION C.C.: 2 seg	
20	NEVEL AISL. PRIM.: 34.5 KV	
21	NEVEL AISL. PRIM.: 1.2 KV	
22	ALTITUD: 1000 msnm	
23	N.B.A. PRIMARIO: 200 KV	
24	N.B.A. PRIMARIO: 30 KV	
25	PESO SIN ACEITE: 4954 Kg	
26	PESO PARTE ACTIVA: 2743 Kg	
27	VOLUMEN DE ACEITE: 734 gts	
28	PESO TOTAL: 7353 Kg	
29		
30		
31		
32	OBSERVACIONES	
1		
2		
3		
4		


Fuente: Ecopetrol S.A

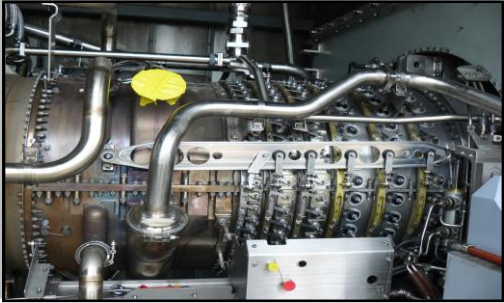
Tabla 41. Caracterización para Compresor de Baja Presión (LPC)


 SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES CENTRAL FORMATO PARA REGISTRO Y TOMA DE DATOS DE COMPONENTES		SOA-F-184 Revisión 0 1/1
COMPRESOR DE BAJA PRESION		
		
 SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES CENTRAL Y SUPERINTENDENCIA DE FACILIDADES DE SUPERFICIE		
ESPECIALIDAD: MECANICA ESTACION O PLANTA: ESTACION DE GENERACION ELECTRICA TERMO-SURIA DESCRIPCION: COMPRESOR DE BAJA PRESION TAG EQUIPO: ALPBR41 CODIGO DE COMPONENTE: FABRICANTE: GENERAL ELECTRIC MODELO: LM 6000 NUMERO DE SERIE: SIN INFORMACION NUMERO DE PARTE: SIN INFORMACION SERVICIO: COMPRESOR DE BAJA PRESION COLOQUIALES: N/A FECHA DE TOMA DE DATOS: 04-Ago-09 TOMADOS POR: JTD - GRUPO DE CARACTERIZACION		
***** ESPECIFICACIONES TECNICAS *****		
1		
2	No. DE INVENTARIO DE ECOPETROL: NO ESTA MARCADO EN CAMPO	
3		
4	LOW PRESSURE COMPRESSOR - GENERAL ELECTRIC	
5		
6	NO SE ENCONTRO INFORMACION EN CAMPO	
7		
8		
9		
10		
11		
12		
13		
14		
15		
16		
17		
18		
19		
20		
21		
22		
23		
24		
25		
26		
27		
28		
29		
30		
31		
32	OBSERVACIONES	
1		
2		
3		
4		

Fuente: Ecopetrol S.A

Tabla 42. Caracterización para Compresor de alta presión (HPC)

 SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES CENTRAL FORMATO PARA REGISTRO Y TOMA DE DATOS DE COMPONENTES		SOA-F-184	Revisión 0	1/1
COMPRESOR DE ALTA PRESION				
ESPECIALIDAD: MECANICA ESTACION O PLANTA: ESTACION DE GENERACION ELECTRICA TERMOSUREA DESCRIPCION: COMPRESOR DE ALTA PRESION TAG EQUIPO: AHC8241 CODIGO DE COMPONENTE: FABRICANTE: GENERAL ELECTRIC MODELO: LM 6000 NUMERO DE SERIE: SIN INFORMACION NUMERO DE PARTE: SIN INFORMACION SERVICIO: COMPRESOR DE ALTA PRESION COLOQUIALES: N/A FECHA DE TOMA DE DATOS: 04-Ago-09 TOMADOS POR: GTD - GRUPO DE CARACTERIZACION				
***** ESPECIFICACIONES TÉCNICAS *****				
1	Ecopetrol No. de inventario: NO ESTA MARCADO EN CAMPO			
2	HIGH PRESSURE COMPRESSOR - GENERAL ELECTRIC			
3	NO SE ENCONTRO INFORMACION EN CAMPO			
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				
13				
14				
15				
16				
17				
18				
19				
20				
21				
22				
23				
24				
25				
26				
27				
28				
29				
30				
31				
32				
***** OBSERVACIONES *****				
1				
2				
3				
4				





Fuente: Ecopetrol S.A

Tabla 43. Caracterización para Motor Eléctrico Ventilador Generador



 SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES CENTRAL FORMATO PARA REGISTRO Y TOMA DE DATOS DE COMPONENTES		SOA-F-184	Revisión 0	1/1
MOTOR ELECTRICO VENTILADOR "B" ENFRIAMIENTO GENERADOR				
ESPECIALIDAD: ELECTRICA ESTACION O PLANTA: PLANTA DE GENERACION ELECTRICA TERMOSUREA DESCRIPCION: MOTOR ELECTRICO VENTILADOR "B" ENFRIAMIENTO GENERADOR TAG EQUIPO: AVEB241B CODIGO DE COMPONENTE: AEMEDISS09 FABRICANTE: MARATHON ELECTRIC MODELO: ZF 40STTF245544N NUMERO DE SERIE: 19-0731-4V29-02 NUMERO DE PARTE: SIN INFORMACION SERVICIO: MOTOR ELECTRICO VENTILADOR "B" ENFRIAMIENTO GENERADOR COLOQUIALES: MOT-5416 FECHA DE TOMA DE DATOS: 09-Dic-08 TOMADOS POR: GTD - GRUPO DE CARACTERIZACION				
***** ESPECIFICACIONES TÉCNICAS *****				
1	Ecopetrol No. de inventario: NO ESTA MARCADO EN CAMPO			
2	MOTOR VENTILADOR ALETA AXIAL - AIRE CUARTO GENERADOR			
3	FRAME: 465T			
4	TYPE: TFS			
5	DES: B			
6	PH: 3			
7	DMS CL: FT			
8	DUTY: CONT			
9	MAX AMB °C: 50			
10	ENCL: TEFC			
11	HP: 100	HP: 83		
12	VOLTS: 460	VOLTS: 380		
13	HZ: 60	HZ: 50		
14	HP: 115	HP: 115		
15	HP: 1775	HP: 1475		
16	FL AMP: 113	FL AMP: 113		
17	CODE: F	SHAFT END BRG: 316		
18	CORR. AMP: 103	OPP END BRG: 313		
19	MAX. CAP. KVAR: 20.0			
20	NEMA NOM. EFF: 95.8			
21	NOM. P.F.: 87.0			
22	XRE HIGH EFFICIENCY			
23	SEVERE DUTY			
24				
25				
26				
27				
28				
29				
30				
31				
32				
***** OBSERVACIONES *****				
1				
2				
3				
4				







Fuente: Ecopetrol S.A

Tabla 44. Caracterización para Compresor de Aire Industrial

 SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES CENTRAL FORMATO PARA REGISTRO Y TOMA DE DATOS DE COMPONENTES		SOA-F-184	<h2>COMPRESOR "A" DE AIRE INDUSTRIAL</h2> 
		Revisión 0 1/1	
ESPECIALIDAD: MECANICA ESTACION O PLANTA: PLANTA DE GENERACION ELECTRICA TERMOSURCA DESCRIPCION: COMPRESOR "A" DE AIRE INDUSTRIAL TAG EQUIPO: ACR291A CÓDIGO DE COMPONENTE: AMR000093 FABRICANTE: Le ROT MODELO: A219-134 NÚMERO DE SERIE: 4215XB2 NÚMERO DE PARTE: SIN INFORMACION SERVICIO: COMPRESOR "A" DE AIRE INDUSTRIAL COLOCITALES: N/A FECHA DE TOMA DE DATOS: 04-Dic-08 TOMADOS POR: GTD - GRUPO DE CARACTERIZACIÓN			
ESPECIFICACIONES TÉCNICAS*			
1	No. DE INVENTARIO DE ECOPETROL: 5043593		
2			
3			
4	FABRICANTE: Le ROT		
5	MODELO: A219-134		
6	S/N: 4215XB2		
7	PSI: 100		
8	SCREW COMPRESSOR		
9			
10			
11			
12			
13			
14			
15			
16			
17			
18			
19			
20			
21			
22			
23			
24			
25			
26			
27			
28			
29			
30			
31			
32			
OBSERVACIONES			
1			
2			
3			
4			

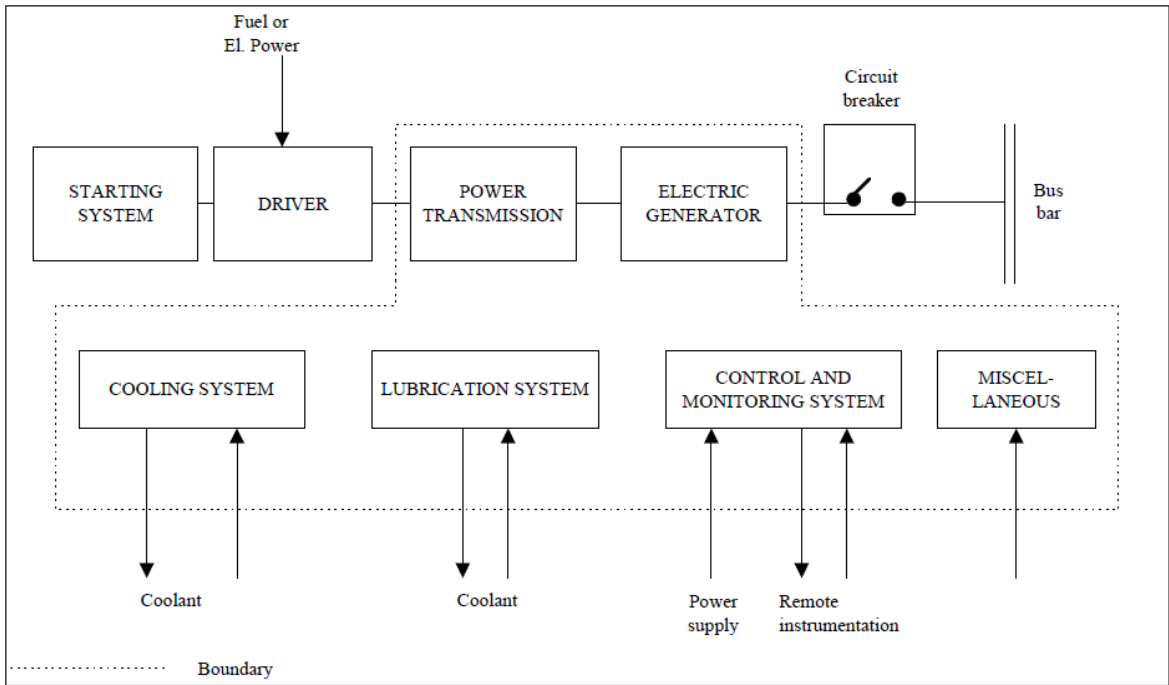
Fuente: Ecopetrol S.A

Tabla 45. Caracterización para Generador Eléctrico Brush

 SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES CENTRAL FORMATO PARA REGISTRO Y TOMA DE DATOS DE COMPONENTES		SOA-F-184	<h2>GENERADOR ELÉCTRICO BRUSH</h2> 
		Revisión 0 1/1	
ESPECIALIDAD: MECANICA ESTACION O PLANTA: PLANTA DE GENERACION ELECTRICA TERMOSURCA DESCRIPCION: COMPRESOR "A" DE AIRE INDUSTRIAL TAG EQUIPO: ACR291A CÓDIGO DE COMPONENTE: AMR000093 FABRICANTE: Le ROT MODELO: A219-134 NÚMERO DE SERIE: 4215XB2 NÚMERO DE PARTE: SIN INFORMACION SERVICIO: COMPRESOR "A" DE AIRE INDUSTRIAL COLOCITALES: N/A FECHA DE TOMA DE DATOS: 04-Dic-08 TOMADOS POR: GTD - GRUPO DE CARACTERIZACIÓN			
ESPECIFICACIONES TÉCNICAS*			
1	No. DE INVENTARIO DE ECOPETROL: 5043593		
2			
3			
4	FABRICANTE: Le ROT		
5	MODELO: A219-134		
6	S/N: 4215XB2		
7	PSI: 100		
8	SCREW COMPRESSOR		
9			
10			
11			
12			
13			
14			
15			
16			
17			
18			
19			
20			
21			
22			
23			
24			
25			
26			
27			
28			
29			
30			
31			
32			
OBSERVACIONES			
1			
2			
3			
4			

Fuente: Ecopetrol S.A

Figura. 73. Diagrama Límites de Sistema y subsistemas para un Generador Eléctrico



Fuente: ISO 14224 Figura A.3 Pag.65

7 Estrategia de Mantenimiento

7.1 Tareas de Mantenimiento

La estrategia de mantenimiento obtenida gracias al estudio RCM para la turbina y sus auxiliares se basa en la filosofía de trabajar con un programa de mantenimiento preventivo programado y proactivo. Reduciendo al máximo todos los mantenimientos no planeados en la estructura de la misma estrategia.

Además el mantenimiento proactivo se basa en reportar todas aquellas anomalías a los jefes directivos y continuar con la documentación de la falla encontrada; si es fácil de solucionar se debe afectar en el menor tiempo posible.

En el mantenimiento preventivo programado se basa en la tabla de tareas de mantenimiento establecidas por rutinas: semanales, mensuales, trimestrales, semestral y anual.

Tabla 46. Estrategia de Mantenimiento para Turbogrupos y Sistemas Auxiliares

ecopetrol		MST's TURBOGRUPO Y SISTEMAS AUXILIARES										masa								
												A STORK COMPANY								
NUMERO	DESCRIPCION	TIPO ORDEN DE TRABAJO	TIPO TRABAJO	HORAS HOMBRI	DURACION	PROCESO RESPONSIBI	NUMERO TARE	DESCRIPCION 2	GRUPO TRABA	COD DESC TRABA	TAREA DEL STANDART JOB				EQUIPO	RECURSO	EQUIPO	HORAS ESTIMAD	CARACTERES	
											ESTIMAD HORAS	UN TRABA	CLASE RECUR	RECURSO						
ESTRATEGIA DE MTTO TURBOGRUPO MECANICA CONDICION S/D																				
FRECUENCIA 720HRS A81M01																				
A81M01	MPV1720HRS-01 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	4	2	IMC	1	INSP. EXT. GENERADOR GAS (PARAG. 5-3.16)	MDDMEC	IN	2	HR	1 X2 HRS	AYU	1 X2 HRS	4	VER INSTRUCCION A81M01			
A81M01	MPV1720HRS-01 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	1	1	IMC	2	INSP. ENT. GENERADOR GAS (PARAG. 5-3.5)	MDDMEC	IN	1	HR	1 X1 HRS			1	VER INSTRUCCION A81M01			
A81M01	MPV1720HRS-01 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	1	1	IMC	3	INSP. SOP. GENERADOR GAS (PARAG. 5-3.6)	MDDMEC	IN	1	HR	1 X1 HRS			1	VER INSTRUCCION A81M01			
A81M01	MPV1720HRS-01 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	1.5	1.5	IMC	4	INSPECCION SISTEMA VBV (PARAG. 5-3.10)	MDDMEC	IN	1.5	HR	1 X1.5 HRS			1	VER INSTRUCCION A81M01			
A81M01	MPV1720HRS-01 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PD	0.5	0.5	IMC	30	INSP. COLECTORES MAGNETICOS BOMBAS BARRID	MDDMEC	IN	0.5	HR	1 X0.5 HRS			0.5	VER INSTRUCCION A81M01			
A81M01	MPV1720HRS-01 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	30	5	IMC	5	ATFIL00013 RUTINA LIMPIEZA CASA FILTROS	MDDMEC	LI	5	HR	3 X5 HRS	AYU	3 X5 HRS	30	VER INSTRUCCION A81M02			
A81M01	MPV1720HRS-01 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	MD	PD	24	8	IMC	6	INSP. VIDEOSCOPIA G. GAS Y TURBINA POT.	MDDMEC	MO	8	HR	2 X8 HRS			8	VER INSTRUCCION A81M07			
A81M01	MPV1720HRS-01 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	2	1	IMC	7	AMBT00022 LUBRICACION ACOPLA BOMBA PPL	MDDMEC	IN	1	HR	1 X1 HR	AYU	1 X1 HR	1	VER INSTRUCCION A81M25			
A81M01	MPV1720HRS-01 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	LU	PV	2	1	IMC	8	AMBEN00099 LUBRICACION BOMBA AUX. GENER.	MDDMEC	LU	1	HR	1 X1 HR	AYU	1 X1 HR	1	VER INSTRUCCION A81M14			
A81M01	MPV1720HRS-01 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	MO	PD	0.125	0.125	IMC	9	AEIME00994 MEDICION Y ANALISIS VIBRACION	MDDMEC	MO	0.125	HR	AYU	1 X0.125 HRS		0.125	VER INSTRUCCION A81M06			
A81M01	MPV1720HRS-01 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	MO	PD	0.125	0.125	IMC	10	AMPDV00002 MEDICION Y ANALISIS VIBRACION	MDDMEC	MO	0.125	HR	AYU	1 X0.125 HRS		0.125	VER INSTRUCCION A81M06			
A81M01	MPV1720HRS-01 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	MO	PD	0.125	0.125	IMC	11	AEIME00614 MEDICION Y ANALISIS VIBRACION	MDDMEC	MO	0.125	HR	AYU	1 X0.125 HRS		0.125	VER INSTRUCCION A81M06			
A81M01	MPV1720HRS-01 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	MO	PD	0.125	0.125	IMC	12	AMBEN00099 MEDICION Y ANALISIS VIBRACION	MDDMEC	MO	0.125	HR	AYU	1 X0.125 HRS		0.125	VER INSTRUCCION A81M06			
A81M01	MPV1720HRS-01 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	MO	PD	0.125	0.125	IMC	13	AEIME00612 MEDICION Y ANALISIS VIBRACION	MDDMEC	MO	0.125	HR	AYU	1 X0.125 HRS		0.125	VER INSTRUCCION A81M06			
A81M01	MPV1720HRS-01 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	MO	PD	0.125	0.125	IMC	14	AMVAX00088 MEDICION Y ANALISIS VIBRACION	MDDMEC	MO	0.125	HR	AYU	1 X0.125 HRS		0.125	VER INSTRUCCION A81M06			
A81M01	MPV1720HRS-01 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	MO	PD	0.125	0.125	IMC	15	AEIME00613 MEDICION Y ANALISIS VIBRACION	MDDMEC	MO	0.125	HR	AYU	1 X0.125 HRS		0.125	VER INSTRUCCION A81M06			
A81M01	MPV1720HRS-01 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	MO	PD	0.125	0.125	IMC	16	AMVAX00089 MEDICION Y ANALISIS VIBRACION	MDDMEC	MO	0.125	HR	AYU	1 X0.125 HRS		0.125	VER INSTRUCCION A81M06			
A81M01	MPV1720HRS-01 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	MO	PD	0.125	0.125	IMC	17	AEIME00610 MEDICION Y ANALISIS VIBRACION	MDDMEC	MO	0.125	HR	AYU	1 X0.125 HRS		0.125	VER INSTRUCCION A81M06			
A81M01	MPV1720HRS-01 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	MO	PD	0.125	0.125	IMC	18	AMVEX00005 MEDICION Y ANALISIS VIBRACION	MDDMEC	MO	0.125	HR	AYU	1 X0.125 HRS		0.125	VER INSTRUCCION A81M06			
A81M01	MPV1720HRS-01 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	MO	PD	0.125	0.125	IMC	19	AEIME00611 MEDICION Y ANALISIS VIBRACION	MDDMEC	MO	0.125	HR	AYU	1 X0.125 HRS		0.125	VER INSTRUCCION A81M06			
A81M01	MPV1720HRS-01 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	MO	PD	0.125	0.125	IMC	20	AMVEX00006 MEDICION Y ANALISIS VIBRACION	MDDMEC	MO	0.125	HR	AYU	1 X0.125 HRS		0.125	VER INSTRUCCION A81M06			
A81M01	MPV1720HRS-01 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	MO	PD	0.125	0.125	IMC	21	AEIME00575 MEDICION Y ANALISIS VIBRACION	MDDMEC	MO		HR	AYU	1 X0.125 HRS		0.125	VER INSTRUCCION A81M06			
A81M01	MPV1720HRS-01 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	MO	PD	0.125	0.125	IMC	22	AMCRE00068 MEDICION Y ANALISIS VIBRACION	MDDMEC	MO		HR	AYU	1 X0.125 HRS		0.125	VER INSTRUCCION A81M06			
A81M01	MPV1720HRS-01 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	MO	PD	0.125	0.125	IMC	23	AEIME00576 MEDICION Y ANALISIS VIBRACION	MDDMEC	MO		HR	AYU	1 X0.125 HRS		0.125	VER INSTRUCCION A81M06			
A81M01	MPV1720HRS-01 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	MO	PD	0.125	0.125	IMC	24	AMCRE00069 MEDICION Y ANALISIS VIBRACION	MDDMEC	MO		HR	AYU	1 X0.125 HRS		0.125	VER INSTRUCCION A81M06			
A81M01	MPV1720HRS-01 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	MO	PD	0.125	0.125	IMC	25	AEIME00603 MEDICION Y ANALISIS VIBRACION	MDDMEC	MO		HR	AYU	1 X0.125 HRS		0.125	VER INSTRUCCION A81M06			
A81M01	MPV1720HRS-01 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	MO	PD	0.125	0.125	IMC	26	AMVAX00085 MEDICION Y ANALISIS VIBRACION	MDDMEC	MO		HR	AYU	1 X0.125 HRS		0.125	VER INSTRUCCION A81M06			
A81M01	MPV1720HRS-01 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	MO	PD	0.125	0.125	IMC	27	AMCRE00069 MEDICION Y ANALISIS VIBRACION	MDDMEC	MO		HR	AYU	1 X0.125 HRS		0.125	VER INSTRUCCION A81M06			
A81M01	MPV1720HRS-01 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	MO	PD	0.125	0.125	IMC	28	AEIME00604 MEDICION Y ANALISIS VIBRACION	MDDMEC	MO		HR	AYU	1 X0.125 HRS		0.125	VER INSTRUCCION A81M06			
A81M01	MPV1720HRS-01 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	MO	PD	0.125	0.125	IMC	29	AMVAX00086 MEDICION Y ANALISIS VIBRACION	MDDMEC	MO		HR	AYU	1 X0.125 HRS		0.125	VER INSTRUCCION A81M06			
A81M01	MPV1720HRS-01 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	MO	PD	0.125	0.125	IMC	31	AMBT00022 MEDICION Y ANALISIS VIBRACION	MDDMEC	MO		HR	AYU	1 X0.125 HRS		0.125	VER INSTRUCCION A81M06			
				67.5																

Tabla 47. Frecuencias de Mantenimiento a 1440 Horas

FRECUENCIA 1440HRS A81M02																				
A81M02	MPV1440HRS-02 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	1	0.5	IMC	1	AVCF00028 REVIS. FILT. SUCCION Y DESC.	MDDMEC	RV	1	HR	1 X0.5 HRS	AYU	1 X0.5 HRS	1	VER INSTRUCCION A81M18			
A81M02	MPV1440HRS-02 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	4	2	IMC	2	INSP. EXT. GENERADOR GAS (PARAG. 5-3.16)	MDDMEC	IN	2	HR	1 X2 HRS	AYU	1 X2 HRS	4	VER INSTRUCCION A81M01			
A81M02	MPV1440HRS-02 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	1	1	IMC	3	INSP. ENT. GENERADOR GAS (PARAG. 5-3.5)	MDDMEC	IN	1	HR	1 X1 HRS			1	VER INSTRUCCION A81M01			
A81M02	MPV1440HRS-02 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	1	1	IMC	4	INSP. SOP. GENERADOR GAS (PARAG. 5-3.6)	MDDMEC	IN	1	HR	1 X1 HRS			1	VER INSTRUCCION A81M01			
A81M02	MPV1440HRS-02 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	1.5	1.5	IMC	5	INSPECCION SISTEMA VBV (PARAG. 5-3.10)	MDDMEC	IN	1.5	HR	1 X1.5 HRS			1	VER INSTRUCCION A81M01			
A81M02	MPV1440HRS-02 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PD	0.5	0.5	IMC	12	INSP. COLECTORES MAGNETICOS BOMBAS BARRID	MDDMEC	IN	0.5	HR	1 X0.5 HRS			0.5	VER INSTRUCCION A81M01			
A81M02	MPV1440HRS-02 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	30	5	IMC	6	ATFIL00013 RUTINA LIMPIEZA CASA FILTROS	MDDMEC	LI	5	HR	3 X5 HRS	AYU	3 X5 HRS	30	VER INSTRUCCION A81M02			
A81M02	MPV1440HRS-02 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	2	1	IMC	7	INSP. ASPAS VARIABLES EST. PARAG. 5-3.11	MDDMEC	IN	1	HR	1 X1 HR	AYU	1 X1 HR	2	VER INSTRUCCION A81M04			
A81M02	MPV1440HRS-02 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	16	8	IMC	8	INSP. SIST. MECANICO ASPAS PARAG. 5-3.12	MDDMEC	IN	8	HR	1 X8 HR	AYU	1 X8 HR	16	VER INSTRUCCION A81M05			
A81M02	MPV1440HRS-02 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PD	4	2	IMC	9	INSP. INTEGRAL BOMBA AUX. LUB. GENERADOR	MDDMEC	DG	2	HR	1 X2 HRS	AYU	1 X2 HRS	2	VER INSTRUCCION A81M06			
A81M02	MPV1440HRS-02 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	ME	4	2	IMC	10	AMVEX00005 INSP. INTEGR Y TENSION CORREA	MDDMEC	TE	2	HR	1 X2 HR	AYU	1 X2 HR	4	VER INSTRUCCION A81M03			
A81M02	MPV1440HRS-02 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	ME	4	2	IMC	11	AMVEX00006 INSP. INTEGR Y TENSION CORREA	MDDMEC	TE	2	HR	1 X2 HR	AYU	1 X2 HR	4	VER INSTRUCCION A81M03			
				69																

Tabla 48. Frecuencias de Mantenimiento a 2180 Horas

FRECUENCIA 2160HRS A81M03																			
A81M03	MPV2160HRS-03 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	4	2	IMC	1	INSP. EXT. GENERADOR GAS (PARAG. 5-3.16)	MDDOMEC	IN	2	HR	1 X2 HRS	AYU	1 X2 HRS	4	VER INSTRUCCION A81M01		
A81M03	MPV2160HRS-03 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	1	1	IMC	2	INSP. ENT. GENERADOR GAS (PARAG. 5-3.5)	MDDOMEC	IN	1	HR	1 X1 HRS			1	VER INSTRUCCION A81M01		
A81M03	MPV2160HRS-03 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	1	1	IMC	3	INSP. SOP. GENERADOR GAS (PARAG. 5-3.6)	MDDOMEC	IN	1	HR	1 X1 HRS			1	VER INSTRUCCION A81M01		
A81M03	MPV2160HRS-03 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	1,5	1,5	IMC	4	INSPECCION SISTEMA VBV (PARAG. 5-3.10)	MDDOMEC	IN	1,5	HR	1 X1,5 HRS			1	VER INSTRUCCION A81M01		
A81M03	MPV2160HRS-03 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PD	0,5	0,5	IMC	14	INSP. COLECTORES MAGNETICOS BOMBAS BARRID	MDDOMEC	IN	0,5	HR	1 X0,5 HRS			0,5	VER INSTRUCCION A81M01		
A81M03	MPV2160HRS-03 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	1,5	1,5	IMC	5	INSP VISUAL GENERADOR GAS PARAG 5-3.7	MDDOMEC	RV	1,5	HR	1 X1,5 HRS			1,5	VER INSTRUCCION A81M01		
A81M03	MPV2160HRS-03 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	30	5	IMC	6	ATFIL00013 RUTINA LIMPIEZA CASA FILTROS	MDDOMEC	LI	5	HR	3 X5 HRS	AYU	3 X5 HRS	30	VER INSTRUCCION A81M02		
A81M03	MPV2160HRS-03 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	2	1	IMC	7	INSPECCION BOMBA BARRIDO TURBINA POTENC.	MDDOMEC	IN	1	HR	1 X1 HR	AYU	1 X1 HR	1	VER INSTRUCCION A81M10		
A81M03	MPV2160HRS-03 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	2	2	IMC	8	INSP FILT BOMBA LUB Y BARRI. PARAG 5-3.2	MDDOMEC	IN	2	HR	1 X2 HRS			2	VER INSTRUCCION A81M11		
A81M03	MPV2160HRS-03 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	4	2	IMC	9	INSP ALEATORIA BOQUILL COMB PARAG. 5-3.9	MDDOMEC	IN	2	HR	1 X2 HRS	AYU	1 X2 HRS	4	VER INSTRUCCION A81M12		
A81M03	MPV2160HRS-03 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	2	2	IMC	10	INSP SENSOR HIDRAULICO CIT PARAG. 5-3.24	MDDOMEC	IN	2	HR	1 X2 HRS			2	VER INSTRUCCION A81M13		
A81M03	MPV2160HRS-03 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PD	6	3	IMC	11	INSP. INTEGRAL ACOPLR BOMBA LUB. GENERAD	MDDOMEC	DG	3	HR	1 X3 HRS	AYU	1 X3 HRS	6	VER INSTRUCCION A81M14		
A81M03	MPV2160HRS-03 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	2	1	IMC	12	AM/AX00088 INSP. INTEGR Y TENSION CORREA	MDDOMEC	TE	1	HR	1 X1 HR	AYU	1 X1 HR	1	VER INSTRUCCION A81M03		
A81M03	MPV2160HRS-03 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	2	1	IMC	13	AM/AX00089 INSP. INTEGR Y TENSION CORREA	MDDOMEC	TE	1	HR	1 X1 HR	AYU	1 X1 HR	1	VER INSTRUCCION A81M03		
A81M03	MPV2160HRS-03 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	MO	PD	1	1	IMC	15	ATURBOGRUETO ANALISIS DINAMICO VIBRACION	MDDOMEC	MO		HR	1 X1 HR			1	VER INSTRUCCION A81M30		
				59,5															

Tabla 49. Frecuencias de Mantenimiento a 2880 Horas

FRECUENCIA 2880HRS A81M04																			
A81M04	MPV2880HRS-04 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	4	2	IMC	1	INSP. EXT. GENERADOR GAS (PARAG. 5-3.16)	MDDOMEC	IN	2	HR	1 X2 HRS	AYU	1 X2 HRS	4	VER INSTRUCCION A81M01		
A81M04	MPV2880HRS-04 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	1	1	IMC	2	INSP. ENT. GENERADOR GAS (PARAG. 5-3.5)	MDDOMEC	IN	1	HR	1 X1 HRS			1	VER INSTRUCCION A81M01		
A81M04	MPV2880HRS-04 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	1	1	IMC	3	INSP. SOP. GENERADOR GAS (PARAG. 5-3.6)	MDDOMEC	IN	1	HR	1 X1 HRS			1	VER INSTRUCCION A81M01		
A81M04	MPV2880HRS-04 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	1,5	1,5	IMC	4	INSPECCION SISTEMA VBV (PARAG. 5-3.10)	MDDOMEC	IN	1,5	HR	1 X1,5 HRS			1	VER INSTRUCCION A81M01		
A81M04	MPV2880HRS-04 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PD	0,5	0,5	IMC	32	INSP. COLECTORES MAGNETICOS BOMBAS BARRID	MDDOMEC	IN	0,5	HR	1 X0,5 HRS			0,5	VER INSTRUCCION A81M01		
A81M04	MPV2880HRS-04 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	30	5	IMC	5	ATFIL00013 RUTINA LIMPIEZA CASA FILTROS	MDDOMEC	LI	5	HR	3 X5 HRS	AYU	3 X5 HRS	30	VER INSTRUCCION A81M02		
A81M04	MPV2880HRS-04 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	ME	4	2	IMC	6	AM/VE00005 INSP. INTEGR Y TENSION CORREA	MDDOMEC	TE	2	HR	1 X2 HR	AYU	1 X2 HR	4	VER INSTRUCCION A81M03		
A81M04	MPV2880HRS-04 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	ME	4	2	IMC	7	AM/VE00006 INSP. INTEGR Y TENSION CORREA	MDDOMEC	TE	2	HR	1 X2 HR	AYU	1 X2 HR	4	VER INSTRUCCION A81M03		
A81M04	MPV2880HRS-04 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PD	4	2	IMC	8	INSP. SELLOS ACEITE RODAMIENTOS GENERAD.	MDDOMEC	RV	2	HR	1 X2 HRS	AYU	1 X2 HRS	4	VER INSTRUCCION A81M03		
A81M04	MPV2880HRS-04 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	LU	PV	2	1	IMC	9	AM/EN00099 LUBRICACION BOMBA AUX. GENER.	MDDOMEC	LU	1	HR	1 X1 HR	AYU	1 X1 HR	1	VER INSTRUCCION A81M14		
A81M04	MPV2880HRS-04 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	2	1	IMC	10	AM/ET00022 LUBRICACION ACOPLR BOMBA PPL	MDDOMEC	IN	1	HR	1 X1 HR	AYU	1 X1 HR	1	VER INSTRUCCION A81M25		
A81M04	MPV2880HRS-04 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	MO	PD	0,125	0,125	IMC	11	AE/MEI00994 MEDICION Y ANALISIS VIBRACION	MDDOMEC	MO	0,125	HR	AYU	1 X0,125 HRS	0,125	VER INSTRUCCION A81M06			
A81M04	MPV2880HRS-04 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	MO	PD	0,125	0,125	IMC	12	AMPD00002 MEDICION Y ANALISIS VIBRACION	MDDOMEC	MO	0,125	HR	AYU	1 X0,125 HRS	0,125	VER INSTRUCCION A81M06			
A81M04	MPV2880HRS-04 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	MO	PD	0,125	0,125	IMC	13	AE/MEI00614 MEDICION Y ANALISIS VIBRACION	MDDOMEC	MO	0,125	HR	AYU	1 X0,125 HRS	0,125	VER INSTRUCCION A81M06			
A81M04	MPV2880HRS-04 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	MO	PD	0,125	0,125	IMC	14	AM/EN00099 MEDICION Y ANALISIS VIBRACION	MDDOMEC	MO	0,125	HR	AYU	1 X0,125 HRS	0,125	VER INSTRUCCION A81M06			
A81M04	MPV2880HRS-04 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	MO	PD	0,125	0,125	IMC	15	AE/MEI00612 MEDICION Y ANALISIS VIBRACION	MDDOMEC	MO	0,125	HR	AYU	1 X0,125 HRS	0,125	VER INSTRUCCION A81M06			
A81M04	MPV2880HRS-04 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	MO	PD	0,125	0,125	IMC	16	AM/AX00088 MEDICION Y ANALISIS VIBRACION	MDDOMEC	MO	0,125	HR	AYU	1 X0,125 HRS	0,125	VER INSTRUCCION A81M06			
A81M04	MPV2880HRS-04 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	MO	PD	0,125	0,125	IMC	17	AE/MEI00613 MEDICION Y ANALISIS VIBRACION	MDDOMEC	MO	0,125	HR	AYU	1 X0,125 HRS	0,125	VER INSTRUCCION A81M06			
A81M04	MPV2880HRS-04 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	MO	PD	0,125	0,125	IMC	18	AM/AX00089 MEDICION Y ANALISIS VIBRACION	MDDOMEC	MO	0,125	HR	AYU	1 X0,125 HRS	0,125	VER INSTRUCCION A81M06			
A81M04	MPV2880HRS-04 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	MO	PD	0,125	0,125	IMC	19	AE/MEI00610 MEDICION Y ANALISIS VIBRACION	MDDOMEC	MO	0,125	HR	AYU	1 X0,125 HRS	0,125	VER INSTRUCCION A81M06			
A81M04	MPV2880HRS-04 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	MO	PD	0,125	0,125	IMC	20	AM/VE00005 MEDICION Y ANALISIS VIBRACION	MDDOMEC	MO	0,125	HR	AYU	1 X0,125 HRS	0,125	VER INSTRUCCION A81M06			
A81M04	MPV2880HRS-04 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	MO	PD	0,125	0,125	IMC	21	AE/MEI00611 MEDICION Y ANALISIS VIBRACION	MDDOMEC	MO	0,125	HR	AYU	1 X0,125 HRS	0,125	VER INSTRUCCION A81M06			
A81M04	MPV2880HRS-04 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	MO	PD	0,125	0,125	IMC	22	AM/VE00006 MEDICION Y ANALISIS VIBRACION	MDDOMEC	MO	0,125	HR	AYU	1 X0,125 HRS	0,125	VER INSTRUCCION A81M06			
A81M04	MPV2880HRS-04 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	MO	PD	0,125	0,125	IMC	23	AE/MEI00575 MEDICION Y ANALISIS VIBRACION	MDDOMEC	MO		HR	AYU	1 X0,125 HRS	0,125	VER INSTRUCCION A81M06			
A81M04	MPV2880HRS-04 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	MO	PD	0,125	0,125	IMC	24	AM/CRE00068 MEDICION Y ANALISIS VIBRACION	MDDOMEC	MO		HR	AYU	1 X0,125 HRS	0,125	VER INSTRUCCION A81M06			
A81M04	MPV2880HRS-04 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	MO	PD	0,125	0,125	IMC	25	AE/MEI00576 MEDICION Y ANALISIS VIBRACION	MDDOMEC	MO		HR	AYU	1 X0,125 HRS	0,125	VER INSTRUCCION A81M06			
A81M04	MPV2880HRS-04 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	MO	PD	0,125	0,125	IMC	26	AM/CRE00069 MEDICION Y ANALISIS VIBRACION	MDDOMEC	MO		HR	AYU	1 X0,125 HRS	0,125	VER INSTRUCCION A81M06			
A81M04	MPV2880HRS-04 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	MO	PD	0,125	0,125	IMC	27	AE/MEI00603 MEDICION Y ANALISIS VIBRACION	MDDOMEC	MO		HR	AYU	1 X0,125 HRS	0,125	VER INSTRUCCION A81M06			
A81M04	MPV2880HRS-04 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	MO	PD	0,125	0,125	IMC	28	AM/AX00085 MEDICION Y ANALISIS VIBRACION	MDDOMEC	MO		HR	AYU	1 X0,125 HRS	0,125	VER INSTRUCCION A81M06			
A81M04	MPV2880HRS-04 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	MO	PD	0,125	0,125	IMC	29	AM/CRE00069 MEDICION Y ANALISIS VIBRACION	MDDOMEC	MO		HR	AYU	1 X0,125 HRS	0,125	VER INSTRUCCION A81M06			
A81M04	MPV2880HRS-04 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	MO	PD	0,125	0,125	IMC	30	AE/MEI00604 MEDICION Y ANALISIS VIBRACION	MDDOMEC	MO		HR	AYU	1 X0,125 HRS	0,125	VER INSTRUCCION A81M06			
A81M04	MPV2880HRS-04 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	MO	PD	0,125	0,125	IMC	31	AM/AX00086 MEDICION Y ANALISIS VIBRACION	MDDOMEC	MO		HR	AYU	1 X0,125 HRS	0,125	VER INSTRUCCION A81M06			
A81M04	MPV2880HRS-04 MTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	MO	PD	0,125	0,125	IMC	32	AM/ET00022 MEDICION Y ANALISIS VIBRACION	MDDOMEC	MO		HR	AYU	1 X0,125 HRS	0,125	VER INSTRUCCION A81M06			
				54,5															

Tabla 50. Frecuencias de Mantenimiento a 3800 Horas

FRECUENCIA 3600HRS A81M05																	
A81M05	MPV3600HRS-05 MTTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	4	2	IMC	1	INSP. EXT. GENERADOR GAS (PARAG. 5-3.16)	MDDOMEC	IN	2	HR	1 X2 HRS	AYU	1 X2 HRS	4	VER INSTRUCCION A81M01
A81M05	MPV3600HRS-05 MTTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	1	1	IMC	2	INSP. ENT. GENERADOR GAS (PARAG. 5-3.5)	MDDOMEC	IN	1	HR	1 X1 HRS			1	VER INSTRUCCION A81M01
A81M05	MPV3600HRS-05 MTTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	1	1	IMC	3	INSP. SOP. GENERADOR GAS (PARAG. 5-3.6)	MDDOMEC	IN	1	HR	1 X1 HRS			1	VER INSTRUCCION A81M01
A81M05	MPV3600HRS-05 MTTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	1,5	1,5	IMC	4	INSPECCION SISTEMA VBV (PARAG. 5-3.10)	MDDOMEC	IN	1,5	HR	1 X1,5 HRS			1	VER INSTRUCCION A81M01
A81M05	MPV3600HRS-05 MTTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PD	0,5	0,5	IMC	9	INSP. COLECTORES MAGNETICOS BOMBAS BARRID	MDDOMEC	IN	0,5	HR	1 X0,5 HRS			0,5	VER INSTRUCCION A81M01
A81M05	MPV3600HRS-05 MTTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	30	5	IMC	5	ATFIL00013 RUTINA LIMPIEZA CASA FILTROS	MDDOMEC	LI	5	HR	3 X5 HRS	AYU	3 X5 HRS	30	VER INSTRUCCION A81M02
A81M05	MPV3600HRS-05 MTTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	IS	PV	20	10	IMC	6	REEMPLAZAR SELLOS Y ARANDELAS HPC VSV	MDDOMEC	CP	10	HR	1 X10 HRS	AYU	1 X10 HRS	20	VER INSTRUCCION A81M17
A81M05	MPV3600HRS-05 MTTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	2	1	IMC	7	INSP. ASPAS VARIABLES EST. PARAG. 5-3.11	MDDOMEC	IN	1	HR	1 X1 HR	AYU	1 X1 HR	2	VER INSTRUCCION A81M04
A81M05	MPV3600HRS-05 MTTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	16	8	IMC	8	INSP. SIST. MECANICO ASPAS PARAG. 5-3.12	MDDOMEC	IN	8	HR	1 X8 HR	AYU	1 X8 HR	16	VER INSTRUCCION A81M05
							76										

Tabla 51. Frecuencias de Mantenimiento a 4320 Horas

FRECUENCIA 4320HRS A81M06																	
A81M06	MPV4320HRS-06 MTTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PD	2	1	IMC	1	INSP. INTEGRAL BOMBAPPL. ARRANCADOR HID	MDDOMEC	DG	2	HR	1 X1 HRS	AYU	1 X1 HRS	2	VER INSTRUCCION A81M19
A81M06	MPV4320HRS-06 MTTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PD	1	1	IMC	2	INSP. INT. LINEAS Y JUNTAS GENERADOR BRUSH	MDDOMEC	RV	1	HR	1 X0,5 HRS			1	VER INSTRUCCION A81M20
A81M06	MPV4320HRS-06 MTTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	2	1	IMC	3	INSPECCION BOMBA BARRIDO TURBINA POTENC.	MDDOMEC	IN	1	HR	1 X1 HR	AYU	1 X1 HR	1	VER INSTRUCCION A81M10
A81M06	MPV4320HRS-06 MTTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	1	0,5	IMC	4	INSP. VISUAL SISTEMA AISLAMIENTO TERMICO	MDDOMEC	RV	1	HR	1 X0,5 HRS	AYU	1 X0,5 HRS	1	VER INSTRUCCION A81M01
A81M06	MPV4320HRS-06 MTTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	4	2	IMC	5	INSP. EXT. GENERADOR GAS (PARAG. 5-3.16)	MDDOMEC	IN	2	HR	1 X2 HRS	AYU	1 X2 HRS	4	VER INSTRUCCION A81M01
A81M06	MPV4320HRS-06 MTTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	1	1	IMC	6	INSP. ENT. GENERADOR GAS (PARAG. 5-3.5)	MDDOMEC	IN	1	HR	1 X1 HRS			1	VER INSTRUCCION A81M01
A81M06	MPV4320HRS-06 MTTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	1	1	IMC	7	INSP. SOP. GENERADOR GAS (PARAG. 5-3.6)	MDDOMEC	IN	1	HR	1 X1 HRS			1	VER INSTRUCCION A81M01
A81M06	MPV4320HRS-06 MTTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	1,5	1,5	IMC	8	INSPECCION SISTEMA VBV (PARAG. 5-3.10)	MDDOMEC	IN	1,5	HR	1 X1,5 HRS			1	VER INSTRUCCION A81M01
A81M06	MPV4320HRS-06 MTTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PD	0,5	0,5	IMC	19	INSP. COLECTORES MAGNETICOS BOMBAS BARRID	MDDOMEC	IN	0,5	HR	1 X0,5 HRS			0,5	VER INSTRUCCION A81M01
A81M06	MPV4320HRS-06 MTTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	2	2	IMC	20	INSP. FLT BOMBA LUB Y BARRI. PARAG 5-3.2	MDDOMEC	IN	2	HR	1 X2 HRS			2	VER INSTRUCCION A81M11
A81M06	MPV4320HRS-06 MTTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	ME	4	2	IMC	10	AM/EX00005 INSP. INTEGR Y TENSION CORREA	MDDOMEC	TE	2	HR	1 X2 HR	AYU	1 X2 HR	4	VER INSTRUCCION A81M03
A81M06	MPV4320HRS-06 MTTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	ME	4	2	IMC	11	AM/EX00006 INSP. INTEGR Y TENSION CORREA	MDDOMEC	TE	2	HR	1 X2 HR	AYU	1 X2 HR	4	VER INSTRUCCION A81M03
A81M06	MPV4320HRS-06 MTTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	ME	2	2	IMC	12	AM/EX00005 INSP. INTEGR Y ALINEAC POLEAS	MDDOMEC	TE	2	HR	1 X1 HR	AYU	1 X1 HR	2	VER INSTRUCCION A81M03
A81M06	MPV4320HRS-06 MTTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	ME	2	2	IMC	13	AM/EX00006 INSP. INTEGR Y ALINEAC POLEAS	MDDOMEC	TE	2	HR	1 X1 HR	AYU	1 X1 HR	2	VER INSTRUCCION A81M03
A81M06	MPV4320HRS-06 MTTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	2	1	IMC	14	AM/AX00088 INSP. INTEGR Y TENSION CORREA	MDDOMEC	TE	1	HR	1 X1 HR	AYU	1 X1 HR	1	VER INSTRUCCION A81M03
A81M06	MPV4320HRS-06 MTTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	2	1	IMC	15	AM/AX00089 INSP. INTEGR Y TENSION CORREA	MDDOMEC	TE	1	HR	1 X1 HR	AYU	1 X1 HR	1	VER INSTRUCCION A81M03
A81M06	MPV4320HRS-06 MTTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	ME	2	2	IMC	16	AM/AX00088 INSP. INTEGR Y ALINEAC POLEAS	MDDOMEC	TE	2	HR	1 X1 HR	AYU	1 X1 HR	2	VER INSTRUCCION A81M03
A81M06	MPV4320HRS-06 MTTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	ME	2	2	IMC	17	AM/AX00089 INSP. INTEGR Y ALINEAC POLEAS	MDDOMEC	TE	2	HR	1 X1 HR	AYU	1 X1 HR	2	VER INSTRUCCION A81M03
A81M06	MPV4320HRS-06 MTTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	MO	PV	4	2	IMC	18	INSP. INTEGRAL ACOPLA TURBINA GENERADOR	MDDOMEC	MO		HR	2 X1 HR	AYU	2 X1 HR	4	VER INSTRUCCION A81M15
							40										

Tabla 52. Frecuencias de Mantenimiento a 8840 Horas

FRECUENCIA 8640 HRS A81M12																	
A81M12	MPV8640HRS-12 MTTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PD	2	1	IMC	1	INSP. INTEGRAL BOMBA PPL. ARRANCADOR HID	MDDOMEC	DG	2	HR	1 X1 HRS	AYU	1 X1 HRS	2	VER INSTRUCCION A81M19
A81M12	MPV8640HRS-12 MTTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PD	1	1	IMC	2	INSP. INT. LINEAS Y JUNTAS GENERADOR BRUSH	MDDOMEC	RV	1	HR	1 X0,5 HRS			1	VER INSTRUCCION A81M20
A81M12	MPV8640HRS-12 MTTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	2	1	IMC	3	INSPECCION BOMBA BARRIDO TURBINA POTENC.	MDDOMEC	IN	1	HR	1 X1 HR	AYU	1 X1 HR	1	VER INSTRUCCION A81M10
A81M12	MPV8640HRS-12 MTTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	1	0,5	IMC	4	INSP. VISUAL SISTEMA AISLAMIENTO TERMICO	MDDOMEC	RV	1	HR	1 X0,5 HRS	AYU	1 X0,5 HRS	1	VER INSTRUCCION A81M01
A81M12	MPV8640HRS-12 MTTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	4	2	IMC	5	INSP. EXT. GENERADOR GAS (PARAG. 5-3.16)	MDDOMEC	IN	2	HR	1 X2 HRS	AYU	1 X2 HRS	4	VER INSTRUCCION A81M01
A81M12	MPV8640HRS-12 MTTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	1	1	IMC	6	INSP. ENT. GENERADOR GAS (PARAG. 5-3.5)	MDDOMEC	IN	1	HR	1 X1 HRS			1	VER INSTRUCCION A81M01
A81M12	MPV8640HRS-12 MTTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	1	1	IMC	7	INSP. SOP. GENERADOR GAS (PARAG. 5-3.6)	MDDOMEC	IN	1	HR	1 X1 HRS			1	VER INSTRUCCION A81M01
A81M12	MPV8640HRS-12 MTTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	1,5	1,5	IMC	8	INSPECCION SISTEMA VBV (PARAG. 5-3.10)	MDDOMEC	IN	1,5	HR	1 X1,5 HRS			1	VER INSTRUCCION A81M01
A81M12	MPV8640HRS-12 MTTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PD	0,5	0,5	IMC	15	INSP. COLECTORES MAGNETICOS BOMBAS BARRID	MDDOMEC	IN	0,5	HR	1 X0,5 HRS			0,5	VER INSTRUCCION A81M01
A81M12	MPV8640HRS-12 MTTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	2	2	IMC	16	INSP. FLT BOMBA LUB Y BARRI. PARAG 5-3.2	MDDOMEC	IN	2	HR	1 X2 HRS			2	VER INSTRUCCION A81M11
A81M12	MPV8640HRS-12 MTTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	30	5	IMC	9	ATFIL00013 RUTINA LIMPIEZA CASA FILTROS	MDDOMEC	LI	5	HR	3 X5 HRS	AYU	3 X5 HRS	30	VER INSTRUCCION A81M02
A81M12	MPV8640HRS-12 MTTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	ME	4	2	IMC	10	AM/EX00005 INSP. INTEGR Y TENSION CORREA	MDDOMEC	TE	2	HR	1 X2 HR	AYU	1 X2 HR	4	VER INSTRUCCION A81M03
A81M12	MPV8640HRS-12 MTTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	ME	4	2	IMC	11	AM/EX00006 INSP. INTEGR Y TENSION CORREA	MDDOMEC	TE	2	HR	1 X2 HR	AYU	1 X2 HR	4	VER INSTRUCCION A81M03
A81M12	MPV8640HRS-12 MTTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	2	1	IMC	12	AM/AX00088 INSP. INTEGR Y TENSION CORREA	MDDOMEC	TE	1	HR	1 X1 HR	AYU	1 X1 HR	1	VER INSTRUCCION A81M03
A81M12	MPV8640HRS-12 MTTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	2	1	IMC	13	AM/AX00089 INSP. INTEGR Y TENSION CORREA	MDDOMEC	TE	1	HR	1 X1 HR	AYU	1 X1 HR	1	VER INSTRUCCION A81M03
A81M12	MPV8640HRS-12 MTTTO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PD	20	4	IMC	14	INSP. TINTAS PENETRANT CRF MD FLANGE FPI	MDDOMEC	IN	4	HR	2 X5 HRS	AYU	2 X5 HRS	20	VER INSTRUCCION A81M16
							78										

Tabla 53. Frecuencias de Mantenimiento a 17280 Horas

FRECUENCIA 17280 HRS A81M24																			
A81M24	MPV17280HR-24 MITO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PD	2	1	IMC	1	INSP. INTEGRAL BOMBA PPL. ARRANCADOR HID	MDDOMEC	DG	2	HR	1 X 1 HRS	AYU	1 X 1 HRS	2	VER INSTRUCCION A81M19		
A81M24	MPV17280HR-24 MITO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PD	1	1	IMC	2	INSP INT LINEAS Y JUNTAS GENERADOR BRUSH	MDDOMEC	RV	1	HR	1 X 0.5 HRS			1	VER INSTRUCCION A81M20		
A81M24	MPV17280HR-24 MITO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	2	1	IMC	3	INSPECCION BOMBA BARRIDO TURBINA POTENC.	MDDOMEC	IN	1	HR	1 X 1 HR	AYU	1 X 1 HR	1	VER INSTRUCCION A81M10		
A81M24	MPV17280HR-24 MITO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	1	0,5	IMC	4	INSP. VISUAL SISTEMA AISLAMIENTO TERMICO	MDDOMEC	RV	1	HR	1 X 0.5 HRS	AYU	1 X 0.5 HRS	1	VER INSTRUCCION A81M01		
A81M24	MPV17280HR-24 MITO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	4	2	IMC	5	INSP. EXT. GENERADOR GAS (PARAG. 5-3.16)	MDDOMEC	IN	2	HR	1 X 2 HRS	AYU	1 X 2 HRS	4	VER INSTRUCCION A81M01		
A81M24	MPV17280HR-24 MITO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	1	1	IMC	6	INSP. ENT. GENERADOR GAS (PARAG. 5-3.5)	MDDOMEC	IN	1	HR	1 X 1 HRS			1	VER INSTRUCCION A81M01		
A81M24	MPV17280HR-24 MITO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	1	1	IMC	7	INSP. SOP. GENERADOR GAS (PARAG. 5-3.6)	MDDOMEC	IN	1	HR	1 X 1 HRS			1	VER INSTRUCCION A81M01		
A81M24	MPV17280HR-24 MITO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	1,5	1,5	IMC	8	INSPECCION SISTEMA VBV (PARAG. 5-3.10)	MDDOMEC	IN	1,5	HR	1 X 1,5 HRS			1	VER INSTRUCCION A81M01		
A81M24	MPV17280HR-24 MITO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PD	0,5	0,5	IMC	18	INSP COLECTORES MAGNETICOS BOMBAS BARRID	MDDOMEC	IN	0,5	HR	1 X 0,5 HRS			0,5	VER INSTRUCCION A81M01		
A81M24	MPV17280HR-24 MITO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	2	2	IMC	16	INSP FILT BOMBA LUB Y BARRI. PARAG 5-3.2	MDDOMEC	IN	2	HR	1 X 2 HRS			2	VER INSTRUCCION A81M11		
A81M24	MPV17280HR-24 MITO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	30	5	IMC	9	ATIL00013 RUTINA LIMPIEZA CASA-FILTROS	MDDOMEC	LI	5	HR	3 X 5 HRS	AYU	3 X 5 HRS	30	VER INSTRUCCION A81M02		
A81M24	MPV17280HR-24 MITO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	ME	4	2	IMC	10	AM/EX00005 INSP. INTEGR Y TENSION CORREA	MDDOMEC	TE	2	HR	1 X 2 HR	AYU	1 X 2 HR	4	VER INSTRUCCION A81M03		
A81M24	MPV17280HR-24 MITO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	ME	4	2	IMC	11	AM/EX00006 INSP. INTEGR Y TENSION CORREA	MDDOMEC	TE	2	HR	1 X 2 HR	AYU	1 X 2 HR	4	VER INSTRUCCION A81M03		
A81M24	MPV17280HR-24 MITO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	ME	2	2	IMC	12	AM/EX00005 INSP. INTEGR Y ALINEAC POLEAS	MDDOMEC	TE	2	HR	1 X 1 HR	AYU	1 X 1 HR	2	VER INSTRUCCION A81M03		
A81M24	MPV17280HR-24 MITO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	ME	2	2	IMC	13	AM/EX00006 INSP. INTEGR Y ALINEAC POLEAS	MDDOMEC	TE	2	HR	1 X 1 HR	AYU	1 X 1 HR	2	VER INSTRUCCION A81M03		
A81M24	MPV17280HR-24 MITO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	2	1	IMC	14	AM/AX00088 INSP. INTEGR Y TENSION CORREA	MDDOMEC	TE	1	HR	1 X 1 HR	AYU	1 X 1 HR	1	VER INSTRUCCION A81M03		
A81M24	MPV17280HR-24 MITO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	PV	2	1	IMC	15	AM/AX00089 INSP. INTEGR Y TENSION CORREA	MDDOMEC	TE	1	HR	1 X 1 HR	AYU	1 X 1 HR	1	VER INSTRUCCION A81M03		
A81M24	MPV17280HR-24 MITO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	ME	2	2	IMC	16	AM/AX00088 INSP. INTEGR Y ALINEAC POLEAS	MDDOMEC	TE	2	HR	1 X 1 HR	AYU	1 X 1 HR	2	VER INSTRUCCION A81M03		
A81M24	MPV17280HR-24 MITO PREV. TURBOGRUPO MEC	RV	ME	2	2	IMC	17	AM/AX00089 INSP. INTEGR Y ALINEAC POLEAS	MDDOMEC	TE	2	HR	1 X 1 HR	AYU	1 X 1 HR	2	VER INSTRUCCION A81M03		
				66															

Tabla 54. Frecuencias de Mantenimiento a 25920 Horas

FRECUENCIA 25920 HRS A81M36																			
A81M36	MOVH-01 MTTO OVERHAUL SECC. CALIENTE MEC	RV	PV	2	1	IMC	1	AM/ET00022 LUBRICACION ACOPLE BOMBA PPL	MDDOMEC	IN	1	HR	1 X 1 HR	AYU	1 X 1 HR	1	VER INSTRUCCION A81M25		
A81M36	MOVH-01 MTTO OVERHAUL SECC. CALIENTE MEC	LU	PV	2	1	IMC	2	AM/BN00099 LUBRICACION BOMBA AUX. GENER.	MDDOMEC	LU	1	HR	1 X 1 HR	AYU	1 X 1 HR	1	VER INSTRUCCION A81M14		
A81M36	MOVH-01 MTTO OVERHAUL SECC. CALIENTE MEC	RV	PD	2	1	IMC	3	INSP. INTEGRAL BOMBA PPL. ARRANCADOR HID	MDDOMEC	DG	1	HR	1 X 1 HRS	AYU	1 X 1 HRS	2	VER INSTRUCCION A81M19		
A81M36	MOVH-01 MTTO OVERHAUL SECC. CALIENTE MEC	RV	PD	1	1	IMC	4	INSP INT LINEAS Y JUNTAS GENERADOR BRUSH	MDDOMEC	RV	1	HR	1 X 0.5 HRS			1	VER INSTRUCCION A81M20		
A81M36	MOVH-01 MTTO OVERHAUL SECC. CALIENTE MEC	RV	PV	2	1	IMC	5	INSPECCION BOMBA BARRIDO TURBINA POTENC.	MDDOMEC	IN	1	HR	1 X 1 HR	AYU	1 X 1 HR	1	VER INSTRUCCION A81M10		
A81M36	MOVH-01 MTTO OVERHAUL SECC. CALIENTE MEC	RV	PV	1	0,5	IMC	6	INSP. VISUAL SISTEMA AISLAMIENTO TERMICO	MDDOMEC	RV	1	HR	1 X 0.5 HRS	AYU	1 X 0.5 HRS	1	VER INSTRUCCION A81M01		
A81M36	MOVH-01 MTTO OVERHAUL SECC. CALIENTE MEC	RV	PV	30	5	IMC	7	ATIL00013 RUTINA LIMPIEZA CASA FILTROS	MDDOMEC	LI	5	HR	3 X 5 HRS	AYU	3 X 5 HRS	30	VER INSTRUCCION A81M02		
A81M36	MOVH-01 MTTO OVERHAUL SECC. CALIENTE MEC	RV	PV	8	5	IMC	8	INSP SELLOS PRESURIZACION DE RODAMIENTOS	MDDOMEC	IN	240	HR					VER INSTRUCCION A81M09		
A81M36	MOVH-01 MTTO OVERHAUL SECC. CALIENTE MEC	IMC	PV	600	10	IMC	9	MAJOR O/H P/T. HPT Y CAMARA COMBUSTION	MDDOMEC	IN	240	HR	4 X 100 HRS	AYU	2 X 100 HRS	600	VER INSTRUCCION A81M24		
A81M36	MOVH-01 MTTO OVERHAUL SECC. CALIENTE MEC	RV	ME	4	2	IMC	10	AM/EX00005 INSP. INTEGR Y TENSION CORREA	MDDOMEC	TE	2	HR	1 X 2 HR	AYU	1 X 2 HR	4	VER INSTRUCCION A81M03		
A81M36	MOVH-01 MTTO OVERHAUL SECC. CALIENTE MEC	RV	ME	4	2	IMC	11	AM/EX00006 INSP. INTEGR Y TENSION CORREA	MDDOMEC	TE	2	HR	1 X 2 HR	AYU	1 X 2 HR	4	VER INSTRUCCION A81M03		
A81M36	MOVH-01 MTTO OVERHAUL SECC. CALIENTE MEC	RV	ME	2	2	IMC	12	AM/EX00005 INSP. INTEGR Y ALINEAC POLEAS	MDDOMEC	TE	2	HR	1 X 1 HR	AYU	1 X 1 HR	2	VER INSTRUCCION A81M03		
A81M36	MOVH-01 MTTO OVERHAUL SECC. CALIENTE MEC	RV	ME	2	2	IMC	13	AM/EX00006 INSP. INTEGR Y ALINEAC POLEAS	MDDOMEC	TE	2	HR	1 X 1 HR	AYU	1 X 1 HR	2	VER INSTRUCCION A81M03		
A81M36	MOVH-01 MTTO OVERHAUL SECC. CALIENTE MEC	RV	PV	2	1	IMC	14	AM/AX00088 INSP. INTEGR Y TENSION CORREA	MDDOMEC	TE	1	HR	1 X 1 HR	AYU	1 X 1 HR	1	VER INSTRUCCION A81M03		
A81M36	MOVH-01 MTTO OVERHAUL SECC. CALIENTE MEC	RV	PV	2	1	IMC	15	AM/AX00089 INSP. INTEGR Y TENSION CORREA	MDDOMEC	TE	1	HR	1 X 1 HR	AYU	1 X 1 HR	1	VER INSTRUCCION A81M03		
A81M36	MOVH-01 MTTO OVERHAUL SECC. CALIENTE MEC	RV	ME	2	2	IMC	16	AM/AX00088 INSP. INTEGR Y ALINEAC POLEAS	MDDOMEC	TE	2	HR	1 X 1 HR	AYU	1 X 1 HR	2	VER INSTRUCCION A81M03		
A81M36	MOVH-01 MTTO OVERHAUL SECC. CALIENTE MEC	RV	ME	2	2	IMC	17	AM/AX00089 INSP. INTEGR Y ALINEAC POLEAS	MDDOMEC	TE	2	HR	1 X 1 HR	AYU	1 X 1 HR	2	VER INSTRUCCION A81M03		
				668															

Tabla 55. Estrategia de Mantenimiento para turbogrupo Línea Mecánica de Frecuencia a 720 Horas

ESTRATEGIA DE MTTO TURBOGRUPO MECANICA EN LINEA																			
FRECUENCIA 720HRS A81M37																			
A81M37	MPV720HR-37 MITO PREV SIST AUX TURB MEC	LU	PV	0,75		IMC	1	AE/ME00610 LUBRICACION MOTOR A TURBINA	MDDOMEC	LU		HR	1 X 0,75 HR	AYU	1 X 0,75 HR	0,75	VER INSTRUCCION A81M22		
A81M37	MPV720HR-37 MITO PREV SIST AUX TURB MEC	LU	PV	0,75		IMC	2	AM/EX00005 LUBRICACION EXTRACTOR A TURB.	MDDOMEC	LU		HR		AYU	1 X 0,75 HR	0,75	VER INSTRUCCION A81M22		
A81M37	MPV720HR-37 MITO PREV SIST AUX TURB MEC	LU	PV	0,75		IMC	3	AE/ME00611 LUBRICACION MOTOR B TURBINA	MDDOMEC	LU		HR	1 X 0,75 HR	AYU	1 X 0,75 HR	0,75	VER INSTRUCCION A81M22		
A81M37	MPV720HR-37 MITO PREV SIST AUX TURB MEC	LU	PV	0,75		IMC	4	AM/EX00006 LUBRICACION EXTRACTOR B TURB.	MDDOMEC	LU		HR		AYU	1 X 0,75 HR	0,75	VER INSTRUCCION A81M22		
A81M37	MPV720HR-37 MITO PREV SIST AUX TURB MEC	LU	PV	0,75		IMC	5	AM/AX00085 INTERCAMBIADOR A LUB. TURBINA	MDDOMEC	LU		HR	1 X 0,75 HR	AYU	1 X 0,75 HR	0,75	VER INSTRUCCION A81M22		
A81M37	MPV720HR-37 MITO PREV SIST AUX TURB MEC	LU	PV	0,75		IMC	6	AM/AX00086 INTERCAMBIADOR B LUB. TURBINA	MDDOMEC	LU		HR		AYU	1 X 0,5 HR	0,75	VER INSTRUCCION A81M22		
				4,5															

Tabla 56. Frecuencias de Mantenimiento Mecánico a 1440 Horas

FRECUENCIA 1440HRS A81M38																		
A81M38	MPV1440HR-38 MTO PREV SIST AUX TURB MEC	LU	PV	0,75		IMC	1	AEME100610 LUBRICACION MOTOR A TURBINA	MDDOMEC	LU		HR	1 X 0,75 HR	AYU	1 X 0,75 HR	0,75	VER INSTRUCCION A81M22	
A81M38	MPV1440HR-38 MTO PREV SIST AUX TURB MEC	LU	PV	0,75		IMC	2	AMVEX00005 LUBRICACION EXTRACTOR A TURB.	MDDOMEC	LU		HR		AYU	1 X 0,75 HR	0,75	VER INSTRUCCION A81M22	
A81M38	MPV1440HR-38 MTO PREV SIST AUX TURB MEC	LU	PV	0,75		IMC	3	AEME100611 LUBRICACION MOTOR B TURBINA	MDDOMEC	LU		HR	1 X 0,75 HR	AYU	1 X 0,75 HR	0,75	VER INSTRUCCION A81M22	
A81M38	MPV1440HR-38 MTO PREV SIST AUX TURB MEC	LU	PV	0,75		IMC	4	AMVEX00006 LUBRICACION EXTRACTOR B TURB.	MDDOMEC	LU		HR		AYU	1 X 0,75 HR	0,75	VER INSTRUCCION A81M22	
A81M38	MPV1440HR-38 MTO PREV SIST AUX TURB MEC	LU	PV	0,75		IMC	5	AMVAX00085 INTERCAMBIADOR A LUB. TURBINA	MDDOMEC	LU		HR	1 X 0,75 HR	AYU	1 X 0,75 HR	0,75	VER INSTRUCCION A81M22	
A81M38	MPV1440HR-38 MTO PREV SIST AUX TURB MEC	LU	PV	0,75		IMC	6	AMVAX00086 INTERCAMBIADOR B LUB. TURBINA	MDDOMEC	LU		HR		AYU	1 X 0,5 HR	0,75	VER INSTRUCCION A81M22	
				4,5														

Tabla 57. Frecuencias de Mantenimiento Mecánico a 2180 Horas

FRECUENCIA 2160HRS A81M39																		
A81M39	MPV2160H-39 MTO PREV SIST AUX TURB MEC	LU	PV	0,75		IMC	1	AEME100610 LUBRICAR MOTOR A TURBINA	MDDOMEC	LU		HR	1 X 0,75 HR	AYU	1 X 0,75 HR	0,75	VER INSTRUCCION A81M22	
A81M39	MPV2160H-39 MTO PREV SIST AUX TURB MEC	LU	PV	0,75		IMC	2	AMVEX00005 LUBRICAR EXTRACTOR A TURBINA	MDDOMEC	LU		HR		AYU	1 X 0,75 HR	0,75	VER INSTRUCCION A81M22	
A81M39	MPV2160H-39 MTO PREV SIST AUX TURB MEC	LU	PV	0,75		IMC	3	AEME100611 LUBRICAR MOTOR B TURBINA	MDDOMEC	LU		HR	1 X 0,75 HR	AYU	1 X 0,75 HR	0,75	VER INSTRUCCION A81M22	
A81M39	MPV2160H-39 MTO PREV SIST AUX TURB MEC	LU	PV	0,75		IMC	4	AMVEX00006 LUBRICAR EXTRACTOR B TURBINA	MDDOMEC	LU		HR		AYU	1 X 0,75 HR	0,75	VER INSTRUCCION A81M22	
A81M39	MPV2160H-39 MTO PREV SIST AUX TURB MEC	LU	PV	0,75		IMC	5	AMVAX00085 INTERCAMBIADOR B LUB. TURBINA	MDDOMEC	LU		HR	1 X 0,75 HR	AYU	1 X 0,75 HR	0,75	VER INSTRUCCION A81M22	
A81M39	MPV2160H-39 MTO PREV SIST AUX TURB MEC	LU	PV	0,75		IMC	6	AEME100603 LUB. MOTOR INTERCAMBIADOR A	MDDOMEC	LU		HR	1 X 0,75 HR	AYU	1 X 0,75 HR	0,75	VER INSTRUCCION A81M22	
A81M39	MPV2160H-39 MTO PREV SIST AUX TURB MEC	LU	PV	0,75		IMC	7	AMVAX00086 INTERCAMBIADOR B LUB. TURBINA	MDDOMEC	LU		HR		AYU	1 X 0,5 HR	0,75	VER INSTRUCCION A81M22	
A81M39	MPV2160H-39 MTO PREV SIST AUX TURB MEC	LU	PV	0,75		IMC	8	AEME100604 LUB. MOTOR INTERCAMBIADOR B	MDDOMEC	LU		HR	1 X 0,75 HR	AYU	1 X 0,75 HR	0,75	VER INSTRUCCION A81M22	
A81M39	MPV2160H-39 MTO PREV SIST AUX TURB MEC	LU	PV	0,75		IMC	9	AEME100612 LUBRICAR MOTOR A GENERADOR	MDDOMEC	LU		HR	1 X 0,75 HR	AYU	1 X 0,75 HR	0,75	VER INSTRUCCION A81M22	
A81M39	MPV2160H-39 MTO PREV SIST AUX TURB MEC	LU	PV	0,75		IMC	10	AMVAX00088 LUBRICAR VENTILADOR A GENERAD	MDDOMEC	LU		HR		AYU	1 X 0,75 HR	0,75	VER INSTRUCCION A81M22	
A81M39	MPV2160H-39 MTO PREV SIST AUX TURB MEC	LU	PV	0,75		IMC	11	AEME100613 LUBRICAR MOTOR B GENERADOR	MDDOMEC	LU		HR	1 X 0,75 HR	AYU	1 X 0,75 HR	0,75	VER INSTRUCCION A81M22	
A81M39	MPV2160H-39 MTO PREV SIST AUX TURB MEC	LU	PV	0,75		IMC	12	AMVAX00089 LUBRICAR VENTILADOR A GENERAD	MDDOMEC	LU		HR		AYU	1 X 0,75 HR	0,75	VER INSTRUCCION A81M22	
A81M39	MPV2160H-39 MTO PREV SIST AUX TURB MEC	LU	PV	0,75		IMC	13	AEME100994 LUBRICAR MOTOR ARRANCADOR HID	MDDOMEC	LU		HR		AYU	1 X 0,75 HR	0,75	VER INSTRUCCION A81M22	
				9,75														

Tabla 58. Frecuencias de Mantenimiento Mecánico a 4320 Horas

FRECUENCIA 4320HRS A81M40																		
A81M40	MPV4320H-40 MTO PREV SIST AUX TURB MEC	LU	PV	0,75		IMC	1	AEME100610 LUBRICAR MOTOR A TURBINA	MDDOMEC	LU		HR	1 X 0,75 HR	AYU	1 X 0,75 HR	0,75	VER INSTRUCCION A81M22	
A81M40	MPV4320H-40 MTO PREV SIST AUX TURB MEC	LU	PV	0,75		IMC	2	AMVEX00005 LUBRICAR EXTRACTOR A TURBINA	MDDOMEC	LU		HR		AYU	1 X 0,75 HR	0,75	VER INSTRUCCION A81M22	
A81M40	MPV4320H-40 MTO PREV SIST AUX TURB MEC	LU	PV	0,75		IMC	3	AEME100611 LUBRICAR MOTOR B TURBINA	MDDOMEC	LU		HR	1 X 0,75 HR	AYU	1 X 0,75 HR	0,75	VER INSTRUCCION A81M22	
A81M40	MPV4320H-40 MTO PREV SIST AUX TURB MEC	LU	PV	0,75		IMC	4	AMVEX00006 LUBRICAR EXTRACTOR B TURBINA	MDDOMEC	LU		HR		AYU	1 X 0,75 HR	0,75	VER INSTRUCCION A81M22	
A81M40	MPV4320H-40 MTO PREV SIST AUX TURB MEC	LU	PV	0,75		IMC	5	AMVAX00085 INTERCAMBIADOR B LUB. TURBINA	MDDOMEC	LU		HR	1 X 0,75 HR	AYU	1 X 0,75 HR	0,75	VER INSTRUCCION A81M22	
A81M40	MPV4320H-40 MTO PREV SIST AUX TURB MEC	LU	PV	0,75		IMC	6	AEME100603 LUB. MOTOR INTERCAMBIADOR A	MDDOMEC	LU		HR	1 X 0,75 HR	AYU	1 X 0,75 HR	0,75	VER INSTRUCCION A81M22	
A81M40	MPV4320H-40 MTO PREV SIST AUX TURB MEC	LU	PV	0,75		IMC	7	AMVAX00086 INTERCAMBIADOR B LUB. TURBINA	MDDOMEC	LU		HR		AYU	1 X 0,5 HR	0,75	VER INSTRUCCION A81M22	
A81M40	MPV4320H-40 MTO PREV SIST AUX TURB MEC	LU	PV	0,75		IMC	8	AEME100604 LUB. MOTOR INTERCAMBIADOR B	MDDOMEC	LU		HR	1 X 0,75 HR	AYU	1 X 0,75 HR	0,75	VER INSTRUCCION A81M22	
A81M40	MPV4320H-40 MTO PREV SIST AUX TURB MEC	LU	PV	0,75		IMC	9	AEME100612 LUBRICAR MOTOR A GENERADOR	MDDOMEC	LU		HR	1 X 0,75 HR	AYU	1 X 0,75 HR	0,75	VER INSTRUCCION A81M22	
A81M40	MPV4320H-40 MTO PREV SIST AUX TURB MEC	LU	PV	0,75		IMC	10	AMVAX00088 LUBRICAR VENTILADOR A GENERAD	MDDOMEC	LU		HR		AYU	1 X 0,75 HR	0,75	VER INSTRUCCION A81M22	
A81M40	MPV4320H-40 MTO PREV SIST AUX TURB MEC	LU	PV	0,75		IMC	11	AEME100613 LUBRICAR MOTOR B GENERADOR	MDDOMEC	LU		HR	1 X 0,75 HR	AYU	1 X 0,75 HR	0,75	VER INSTRUCCION A81M22	
A81M40	MPV4320H-40 MTO PREV SIST AUX TURB MEC	LU	PV	0,75		IMC	12	AMVAX00089 LUBRICAR VENTILADOR A GENERAD	MDDOMEC	LU		HR		AYU	1 X 0,75 HR	0,75	VER INSTRUCCION A81M22	
A81M40	MPV4320H-40 MTO PREV SIST AUX TURB MEC	LU	PV	0,75		IMC	13	AEME100994 LUBRICAR MOTOR ARRANCADOR HID	MDDOMEC	LU		HR		AYU	1 X 0,75 HR	0,75	VER INSTRUCCION A81M22	
A81M40	MPV4320H-40 MTO PREV SIST AUX TURB MEC	LU	PV	1		IMC	7	AMT000022 LUBR. RODAMIENTOS BOMBA GEN.	MDDOMEC	LU		1	HR	1 X 0,5 HR	AYU	1 X 0,5 HR	1	VER INSTRUCCION A81M22
A81M40	MPV4320H-40 MTO PREV SIST AUX TURB MEC	LU	PV	0,75	0,5	IMC	8	AEME100612 LUBRICACION MOTOR A GENERADOR	MDDOMEC	LU		2	HR	1 X 0,75 HR	AYU	1 X 0,75 HR	0,75	VER INSTRUCCION A81M22
A81M40	MPV4320H-40 MTO PREV SIST AUX TURB MEC	LU	PV	0,75	0,5	IMC	9	AMVAX00088 LUBRICACION VENTILADOR A GEN.	MDDOMEC	LU		2	HR		AYU	1 X 0,75 HR	0,75	VER INSTRUCCION A81M22
A81M40	MPV4320H-40 MTO PREV SIST AUX TURB MEC	LU	PV	0,75	0,5	IMC	10	AEME100613 LUBRICACION MOTOR B GENERADOR	MDDOMEC	LU		2	HR	1 X 0,75 HR	AYU	1 X 0,75 HR	0,75	VER INSTRUCCION A81M22
A81M40	MPV4320H-40 MTO PREV SIST AUX TURB MEC	LU	PV	0,75	0,5	IMC	11	AMVAX00089 LUBRICACION VENTILADOR A GEN.	MDDOMEC	LU		2	HR		AYU	1 X 0,75 HR	0,75	VER INSTRUCCION A81M22
				13,75														

Tabla 59. Frecuencias de Mantenimiento Predictivo a 720 Horas

FRECUCENCIA 720HRS A81M41														
A81M41	MPd1720HRS-01 MTTO PRED. MEC. TRIBOLOGIA	MO	PD	0,5	0,5	IMC	1	ATURBAEROTEO TOMA MUESTRA DE ACEITE	MDDOMEC	TM	HR	1 X 0,5 HR	0,5	VER INSTRUCCION A81M26
A81M41	MPd1720HRS-01 MTTO PRED. MEC. TRIBOLOGIA	MO	PD	0,5	0,5	IMC	2	AGENERADOTEO TOMA MUESTRA DE ACEITE	MDDOMEC	TM	HR	1 X 0,5 HR	0,5	VER INSTRUCCION A81M26
A81M41	MPd1720HRS-01 MTTO PRED. MEC. TRIBOLOGIA	MO	PD	0,5	0,5	IMC	3	AMCRE00068 TOMA MUESTRA DE ACEITE	MDDOMEC	TM	HR	1 X 0,5 HR	0,5	VER INSTRUCCION A81M26
A81M41	MPd1720HRS-01 MTTO PRED. MEC. TRIBOLOGIA	MO	PD	0,5	0,5	IMC	3	AMCRE00069 TOMA MUESTRA DE ACEITE	MDDOMEC	TM	HR	1 X 0,5 HR	0,5	VER INSTRUCCION A81M26
				2										

Tabla 60. Frecuencias de Mantenimiento Predictivo a 1440 Horas

FRECUCENCIA 1440HRS A81M47														
A81M47	MPd1440HR-02 MTTO PRED. MEC. TRIBOLOGIA	MO	PD	0,5	0,5	IMC	1	ATURBAEROTEO TOMA MUESTRA DE ACEITE	MDDOMEC	TM	HR	1 X 0,5 HR	0,5	VER INSTRUCCION A81M26
A81M47	MPd1440HR-02 MTTO PRED. MEC. TRIBOLOGIA	MO	PD	0,5	0,5	IMC	2	AGENERADOTEO TOMA MUESTRA DE ACEITE	MDDOMEC	TM	HR	1 X 0,5 HR	0,5	VER INSTRUCCION A81M26
A81M47	MPd1440HR-02 MTTO PRED. MEC. TRIBOLOGIA	MO	PD	0,5	0,5	IMC	3	AMCRE00068 TOMA MUESTRA DE ACEITE	MDDOMEC	TM	HR	1 X 0,5 HR	0,5	VER INSTRUCCION A81M26
A81M47	MPd1440HR-02 MTTO PRED. MEC. TRIBOLOGIA	MO	PD	0,5	0,5	IMC	4	AMCRE00069 TOMA MUESTRA DE ACEITE	MDDOMEC	TM	HR	1 X 0,5 HR	0,5	VER INSTRUCCION A81M26

Tabla 61. Frecuencias de Mantenimiento Predictivo a 2180 Horas

FRECUCENCIA 2160HRS A81M48														
A81M48	MPd12160HR-03 MTTO PRED. MEC. TRIBOLOGIA	MO	PD	0,5	0,5	IMC	1	ATURBAEROTEO TOMA MUESTRA DE ACEITE	MDDOMEC	TM	HR	1 X 0,5 HR	0,5	VER INSTRUCCION A81M23
A81M48	MPd12160HR-03 MTTO PRED. MEC. TRIBOLOGIA	MO	PD	0,5	0,5	IMC	2	AGENERADOTEO TOMA MUESTRA DE ACEITE	MDDOMEC	TM	HR	1 X 0,5 HR	0,5	VER INSTRUCCION A81M23
A81M48	MPd12160HR-03 MTTO PRED. MEC. TRIBOLOGIA	MO	PD	0,5	0,5	IMC	3	AMCRE00068 TOMA MUESTRA DE ACEITE	MDDOMEC	TM	HR	1 X 0,5 HR	0,5	VER INSTRUCCION A81M23
A81M48	MPd12160HR-03 MTTO PRED. MEC. TRIBOLOGIA	MO	PD	0,5	0,5	IMC	4	AMCRE00069 TOMA MUESTRA DE ACEITE	MDDOMEC	TM	HR	1 X 0,5 HR	0,5	VER INSTRUCCION A81M23
A81M48	MPd12160HR-03 MTTO PRED. MEC. TRIBOLOGIA	MO	PD	0,5	0,5	IMC	5	AMMDI000154 TOMA MUESTRA DE ACEITE	MDDOMEC	TM	HR	1 X 0,5 HR	0,5	VER INSTRUCCION A81M23
A81M48	MPd12160HR-03 MTTO PRED. MEC. TRIBOLOGIA	MO	PD	0,5	0,5	IMC	6	AMMDI000155 TOMA MUESTRA DE ACEITE	MDDOMEC	TM	HR	1 X 0,5 HR	0,5	VER INSTRUCCION A81M23
A81M48	MPd12160HR-03 MTTO PRED. MEC. TRIBOLOGIA	MO	PD	0,5	0,5	IMC	7	AARRANTURTEO TOMA MUESTRA DE ACEITE	MDDOMEC	TM	HR	1 X 0,5 HR	0,5	VER INSTRUCCION A81M23
A81M48	MPd12160HR-03 MTTO PRED. MEC. TRIBOLOGIA	MO	PD	0,5	0,5	IMC	8	TOMA MUEST ACEITE TURB ANALISIS ESPECIAL	MDDOMEC	TM	HR	1 X 0,5 HR	0,5	VER INSTRUCCION A81M23
A81M48	MPd12160HR-03 MTTO PRED. MEC. TRIBOLOGIA	MO	PD	0,5	0,5	IMC	9	TOMA MUEST ACEITE GEN ANALISIS ESPECIAL	MDDOMEC	TM	HR	1 X 0,5 HR	0,5	VER INSTRUCCION A81M23
A81M48	MPd12160HR-03 MTTO PRED. MEC. TRIBOLOGIA	MO	PD	0,5	0,5	IMC	10	TOMA MUEST ACEITE ARRANC. ANALISIS ESP.	MDDOMEC	TM	HR	1 X 0,5 HR	0,5	VER INSTRUCCION A81M23
				5										

Tabla 62. Frecuencias de Mantenimiento para Tareas a Equipos Auxiliares a 2180 Horas

MST's PROGRAMACION DE TAREAS EQUIPOS AUXILIARES																	
FRECUCENCIA 2160HRS A81M43																	
A81M43	MPV2160H-01 MITO PREV AIRE INDUSTR. MEC	LU	PV	1	0,5	IMC	1	AEMEIO0575 LUBRIC. RODAMIENTOS COMPRESOR	MDDOMEC	EG	0,5	HR	1 X 0,5 HRS	AYU	1 X 0,5 HRS	1	VER INSTRUCCION A81M22
A81M43	MPV2160H-01 MITO PREV AIRE INDUSTR. MEC	LU	PV	1	0,5	IMC	2	AEMEIO0576 LUBRIC. RODAMIENTOS COMPRESOR	MDDOMEC	EG	0,5	HR	1 X 0,5 HRS	AYU	1 X 0,5 HRS	1	VER INSTRUCCION A81M22
A81M43	MPV2160H-01 MITO PREV AIRE INDUSTR. MEC	LU	PV	2	1	IMC	3	AMCRE00068 CAMBIO DE ACEITE Y FILTROS	MDDOMEC	CP	1	HR	1 X 1 HR	AYU	1 X 1 HR	2	VER INSTRUCCION A81M26
A81M43	MPV2160H-01 MITO PREV AIRE INDUSTR. MEC	LU	PV	2	1	IMC	4	AMCRE00069 CAMBIO DE ACEITE Y FILTROS	MDDOMEC	CP	1	HR	1 X 1 HR	AYU	1 X 1 HR	2	VER INSTRUCCION A81M26
				6													

Tabla 63. Frecuencias de Mantenimiento para Tareas a Equipos Auxiliares a 2180 Horas

FRECUCENCIA 4320HRS A81M44																	
A81M44	MPV4320H-02 MITO PREV AIRE INDUSTR. MEC	RV	PV	16	8	IMC	1	AMCRE00068 INSPECCION INTEGRAL COMPRESOR	MDDOMEC	RC	8	HR	1 X 8 HRS	AYU	1 X 8 HRS	16	VER INSTRUCCION A81M27
A81M44	MPV4320H-02 MITO PREV AIRE INDUSTR. MEC	RV	PV	16	8	IMC	2	AMCRE00069 INSPECCION INTEGRAL COMPRESOR	MDDOMEC	RC	8	HR	1 X 8 HRS	AYU	1 X 8 HRS	16	VER INSTRUCCION A81M27
				32													

Tabla 64. Frecuencias de Mantenimiento para Tareas a Equipos Auxiliares a 4320 Horas



FRECUCENCIA 4320HRS A81M45																	
A81M45	MPV4320H-01 MITO PREV GENERADOR EMERGEN	RV	PV	6	3	IMC	1	AMMDI000154 INSP INTEG SIST ENFRIAMIENTO	MDDOMEC	IN	3	HR	1 X 3 HRS	AYU	1 X 3 HRS	6	VER INSTRUCCION A81M28
A81M45	MPV4320H-01 MITO PREV GENERADOR EMERGEN	RV	PV	6	3	IMC	2	AMMDI000155 INSP INTEG SIST ENFRIAMIENTO	MDDOMEC	IN	3	HR	1 X 3 HRS	AYU	1 X 3 HRS	6	VER INSTRUCCION A81M28
A81M45	MPV4320H-01 MITO PREV GENERADOR EMERGEN	RV	PV	4	2	IMC	3	AMMDI000154 INSP INTEG SIST LUBRICACION	MDDOMEC	IN	2	HR	1 X 2 HRS	AYU	1 X 2 HRS	4	VER INSTRUCCION A81M29
A81M45	MPV4320H-01 MITO PREV GENERADOR EMERGEN	RV	PV	4	2	IMC	4	AMMDI000155 INSP INTEG SIST LUBRICACION	MDDOMEC	IN	2	HR	1 X 2 HRS	AYU	1 X 2 HRS	4	VER INSTRUCCION A81M29
A81M45	MPV4320H-01 MITO PREV GENERADOR EMERGEN	RV	PV	1	1	IMC	5	AMTQC00001 VERIF CONTENIDO AGUA Y DRENAR	MDDOMEC	IN	2	HR	1 X 1 HR	AYU	1 X 2 HRS	1	VER INSTRUCCION A81M29
				21													

Tabla 69. Frecuencias de Mantenimiento para Tareas a Equipos Auxiliares a 6M

FRECUENCIA 6M A81M52																		
A81M52	MPV6M-03 MTT0 PREV SIST COMB LIQUID MEC	RV	PD	16		IMC	1	ACSEP00001 INSP. INT. SEPARADOR A COMB L	MDDOMEC	IN		HR		1 X 8 HR	AYU	1 X 8 HR	16	VER INSTRUCCION A81M3
A81M52	MPV6M-03 MTT0 PREV SIST COMB LIQUID MEC	RV	PD	16		IMC	2	ACSEP00002 INSP. INT. SEPARADOR B COMB L	MDDOMEC	IN		HR		1 X 8 HR	AYU	1 X 8 HR	16	VER INSTRUCCION A81M3
				32														

7.2 Tareas de Mantenimiento Recomendadas por los Fabricantes

Tabla 70. Plan de Mantenimiento según fabricantes por Equipo

		PLANTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA TERMOSURIA JERARQUIA DE EQUIPOS - LM6000PC ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO SEGÚN FABRICANTES POR EQUIPOS						 A STORK COMPANY			
		EQUIP-REF	TIPO MITO	FREC.	UNIDAD	NOMBRE DE ACTIVIDAD	DESCRIPCION	HORAS HOMBRE	FRENTE	STD-JOB	PROCEDIMIENTO
TERMoeLECTRICA SURIA											
TURBIDGRUPO											
SISTEMA MOTRIZ GENERACION TERMOSURIA											
UNIDAD TURBINA A GAS LM2500+											
TURBINA AERODERIVADA GE 7LM2500-LK-MDW											
UNIDAD DE COMBUSTION TURBINA TES											
CONDUCTO DE ENTRADA											
		PREVENTIVO	4320	HORAS	INSPECCION DEL DUCTO DE ENTRADA	REVISION DEL ENSAMBLE Y EL CENTERBODY EN BUSCA DE OBSTRUCCIONES O DETERIO, POSIBILIDAD DE APLICAR PINTURA	12	MEC		WP 401-00	
		CORRECTIVO	43200	HORAS	REEMPLAZO DEL DUCTO DE ENTRADA	POR DAÑO DE PIEZA, AVERIAS, TAPONAMIENTO Y PERDIDA DE HERMETIZACION	24	MEC		WP 204-00	
CAJA DE ENTRADA											
		PREVENTIVO	4320	HORAS	INSPECCION DE LA CAJA DE ENTRADA	REVISION DEL ENSAMBLE BUSQUEDA DE DETERIORES OBSTRUCCIONES, FISURAS, DESGASTES MECANICOS	12	MEC		WP 208-00	
		CORRECTIVO	43200	HORAS	REEMPLAZO DE LA CAJA DE ENTRADA	POR DAÑO DE PIEZA, MALFUNCIONAMIENTO SE REQUIERE DE CAMBIO DE PIEZA	24	MEC		WP 208-00	
CAJA DE ENGRANAJES											
		PREVENTIVO	3000	HORAS	INSPECCION DE LA CAJA DE ENGRANAJES	REVISION DEL ENSAMBLE PARTES DE ANCLAJE, DETERIORES Y FISURAS	12	MEC		WP 420-00	
		PREVENTIVO	3000	HORAS	INSPECCION DE LAS MANGUERA DE CONEXIÓN	REVISION DEL ESTADO DE MANGUERAS, ENSAMBLE CORTADURAS, FUGAS, CRISTALIZACION	6	MEC		WP 420-00	
		CORRECTIVO	43200	HORAS	REEMPLAZO DE LA CAJA DE ENGRANAJES	POR DAÑOS INTERNOS, OBSTRUCCION DE PARTES, IMPEDIMENTO DEL MOVIMIENTO	24	MEC		WP 206-00	
RODAMIENTO PRINCIPAL A (DE RODILLOS)											
		PREVENTIVO	8640	HORAS	INSPECCION DE LOS RODAMIENTO PPAL A	REVISION DE BOLAS Y RODILLOS POSIBLES FATIGAS, PICADURAS, ASTILLAMIENTO, FISURAS, DESALINEAMIENTO	12	MEC		WP 413-00	
		PREVENTIVO	4320	HORAS	INSPECCION DE LUBRICACION DE LOS RODAMIENTOS	LUBRICACION PUESTA A PUNTO, SIN FUGAS, SIN OBSTRUCCION, LLENADO DE LA PIEZA EN ACEITE	12	MEC		WP 413-00	
		CORRECTIVO	50000	HORAS	REEMPLAZO DE RODAMIENTO PRINCIPALES	POR DAÑO DE PIEZAS, ROZAMIENTO ENTRE METALES, DESALINACION, PERDIDA DE LUBRICACION, FALLAS POR FATIGA.	24	MEC		WP 216-00 WP 217-00	
MARCO FRONTAL DE COMPRESOR											
		PREVENTIVO	8640	HORAS	INSPECCION DE ESTATOR DE COMPRESOR DE ALTA	REVISION DEL ENSABLE, GRIETAS, RASGUÑOS, ABOLLADURAS, OXIDOS	12	MEC		WP 423-00	
		CORRECTIVO	43200	HORAS	REEMPLAZO DEL ESTATOR DE COMPRESOR DE ALTA	POR DAÑO DE PIEZA, MALFUNCIONAMIENTO SE REQUIERE DE CAMBIO DE PIEZA	24	MEC		WP 211-00	
ALABE DE ENTRADA DE GUIA VARIABLE VIGV											
		PREVENTIVO	8640	HORAS	INSPECCION DE LOS ALABES DEL COMPRESOR	REVISION DEL ENSAMBLE, DETECTANTO DETERIORES, GRIETAS, FISURAS, PICADURAS, ABOLLADURADAS, DOBLADURAS	12	MEC		WP 423-00 WP 424-00	
		CORRECTIVO	43200	HORAS	REEMPLAZO DE LOS ALABES DEL ESTATOR COMPRESOR	POR DAÑO DE PIEZAS, ROZAMIENTO ENTRE METALES, DESALINACION, DOBLADURAS, FISURAS, FALLAS POR FATIGA.	24	MEC		WP 212-00	
ALABE VARIABLE DEL ESTATOR VSV											
		PREVENTIVO	8640	HORAS	INSPECCION DE LOS ALABES DEL COMPRESOR	REVISION DEL ENSAMBLE, DETECTANTO DETERIORES, GRIETAS, FISURAS, PICADURAS, ABOLLADURADAS, DOBLADURAS	12	MEC		WP 423-00 WP 424-00	
		CORRECTIVO	17280	HORAS	REEMPLAZO DE LOS ALABES DEL ESTATOR COMPRESOR	POR DAÑO DE PIEZAS, ROZAMIENTO ENTRE METALES, DESALINACION, DOBLADURAS, FISURAS, FALLAS POR FATIGA.	24	MEC		WP 212-00	
MECANISMO DE CONTROL DE VIGV Y VSV											
		PREVENTIVO	4320	HORAS	INSPECCION DEL MECANISMO DE CONTROL VSV	REVISION DEL ENSAMBLE, DETECTANTO DETERIORES, GRIETAS, FISURAS, PICADURAS, ABOLLADURADAS, DOBLADURAS, DESAJUSTES, FUGAS, PERDIDA DE CONEXIONES	12	MEC		WP 418-00	
		CORRECTIVO	43200	HORAS	REEMPLAZO DEL MECANISMO DE CONTROL VSV	POR DAÑO DE PIEZAS, ROZAMIENTO ENTRE METALES, DESALINACION, PERDIDA DE LUBRICACION, FALLAS POR FATIGA, PERFORACIONES, FALTA DE PIEZAS- ONCONDITION	24	MEC		WP 209-00	
COLECTOR DE ESTATOR											
		PREVENTIVO	8640	HORAS	INSPECCION DE ESTATOR DE COMPRESOR DE ALTA	REVISION DEL ENSABLE, GRIETAS, RASGUÑOS, ABOLLADURAS, OXIDOS	12	MEC		WP 423-00	
EJE DE COMPRESOR											
		PREVENTIVO	8640	HORAS	INSPECCION DEL EJE DEL COMPRESOR DE ALTA	REVISION DEL ENSAMBLE, DETECTANTO DETERIORES, GRIETAS, FISURAS, PICADURAS, ABOLLADURADAS, DOBLADURAS,	24	MEC		WP 424-00	
MARCO TRASERO DEL COMPRESOR											
		PREVENTIVO	8640	HORAS	INSPECCION DE ESTATOR DE COMPRESOR DE ALTA	REVISION DEL ENSABLE, GRIETAS, RASGUÑOS, ABOLLADURAS, OXIDOS	12	MEC		WP 423-00	
		CORRECTIVO	43200	HORAS	REEMPLAZO DEL ESTATOR DE COMPRESOR DE ALTA	POR DAÑO DE PIEZA, MALFUNCIONAMIENTO SE REQUIERE DE CAMBIO DE PIEZA	24	MEC		WP 211-00	
CAMARA DE COMBUSTION											
		PREDICTIVO	4320	HORAS	INSPECCION DE LA CAMARA DE COMBUSTION	REVISION DEL ENSAMBLE EN BUSCAS DE DESCOLORAMIENTO, DESAJUSTES, GRIETAS, REMACHES FALTANTES, ORIFICIOS DE LOS REMACHES ROTOS, HORAS DE USO	12	MEC		WP 425-00	
		PREVENTIVO	4320	HORAS	INSPECCION Y LIMPIEZA DE CAMARA	REVISION DEL ENSAMBLE Y DE LA UNIONES, DESCOLORAMIENTO, ACUMULACION DE CARBONO, GRIETAS, OBSTRUCCIONES, ABOLLADURAS, GRIETAS AXIALES	12	MEC		WP 425-01	

		PREVENTIVO	8640	HORAS	INSPECCION DE SOPORTES DE LAS BUJIAS	REVISION DE LOS ENSAMBLES FIJACIONES, REMACHES FALTANTES, SUELTOS, ROTOS.	12	MEC		WP 425-02
		CORRECTIVO	12960	HORAS	REEMPLAZO DE LA CAMARA DE COMBUSTION	POR DAÑOS DE PIEZA SUPERAN TOLERANCIAS, GRITES, ORIFICIOS, EXTERIOR CON ABOLLADURAS, FISURAS, DETERIORADOS, MATERIALES INCRUSTADOS.	48	MEC		WP 203-00
BOQUILLAS DE COMBUSTIBLE		PREVENTIVO	4320	HORAS	INSPECCION DE BOQUILLAS DE COMBUSTIBLE	REVISION DEL ENSAMBLE, DETECTANDO, GRIETAS, ABOLLADURAS, DOBLECES, OBSTRUCCIONES, ENCAMISAMIENTOS SUELTOS, DESALINAMIENTO, TAPONAMIENTOS, HORAS DE USO	12	MEC		WP 415-00
		PREVENTIVO	4320	HORAS	INSPECCION Y LIMPIEZA DE BOQUILLAS	REVISION DEL ENSAMBLE Y DE LA UNIONES, DESCOLORAMIENTO, ACUMULACION DE CARBONO, GRIETAS, OBSTRUCCIONES, ABOLLADURAS, GRIETAS AXIALES	12	MEC		WP 425-01
		CORRECTIVO	12960	HORAS	REEMPLAZO DE LAS BOQUILLAS DE COMBUSTIBLE	POR DAÑOS DE PIEZA SUPERAN TOLERANCIAS, GRITES, ORIFICIOS, EXTERIOR CON ABOLLADURAS, FISURAS, DETERIORADOS, MATERIALES INCRUSTADOS.	48	MEC		WP 221-00
RODAMIENTO PRINCIPAL B1 (DE BOLAS)		PREVENTIVO	8640	HORAS	INSPECCION DE LOS RODAMIENTO PPAL A	REVISION DE BOLAS Y RODILLOS POSIBLES FATIGAS, PICADURAS, ASTILLAMIENTO, FISURAS	12	MEC		WP 413-00
		PREVENTIVO	4320	HORAS	INSPECCION DE LUBRICACION DE LOS RODAMIENTOS	LUBRICACION PUESTA A PUNTO, SIN FUGAS, SIN OBSTRUCCION, LLENADO DE LA PIEZA EN ACEITE	12	MEC		WP 413-00
		CORRECTIVO	50000	HORAS	REEMPLAZO DE RODAMIENTO PRINCIPALES	POR DAÑO DE PIEZAS, ROZAMIENTO ENTRE METALES, DESALINACION, PERDIDA DE LUBRICACION, FALLAS POR FATIGA.	24	MEC		WP 216-00 WP 217-00
RODAMIENTO PRINCIPAL B2 (DE RODILLOS)		PREVENTIVO	8640	HORAS	INSPECCION DE LOS RODAMIENTO PPAL A	REVISION DE BOLAS Y RODILLOS POSIBLES FATIGAS, PICADURAS, ASTILLAMIENTO, FISURAS	12	MEC		WP 413-00
		PREVENTIVO	4320	HORAS	INSPECCION DE LUBRICACION DE LOS RODAMIENTOS	LUBRICACION PUESTA A PUNTO, SIN FUGAS, SIN OBSTRUCCION, LLENADO DE LA PIEZA EN ACEITE	12	MEC		WP 413-00
		CORRECTIVO	50000	HORAS	REEMPLAZO DE RODAMIENTO PRINCIPALES	POR DAÑO DE PIEZAS, ROZAMIENTO ENTRE METALES, DESALINACION, PERDIDA DE LUBRICACION, FALLAS POR FATIGA.	24	MEC		WP 216-00 WP 217-00
TURBINA DE DE ALTA		PREVENTIVO	8640	HORAS	INSPECCION DE LA TURBINA DE ALTA	REVISION DEL ENSAMBLE, DETECTANDO DETERIORO, GRIETAS, FISURAS, PICADURAS, ABOLLADURAS, DOBLADURAS	12	MEC		WP 422-00
		CORRECTIVO	17280	HORAS	REEMPLAZO DE ALABES DE ROTOR DE TURBINA	POR DAÑO DE PIEZAS, ROZAMIENTO ENTRE METALES, DESALINACION, DOBLADURAS, FISURAS, FALLAS POR FATIGA, OXIDACION, DECOLORAMIENTO	24	MEC		WP 202-00
HOJAS DE TURBINA DE ALTA		PREVENTIVO	8640	HORAS	INSPECCION DE LOS ALABES DE LA TURBINA	REVISION DEL ENSAMBLE, DETECTANDO DETERIORO, GRIETAS, FISURAS, PICADURAS, ABOLLADURAS, DOBLADURAS	12	MEC		WP 425-00
		CORRECTIVO	17280	HORAS	REEMPLAZO DE LOS ALABES DE LA TURBINA	POR DAÑO DE PIEZAS, ROZAMIENTO ENTRE METALES, DESALINACION, DOBLADURAS, FISURAS, FALLAS POR FATIGA.	24	MEC		WP 219-00
ROTOR DE TURBINA		PREVENTIVO	8640	HORAS	INSPECCION DEL ROTOS DE TURBINA	REVISION DEL ENSAMBLE, DETECTANDO, GRIETAS, ABOLLADURAS, DOBLECES, OBSTRUCCIONES, ENCAMISAMIENTOS SUELTOS, DESALINAMIENTO, TAPONAMIENTOS, HORAS DE USO	12	MEC		WP 426-00
ESTATOR DE TURBINA		PREVENTIVO	4320	HORAS	INSPECCION DEL ESTATOR DE LA TURBINA DE ALTA	REVISION DEL ENSABLE, GRIETAS, RASGUÑOS, ABOLLADURAS, OXIDOS, DOBLADURAS, DESALINEAMIENTO	12	MEC		WP 429-00
MARCO TRASERO DE LA TURBINA		PREVENTIVO	4320	HORAS	INSPECCION DEL ESTATOR DE LA TURBINA POTENCIA	REVISION DEL ENSABLE, GRIETAS, RASGUÑOS, ABOLLADURAS, OXIDOS, DOBLADURAS, DESALINEAMIENTO	12	MEC		WP 429-00
CONDUCTO DE ESCAPE		PREVENTIVO	4320	HORAS	INSPECCION DEL CONDUCTO DE ESCAPE	REVISION DEL SISTEMA DE ESCAPE, DEFICIENCIA EN LA ESTRUCTURA, FATIGAS, CORROSIONES, TORNILLOS FALTANTE.	12	MEC		WP 404-00
ACOPLE FLEXIBLE DEL EJE DE ALTA VELOCIDAD		PREVENTIVO	50000	HORAS	INSPECCION DEL ACOPLE FLEXIBLE DE ALTA VELOCIDAD	REVISION DEL ENSABLE, GRIETAS, RASGUÑOS, ABOLLADURAS, OXIDOS, FATIGAS, DESALINEAMIENTO, PARTICULAS DE METAL-METAL	24	MEC		WP 426-00
RODAMIENTO PRINCIPAL C1 (DE RODILLOS)		PREVENTIVO	8640	HORAS	INSPECCION DE LOS RODAMIENTO PPAL A	REVISION DE BOLAS Y RODILLOS POSIBLES FATIGAS, PICADURAS, ASTILLAMIENTO, FISURAS	12	MEC		WP 413-00
		PREVENTIVO	4320	HORAS	INSPECCION DE LUBRICACION DE LOS RODAMIENTOS	LUBRICACION PUESTA A PUNTO, SIN FUGAS, SIN OBSTRUCCION, LLENADO DE LA PIEZA EN ACEITE	12	MEC		WP 413-00
		CORRECTIVO	50000	HORAS	REEMPLAZO DE RODAMIENTO PRINCIPALES	POR DAÑO DE PIEZAS, ROZAMIENTO ENTRE METALES, DESALINACION, PERDIDA DE LUBRICACION, FALLAS POR FATIGA.	24	MEC		WP 216-00 WP 217-00
RODAMIENTO PRINCIPAL C2 (DE RODILLOS)		PREVENTIVO	8640	HORAS	INSPECCION DE LOS RODAMIENTO PPAL A	REVISION DE BOLAS Y RODILLOS POSIBLES FATIGAS, PICADURAS, ASTILLAMIENTO, FISURAS	12	MEC		WP 413-00
		PREVENTIVO	4320	HORAS	INSPECCION DE LUBRICACION DE LOS RODAMIENTOS	LUBRICACION PUESTA A PUNTO, SIN FUGAS, SIN OBSTRUCCION, LLENADO DE LA PIEZA EN ACEITE	12	MEC		WP 413-00
		CORRECTIVO	50000	HORAS	REEMPLAZO DE RODAMIENTO PRINCIPALES	POR DAÑO DE PIEZAS, ROZAMIENTO ENTRE METALES, DESALINACION, PERDIDA DE LUBRICACION, FALLAS POR FATIGA.	24	MEC		WP 216-00 WP 217-00
RODAMIENTO PRINCIPAL D1 (DE BOLAS)		PREVENTIVO	8640	HORAS	INSPECCION DE LOS RODAMIENTO PPAL A	REVISION DE BOLAS Y RODILLOS POSIBLES FATIGAS, PICADURAS, ASTILLAMIENTO, FISURAS	12	MEC		WP 413-00
		PREVENTIVO	4320	HORAS	INSPECCION DE LUBRICACION DE LOS RODAMIENTOS	LUBRICACION PUESTA A PUNTO, SIN FUGAS, SIN OBSTRUCCION, LLENADO DE LA PIEZA EN ACEITE	12	MEC		WP 413-00
		CORRECTIVO	50000	HORAS	REEMPLAZO DE RODAMIENTO PRINCIPALES	POR DAÑO DE PIEZAS, ROZAMIENTO ENTRE METALES, DESALINACION, PERDIDA DE LUBRICACION, FALLAS POR FATIGA.	24	MEC		WP 216-00 WP 217-00
RODAMIENTO PRINCIPAL D2 (DE RODILLOS)		PREVENTIVO	8640	HORAS	INSPECCION DE LOS RODAMIENTO PPAL A	REVISION DE BOLAS Y RODILLOS POSIBLES FATIGAS, PICADURAS, ASTILLAMIENTO, FISURAS	12	MEC		WP 413-00

		PREVENTIVO	4320 HORAS	INSPECCION DE LUBRICACION DE LOS RODAMIENTOS	LUBRICACION PUESTA A PUNTO, SIN FUGAS, SIN OBSTRUCCION, LLENADO DE LA PIEZA EN ACEITE	12	MEC		WP 413-00
		CORRECTIVO	50000 HORAS	REEMPLAZO DE RODAMIENTO PRINCIPALES	POR DAÑO DE PIEZAS, ROZAMIENTO ENTRE METALES, DESALINACION, PERDIDA DE LUBRICACION, FALLAS POR FATIGA.	24	MEC		WP 216-00 WP 217-00
VALVULA CONTROL ENTRADA DE GAS A TURBINA		PREVENTIVO	2000 HORAS	INSPECCION DE VALVULA DE COMBUSTIBLE	REVISION DEL ENSAMBLE, DETECTANDO OBSTRUCCIONES, ENCAMISAMIENTOS SUELTOS, DESALINAMIENTO, TAPONAMIENTOS, HORAS DE USO, CONEXIONES, LIMPIEZA	6	INS		WP 415-00
		PREVENTIVO	4320 HORAS	PRUEBA FUNCIONAL DE LA VALVULA DE COMBUSTIBLE	REVISION DEL ENSAMBLE ESTRUCTURAL, MEDICIONES, CALIBRACIONES, AJUSTE DE PARAMATROS, PRUEBAS	6	INS		SOA-1-159
		CORRECTIVO	8640 HORAS	REEMPLAZO DE VALVULA DE COMBUSTIBLE	REEMPLAZO DE LA PIEZA POR DETERIORO, MALFUNCIONAMIENTO, CONEXIONES ELECTRICAS	12	INS		WP 101-00
FILTRO DE COMBUSTIBLE		PREVENTIVO	2000 HORAS	INSPECCION DE FILTRO DE COMBUSTIBLE	REVISION DEL ENSAMBLE, DETECTANDO OBSTRUCCIONES, ENCAMISAMIENTOS SUELTOS, DESALINAMIENTO, TAPONAMIENTOS, HORAS DE USO, CONEXIONES, LIMPIEZA, CHEQUEO DE LA PRESION ANTES Y DESPUES DEL FILTRO	6	INS		WP 415-00
		CORRECTIVO	8640 HORAS	REEMPLAZO DE FILTRO DE COMBUSTIBLE	CAMBIO DE FILTRO, POR HORAS DE USO, FUNCIONALIDAD, AVERIAS, OBSTRUCCIONES.	6	INS		WP 101-00
UNIDAD DE LUBRICACION TURBINA									
TANQUE ALMACENAMIENTO ACEITE TURBINA		PREVENTIVO	4320 HORAS	INSPECCION Y LIMPIEZA DE TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE ACEITE	REVISION DEL ENSAMBLE, DETECTANDO FISURAS, ABOLLADURAS, FUGAS, TAPONAMIENTO, CONEXIONES, PARTES	6	MEC		ECP-VIN-M-MEE-GT-007
		PREVENTIVO	8640 HORAS	PRUEBAS DE INTEGRIDAD DEL TANQUE	REVISION Y ESTIMACION DE VIDA DEL TANQUE, FISURAS, CORROSIONES, FALLAS, EMPAQUES, SELLOS.	12	MEC		ECP-VIN-M-MEE-GT-007
		PREVENTIVO	4320 HORAS	INSPECCION Y LIMPIEZA DE INSTRUMENTACION	REVISION DE CONEXIONES DE EQUIPOS, CABLEADOS ELECTRICOS, CABLEADOS DE DATOS, CONECTIVIDAD, BAJAS DE VOLTAJES, LIMPIEZA AJUSTE.	6	INS		SOA-1-183
		PREVENTIVO	8640 HORAS	PRUEBA FUNCIONAL DE INSTRUMENTACION	REVISIONES DE PARAMETROS, MEDICIONES, AJUSTES, CALIBRACIONES, REPARACIONES.	12	INS		SOA-1-183
		PREVENTIVO	8640 HORAS	PRUEBA FUNCIONAL DE TERMORESISTENCIA	REVISION DE MEDICIONES, PRUEBAS DE CAMPO, INTEGRIDAD DEL SENSOR, GARANTIAS	12	INS		SOA-1-183
		CORRECTIVO	43800 HORAS	REEMPLAZO DE TERMORESISTENCIA	POR DAÑOS, AVERIAS, MAL FUNCIONAMIENTO, HORAS DE USO	24	INS		SOA-1-183
BOMBA PRINCIPAL LUBRICACION TURBINA		PREVENTIVO	8640 HORAS	INSPECCION DE BOMBA DE LUBRICACION	REVISION DEL ENSAMBLE, INTEGRIDAD DE LAS PIEZAS, DESBALANCEO, FATIGAS, FISURAS, ROTURAS	12	MEC		SOA-PPA-1-270
		PREVENTIVO	4320 HORAS	INSPECCION Y REVISION DE MANGUERAS Y ANCLAJES	REVISION DE LAS CONEXIONES DE MANGUERAS, FUGAS, ANCLAJES AJUSTADOS, FALTA DE TORNILLOS.	6	MEC		SOA-PPA-1-270
		CORRECTIVO	43200 HORAS	REEMPLAZO DE RODAMIENTOS	DESMONTAJE DEL ENSAMBLE, REEMPLAZO DE RODAMIENTOS POR HORAS DE USO, FALLAS, ROZAMIENTOS ENTRE METALES, DESAJUSTES	24	MEC		
		PREVENTIVO	4320 HORAS	INSPECCION, AJUSTE Y LIMPIEZA DE INSTRUMENTACION	REVISION DE CONEXIONES DE EQUIPOS, CABLEADOS ELECTRICOS, CABLEADOS DE DATOS, CONECTIVIDAD, BAJAS DE VOLTAJES, LIMPIEZA AJUSTE.	6	INS		SOA-1-183
		PREVENTIVO	8640 HORAS	PRUEBA FUNCIONAL DE INSTRUMENTACION	REVISIONES DE PARAMETROS, MEDICIONES, AJUSTES, CALIBRACIONES, REPARACIONES.	12	INS		SOA-1-183
		PREVENTIVO	4320 HORAS	INSPECCION Y AJUSTE ACOMETIDA ELECTRICA DE MOTORES	REVISION DE LAS CONEXIONES ELECTRICOS, PROTECCIONES, PUESTAS A TIERRA, SOBRECARGA, SOBRECORRIENTES.	6	ELE		
FILTRO SUMINISTRO ACEITE RODAMIENTOS		PREVENTIVO	4320 HORAS	INSPECCION DE PRESIONES IN-OUT	REVISION DE LOS TRANSMISORES CONOCIENDO LA CAUSA DEL DIFERENCIAL QUE SE PRESENTA EN LA LINEAS, AJUSTES, PRUEBAS Y CHEQUEOS DE FUNCIONALIDAD	6	INS		SOA-1-318
		PREVENTIVO	4320 HORAS	LIMPIEZA DE FILTRO	EXTRACCION DEL FILTRO Y LIMPIEZA CON AIRE COMPRIMIDO O CON HIDROLAVADO.	6	INS		SOA-1-318
		CORRECTIVO	8640 HORAS	REEMPLAZO DE FILTROS	CAMBIO DE FILTRO, POR HORAS DE USO, FUNCIONALIDAD, AVERIAS, OBSTRUCCIONES.	12	INS		SOA-1-318
FILTRO AIR/OIL DEMISTER		PREVENTIVO	4320 HORAS	INSPECCION DE PRESIONES IN-OUT	REVISION DE LOS TRANSMISORES CONOCIENDO LA CAUSA DEL DIFERENCIAL QUE SE PRESENTA EN LA LINEAS, AJUSTES, PRUEBAS Y CHEQUEOS DE FUNCIONALIDAD	6	INS		SOA-1-318
		PREVENTIVO	4320 HORAS	LIMPIEZA DE FILTRO	EXTRACCION DEL FILTRO Y LIMPIEZA CON AIRE COMPRIMIDO O CON HIDROLAVADO.	6	INS		SOA-1-318
		CORRECTIVO	8640 HORAS	REEMPLAZO DE FILTROS	CAMBIO DE FILTRO, POR HORAS DE USO, FUNCIONALIDAD, AVERIAS, OBSTRUCCIONES.	12	INS		SOA-1-318
FILTRO DE BARRIDO SCAVENGE		PREVENTIVO	4320 HORAS	INSPECCION DE PRESIONES IN-OUT	REVISION DE LOS TRANSMISORES CONOCIENDO LA CAUSA DEL DIFERENCIAL QUE SE PRESENTA EN LA LINEAS, AJUSTES, PRUEBAS Y CHEQUEOS DE FUNCIONALIDAD	6	INS		SOA-1-318
		PREVENTIVO	4320 HORAS	LIMPIEZA DE FILTROS	EXTRACCION DEL FILTRO Y LIMPIEZA CON AIRE COMPRIMIDO O CON HIDROLAVADO.	6	INS		SOA-1-318
		CORRECTIVO	8640 HORAS	REEMPLAZO DE FILTROS	CAMBIO DE FILTRO, POR HORAS DE USO, FUNCIONALIDAD, AVERIAS, OBSTRUCCIONES.	12	INS		SOA-1-318
INTERCAMBIADOR DE CALOR DE LUBRICACION DE TURBINA		PREVENTIVO	8640 HORAS	INSPECCION EXTERNA INTERCAMBIADOR DE CALOR	REVISION DE ENSAMBLE, ABOLLADURAS, DOBLECES, CONEXIONES DE MANGUERAS, LIMPIEZA AJUSTE.	6	MEC		
		PREVENTIVO	17520 HORAS	INSPECCION INTERNA INTERCAMBIADOR DE CALOR	REVISION Y PRUEBA DE INTEGRIDAD DE LAS TUBERIAS DE INTERCAMBIO DE CALOR	12	MEC		

7.3 Fallas Comunes según análisis RCM bajo norma ISO14224

Tabla 71. Fallas Comunes RCM Termosuria V1

		MECANICOS ASOCIADOS S.A. SERVICIO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LAS TERMoeLECTRICAS DE LA SOC -5203961 FALLAS COMUNES PARA RCM TERMoeLECTRICA DE SURIA		TS. 6C-F-RCM-001 REV.1
	caida de electrodos		falla bomba de lubricacion	
	caida de platos inferiores		falla bomba hidraulica	
	conexion floja		falla camara combustion	
	coquizacion/ensuciamiento		falla carcaza	
	corrosion (externa)		falla casilla de potencia	
	corrosion (interna)		falla ccm/interruptor	
	corrosion de internos		falla circuito de control	
	corrosion estructura metalica		Falla componente eléctrico	
	corrosion/erosion		falla componente electronico	
	daño cheque de descarga		falla componente hidraulico	
	daño convertidor		falla componente mecanico	
	daño en despojador		falla componente neumatico	
	daño en gabinete presurizado		Falla condensador	
	daño en la LVDT		Falla contactor	
	daño en LG		falla control de carrera	
	daño en tren de valvulas admision vapor		falla cuchilla	
	daño general		falla damper	
	daño poleas		falla de anclajes	
	daño tapa Ventilador		falla de apoyos deslizantes	
	degradacion partes metalicas por alta temperatura		falla de bafle	
	degradación filtro carbón		falla de bandeja	
	descalibracion		falla de bateria	
	desgaste de aros		Falla de Bobina	
	desgaste de bujes		falla de boquillas	
	ensuciamiento		falla de boquillas de carga	
	ensuciamiento (exterior tubos)		Falla de Bujes	
	ensuciamiento (interior tubos)		falla de calefaccion	
	ensuciamiento de contactos		falla de celda	
	ensuciamiento de quemador		falla de chumacera	
	ensuciamiento del filtro de succion		falla de ciclones y camara plena por agrietamiento	
	ensuciamiento filtro entrada de vapor		falla de cojinete	
	ensuciamiento malla		falla de colectores	
	ensuciamiento rotor		falla de conexiones / bushings	
	ensuciamiento sistema de enfriamiento		falla de contactos	
	ensuciamiento sistema hidraulico gobernacion		falla de control	
	ensuciamiento sistema lubricacion		falla de correa	
	erosion		falla de empaquetadura	
	erosion de boquilla		falla de fotocelda	
	erosion de boquillas anillo fluidización		falla de fuente de voltaje	
	erosión de la valvula		falla de gobernador	
	erosion de obturador		falla de indicador	
	erosion internos		falla de internos	
	erosion paletas		falla de interruptor	
	falla accionamiento dampers		falla de juntas	
	falla acople		falla de linea distribución	
	falla aislamiento		falla de mecanismo de posicionador	
	falla aislamiento bobinado		falla de pickup	
	falla aislamiento cable		falla de prensaempaques	
	falla aislamiento termico del elevador		falla de protecciones	
	falla alabes moviles		falla de protecciones/interruptor	
	falla amortiguador sistema lubricación		falla de proximitor	
	falla antierosivo de bajante catalizador		falla de rascadores	
	falla antierosivo del combustorr		falla de recubrimiento interno	
	falla antierosivo del elevador		falla de reductor (cojinete)	
	falla barraje		falla de regulador	
	falla base		falla de rodamientos	

Tabla 72. Fallas Comunes RCM Termosuria V2.

 A STORK COMPANY	MECANICOS ASOCIADOS S.A. SERVICIO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LAS TERMoeLECTRICAS DE LA GDA -5203961 FALLAS COMUNES PARA RCM TERMoeLECTRICA DE SURIA	TS.6C-F-RCM-002 REV.1
falla de RTD	falla sistema de aire acondicionado	
falla de sello	falla sistema de alumbrado	
falla de sello de carbon	falla sistema de arranque	
falla de sello laberinto	falla sistema de calentamiento	
falla de sello mecanico	falla sistema de purga	
falla de sellos	falla sistema de soplado	
falla de Sistema de Accionamiento	falla sistema disparo mecanico	
falla de sistema de enfriamiento	falla sistema encendido	
falla de solenoide	falla sistema enfriamiento	
falla de sonda	falla sistema manual	
falla de termocupla	falla sistema transmision	
falla de termopozo	falla sistema transmision (sin fin y corona)	
falla de transmision mecanica	falla sistema trip / valvula	
falla de valvula presion/vacio	falla soporte	
falla de valvulas adiccion/retiro catalizador	falla switch fin de carrera	
falla del switch	falla Tarjetas Electronicas	
falla del actuador	falla tubos serpentin	
falla del difusor	falla valvula bloque	
falla del piloto	falla valvula blow-off	
falla del reductor (engranajes)	falla valvula de recirculacion	
falla del refractario del bajante regenerado	falla valvula fondo	
falla del refractario del ducto de recirculacion	falla valvulas	
falla del transmisor	falla variador de velocidad	
falla descargadores	falla Ventilador	
falla diafragma	Indisponibilidad Stand By	
falla elemento primario	no existe modo dominante de falla para SRCM	
falla empaquetadura/sello	obstruccion	
falla en componente eléctrico	obstruccion bajante gastado	
falla en componente electronico	obstruccion bajante regenerado	
falla en servovalvula	obstruccion de boquillas	
falla en válvula de control	obstruccion de eyector	
falla excitatriz	obstruccion lineas de succion	
falla lubricador	perdida de sello	
falla manguera	pérdida de señal	
falla mezclador	Perdida de volumen de la camada	
falla motor neumatico	perdida por junta de tapa flotante	
falla paleta	perdida señal de transmisor	
falla piston	puntos calientes	
falla piston hidraulico	rayadura de vastagos	
falla por no preservacion	rotura caracol	
falla por señal erronea	sobrecalentamiento	
falla quemador	taponamiento	
falla reductor	taponamiento de tomas	
falla relay	taponamiento drenaje	
falla rociadores	taponamiento elemento filtrante	
falla rodamiento axial	taponamiento inyeccion vapor barrido	
falla rotor	taponamiento en linea de balance	
falla ruedas/cadenas	taponamiento rociadores	
falla sello aceite del reductor	taponamiento venteo	
falla sello primario	valvula atascada	
falla sensor temp	valvula con pase	
falla servomotor		
falla sistema a tierra		
falla sistema analitico		
falla sistema combustible		
falla Sistema de admisión y escape		

7.4 Modelamientos CMMS

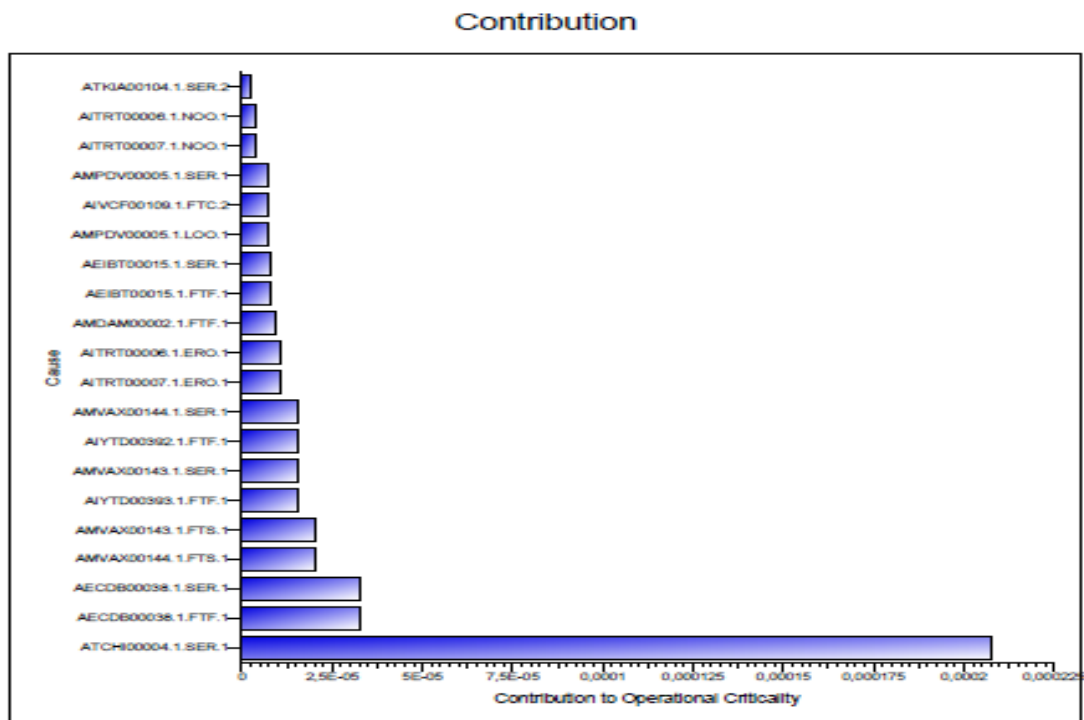
7.4.1 Modelamiento de Contribución Impacto Operacional

La grafica indica cuál de los modos de falla más recurrente se verá comprometido en la operación con el plan de mantenimiento a tres (3) años a continuación:

- Desprendimiento de elementos internos de la chimenea
- Falla en componentes Eléctricos, falla en protecciones del sistema.
- Aumento de la temperatura por mal contacto en las soldaduras frías
- Bajo aislamiento falla a tierra.

Estas fueron las fallas que más contribuirán a la indisponibilidad y al impacto operacional de la planta según simulación del CMMS para tres años, y serán las que primero deberán ser corregidas.

Figura. 74. Grafica Contribución Impacto Operacional Modelo a Tres (3) Años

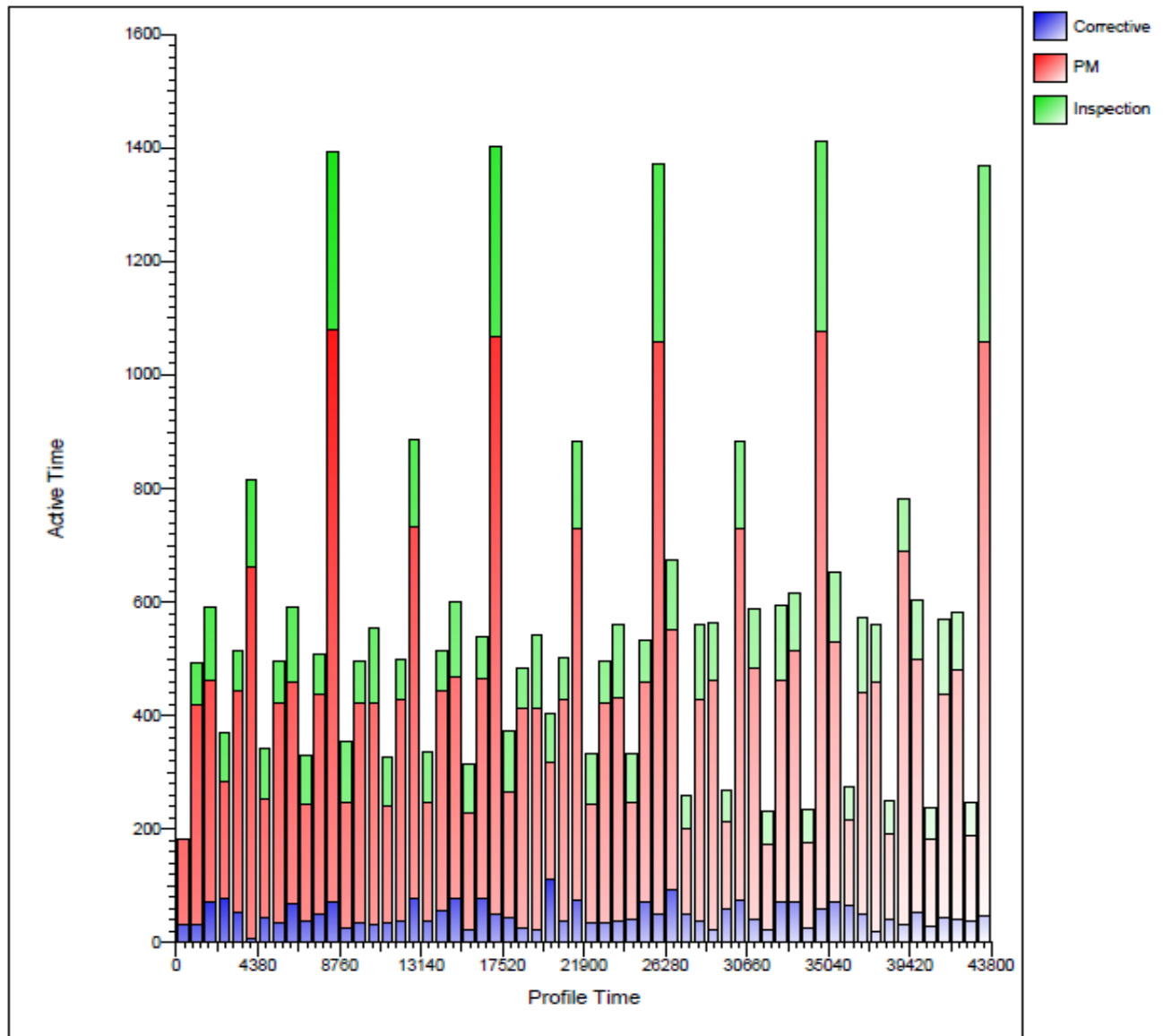


Graficas de CMMS Isograph

7.4.2 Modelamiento Horas Hombre por Tipos de Mantenimiento

Figura. 75. Horas Hombre por Tipos de Mantenimiento

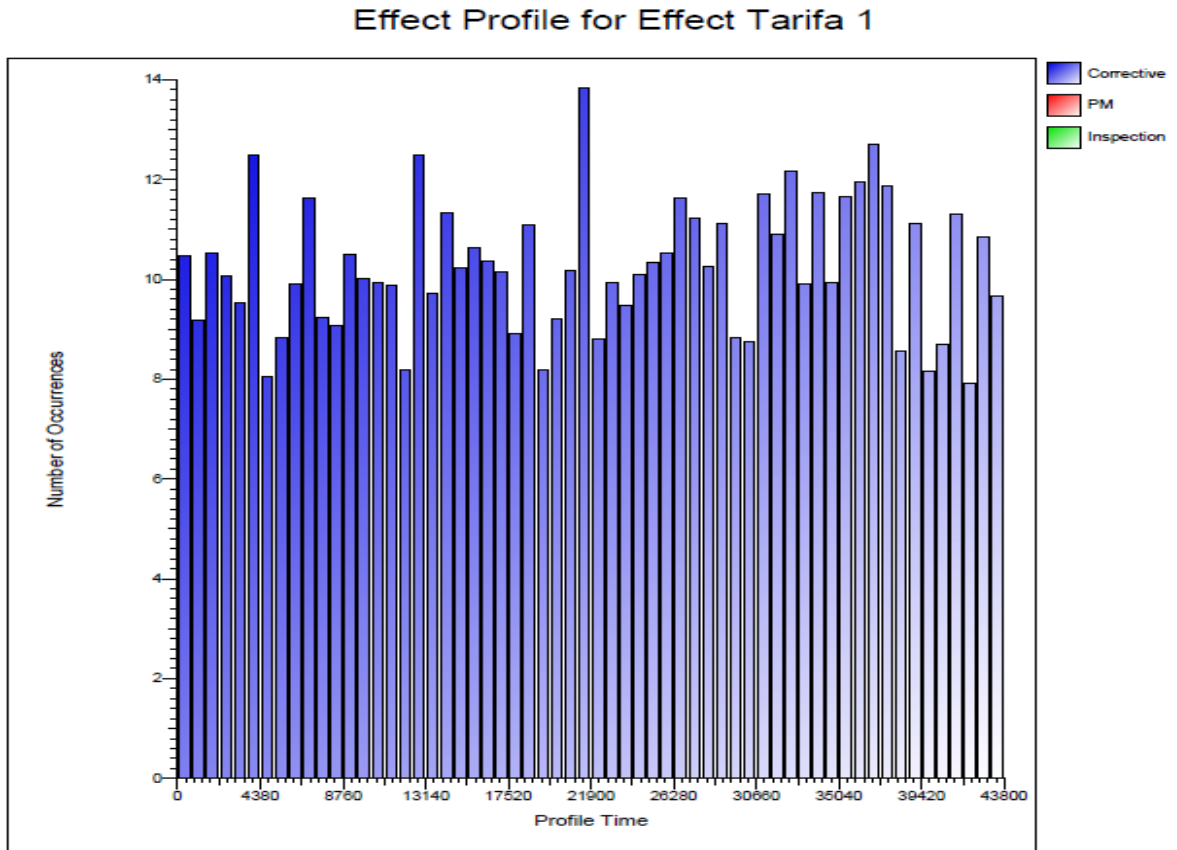
Labor Profile for All Labor



Modelamiento CMMS Isograph

7.4.3 Lucro Cesante

Figura. 76. Grafica Número de Intervenciones por Mantenimientos Correctivos



Modelamiento CMMS Isograph

7.4.4 Modelamiento Contribución a Indisponibilidad

La grafica indica cuál de los modos de falla más recurrente se verá comprometido en la indisponibilidad con el plan de mantenimiento a un (1) año, a continuación se describen los principales modos de falla:

- a) Alarma de cualquier sistema de temperatura, falla en el suministro de gas, falta de presión en el suministro de lubricación, falla en sistema contra incendio, falla en sistema eléctrico (AMMTG00002.1.UST.1).
- b) Fallas en el cableado, fallas de la alimentación (AIMCO00011.1.ERO.1).

- c) Falla por malos contactos, falla en equipos de medición.
(AEIMT0060.1.SPO.1).
- d) Falla por malos contactos, falla en equipos de medición.
(AEIMT0060.1FTF.1).

Estas serán las causas que más contribuirán a la indisponibilidad de la planta según simulación del CMMS el primer año, y serán las que primero deberán ser corregidas y/o monitoreadas.

Figura. 77. Grafica de Contribución a la Indisponibilidad por Causas

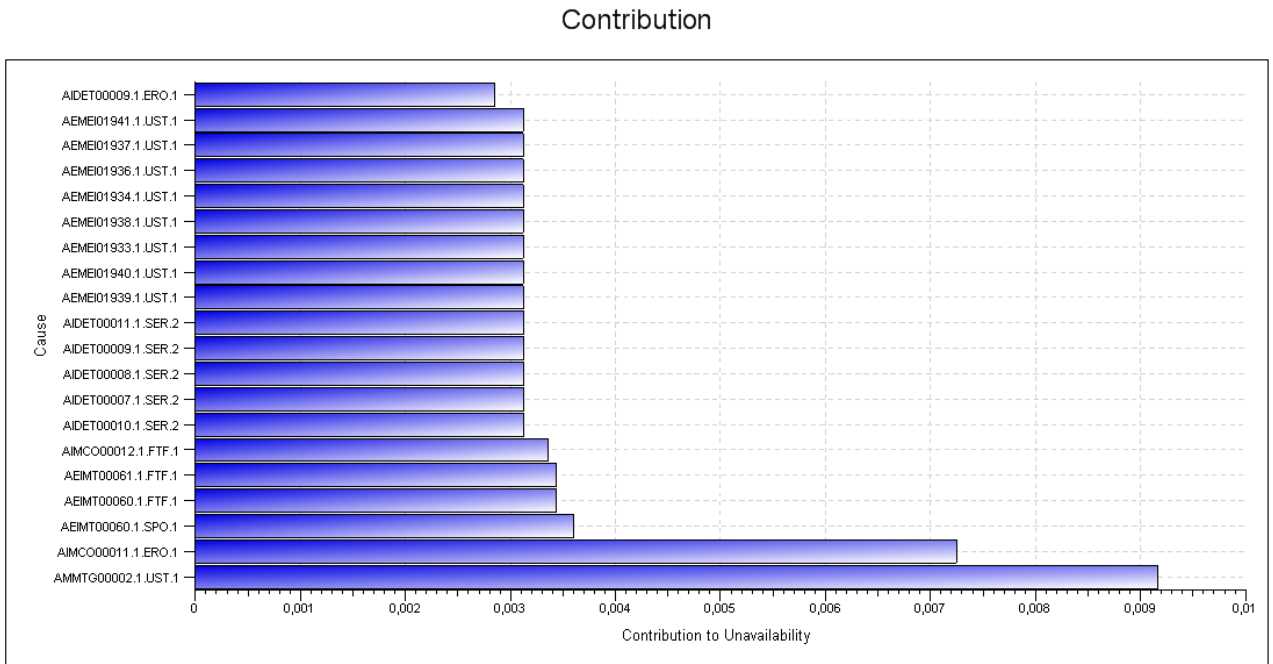


Tabla 73. Indisponibilidad por Causa

N°	Causa	Indisponibilidad
1	AMMTG00002.1.UST.1	0.009167
2	AIMCO00011.1.ERO.1	0.007245
3	AEIMT0060.1.SPO.1	0.003602
4	AEIMT0060.1.FTF.1	0.003435
5	AEIMT0061.1.FTF.1	0.003435
6	AIMCO00012.1.FTF.1	0.00313
7	AIDET00010.1.SER.2	0.00313
8	AIDET0007.1.SER.2	0.00313
9	AIDET0008.1.SER.2	0.00313
10	AIDET0009.1.SER.2	0.00313
11	AIDET00011.1.SER.2	0.00313
12	AEMEI01939.1.UST.1	0.00313

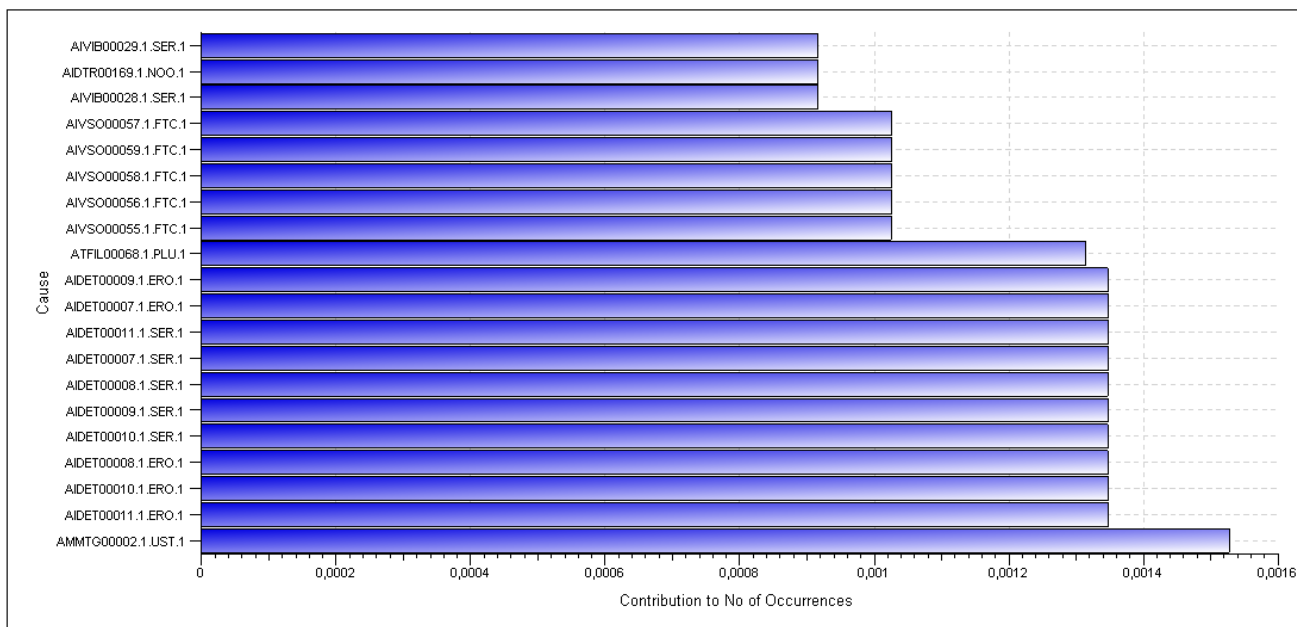
7.4.5 Modelamiento Contribución Número de Intervenciones por Causas

La grafica indica cuál de los modos de falla más recurrente se verá comprometido en el número de intervenciones con el plan de mantenimiento a un (1) año, a continuación se describen los principales modos de falla:

- a) Alarma de cualquier sistema de temperatura, falla en el suministro de gas, falta de presión en el suministro de lubricación, falla en sistema contra incendio, falla en sistema eléctrico (AMMTG00002.1.UST.1).
- b) Daños en el conector por contaminación con aceite (AIDET00011.1.ERO.1).
- c) Piezas flojas. (AIDET00010.1.ERO.1).
- d) Daños en el conector por contaminación con aceite. (AIDET00008.1.ERO.1).

Estas serán las causas que más tendrán intervenciones de la planta según simulación del CMMS el primer año, y serán las que primero deberán ser corregidas y/o monitoreadas.

Figura. 78. Grafica de Contribución por intervención
Contribution



CMMS Isograph

Tabla 74. Contribución número de Intervenciones por Causa

N°	Causa	Intervención
1	AMMTG0002.1.UST.1	0.001528
2	AIDET00011.1.ERO.1	0.001347
3	AIDET00010.1.ERO.1	0.001347
4	AIDET00008.1.ERO.1	0.001347
5	AIDET00010.1.SER.1	0.001347
6	AIDET00009.1.SER.1	0.001347
7	AIDET00008.1.SER.1	0.001347

8	AIDET00007.1.SER.1	0.001347
9	AIDET00011.1.SER.1	0.001347
10	AIDET00007.1.ERO.1	0.001347
11	AIDET00009.1.ERO.1	0.001347
12	ATFIL00068.1PLU.1	0.001315

7.5 Standard Jobs

Con el objetivo de poder contar con una serie de procedimientos estandarizados para la elaboración de las tareas en el área de mantenimiento, y así asegurar que los operativos, contratistas o personal calificado que ejecuten una actividad de mantenimiento o reparación adecuadamente y de forma uniforme se realizan los siguientes Standard Jobs para el conjunto de máquinas críticas de la turbina LM6000PC y sus equipos auxiliares.

Estos procedimientos se realizaron bajo directrices de control de documentos para la ISO 9001:2008, debido a que la empresa cuenta con la certificación del sistema de Gestión de Calidad y por todo esto los procedimientos que se realicen se deben hacer acordes al procedimiento de elaboración de documentos.

Cada uno de los procedimientos contiene: Objetivo, alcance, responsabilidad y autoridad, procedimiento, herramientas e instrumentación a utilizar, identificación de variables fuera de control, documentos relacionados y documentación del trabajo.

- Tareas de mantenimiento cargadas en el CMMS ISOGRAPH Modulo AWB

Tabla 75. Cartas de Mantenimiento Tareas del CMMS Isograph AWB

 <p style="text-align: center;"><u>Scheduled Tasks</u> MASA-TS</p>					
Cause	Task descripción	Type	Task ID	Task duration	Interval
AECAL00030.1.IHT.1	Limpieza y verificación.	Planned	PM-336	2	4320
AECAL00030.1.SER.1	Inspección visual y limpieza.	Planned	PM-337	2	4320
AECAL00031.1.IHT.1	Limpieza y verificación.	Planned	PM-338	2	4320
AECAL00031.1.SER.1	Inspección visual y limpieza.	Planned	PM-339	2	4320
AECAL00035.1.STD.1	Verificación del estado de conexiones, prueba de resistencia, prueba funcional, verificación de continuidad, limpieza.	Planned	PM-323	2	8640
AECOM.1.FTF.1	Análisis de termografía, ultrasonido.	Inspection	PdM-163	2	2160
AECDB00038.1.FTF.1	Análisis de termografía y ultrasonido	Inspection	PdM-149	1	2160
AECDB00038.1.SER.1	Análisis de termografía y ultrasonido	Inspection	PdM-150	1	2160
AEEXC00003.1.FTS.1	Pruebas resistencia de devanados, Aislamiento, Pruebas funcional.	Inspection	PdM-137	4	8640
AEEXC00003.1.UST.1	Pruebas al disco del diodo, al cableado y a la bobina de excitación.	Inspection	PdM-136	4	4320
AEIBT00015.1.FTF.1	Análisis de termografía y ultrasonido	Inspection	PdM-157	1	2160
AEIBT00015.1.SER.1	Análisis de termografía y ultrasonido	Inspection	PdM-158	1	2160
AEIMT00060.1.FTF.1	Se ajustan conexiones, limpieza, pruebas funcionales.	Planned	PM-372	4	1080
AEIMT00060.1.SPO.1	se ajustan conexiones, limpieza, pruebas funcionales.	Planned	PM-373	4	1080
AEIMT00061.1.FTF.1	Se ajustan conexiones, limpieza, pruebas funcionales.	Planned	PM-377	4	1080
AEIMT00061.1.SPO.1	se ajustan conexiones, limpieza, pruebas funcionales.	Planned	PM-378	4	1080
AELSA00152.1.FTF.1	Inspección visual, aislamiento, prueba de conductividad.	Inspection	PdM-165	2	17280
AELSA00153.1.FTF.1	Inspección visual, aislamiento, prueba de conductividad.	Inspection	PdM-166	2	17280
AELSA00154.1.FTF.1	Inspección visual, aislamiento, prueba de conductividad.	Inspection	PdM-167	2	17280
AEMEIO1933.1.FTS.1	Termografía	Inspection	PdM-140	1	2160
AEMEIO1933.1.SER.1	Ajuste y limpieza de conexiones ó borneras, verificación pruebas funcionales de lazo de control.	Planned	PM-334	1	1080
AEMEIO1933.1.UST.1	Pruebas estáticas y dinámicas MCE max.	Inspection	PdM-139	2	4320
AEMEIO1934.1.FTS.1	Termografía	Inspection	PdM-129	1	2160
AEMEIO1934.1.SER.1	Ajuste y limpieza de conexiones ó borneras, verificación pruebas funcionales de lazo de control.	Planned	PM-312	1	1080
AEMEIO1934.1.UST.1	Pruebas estáticas y dinámicas MCE max.	Inspection	PdM-128	2	4320
AEMEIO1936.1.FTS.1	Termografía	Inspection	PdM-133	1	2160
AEMEIO1936.1.SER.1	Ajuste y limpieza de conexiones ó borneras, verificación pruebas funcionales de lazo de control.	Planned	PM-318	1	1080
AEMEIO1936.1.UST.1	Pruebas estáticas y dinámicas MCE max.	Inspection	PdM-132	2	4320
AEMEIO1937.1.FTS.1	Termografía	Inspection	PdM-135	1	2160
AEMEIO1937.1.SER.1	Ajuste y limpieza de conexiones ó borneras, verificación pruebas funcionales de lazo de control.	Planned	PM-321	1	1080
Compiled by: Amrussat hvr		Page 1 of 14			29/11/2014

Tabla 76. Cartas de Mantenimiento Tareas del CMMS Isograph AWB



 Scheduled Tasks MASA-TS					
Cause	Task description	Type	Task ID	Task duration	Interval
AEME101937.1.UST.1	Pruebas estaticas y dinamicas MCE max.	Inspection	PdM-134	2	4320
AEME101938.1.FTS.1	Termografia	Inspection	PdM-142	1	2160
AEME101938.1.SER.1	Revisión del cubiculo, el ensamble, inspeccionar reles, conectividad, revisión de las rejillas , tornilleria, soporte-paño, acciope, corrosion, puntos calientes, puesta a tierra.	Planned	PM-341	12	8640
AEME101938.1.UST.1	Pruebas estaticas y dinamicas MCE max.	Inspection	PdM-141	2	4320
AEME101939.1.FTS.1	Termografia	Inspection	PdM-144	1	2160
AEME101939.1.SER.1	Ajuste y limpieza de conexiones ó borneras, verificación pruebas funcionales de lazo de control.	Planned	PM-344	1	1080
AEME101939.1.UST.1	Pruebas estaticas y dinamicas MCE max.	Inspection	PdM-143	2	4320
AEME101940.1.FTS.1	Termografia	Inspection	PdM-146	1	2160
AEME101940.1.SER.1	Ajuste y limpieza de conexiones ó borneras, verificación pruebas funcionales de lazo de control.	Planned	PM-347	1	1080
AEME101940.1.UST.1	Pruebas estaticas y dinamicas MCE max.	Inspection	PdM-145	2	4320
AEME101941.1.FTS.1	Termografia	Inspection	PdM-148	1	2160
AEME101941.1.SER.1	Ajuste y limpieza de conexiones ó borneras, verificación pruebas funcionales de lazo de control.	Planned	PM-350	1	1080
AEME101941.1.UST.1	Pruebas estaticas y dinamicas MCE max.	Inspection	PdM-147	2	4320
AEROT00005.1.BRD.1		Planned	<Task ID>	0	8760
AEROT00005.1.ELU.1	Mantenimiento de las bombas jacking y recirculación.	Planned	PM-327	12	8640
AEROT00006.1.ELU.1	Mantenimiento de las bombas jacking y recirculación.	Planned	PM-328	12	8640
AEROT00006.1.FTS.1	Revisión de las protecciones, inyección de corriente.	Planned	PM-330	4	4320
AEROT00006.1.STD.1	Inspección visual y Limpieza.	Planned	PM-329	2	1080
AESMT00200.1.FTF.1	Lubricación de seccionador,ajuste de conexiones.	Planned	PM-382	4	17280
AETFL00143.1.FTF.1	Análisis de termografia, determinar puntos calientes y posibles deformaciones por desgaste.	Inspection	PdM-159	1	2160
AETFL00144.1.FTF.1	Análisis de termografia, determinar puntos calientes y posibles deformaciones por desgaste.	Inspection	PdM-160	1	2160
AETFM01587.1.AIR.1	Limpieza de elementos indicadores y señal.	Planned	PM-370	6	8640
AETFM01587.1.ELU.1	inspección visual.	Inspection	PdM-164	0,5	1080
AETFM01587.1.FTF.1	Limpieza de elementos indicadores y señal.	Planned	PM-369	6	8640
AETFM01588.1.AIR.1	Limpieza de elementos indicadores y señal.	Planned	PM-384	6	8640
AETFM01588.1.ELU.1	inspección visual.	Inspection	PdM-168	0,5	1080
AETFM01588.1.FTF.1	Limpieza de elementos indicadores y señal.	Planned	PM-383	6	8640
AETFM01570.1.FOV.1		Planned	<Task ID>	0	8760
AETFM01570.1.PDE.1	Verificación de lazo de comunicación, limpieza y ajuste de conexiones.	Planned	PM-332	5	8640
AETPT00119.1.FOV.1		Planned	<Task ID>	0	8760
Compiled by: Annmuel hv		Page 2 of 14		29/11/2014	

Tabla 77. Cartas de Mantenimiento Tareas del CMMS Isograph AWB

		<u>Scheduled Tasks</u>			
MASA-TS					
Case	Task descripción	Type	Task ID	Task duration	Interval
AETPT00119.1.PDE.1	Verificación de lazo de comunicación, limpieza y ajuste de conexiones.	Planned	PM-374	5	8640
AETPT00120.1.FOV.1		Planned	<Task ID>	0	8760
AETPT00120.1.PDE.1	Verificación de lazo de comunicación, limpieza y ajuste de conexiones.	Planned	PM-375	5	8640
AETPT00121.1.FOV.1		Planned	<Task ID>	0	8760
AETPT00121.1.PDE.1	Verificación de lazo de comunicación, limpieza y ajuste de conexiones.	Planned	PM-376	5	8640
AIDET00007.1.ERO.1	Limpieza y ajuste de detector de partículas	Planned	PM-079	0,2	1080
AIDET00007.1.SER.1	Limpieza y ajuste de detector de partículas	Planned	PM-080	0,2	1080
AIDET00007.1.SER.2	WP 400-00	Planned	PM-081	6	4320
AIDET00008.1.ERO.1	Limpieza y ajuste de detector de partículas	Planned	PM-082	0,2	1080
AIDET00008.1.SER.1	Limpieza y ajuste de detector de partículas	Planned	PM-083	0,2	1080
AIDET00008.1.SER.2	WP 400-00	Planned	PM-084	6	4320
AIDET00009.1.ERO.1	Limpieza y ajuste de detector de partículas	Planned	PM-085	0,2	1080
AIDET00009.1.SER.1	Limpieza y ajuste de detector de partículas	Planned	PM-086	0,2	1080
AIDET00009.1.SER.2	WP 400-00	Planned	PM-087	6	4320
AIDET00010.1.ERO.1	Limpieza y ajuste de detector de partículas	Planned	PM-088	0,2	1080
AIDET00010.1.SER.1	Limpieza y ajuste de detector de partículas	Planned	PM-089	0,2	1080
AIDET00010.1.SER.2	WP 400-00	Planned	PM-090	6	4320
AIDET00011.1.ERO.1	Limpieza y ajuste de detector de partículas	Planned	PM-076	0,2	1080
AIDET00011.1.SER.1	Limpieza y ajuste de detector de partículas	Planned	PM-077	0,2	1080
AIDET00011.1.SER.2	WP 400-00	Planned	PM-078	6	4320
AIDTR00166.1.FTF.1	Limpieza, ajuste de conexiones	Planned	PM-235	0,5	1080
AIDTR00167.1.FTF.1	Limpieza, ajuste de conexiones	Planned	PM-236	0,5	1080
AIDTR00168.1.NOO.1	Limpieza de detector	Planned	PM-237	0,2	1080
AIDTR00169.1.NOO.1	Limpieza de detector	Planned	PM-238	0,2	1080
AIFME00019.1.FTF.1	Limpieza y ajuste	Planned	PM-051	1	1080
AIFME00020.1.FTF.1	Limpieza y ajuste	Planned	PM-023	1	1080
AIFME00021.1.FTF.1	Limpieza y ajuste	Planned	PM-153	1	1080
AIMCO00011.1.ERO.1	Ajuste de conexión	Planned	PM-168	8	1080
AIMCO00011.1.FTF.1	Limpieza, ajuste y revisión de conexiones	Planned	PM-169	3	8640
AIMCO00011.1.FTF.2	Limpieza, ajuste y revisión de conexiones	Planned	PM-170	3	8640
AIMCO00011.1.FTF.3	Limpieza, ajuste y revisión de conexiones	Planned	PM-171	3	8640
AIMCO00012.1.FTF.1	Se ajustan conexiones, limpieza, pruebas funcionales.	Planned	PM-362	4	1080
AIMCO00012.1.SPO.1	se ajustan conexiones, limpieza, pruebas funcionales.	Planned	PM-363	4	1080
AIPCV00015.1.ELP.1	Inspección visual y check list	Planned	PM-007	0,02	6
AIPCV00015.1.PLU.1	Inspección visual y check list	Planned	PM-006	0,02	6
AIPCV00016.1.FTC.1	Limpieza y ajuste	Planned	PM-104	0,5	1080
AIPCV00016.1.FTC.2	SOA-I-159	Planned	PM-105	6	4320
AIPCV00016.1.FTO.1	Limpieza y ajuste	Planned	PM-103	0,5	1080
Compiled by: I Annexed by:		Page 3 of 14			29/11/2014

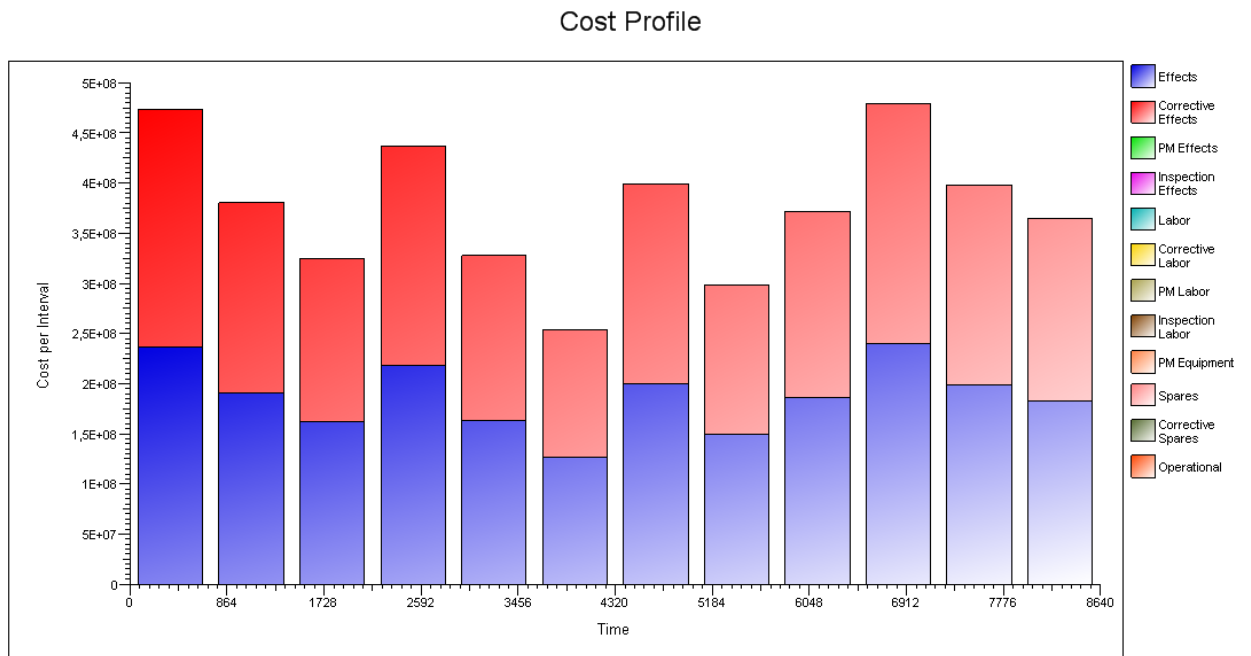
7.6 Estudio económico

7.6.1 Proyección de efectos de costos de mantenimiento

Los costos que tienen relación directa con las operaciones de mantenimiento, como ser: costos administrativos, de mano de obra, de materiales, de repuestos, de subcontratación, de almacenamiento y costos de capital.

La grafica indica los costos con proyección a un año sobre las intervenciones en general.

Figura. 79. Proyección de Costos para Intervenciones a 8640 Horas

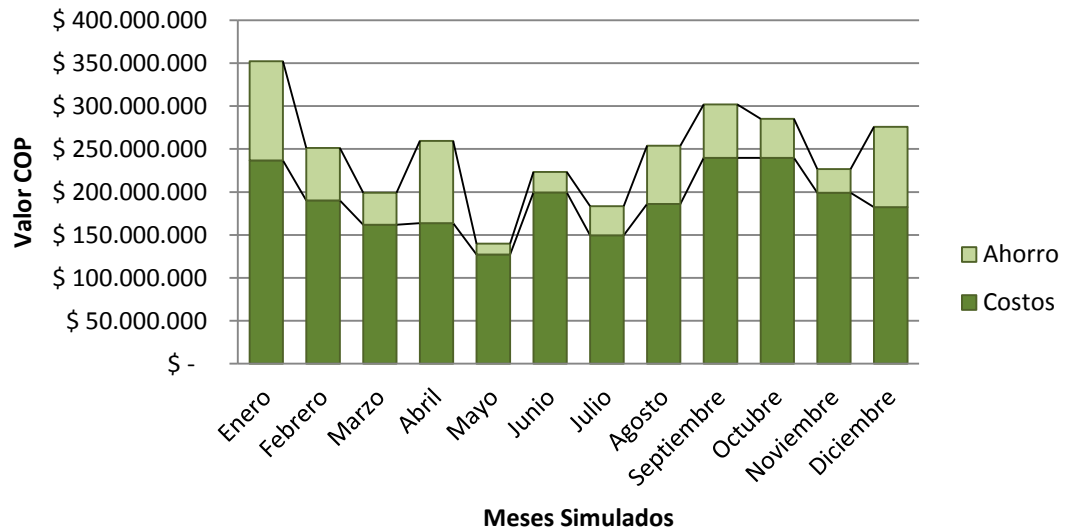


CMMS Isograph

Tabla 78. Proyección Costos y Efectos de Mantenimiento

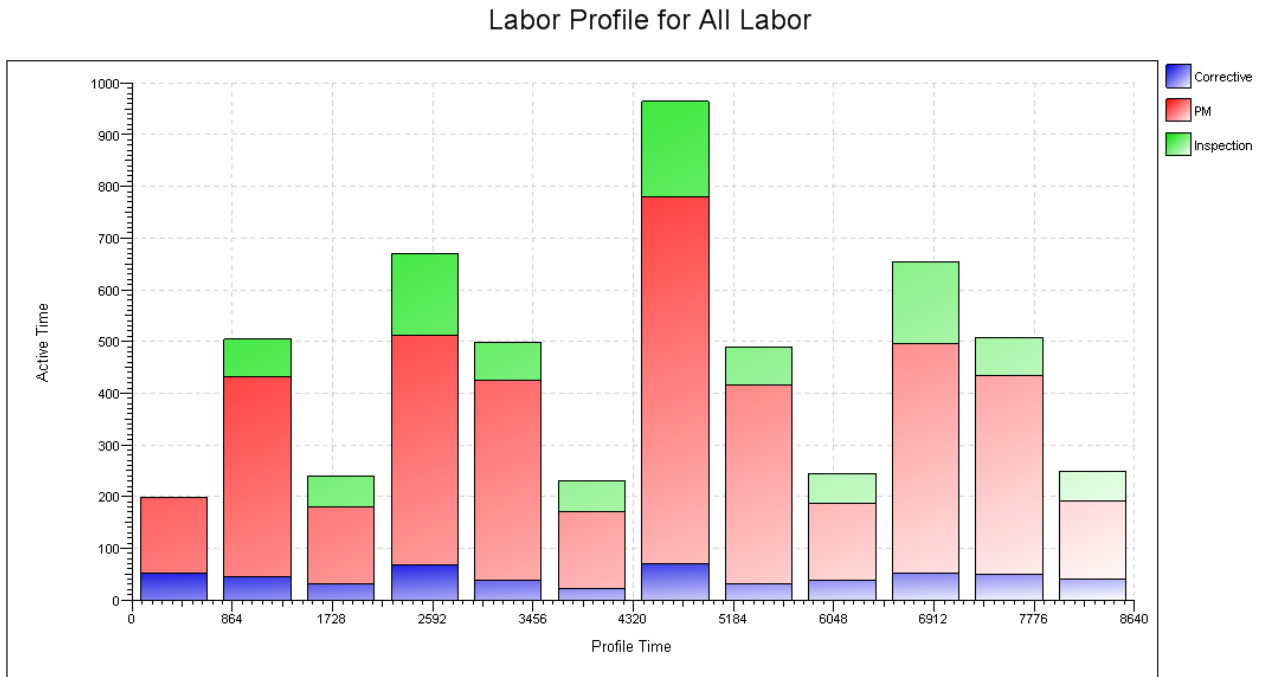
Mes	Costo	Ahorro
Enero	\$ 236'800.000	48.76%
Febrero	\$ 190'200.000	32.15%
Marzo	\$ 162'000.000	22.98%
Abril	\$ 163'800.000	58.28%
Mayo	\$ 127'000.000	10.26%
Junio	\$ 199'500.000	11.85%
Julio	\$ 149'400.000	22.89%
Agosto	\$ 185'900.000	36.47%
Septiembre	\$ 239'700.000	25.98%
Octubre	\$ 239'700.000	19.02%
Noviembre	\$ 199'200.000	13.85%
Diciembre	\$ 182'300.000	51.33%

Figura. 80. Grafica Costos vs. Ahorros



7.6.2 Proyección de Costos por tipo de Mantenimiento

Figura. 81. Grafica de Costos por Tipo de Mantenimiento



CMMS Isograph

Tabla 79. Proyección de Costos y Tiempo por tipo de Mantenimiento

Mes	Preventivo (horas)	Correctivo (horas)	Inspección (horas)	Costo
Enero	147.8	50.83	-	\$ 236'800.000
Febrero	386	45.85	72.6	\$ 190'200.000
Marzo	149.4	31	58	\$ 162'000.000
Abril	444.1	67.96	158.6	\$ 163'800.000
Mayo	386	38.96	72.6	\$ 127'000.000
Junio	149.4	22.48	58	\$ 199'500.000
Julio	710	69.84	184.6	\$ 149'400.000
Agosto	386	30.8	72.6	\$ 185'900.000

Septiembre	149.4	37.2	58	\$ 239´700.000
Octubre	444.1	51.72	185.6	\$ 239´700.000
Noviembre	386	48.96	72.6	\$ 199´200.000
Diciembre	149.4	41.4	58	\$ 182´300.000

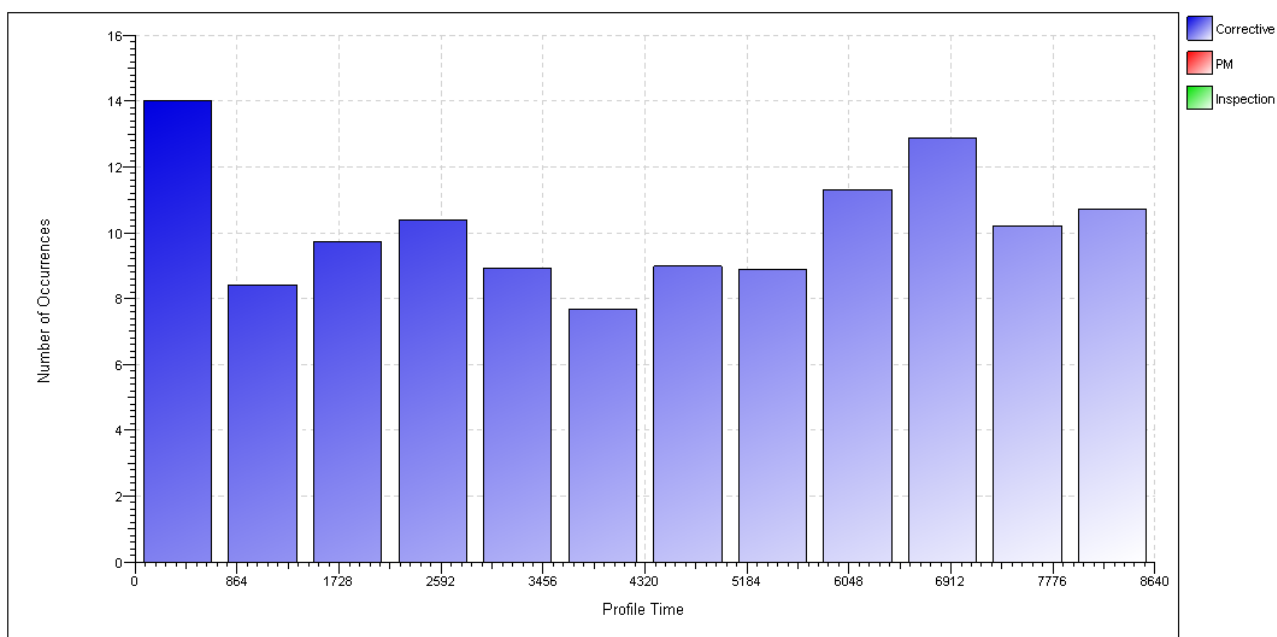
7.6.3 Número de Intervenciones Correctivas y Costos

Los costos por Fallo o Intervenciones correctivas son los costos de fallo que se refiere al costo o pérdida de beneficio que la planta soporta por causas relacionadas directamente con el mantenimiento.

- a) En la planta los costos por fallo en los equipos se deben principalmente a:
- b) Pérdidas por no generación
- c) Descenso de la productividad del personal mientras se realizan las reparaciones.
- d) Pérdidas energéticas por malas reparaciones o por no realizarlas
- e) Exportación de energía al SIN (Sistema Interconexión Nacional)
- f) Producción perdida durante la reparación, menores ventas, menores beneficios
- g) Averías medioambientales que pueden suponer desembolsos importantes.
- h) Averías que puedan suponer riesgo para las personas o para la instalación.
- i) Costos indirectos
- j) Pérdidas de imagen, ventas, etc.
- k) A los costos que pueden generar estos hechos, se debe sumar el importe de las reparaciones para volver a la normalidad.

Figura. 82. Grafica de Número d intervenciones Correctivas

Effect Profile for Effect Tarifa 1



CMMS Isograph

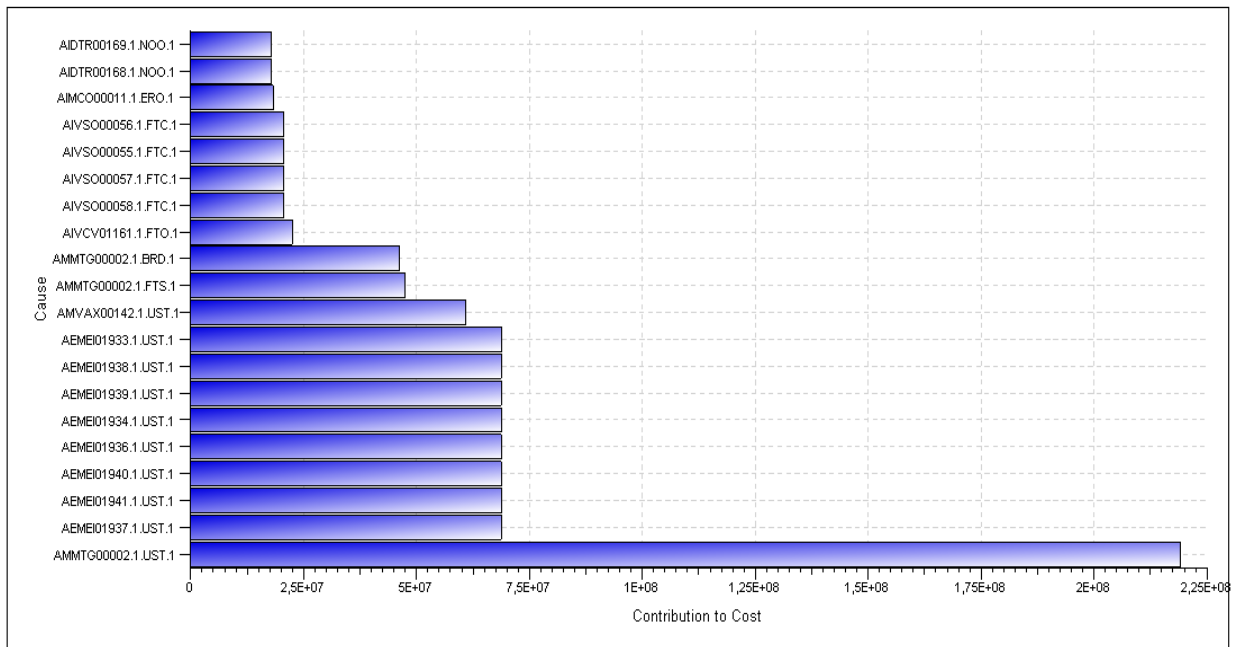
Tabla 80. Intervenciones Correctivas y Costos

Mes	Número de Intervenciones Correctivas	Costo
Enero	14.02	\$ 17.319.552,00
Febrero	8.42	\$ 9.172.395,00
Marzo	9.74	\$ 5.584.140,00
Abril	10.38	\$ 14.319.396,00
Mayo	8.94	\$ 1.954.530,00
Junio	7.68	\$ 3.546.112,50
Julio	8.98	\$ 5.129.649,00
Agosto	8.9	\$ 10.169.659,50
Septiembre	11.32	\$ 9.341.109,00

Octubre	12.88	\$ 6.838.641,00
Noviembre	10.22	\$ 4.138.380,00
Diciembre	10.72	\$ 14.036.188,50

7.6.4 Modelamiento de costos

Figura. 83. Grafica Contribución Impacto Económico Modelo a Un (1) Año
Contribution



CMMS Isograph

Tabla 81. Causa y Costos

N°	Causa	Costo
1	AMMTG00002.1.UST.1	\$ 219'100.000
2	AEMEIO1937.1.UST.1	\$ 68'740.000
3	AEMEIO1941.1.UST.1	\$ 68'740.000
4	AEMEIO1940.1.UST.1	\$ 68'740.000

5	AEMEIO1936.1.UST.1	\$ 68'740.000
6	AEMEIO1934.1.UST.1	\$ 68'740.000
7	AEMEIO1939.1.UST.1	\$ 68'740.000
8	AEMEIO1938.1.UST.1	\$ 68'740.000
9	AEMEIO1933.1.UST.1	\$ 68'740.000
10	AMVAX00142.1.UST.1	\$ 60'810.000
11	AMMTG00002.1FTS.1	\$ 47'550.000
12	AMMTG00002.1BRD.1	\$ 46'220.000

7.6.5 Presupuesto para el Proyecto

En el siguiente resumen que se denota con la tabla 82. Se aclaran los recursos a usar durante la ejecución del proyecto, al igual que se especifican los paquetes¹³ por consultor que se destinaran a contratar:

Tabla 82. Descripción del Presupuesto del Proyecto

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	FASE	COSTO
1.	Costo Profesionales	Recolección de información, históricos de fallas, RBD, y rangos operacionales y árbol de equipos.	\$ 12'150.000,00
1.1		Definición del contexto y Filosofía operacional vs Criticidad	\$ 28'350.000,00
1.2		Trabajo de campo, construcción de AMEF /FMEA (definición de Modos de falla	\$ 38'350.000,00
1.3		Estimación de frecuencias de intervención, tiempos de parada y	\$ 21'600.00,00

¹³ Paquetes – Término usado en IG GROUP S.A.S para especificar el tipo de recursos a destinar por cada consultor que trabaje en la empresa dependiendo de la actividad que este ejecutando en el momento.

		tiempo por reparación (MTBF, MDT y MTTR)	
1.4		Planeación de mantenimiento (CO, PM, PdM)	\$ 17'550.000,00
2.	Papelería/ Estándares	Consumible para fotocopias, librillos de texto, libros, actas, etc.	\$ 2'000.000,00
3.	Viáticos	Logística, transporte y peajes	\$ 5'000.000,00
4.	Software	Software CMMS para la realización del RCM	\$ 7'000.000,00
		TOTAL	\$132'000.000,00

Aclaraciones:

- Los costos de Horas/Hombre, son determinados de acuerdo al tiempo para destinar por parte de los profesionales.
- El costo de adquisición de la licencia ISOGRAPH AWB es de U\$ 23260¹⁴, el cual incluye los módulos requeridos para la aplicación a realizar. Para efectos de cálculos, se determinaran las horas en total en las que se usara el software y el costo por hora se basara en la división entre el costo total.

7.7 Aplicación de Mejora del Software

En el segundo semestre del año 2014 se llevó a cabo la aplicación del CMMS de mantenimiento, el software Isograph, la cual tuvo una capacitación que se realizó con la empresa IG GROUP quien suministro este programa. La capacitación estuvo dirigida a todo el personal de mantenimiento de acuerdo a los módulos que debía conocer y manejar, con la finalidad que todo el personal tenga la competencia para utilizar esta herramienta que es de vital importancia para la gestión del mantenimiento y tuvo los siguientes módulos:

¹⁴ A la TRM (Tasa representativa del mercado 1,817.34 COP) del día 30 de Mayo de 2011. El costo de la licencia sería de COP 24'221.875.

- Instalación de Software
- Seguridades
- Utilitarios
- Documentación técnica
- Herramientas
- Equipos
- Módulos de Confiabilidad
- Solicitudes de trabajo
- Orden de Trabajo
- Costo de equipos
- Tiempos perdidos
- Indicadores de gestión
- Simulaciones

8 CONCLUSIONES

Siguiendo el plan de mantenimiento se podrá conocer e informar al personal que corresponda, de manera permanente, el estado físico y de operatividad de los equipos, para así localizar y atacar de manera oportuna cualquier condición que pudiera ocasionar fallas.

Con la implementación del plan de mantenimiento se alcanzará una mayor productividad al evitar paradas por fallas en los equipos eléctricos; además se reducirán costos de reparación y se alargará la vida útil de los equipos eléctricos ya que no se esperaría hasta el momento en que los equipos presenten fallas, para intervenirlos.

Se decide implementar compra de repuestos críticos, semicríticos y no críticos de forma secuencial y por etapas, ya que así podemos realizar tener un gasto mucho menor por compra y así no afectar nuestros OPEX.

Si el equipo humano sigue el plan de mantenimiento de forma adecuada, se verá beneficiado con el uso de rutinas de mantenimiento diseñadas de modo tal, que se preserve la integridad física y operacional de los equipos eléctricos, evitando malas prácticas o prácticas empíricas. Consideraciones de seguridad son importantes a este respecto, pues han sido cuidadosamente consideradas.

Todo lo elaborado en este plan de mantenimiento preventivo está sujeto a modificaciones, por ser el mismo una primera versión. Este solo se basó en el estudio de: manuales de mantenimiento de diferentes equipos, manuales de operación y mantenimiento proporcionado por el fabricante de la LM6000, la

experiencia del personal técnico de planta y del personal técnico de otras empresas y por último el estudio de las normativas técnicas y legales pertinentes.

La experiencia técnica en sitio generará criterios que confrontados con la normativa técnica y legal, posteriormente modifique los criterios que el autor consideró y que dieron origen a los aspectos de periodicidad de ejecución y horas hombres estimadas de las diferentes rutinas de mantenimiento.

La aplicación del análisis RCM para estos equipos críticos para la operación de la planta está, muy acorde con un proceso de Mejora continua enmarcada en el ciclo PHVA.

Con la ejecución de la nueva estrategia de mantenimiento se reducirán los tiempos de ejecución, reparación y tiempos muertos (Administrativos), ya que se realizó una optimización de los tiempos con simulaciones y por contar con la experiencia de mantenimiento.

Todos los indicadores estarán optimizados con la nueva estrategia de mantenimiento, que se la idea de esta nueva estrategia era optimizar estos indicadores.

Debido a que los procedimientos de mantenimiento de los equipos anexados por los fabricantes, generalmente son efectivos hasta cierto punto, ya que no todos los equipos operan bajo los mismos parámetros de operación, realizar este análisis RCM teniendo en cuenta que es nuevo es de gran ayuda para el personal de mantenimiento, porque se pueden tomar decisiones más rápidas y más asertivas en cuanto a las posibles fallas y establecer tareas proactivas.

Este RCM resume el conocimiento de la organización sobre las condiciones del sistema y sus modos de fallo. Para evitar que este conocimiento caiga en el olvido

una vez completado el análisis y para que pequeños cambios o rediseños realizados en los equipos no impliquen realizar de nuevo todo el análisis, se hace necesario disponer de una herramienta de soporte software que permita gestionar todo el conocimiento adquirido en el proceso de análisis RCM. La evaluación y tabulación de distintas herramientas software para RCM ha sido el objeto de este proyecto, por esta razón se adquirió el CMMS ISOGRAPH.

La recolección de datos eficaz y eficiente, es fundamental, para asegurar la calidad de los datos, contar con una buena base de datos tanto de los equipos como de las actividades preventivas y correctivas asociadas a ellos.

Con la creación del listado de fallas y modos de falla y habiendo identificado cuales de esas fallas son causa y cuales son efecto se crearon las tareas de mantenimiento que apuntan a reducir o eliminar estas fallas, este listado también servirá como base de datos que facilitara la solución para futuros análisis de causa raíz.

BIBLIOGRAFIA

Curso introductorio diseñado por DERWICK a través de los manuales de funcionamiento del turbogenerador LM6000 creados por el fabricante GE Electric (TACOA L6000).

ECOPETROL, Reporte Integrado de Gestión año 2012. Unidad de Comunicaciones Corporativas Ecopetrol S.A.

ECOPETROL, Reporte Integrado de Gestión año 2013. Unidad de Comunicaciones Corporativas Ecopetrol S.A.

GE Energy. LM600PD Operation and Maintenance Manual. Febrero 2009. Volumen XVI, Sección 17.

GE Energy. LM600PD Operation and Maintenance Manual. Febrero 2009. Volumen IX, Sección 10.

GENERAL ELÉCTRIC, Manual de partes, instrucciones y Mantenimiento Turbina LM6000PC, 2009.

GOMEZ, Iván, Introducción al Mantenimiento. Universidad Libre de Colombia – Bogotá 2010.

ISO 14224. Industrial de Petróleo y Gas – Recolección e Intercambio de Datos de Confiabilidad y Mantenimiento de Equipos. 2008

MARATHON ELECTRIC. Installation, Operation and Maintenance Instructions for AC Induction Motors, 56- 6800 Frames (NEMA), 63 – 280 Frames (IEC). Sección 4: Maintenance. Disponible en: <http://www.marathonelectric.com/MMPS/index.jsp>

MORA GUTIERREZ, Alberto. Mantenimiento Estratégico para Empresas de Industriales o de Servicios. Medellín: AMG. 2005

MORA GUTIERRÉZ. Alberto. Mantenimiento Planeación, Ejecución y Control. Alfaomega Colombiana S.A Bogotá D.C. 2009 p.70

MOUBRAY, Jhon. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad. Segunda Edición, Gran Bretaña, Aladon LLC, 2004

NOWLAN. Stanley Reliability Centered Maintenance. San Francisco: US Department of Commerce. 1978. p.2-30

PARRA, Carlos, Course of Reliability Centered Maintenance. Universidad de los Andes, Mérida – Venezuela. 1998.

PARRA. Carlos, Implantación del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (MCC) en un Sistema de Producción. Universidad de Sevilla 2005.

WOODHOUSE, J. Course of Reliability – Centered Maintenance, Section two: Failure Modes and effects Analysis. The Woodhouse Partnership, England. 1993.

ANEXOS

Anexo A. Módulo Elipse Consulta de Rutinas de Mantenimiento

Search for Maintenance Schedule Task

MST Edit View Tools Help

Search

Equipment:

Egl:

Productive Unit: **ATERMOSURIA**

Component Code:

Modifier Code:

Task Number:

Work Group:

District Code: **GLL**

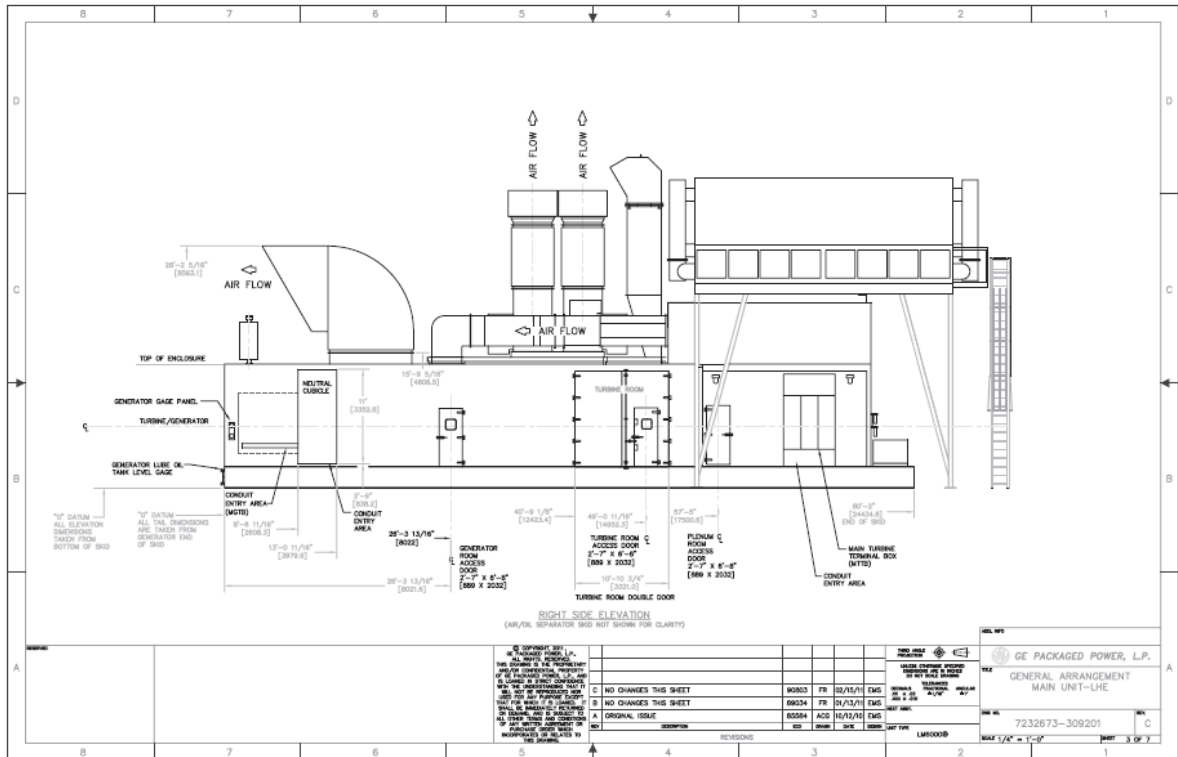
Excl Inactive Tasks:

Search

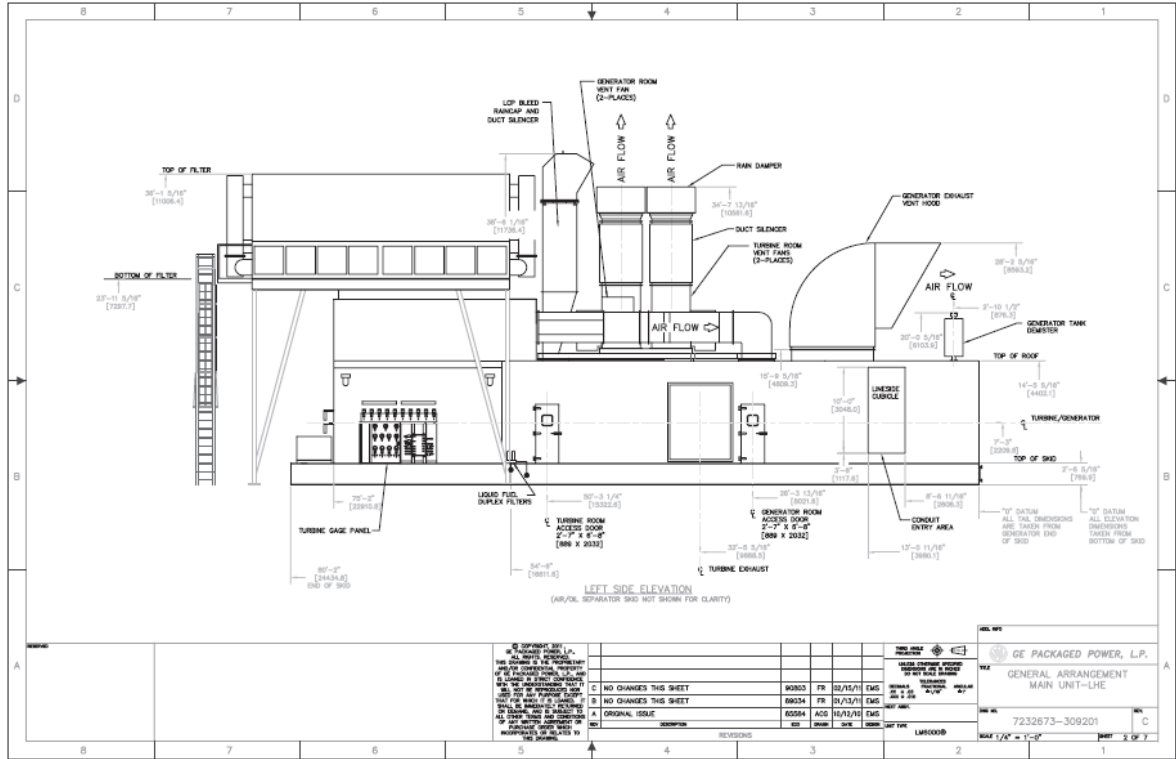
New Search

Equipment Ref	Comp Code	Task	Sched Ind	Freq	Work G...	Std Job	Task Description	Next Sch Date	Job Desc	Next Sch Ind	Next Sch Cum...	Next Sch Mete...	Last sch...
1	AC8291A	E001	3	90	PVOGLLO	A82EIS	MTTO TRIMESTRAL COMPRESOR DE AIRE ELE	15/04/2015	REVISAR				
2	AC8291A	I001	3	180	PVOGLLO	A82I0B	MTTO SEMESTRAL COMPRESOR DE AIRE INS	15/06/2015	INSPECCION				
3	AC8291A	M001	3	90	PVOGLLO	A82M1Y	MTTO TRIMESTRAL COMPRESOR DE AIRE MEC	15/04/2015	CAMBIAR PART...				
4	AC8291A	M002	3	360	PVOGLLO	A82M1Z	MTTO ANUAL COMPRESOR DE AIRE FASE1	14/12/2015	CAMBIAR PART...				
5	AC8291A	M003	3	360	PVOGLLO	A82M2A	MTTO ANUAL COMPRESOR DE AIRE FASE2	31/12/2015	LAVAR/LIMPIAR				
6	AC8291B	E001	3	90	PVOGLLO	A82EIT	MTTO TRIMESTRAL COMPRESOR DE AIRE ELE	15/04/2015	REVISAR				
7	AC8291B	I001	3	180	PVOGLLO	A82I0B	MTTO SEMESTRAL COMPRESOR DE AIRE INS	17/06/2015	INSPECCION				
8	AC8291B	M001	3	90	PVOGLLO	A82M1Y	MTTO TRIMESTRAL COMPRESOR DE AIRE MEC	15/04/2015	CAMBIAR PART...				
9	AC8291B	M002	3	360	PVOGLLO	A82M1Z	MTTO ANUAL COMPRESOR DE AIRE FASE1	12/12/2015	CAMBIAR PART...				
10	AC8291B	M003	3	360	PVOGLLO	A82M2A	MTTO ANUAL COMPRESOR DE AIRE FASE2	01/01/2016	LAVAR/LIMPIAR				
11	AD8292	I001	3	180	PVOGLLO	A82I3S	MTTO SEMESTRAL TANQ AIRE COMPRIMIDO	12/07/2015	AJUSTAR				
12	AD8292	I002	3	360	PVOGLLO	A82I2K	MTTO ANUAL TANQ AIRE COMPRIMIDO	17/10/2015	PROBAR				
13	APSV8295	I001	3	360	PVOGLLO	A82IAK	MTTO ANUAL VALVU SEGURIDAD TANQUE AIRE	13/07/2015	PROBAR				
14	APT8293	I001	3	90	PVOGLLO	A82I3G	MTTO TRIMESTRAL TRANSMI PRES TANQUE AIRE	30/04/2015	AJUSTAR				
15	APT8293	I002	3	180	PVOGLLO	A82I3H	MTTO SEMESTRAL TRANSMI PRES TANQUE AIRE	29/07/2015	PROBAR				
16	ASEC8291A	E001	3	60	PVOGLLO	A82E1S	MTTO BIMENSUAL SECADOR DE AIRE INDS "A"	03/05/2015	LAVAR/LIMPIAR				
17	ASEC8291B	E001	3	60	PVOGLLO	A82EKC	MTTO BIMENSUAL SECADOR DE AIRE INDS "B"	03/05/2015	LAVAR/LIMPIAR				
18	ASEC8292	E001	3	60	PVOGLLO	A82EKD	MTTO BIMENSUAL SECADOR DE AIRE INDS "C"	04/05/2015	LAVAR/LIMPIAR				
19	ASEC8292	I001	3	180	PVOGLLO	A82I3V	MTTO SEMESTRAL SECADO DE AIRE INDS "C"	31/08/2015	AJUSTAR				

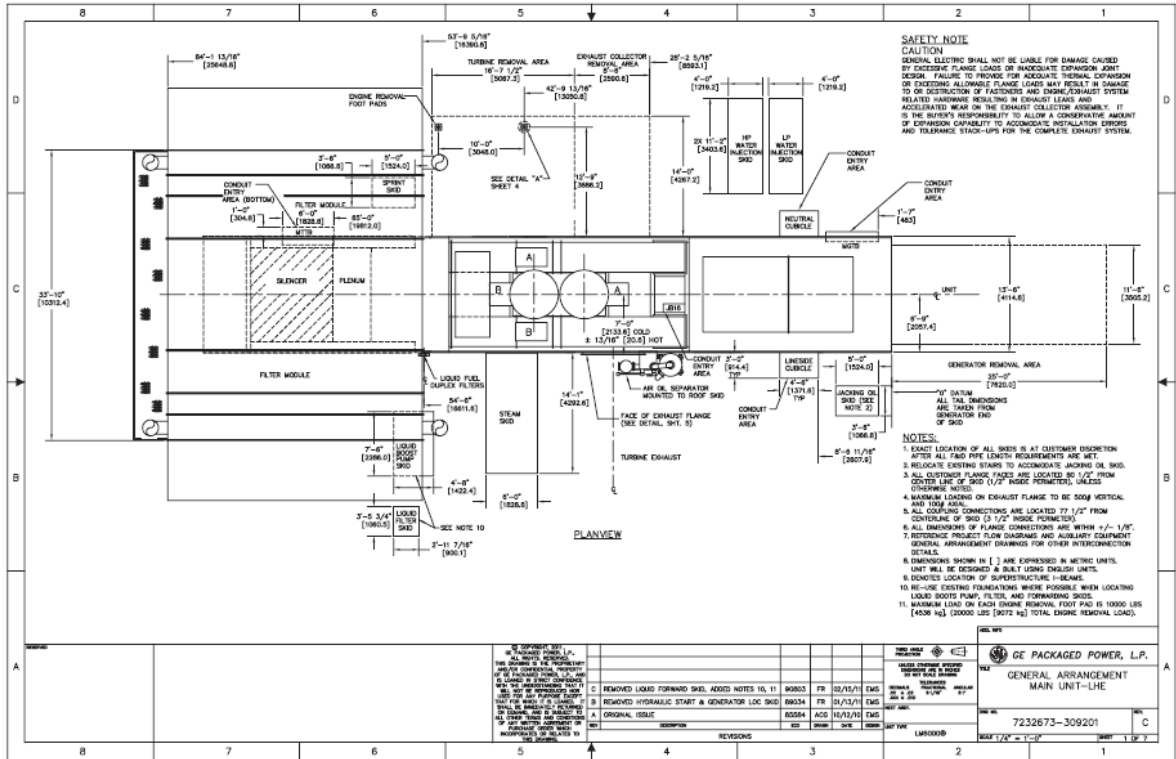
Anexo B Plano Vista Frontal Turbogruppo GE



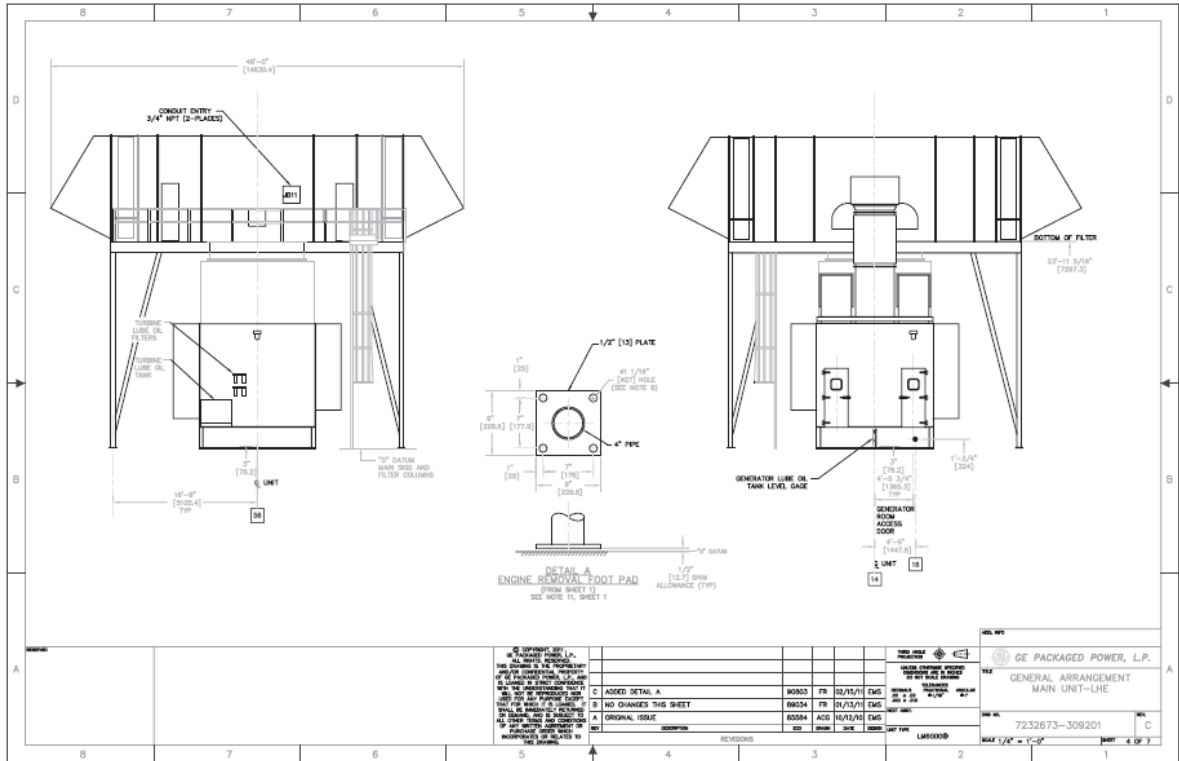
Anexo C. Plano Vista Lateral Posterior Turbogruppo GE



Anexo D. Plano Vista Superior Turbogrupo GE



Anexo E. Plano Vistas Lateral derecha e Izquierda Turboggrupo GE



Anexo F. Conexiones Turbina LM6000 GE

