



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica

**PROGRAMA DE MANTENIMIENTO Y SEGURIDAD INDUSTRIAL PARA LA
TURBINA AEOREDERIVATIVA STEWARD & STEVENSON GE LM500, DE
PLANTA GENERADORA LAS PALMAS DUKE ENERGY GUATEMALA**

Willy Leonel Prado Mazariegos

Asesorado por el Ing. Elder Armando Morales Solís

Guatemala, noviembre de 2009

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**PROGRAMA DE MANTENIMIENTO Y SEGURIDAD INDUSTRIAL PARA LA
TURBINA AEOREDERIVATIVA STEWARD & STEVENSON GE LM500, DE
PLANTA GENERADORA LAS PALMAS DUKE ENERGY GUATEMALA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR:

WILLY LEONEL PRADO MAZARIEGOS
ASESORADO POR EL ING. ELDER ARMANDO MORALES SOLÍS

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO MECÁNICO

GUATEMALA, NOVIEMBRE DE 2009

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Inga. Glenda Patricia García Soria
VOCAL II	Inga. Alba Maritza Guerrero de López
VOCAL III	Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. José Milton De León Bran
VOCAL V	Br Isaac Sultán Bran Mejía
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Julio Cesar Campos Paiz
EXAMINADOR	Ing. Carlos Anibal Chicojay Coloma
EXAMINADOR	Ing. Edwin Estuardo Sarceño Zepeda
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

**PROGRAMA DE MANTENIMIENTO Y SEGURIDAD INDUSTRIAL PARA LA
TURBINA AEOREDERIVATIVA STEWARD & STEVENSON GE LM5000, DE
PLANTA GENERADORA LAS PALMAS DUKE ENERGY GUATEMALA,**

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica, el 18 de abril de 2008.


Willy Leonel Prado Mazariegos



Europlaza World Business Center
5a. Av. 5-55 Zona 14
Torre III, Nivel 12, Oficina 1201 - 1204
PBX (502) 2327-7400 / FAX (502)2327-7401 y 2

Ingeniero
Carlos Aníbal Chicojay
Supervisor de Area Mecánica
Facultad de Ingenieria
Universidad San Carlos de Guatemala

Estimado Ingeniero:

Reciba un cordial saludo deseándole éxitos en sus labores cotidianas, el motivo de la presente es para hacer de su conocimiento que el proyecto de EPS del joven Willy Leonel Prado, denominado "PROGRAMA DE MANTENIMIENTO Y SEGURIDAD INDUSTRIAL PARA LA TURBINA AERODERIVATIVA STEWARD & STEVENSON GE LM5000, DE PLANTA GENERADORA LAS PALMAS DUKE ENERGY GUATEMALA". Fue culminado exitosamente en el mes de septiembre del año 2,008 en las instalaciones de Planta Las palmas de Duke Energy Guatemala. Así mismo informo que el reporte de este proyecto fue revisado por mi persona.

Para los usos que al interesado convenga extendiendo la presente a los veintisiete días del mes de Marzo del año dos mil nueve.

Atentamente,

A handwritten signature in black ink is written over the Duke Energy logo. The signature appears to read 'Elder Armando Morales Solís'. The logo is partially obscured by the signature.

Ing. Elder Morales

Gerente de mantenimiento
Planta Las Palmas, Duke Energy Guatemala.
Tel. 2327 7540

Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería



UNIDAD DE E.P.S.

Guatemala, 21 de octubre de 2009
REF.EPS.DOC.721.09.09.

Inga. Norma Ileana Sarmiento Zeceña de Serrano
Directora Unidad de EPS
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimada Ingeniera Sarmiento Zeceña.

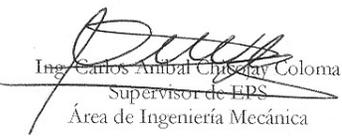
Por este medio atentamente le informo que como Supervisor de la Práctica del Ejercicio Profesional Supervisado (E.P.S.), del estudiante universitario **Willy Leonel Prado Mazariegos** de la Carrera de Ingeniería Mecánica, con carné No. **200113064**, procedí a revisar el informe final, cuyo título es **“PROGRAMA DE MANTENIMIENTO Y SEGURIDAD INDUSTRIAL PARA LA TURBINA AERODERIVATIVA STEWARD & STEVENSON GE LM5000 DE PLANTA GENERADORA LAS PALMAS DUKE ENERGY GUATEMALA”**.

En tal virtud, **LO DOY POR APROBADO**, solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,

“Id y Enseñad a Todos”


Ing. Carlos Ambal Chiselay Coloma
Supervisor de EPS
Área de Ingeniería Mecánica

c.c. Archivo
EESZ/ra



Edificio de E.P.S., Facultad de Ingeniería, Universidad de San Carlos de Guatemala
Ciudad Universitaria zona 12, teléfono directo: 2442-3509

Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería



UNIDAD DE E.P.S.

Guatemala, 21 de octubre de 2009
REF.EPS.D.1474.10.09

Ing. Julio César Campos Paiz
Director Escuela de Ingeniería Mecánica
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimado Ingeniero Campos Paiz:

Por este medio atentamente le envío el informe final correspondiente a la práctica del Ejercicio Profesional Supervisado, (E.P.S) titulado **"PROGRAMA DE MANTENIMIENTO Y SEGURIDAD INDUSTRIAL PARA LA TURBINA AERODERIVATIVA STEWARD & STEVENSON GE LM5000 DE PLANTA GENERADORA LAS PALMAS DUKE ENERGY GUATEMALA"** que fue desarrollado por el estudiante universitario, **Willy Leonel Prado Mazariegos** quien fue debidamente asesorado por el Ing. Elder Armando Morales Solís y supervisado por el Ingeniero Carlos Anibal Chicojay Coloma.

Por lo que habiendo cumplido con los objetivos y requisitos de ley del referido trabajo y existiendo la aprobación del mismo por parte del Asesor y del Supervisor de EPS, en mi calidad de Directora apruebo su contenido solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,
"Id y Enseñad a Todos"

Inga. Norma Ileana Sarmiento Zecena de Serrano
Directora Unidad de EPS



NISZ/ra

**UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA**



FACULTAD DE INGENIERIA

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, después de conocer el dictamen del asesor, con la aprobación de la directora del Ejercicio Profesional Supervisado, E.P.S., al Trabajo de Graduación PROGRAMA DE MANTENIMIENTO Y SEGURIDAD INDUSTRIAL PARA LA TURBINA AERODERIVATIVA STEWARD & STEVENSON GE LM5000, DE PLANTA GENERADORA LAS PALMAS DUKE ENERGY GUATEMALA, del estudiante Willy Leonel Prado Mazariegos, procede a la autorización del mismo.

ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Julio César Campos Paiz
DIRECTOR



Guatemala, noviembre de 2009

JCCP/behdei

Universidad de San Carlos
de Guatemala



Facultad de Ingeniería
Decanato

Ref. DTG.229.2009

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de programa de mantenimiento y seguridad industrial para la turbina aeroderivativa steward & stevenson GE LM5000, de planta generadora las palmas duke energy Guatemala, al trabajo de graduación titulado: **PROGRAMA DE MANTENIMIENTO Y SEGURIDAD INDUSTRIAL PARA LA TURBINA AEOREDERIVATIVA STEWARD & STEVENSON GE LM5000, DE PLANTA GENERADORA LAS PALMAS DUKE ENERGY GUATEMALA** presentado por el estudiante universitario **Willy Leonel Prado Mazariegos**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Murphy'.

Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
DECANO

Guatemala noviembre de 2009



/gdech

AGRADECIMIENTOS A:

DIOS En el principio era la Palabra,
 y la Palabra estaba ante Dios,
 y la Palabra era Dios.

Virgen María, por su protección y continua intercesión por mi bienestar y el de mis seres queridos.

Ingeniero Elder Morales, por su aportación, colaboración y el tiempo brindado para el desarrollo de este trabajo de graduación.

Ingeniero Carlos Anibal Chicojay Coloma, por el tiempo y buena disposición en la realización y revisión de este trabajo de graduación.

Planta generadora las palmas Duke Energy Guatemala, por permitir llevar a cabo en sus instalaciones este trabajo de graduación.

Facultad de Ingeniería, por alojarme en sus aulas, brindandome las herramientas técnicas y académicas para mi formación.

Universidad de San Carlos, por ser algo más que una prestigiosa casa de estudios en la cual he tenido el privilegio y gusto de crecer académicamente.

ACTO QUE DEDICO A:

- DIOS** Por ser el Verbo que da vida a todas las acciones, y que impulsa desde lo alto mis aspiraciones, brindándome cada día el aliento de vida necesario para cumplir mi misión en esta vida.
- MIS PADRES** Hugo Leonel Prado e Irma Yolanda Mazariegos Jiménez. Por apoyar incondicionalmente cada una de mis empresas, dándome los medios para llegar a ellas. Por entender y respetar mi espacio y decisiones, motivándome a seguir adelante y buscar más.
- FAMILIARES** Primas, primos, tíos, tías, abuelos, abuela, por apoyar como una familia debe hacerlo, siendo parte de los buenos momentos con toda la emoción, ayudando y aconsejando en los malos momentos.
- MI NOVIA** Ingrid Virginia. Por recorrer a mi lado esta parte del camino, sembrando ternura, amor y comprensión en mi corazón. Te quiero mucho.
- AMIGOS** Por ese cúmulo de experiencias y enseñanzas que han logrado depositar en mi persona. Por todos esos momentos compartidos juntos, lo cual ha hecho mas gratificante y memorable este recorrido.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
GLOSARIO	IX
RESUMEN	XI
OBJETIVOS	XIII
INTRODUCCIÓN	XV
1. FASE DE INVESTIGACIÓN	1
1.1 Descripción de la empresa	1
1.1.1 Naturaleza de la empresa	1
1.2 Turbina S&S GE LM5000	3
1.2.1 Descripción de una turbina GE LM5000	3
1.2.1.1 Conjunto LM5000	4
1.2.1.2 Turbina de potencia	9
1.2.1.3 Generador eléctrico	11
1.2.1.4 Sistema de arranque hidráulico	16
1.2.2. Descripción de sistemas auxiliares	20
1.2.2.1 Sistema de entrada de aire	20
1.2.2.2 Sistema de arranque	23
1.2.2.3 Sistema de aceite de lubricación de la turbina	25
1.2.2.4 Sistema de combustible	28
1.2.2.5 Sistema contra incendios	30
1.2.2.5.1 Detección de gases	30
1.2.2.5.2 Detección de fuego	32
1.2.2.5.3 Sistema extinguidor	32

1.2.2.6	Sistema de lavado del compresor	35
1.2.2.6.1	Sistema de lavado del compresor	35
1.2.2.6.2	Sistema de lavado en línea	36
1.2.3	Descripción de diagrama unifilar de la unidad	39
1.2.4	Descripción de un ciclo combinado	41
1.2.4.1	Ciclo Brayton	42
1.2.4.2	Cogeneración	45
1.2.4.3	Ciclos de potencia combinados	45
1.2.4.3.1	Gas – Vapor	45
1.2.5	Descripción de arranque, operación y paro de la unidad	49
1.2.5.1	Arranque de unidad	49
1.2.5.1.1	Compresores de aire de arranque	49
1.2.5.1.2	Ventiladores del generador	50
1.2.5.1.3	Ventiladores de la turbina	50
1.2.5.1.4	Bomba de aceite del generador	51
1.2.5.1.5	Sistema contra incendios	51
1.2.5.1.6	Revisión de alarmas	52
1.2.5.1.7	Revisión de permisos	52
1.2.5.1.8	Purga de la unidad	52
1.2.5.1.9	Sistema de ignición	53
1.2.5.1.10	Calentamiento	54
1.2.5.1.11	Aceleración y secuencia completa	54
1.2.5.1.12	Excitatriz del generador	55
1.2.5.1.13	Sincronización	55
1.2.5.1.14	Cargar la unidad	58
1.2.5.2	Paro de unidad	59
1.2.5.2.1	Paro Normal	59
1.2.5.2.2	Paro de emergencia	60
1.2.5.2.3	Paro Por mal funcionamiento	61

2.	FASE TÉCNICO PROFESIONAL	63
2.1	Mantenimiento industrial	63
2.1.1	Tipos de mantenimiento	63
2.1.1.1	Mantenimiento correctivo	63
2.1.1.2	Mantenimiento preventivo con base en el tiempo o en el uso	63
2.1.1.3	Mantenimiento preventivo con base en las condiciones	64
2.1.1.4	Mantenimiento de oportunidad	64
2.1.2	Planificación del mantenimiento	66
2.1.3	Herramientas necesarias para mantenimiento	69
2.1.4	Control de la producción de energía y Prestación del servicio	88
2.1.5	Validación de los procesos de la producción y de la prestación del servicio	91
2.1.6	Control de los dispositivos de medición y seguimiento	93
2.1.7	Control de los registros	95
2.1.8	Análisis de datos	95
2.1.9	Acciones correctivas	96
2.1.10.	Acciones preventivas	96
2.2	Seguridad Industrial	97
2.2.1	Tipos de seguridad	97
2.2.1.1	Normas OSHAS 18001	97
3.	FASE ENSEÑANZA APRENDIZAJE	103
3.1	Captación y análisis de información	103
3.1.1	Mecanismos para la captación de información	103
3.1.2	Importancia de reportar eventos no comunes	105
3.2	Operación de la turbina	106
3.2.1	Rutina de paro de emergencia de la turbina	106

3.2.2	Rutina de lavado del compresor de la turbina con la turbina en paro	107
3.3	Capacitaciones	110
3.3.1	Paro de unidad GE LM 5000	110
3.3.2	Lavado compresor Turbina GE LM 5000	111
	CONCLUSIONES	113
	RECOMENDACIONES	115
	BIBLIOGRAFÍA	117

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1	Proceso de generación de electricidad	2
2	Turbina GE LM5000	3
3	Generador de gas LM5000	5
4	Módulos del generador de gas	7
5	Rotores de alta y baja presión.	8
6	Sección transversal turbina de potencia	10
7	Generador y Cojinete de empuje	12
8	Estructura del generador	13
9	Esquema motor hidráulico de arranque	17
10	Diagrama circuito hidráulico	19
11	Flujo de aire en la turbina	22
12	Sistema de aceite de lubricación	27
13	Esquema flujo de combustible	29
14	Localización de detectores de fuego y gas	31
15	Sistema contra incendios	34
16	Diagrama del tanque de agua para lavado del Compresor	37
17	Diagrama de lavado en línea del compresor	38
18	Diagrama unifilar de la unidad	39
19	Esquema ciclo abierto para una turbina de gas	43
20	Diagramas P-v, T-s para ciclo Brayton ideal	44
21	Esquema y diagrama T-s para ciclo combinado gas vapor	46
22	Diagrama ciclo STIG	48

23	Compresores de aire Kaeser	49
24	Interruptores de ventilador del generador	50
25	Interruptor de la bomba de aceite del generador	51
26	Interruptor de activación de sistema contra incendios	51
27	Parámetros de turbina antes de ser arrancada	53
28	Manija de encendido de la excitatriz del generador	55
29	Manija de sincronización y sincronoscopio	56
30	Manija de sincronización	56
31	Regulador manual de voltaje	57
32	Sincronoscopio	57
33	Interruptor / Breaker de sincronización	58
34	Manija del gobernador de voltaje y voltímetro del generador	58
35	Rombo de seguridad	101

TABLAS

I	Equipo para mantenimiento del sensor de vibración	71
II	Herramienta para trabajos de separadora	72
III	Programa de mantenimiento para la turbina	73
IV	Programa de mantenimiento para la turbina	74
V	Programa de mantenimiento para el generador	75
VI	Programa de mantenimiento para equipos auxiliares	76
VII	Programa de mantenimiento para equipos auxiliares	77
VIII	Programa de mantenimiento para compresor de aire	78
IX	Programa de mantenimiento para separadora Westfalia	79
X	Programa de mantenimiento semanal y 200 horas	80

XI	Programa de mantenimiento 500 horas y 500 a 1000 horas	81
XII	Programa de mantenimiento 1500 horas o seis meses y 2000 horas o tres meses	82
XIII	Programa de mantenimiento 2000 a 3000 horas y 3000 horas o un año	83
XIV	Programa de mantenimiento 4000 horas o seis meses	84
XV	Continuación programa de mantenimiento 4000 horas o seis meses	85
XVI	Programa de mantenimiento 8000 horas o un año	86
XVII	Programa de mantenimiento 6000 horas o dos años y otras indicaciones	87

GLOSARIO

Acción insegura	Evento llevado a cabo por una persona, aun sabiendo esta que la probabilidad de que un incidente ocurra en la realización de esta actividad es alta.
Cargar	Referente al arranque de la turbina, es la acción de incrementar progresivamente la cantidad potencia que la unidad esta generando.
Cuasi incidente	Evento que no llegar a provocar un incidente, pero que pudo haberlo provocado, ya sea por una acción insegura o una condición insegura
Condición insegura	Condición en la cual sin ayuda de intervención humana, un incidente pudiera ocurrir.
Equipo auxiliar	Todos aquellos equipos, que no siendo parte integral de la turbina, son parte fundamental en el funcionamiento de esta.
MSDS	Hoja de datos de seguridad de un material (Material safety data sheet) en la cual esta contenida información técnica de un producto. Aquí también se encuentran los peligros relacionados con el manejo de un producto, y debe contener también que hacer en caso de algún daño ocasionado por el uso del mismo.
Orden de trabajo	Documento necesario para realizar cualquier tarea de mantenimiento dentro de la planta. En este se encuentra la tarea a realizar, y las condiciones de seguridad relacionadas. Sin esta, no se pueden extender los permisos de trabajo.

Permisivo	Condición eléctrica o mecánica que permite el arranque de la unidad.
Permiso de trabajo	Documento que es extendido al ejecutor de una tarea, en el cual se incluyen las normas de seguridad que deben tenerse en cuenta, así como cualquier acción que deba llevarse a cabo antes y/o durante la realización de la tarea. Sin un permiso de trabajo ninguna tarea puede ser llevada a cabo en planta.
Shutdown	Referente a las distintas formas en que la turbina puede ser detenida.
Stig	Turbina de gas con vapor inyectado (steam injected gas turbine), ciclo en el cual se aprovecha el calor de desperdicio para generar vapor y después inyectarlo nuevamente a la turbina.

RESUMEN

El mantenimiento es una herramienta con la cual se puede alcanzar un nivel de funcionamiento deseado. El mantenimiento preventivo es un tipo de mantenimiento que al ser utilizado efectivamente puede proveer a la empresa no solo la correcta operación de la planta, sino también minimización de costos en concepto de tiempos muertos.

A continuación se presenta primero la información que describe el proceso de generación de electricidad de la turbina aeroderivativa GE LM5000, se detallan los elementos fundamentales: componentes y equipos auxiliares de la turbina directamente involucrados en el proceso generación. Se analizan también los sistemas que interviene en el funcionamiento de la misma, sistemas tales como arranque, lubricación, combustible, detección de fuego y sistema contra incendios. Se describe también el arranque y paro de la unidad.

Seguido de la fase de investigación, se presenta los elementos involucrados en la planificación del mantenimiento para la turbina, equipos críticos y procedimientos que se deben realizar para cumplir con normas de calidad, salud, seguridad y medio ambiente. Se describe también los tipos de herramienta necesaria para la aplicación del mantenimiento y las rutinas de mantenimiento definidas para la turbina y sus equipos auxiliares. Se incluyen las actividades correctivas realizadas y los peligros identificados que están relacionados con el funcionamiento y mantenimiento de la turbina.

Por ultimo se presentan mecanismos para la captación de información, rutinas de paro de emergencia de la turbina y rutinas para el lavado del compresor. Finalizando con las conclusiones y recomendaciones.

OBJETIVOS

GENERAL:

Un programa de mantenimiento y seguridad industrial para la turbina aeroderivativa S&S GE LM5000, que este acorde a las condiciones de operación de la misma. Ajustándose este programa a las distintas normas y estándares de operación de la empresa.

ESPECÍFICOS:

1. Determinar las tareas de mantenimiento necesarias para el funcionamiento óptimo de la turbina y estimación del tiempo requerido para realizar cada tarea.
2. Definición de intervalos de mantenimiento de las actividades
3. Registro de tareas a ejecutar, creación de plantillas en Excel para que sean ingresadas en el software de mantenimiento y documentos de control para retroalimentación.
4. Monitoreo de ejecución del plan.
5. Definir stock de repuestos y herramientas para tener en bodega.

INTRODUCCIÓN

La constante búsqueda por la optimización de los procesos como herramienta para el mejor aprovechamiento de los recursos, da como resultado la introducción de normas y estándares en las empresas, las cuales les permitan tener un mejor rendimiento en sus operaciones.

Una serie de pasos deben ser llevados a cabo para alcanzar un rendimiento aceptable y la ejecución de planes que incluyan estos pasos es parte fundamental en la consecución de los objetivos planteados.

El mantenimiento es una herramienta con la cual se pueden alcanzar las condiciones de operación deseadas en una planta, un mantenimiento bien ejecutado se vera reflejado no solo en la operación de un equipo, sino también en la reducción de gastos y minimización de tiempos muertos.

El mantenimiento se considerara como un servicio el cual es prestado a un cliente interno, por lo cual, deberá cumplir con los requerimientos que el cliente le exija. El plan de mantenimiento preventivo reunirá una serie de acciones que deben llevarse a cabo para la entrega de un servicio que cumpla los estándares que le sean requeridos por el cliente. Estas acciones incluirán el mantenimiento de una documentación adecuada y actualizada, tanto de los servicios a ejecutar como de las inspecciones y los resultados tanto de las inspecciones como de los servicios. La implementación de las rutinas de mantenimiento debe cumplir los estándares de calidad y seguridad industrial que se manejan en la empresa, así como la búsqueda de una mejora continua en la ejecución de los servicios.

1. FASE DE INVESTIGACIÓN

1.1 Descripción de la Empresa

Ubicada en kilómetro 61.5 antigua carretera al puerto de San José, Planta generadora Las Palmas se dedica a la generación de electricidad por medio de motores de combustión interna y una turbina de gas aeroderivativa.

1.1.1 Naturaleza de la empresa

El proceso de generación de electricidad se puede describir con los siguientes pasos:

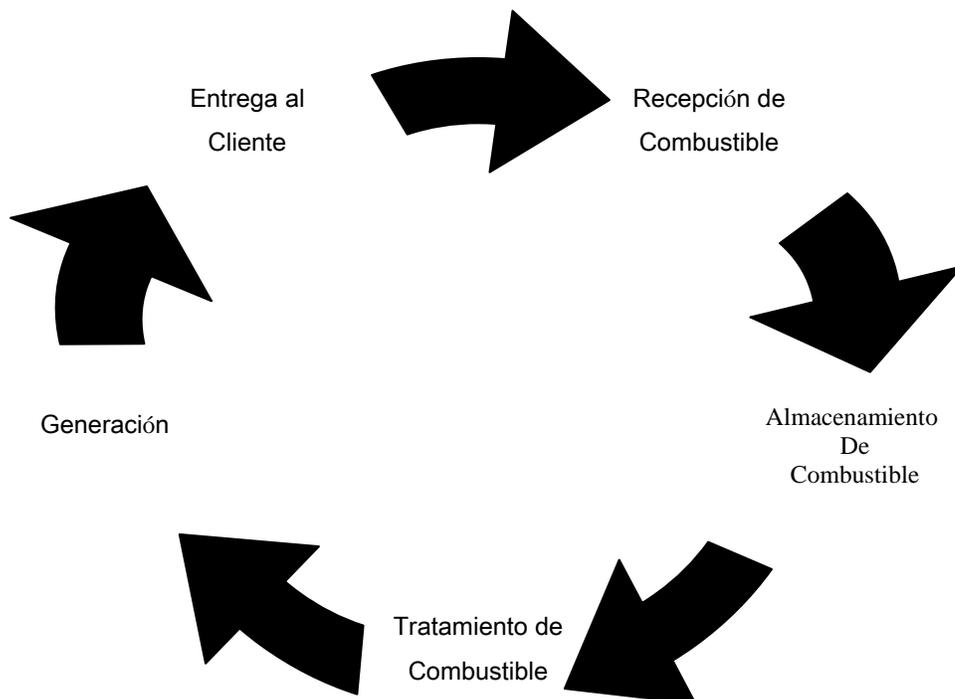
- i. Recepción de combustible
- ii. Almacenamiento de combustible
- iii. Tratamiento de combustible
- iv. Generación
- v. Entrega al cliente

Los pasos listados anteriormente aplican perfectamente para la turbina Steward & Stevenson GE LM5000. La recepción de combustible que para el caso de la turbina es diesel, empieza por el traslado de tanques cisterna hacia planta Las Palmas, previa solicitud de los mismos; estos ingresan a la planta y descargan el combustible por medio de mangueras conectadas en un lado a la salida del cisterna y el otro lado a bombas de succión las cuales trasladan el combustible hacia un tanque de almacenamiento con capacidad de 424,530 galones. Desde el tanque de almacenamiento el combustible se traslada hacia

un tanque diario con una capacidad menor de 60,964 galones, cuando la turbina es puesta en operación el combustible utilizado es el que se almacena en este tanque diario. El combustible del tanque diario ha sido expuesto a un tratamiento de separación de lodos por medio de separadoras marca Westfalia, estas separadoras tienen una capacidad de 65 galones por minuto, trasladando al tanque diario combustible listo para operación.

La generación se produce cuando la turbina es puesta en funcionamiento, transformando la energía de los gases de combustión en energía mecánica, que a su vez es transformada en energía eléctrica, por un generador eléctrico conectado a una turbina de potencia. El proceso anteriormente descrito se muestra en la figura siguiente.

Figura 1. Proceso de generación de electricidad



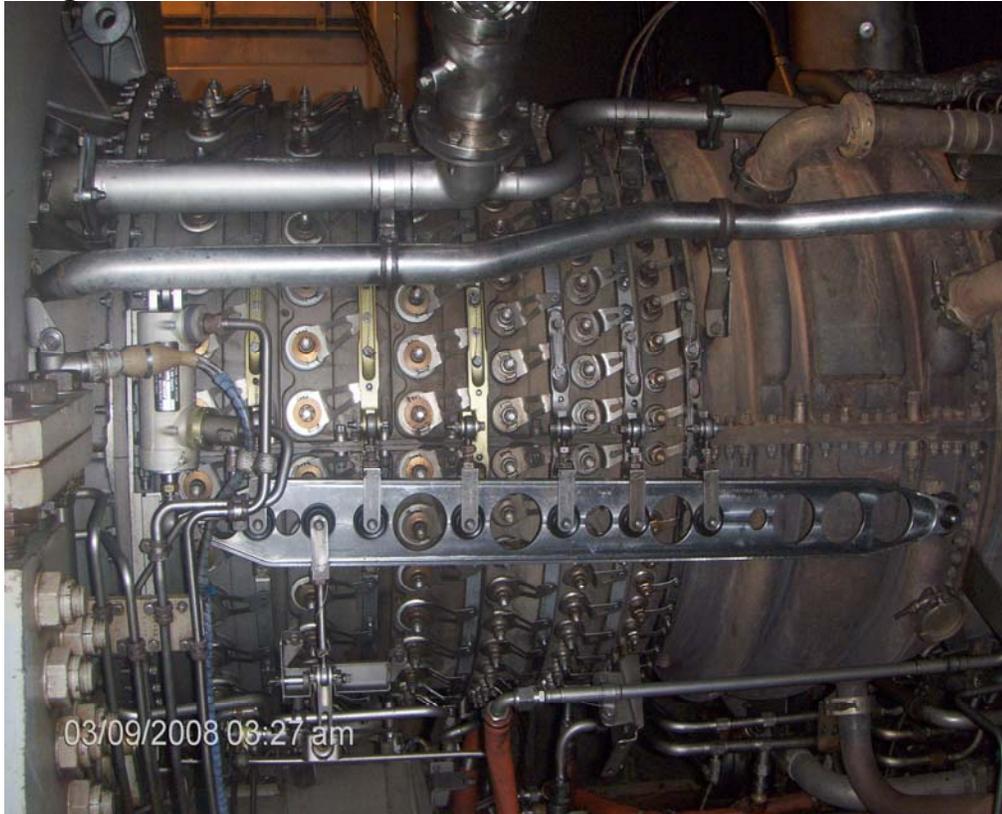
1.2 Turbina S&S GE LM5000

1.2.1 Descripción de una turbina GE LM5000

El sistema de generación de potencia de una turbina GE LM5000 comprende los siguientes elementos:

- i. Un conjunto LM5000
- ii. Un sistema de arranque hidráulico
- iii. Una estructura de enfriamiento de aceite de lubricación
- iv. Un centro de control
- v. Relays de protección del generador
- vi. Cubículos de control localizados remotamente.

Figura 2. Turbina GE LM 5000



1.2.1.1 Conjunto LM5000

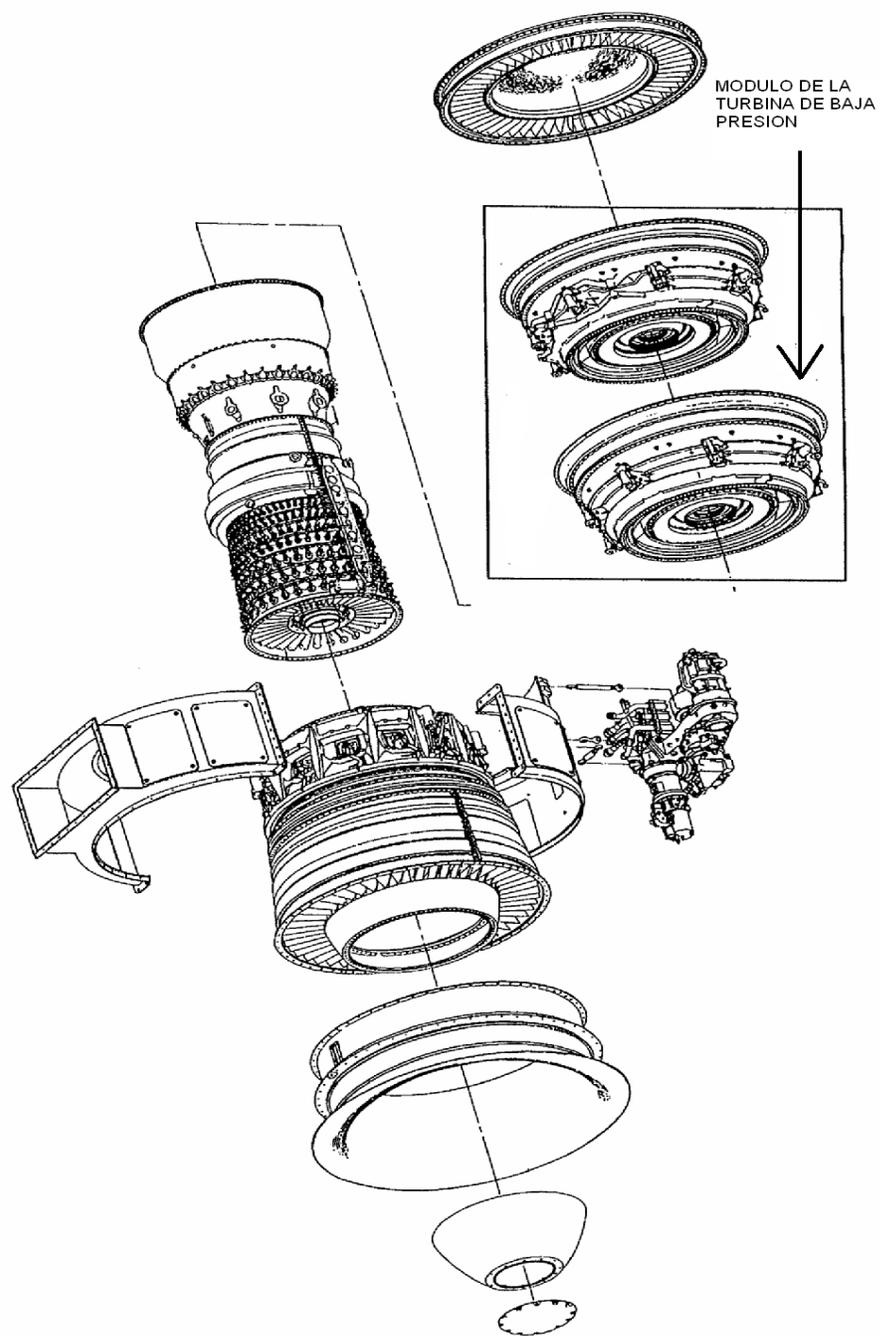
El conjunto de la turbina consiste de una turbina de gas General Electric directamente acoplada a un generador Brush Electric enfriado con aire. La turbina esta equipada para operar con combustible liquido solamente, e inicialmente fue operada solo con ciclo simple. Este conjunto junto con los equipos auxiliares son controlados y monitoreados desde un panel de control localizado externamente y cubículos de centro de control (MCC), localizados cerca del panel de control. Los paneles de medición de la turbina y el generador permiten un monitoreo de presión y temperatura directamente en el recinto de la turbina.

Cuando un generador de gas LM5000 y una turbina de potencia serie T-5000-1 son acoplados, la unidad es identificada como una turbina de gas LM5000. El generador de gas LM5000 es una unidad de rotor dual, conformándolo los siguientes elementos:

- i. Sección de entrada de aire.
- ii. Un compresor de baja presión de 5 etapas (LPC).
- iii. Un Compresor de alta presión de 14 etapas (HPC).
- iv. Un Combustor.
- v. Una turbina de alta presión de 2 etapas (HPT).
- vi. Una turbina de baja presión de 1 etapa (LPT).
- vii. Accesory drive gearbox.
- viii. Controles y accesorios.

Estos elementos se muestran en la figura 3.

Figura3. Generador de gas LM5000. Tomada de On-site Operation and Maintenance GEK 72550, página 1-15



El compresor de baja presión (LPC) es impulsado a través de un eje concéntrico por la turbina de baja presión de una etapa (LPT), esta configuración forma el rotor de baja presión.

El rotor de alta presión es conformado por el compresor de alta presión de 14 etapas (HPC), impulsado por la turbina de alta presión de 2 etapas (HPT). El núcleo de alta presión es conformado por el compresor de alta presión, el combustor y las secciones de la turbina de alta presión. El generador de gas está diseñado para ser desensamblado en módulos como lo muestra la figura 4.

Los rotores del generador de gas y la turbina de potencia no están físicamente acoplados, sino que están termodinámicamente acoplados. Los gases calientes producidos por el generador de gas pasan a través de la turbina de potencia, esto le provee a la turbina de potencia el torque rotacional necesario. La figura 5 muestra los rotores de alta y baja presión

Figura 4. Módulos Generador de Gas. Tomada de On-site Operation and Maintenance GEK 72550, página 1-21

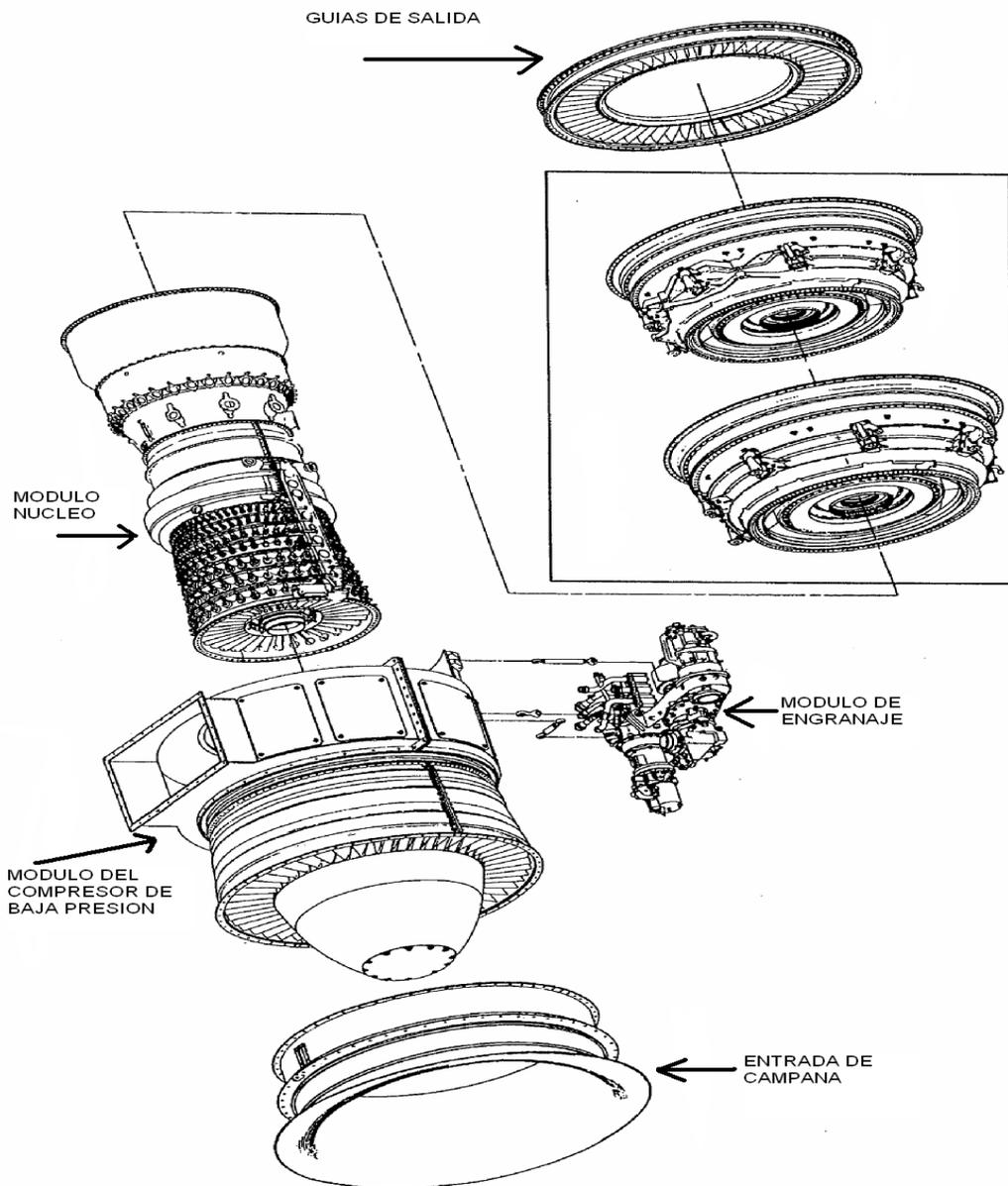
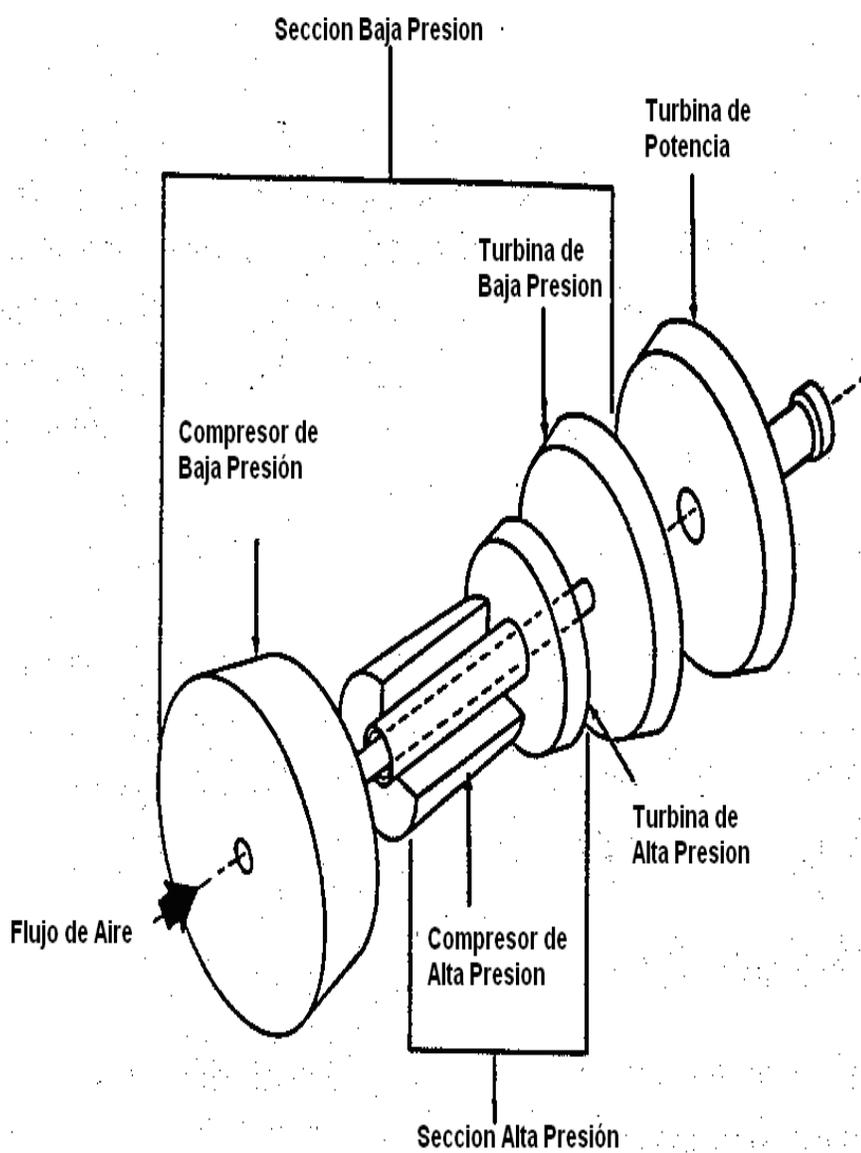


Figura 5. Rotores de alta y baja presión. Tomada de manual de operación, página 1-1-2



1.2.1.2 Turbina de potencia

La T-5000-1 es una turbina de flujo axial de 3 etapas diseñada para ser acoplada termodinámicamente al generador de gas LM5000. Esta opera a una velocidad de sincronización de 3600 RPM, eliminando la necesidad de una caja de engranajes para la reducción de velocidad. El ensamble es una turbina de potencia libre cuyo sentido de rotación es en contra de las manecillas del reloj cuando es observada desde el compresor a la turbina.

Los componentes principales que conforman la turbina de potencia son:

- i. Ensamble del estator
- ii. Ensamble del rotor
- iii. Ensamble de la estructura de la turbina.

El ensamble del estator es compuesto de:

- i. Carcaza del estator
- ii. Nozzles y vanes de la turbina de baja presión.

El ensamble del rotor es compuesto de:

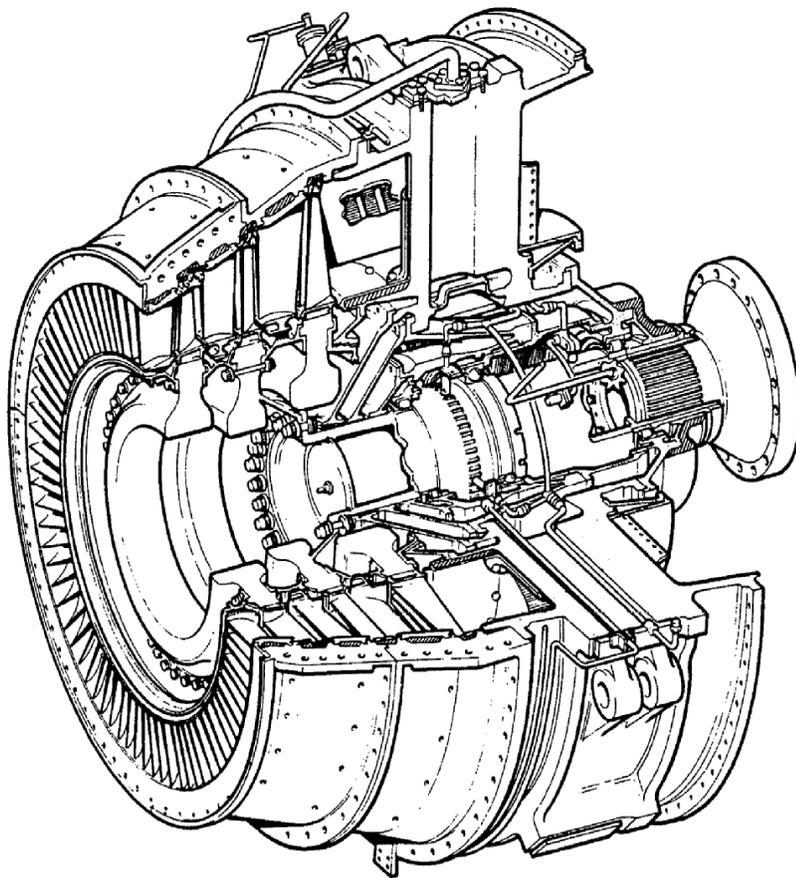
- i. Paletas (blades)
- ii. Discos
- iii. Sub-ensamblajes del eje

El ensamble de la estructura de la turbina consiste de

- i. Hub subassembly
- ii. Estructura (frame)
- iii. Cojinetes y
- iv. Barras radiales (struts)

La figura 6 muestra una sección transversal de la turbina de potencia serie T-5000-1.

Figura 6. Sección transversal turbina de potencia. Tomada de On-site Operation and Maintenance GEK 72550, página 2-2 A



1.2.1.3 Generador eléctrico

Fue manufacturado por Brush Electric, Ltd. Este es un generador de dos polos que tiene un excitador que no usa escobillas o carbones. Es enfriado por medio de un circuito de aire abierto. Y está diseñado para operar a 60 hertzios a una velocidad de sincronización de 3600 RPM.

El rotor del generador es soportado en cada extremo por cojinetes hechos de metal blanco y revestidos con una capa delgada de babbitt. Los 2 extremos son conocidos como el extremo conducido (Drive End) y el extremo del excitador (Exciter End). En el extremo conducido hay un cojinete de empuje y un cojinete journal. Un cojinete de empuje consiste en una serie de discos de empuje montados en aros al final del Drive End. La lubricación de estos cojinetes es realmente importante, puesto que el rotor del generador pesa casi 12 toneladas y la velocidad de superficie del eje en los cojinetes es alrededor de 100 millas por hora (161 kilómetros por hora) a 3600 RPM. En la figura 7 se muestra el generador y el cojinete de empuje referido anteriormente. Montado sobre el rotor se tienen las siguientes partes: los ventiladores de enfriamiento, el campo principal del generador, el campo PMG, el devanado del estator y el campo de excitación. La estructura del generador tiene dimensiones aproximadas en pies de 15 x 8 x 8. Figura 8

**Figura 7. Generador y cojinete de empuje. Tomada de manual de
capacitación, página 2.2.2-18**

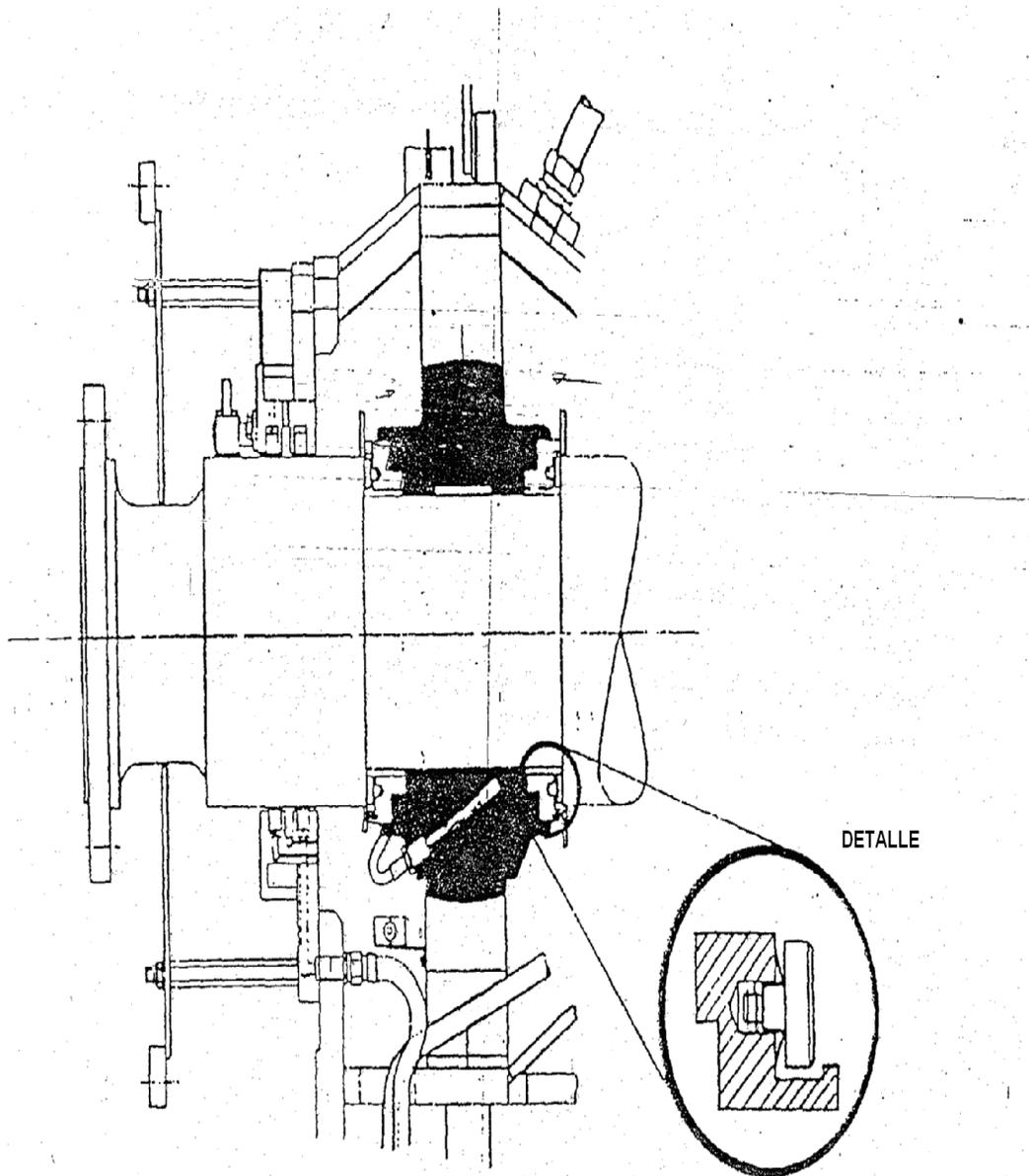
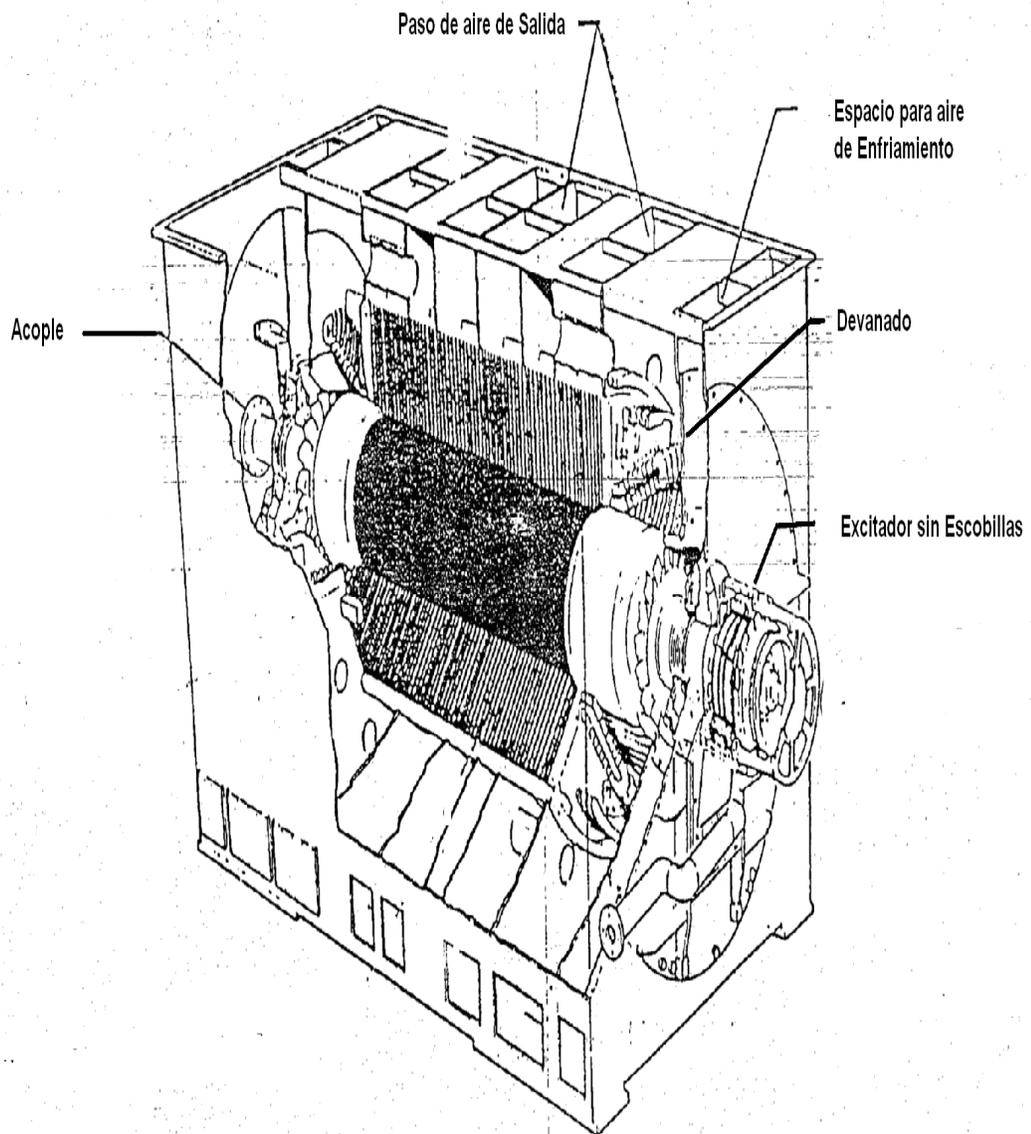


Figura 8. Estructura del generador. Tomada de manual de capacitación, página 2.2.2



El núcleo del devanado del estator esta hecho de platos estampados y segmentados llamadas laminaciones. Estas laminaciones son de baja pérdida y alta permeabilidad y están unidas al revestimiento del estator. El tipo de fabricación y aislamiento usado en estas, ayudan a reducir las pérdidas por corrientes Eddy.

Las corrientes Eddy son causadas por diferencias de potencial dentro de los conductores, estas diferencias pueden ser causadas por diferencias en los valores de las resistencias en un conductor, por cambios de calor afectando la resistencia, etc. Las corrientes eddy fluyen en caminos circulares dentro y alrededor de las partes del núcleo de un generador u otros dispositivos eléctricos, lo cual no contribuye con la generación de potencia.

El núcleo del estator consiste de 3 fases eléctricas separadas A, B y C. Un extremo de cada fase esta conectada al punto del lado de terminal de línea para uso de conexión de carga, el otro extremo de cada fase es conectada al punto neutral en el lado contrario de la estructura del generador.

Fugas de aceite desde la chumacera del cojinete hacia el eje, son prevenidas por 2 sellos principales de bronce, en cada lado de cada cojinete. Entre cada par de sellos existe un espacio anular presurizado con aire desde la corriente inferior de los ventiladores del rotor.

A velocidades de operación, los cojinetes son lubricados por medio de una bomba montada externa al excitador y conducida por el rotor del generador. En arranques y paradas, el aceite de lubricación es proporcionado por una bomba auxiliar que utiliza un motor AC. La función de la bomba auxiliar es complementada con 2 tanques de trabajo parcial. El aceite desde estos tanques

fluye por gravedad para lubricar los cojinetes mientras la velocidad del rotor cae por debajo de 400 RPM durante los paros.

Debido a que la cavidad de los cojinetes esta a la presión del recinto, el efecto neto es un pequeño flujo de aire a lo largo del eje desde el espacio anular dentro de la cavidad del cojinete. Agujeros de drenado de diámetro pequeño son utilizados para ocuparse de cualquier filtración que pueda ocurrir cuando el sistema de lubricación de aceite es operado con el eje detenido.

El generador eléctrico desarrolla potencia eléctrica como sigue:

- i. El magneto permanente proporciona corriente alterna al regulador de voltaje en el sistema de control de excitación.
- ii. El regulador de voltaje modula el flujo de corriente a través del campo estacionario del devanado del excitador.
- iii. El flujo magnético desarrollado por el flujo de corriente a través del campo del devanado del excitador induce corriente alterna en sus tres fases al devanado del excitador rotativo.
- iv. Las 3 fases de corriente AC desde el devanado, es rectificado por un rectificador rotativo.
- v. La corriente directa resultante pasa a través del campo principal del devanado del rotor cilíndrico induciendo voltaje AC en las fases de salida del devanado del estator.

1.2.1.4 Sistema de arranque hidráulico

La figura 9 muestra un dibujo esquemático del motor de arranque hidráulico montado en el gearbox del generador de gas. El motor está diseñado con 5 pistones hidráulicos que empujan un disco de ángulo fijo (swash plate) que causa rotación. Mientras más grande es el suministro de presión, más rápida es la rotación del estárter.

Cuando el estárter está operando en condiciones de velocidad baja (1200 RPM en el rotor del compresor de alta presión), la presión de suministro hidráulico es aproximadamente 3000 psig. En el modo de alta velocidad, la presión de suministro hidráulico es incrementada aproximadamente a 5300 psig lo que causa que el estárter rote más rápido.

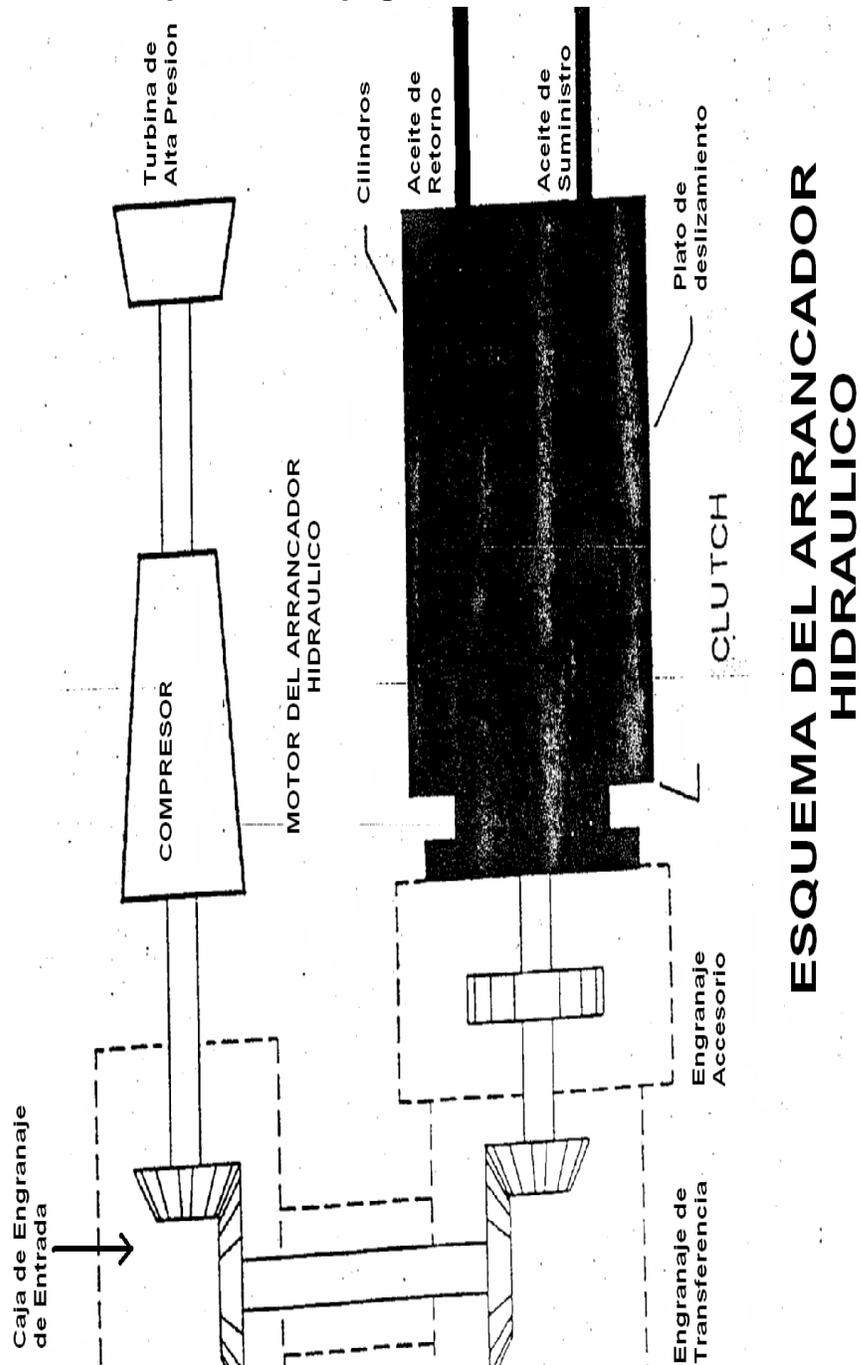
A una velocidad de 4700 RPM en el rotor del compresor de alta presión, el estárter hidráulico es desenergizado por medio de la reducción de la presión de suministro a cero psig. Cuando esto ocurre la velocidad del estárter baja y el embrague de sobre velocidad mecánicamente separa el swash plate y los pistones de los ejes del gearbox.

El suministro de aceite hidráulico es proporcionado y controlado por presión, por medio de este sistema de arranque hidráulico localizado afuera del recinto de la turbina. Las líneas de retorno y suministro de aceite hidráulico están conectadas en este sistema de arranque.

El sistema de arranque hidráulico es un sistema cerrado, y provee fluido hidráulico de presión controlada al motor de arranque hidráulico montado en el gearbox del generador de gas. Este sistema consta de un reservorio de fluido

hidráulico con capacidad de 40 galones, un motor eléctrico de 200 HP el cual se encarga de hacer rotar 3 bombas, la principal, la de carga y la de enfriamiento.

Figura 9. Esquema motor hidráulico de arranque. Tomada de manual de capacitación, página 2.3.4.2

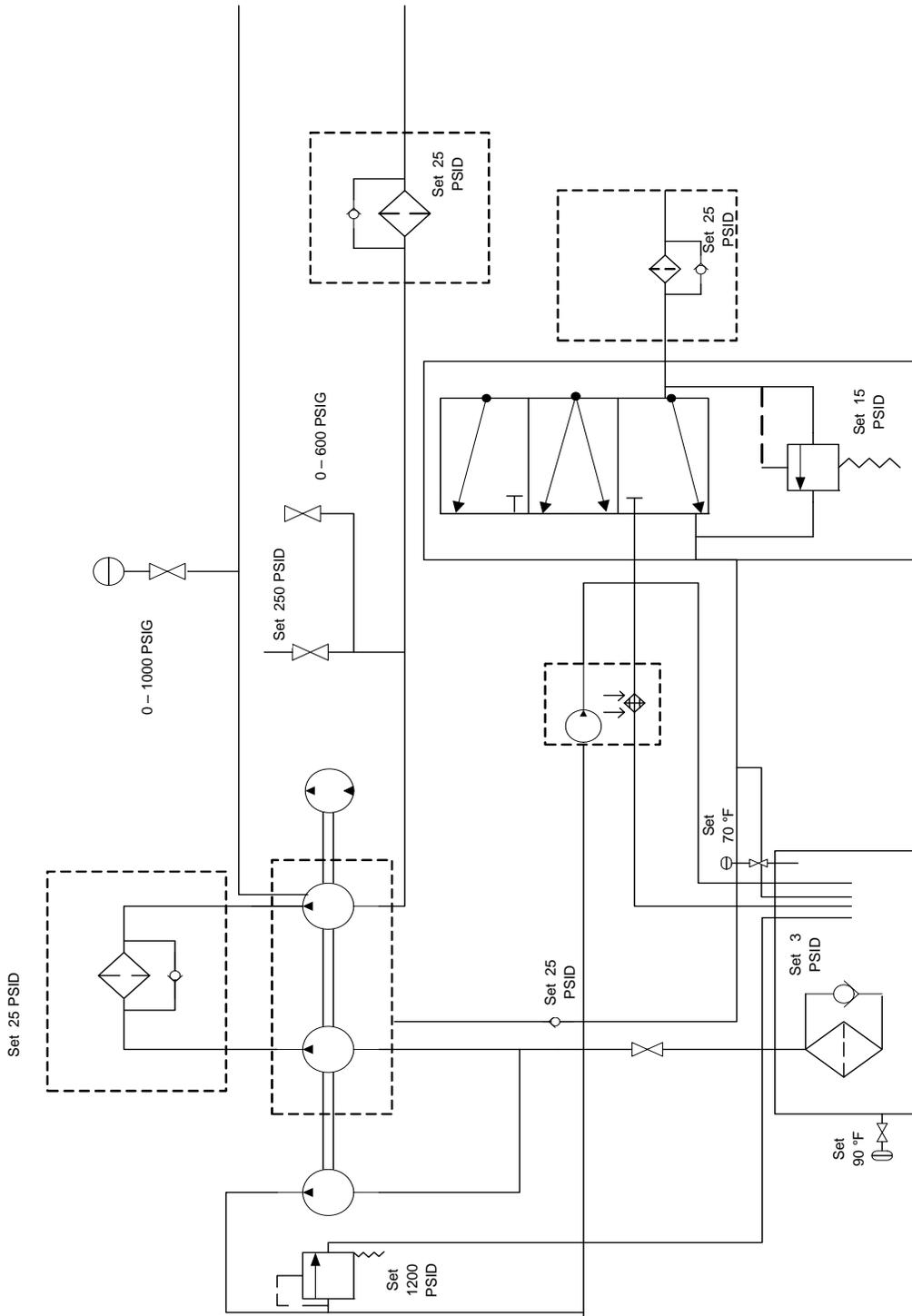


ESQUEMA DEL ARRANCADOR HIDRAULICO

La bomba principal es una bomba de pistón con un swash plate de ángulo variable para controlar la presión de descarga de la bomba. La bomba de carga es una bomba de desplazamiento positivo y comparte un eje común con la bomba principal.

Cuando el operador inicia una señal de arranque en el panel de control, el sistema de control automáticamente energiza un motor eléctrico de 200 HP y hace rotar la bomba de carga junto con la bomba principal. El disco (swash plate) de la bomba principal esta en un ángulo cero en este momento y por lo tanto no hay presión desarrollada por esta bomba en este momento. Pero la bomba de carga se encarga de trasladar fluido hidráulico desde el reservorio, entonces carga o llena el circuito cerrado del sistema hidráulico. La figura 10 muestra un diagrama del circuito hidráulico. La presión de las líneas de entrada y regreso, y la presión dentro de la bomba principal son igualadas a 350 psig por una válvula de alivio interna en la bomba principal. Cuando el sistema ha sido cargado y verificado por el switch de presión PSSL 1605; el ángulo del swash plate es hidráulicamente posicionado en el ángulo de baja velocidad por una válvula solenoide energizada eléctricamente. El ángulo de baja velocidad del swash plate provoca que la bomba principal desarrolle aproximadamente 3000 psig de presión de descarga y hace rotar el rotor de alta presión del generador de gas a 1200 RPM. Cuando el modo de alta velocidad es seleccionado por el sistema de control, la corriente es incrementada en la válvula solenoide y el ángulo del swash plate es incrementado aun mas, resultando esto en una presión de descarga mas alta, aproximadamente 5300 psig; y una rotación mas rápida del estárter del generador también se consigue. A 4700 RPM en el rotor de alta presión, el estárter del generador de gas es desenergizado. Esto se logra desenergizando el motor eléctrico de 200 HP, y la solenoide que posiciona el ángulo del swash plate de la bomba principal.

Figura 10. Diagrama circuito hidráulico.



1.2.2 Descripción de sistemas auxiliares

Los sistemas auxiliares para la turbina GE LM5000 son los listados a continuación:

- i. Sistema de entrada de aire y ventilación del recinto
- ii. Sistema de arranque
- iii. Sistema de aceite de lubricación
- iv. Sistema de combustible
- v. Sistema contra incendios
- vi. Sistema de lavado del compresor

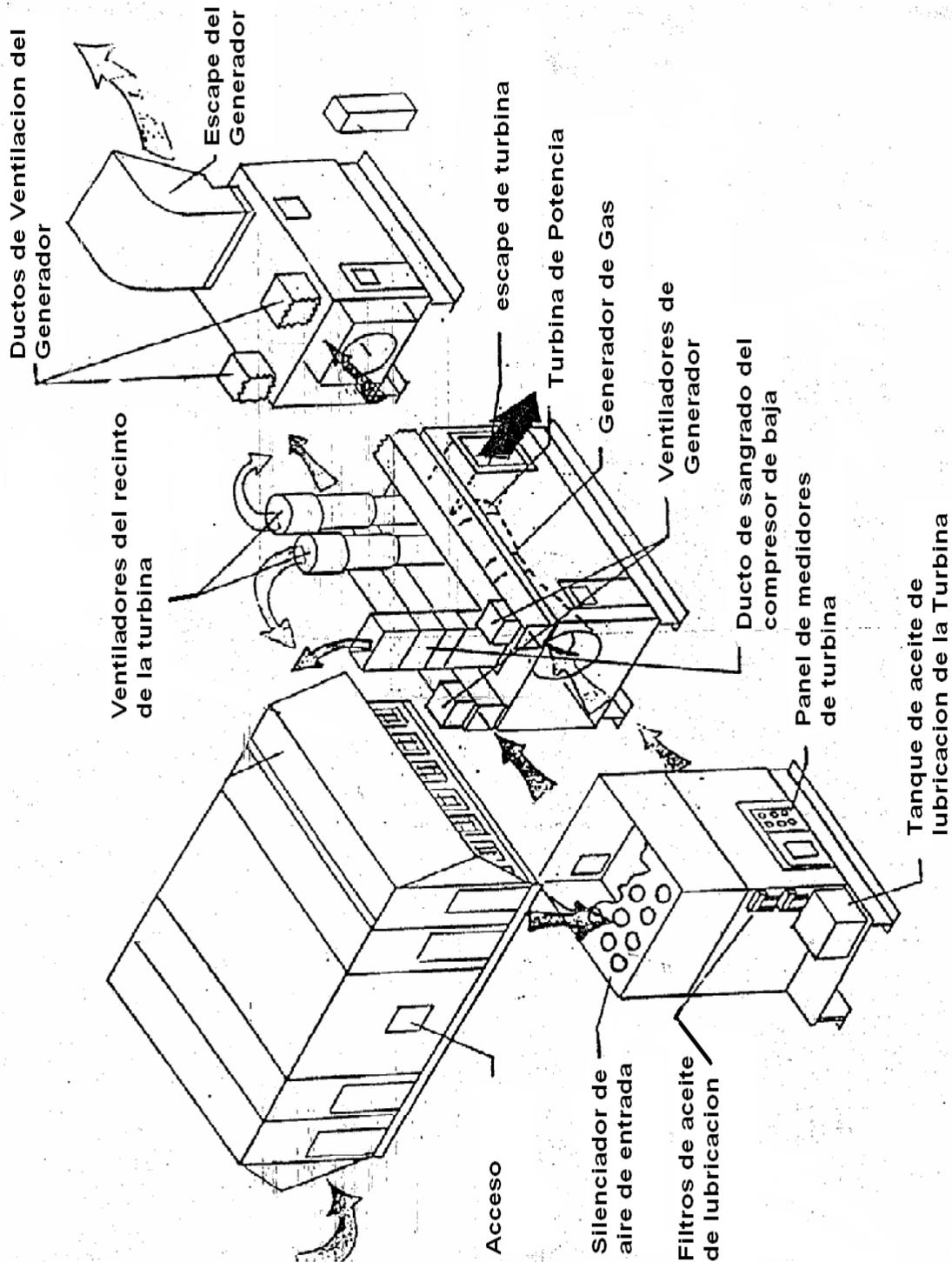
1.2.2.1 Sistema de entrada de aire

El sistema de entrada de aire y ventilación del recinto se compone de los siguientes elementos: casa de filtrado del aire de entrada con enfriamiento por evaporación, silenciador de entrada de aire y plenum de entrada de aire. El sistema está diseñado para tener un flujo de 370000 scfm de aire durante operación normal, de los cuales 275000 es aire primario para el funcionamiento de la turbina y los restantes 95000 son usados como ventilación para los recintos de la turbina y el generador eléctrico.

La filtración del aire se lleva en 2 etapas y un enfriador evaporativo. La primera etapa es un prefiltro, y la segunda son elementos múltiples de alta eficiencia que pueden remover hasta un 95 % de polvo suspendido, estos filtros que asemejan a un panal de abejas, pueden ser removidos para limpieza o reemplazo. El silenciador es una serie de baffles inoxidables que están perforados y rellenos con un material fibroso, que absorbe el ruido de alta frecuencia emitido desde la entrada del generador de gas.

El plenum es una caja rectangular que es usada como un acumulador de aire en la entrada del generador de gas. Uno de los dos ventiladores en la sección de la turbina extrae aire desde el plenum durante operación normal. El otro ventilador esta en espera. Este aire extraído enfría la turbina y el recinto, y después es sacado a la atmósfera. Debido a la operación de estos ventiladores, el recinto de la turbina se mantiene con presión negativa. Cada una de las 2 secciones de filtro tiene un enfriador evaporativo. El agua fluye a través del enfriador y enfría el aire de entrada. Esto optimiza el desempeño de la turbina de gas durante condiciones ambientales calidas. Las flechas en la figura 11 muestran el flujo del aire desde el plenum hacia el recinto.

Figura 11. Flujo de aire en la turbina. Tomada de manual de capacitación, página 2.3.3.2



1.2.2.2 Sistema de arranque

Fluido hidráulico es extraído desde el reservorio a través de un colador (strainer) y una válvula de bola hacia la bomba de carga. La bomba de carga suministra y carga el sistema de ciclo cerrado de la bomba principal y sirve como respaldo por cualquier pérdida que pueda ocurrir durante la operación. Desde la bomba de carga el aceite fluye a través del filtro de carga hacia la bomba principal donde el fluido hidráulico es presurizado por el ciclo del motor de arranque.

Desde la bomba principal, aceite a alta presión es dirigido a través del manifold de interfase para mover el motor de arranque hidráulico en la turbina. Aceite de retorno desde el motor de arranque es dirigido de vuelta a través de un filtro de baja presión a la bomba hidráulica principal. Cualquier filtración es drenada hacia una bandeja de drenaje por medio de un sello de drenado en el motor de arranque.

En arranques, aceite enfriado desde el drenado de la bomba hidráulica es dirigido a través del motor de arranque y de regreso al reservorio. Una válvula de alivio en línea bypasea cualquier aceite de drenado hidráulico con presión arriba de 25 psi, al reservorio. Esta válvula también funciona como una válvula cheque impidiendo que el aceite drenado sea recirculado. En el camino del motor de arranque al reservorio el aceite drenado es filtrado a través de un filtro de 10 micrones, y si fuera necesario será enfriado por el intercambiador de calor aceite/aire. Si la temperatura del aceite es 120 ° F o más, la válvula bypass del enfriador dirige el aceite a través del intercambiador de calor. Si la temperatura del aceite es menor a 120 ° F, la válvula de bypass dirige el aceite directamente al reservorio. El intercambiador de calor utiliza un ventilador de enfriamiento, el cual es hidráulicamente operado con la bomba de enfriamiento.

La bomba de enfriamiento es conducida por una extensión del eje de la bomba hidráulica, y opera siempre que el circuito de arranque este activado.

El switch de presión diferencial PDSHH 1600 esta calibrado a 6.5 pulgadas de mercurio y es usado para disparar el sistema de arranque hidráulico si la presión de succión de la bomba de carga se hace muy baja. Esto busca proteger la bomba de carga de cavitación y posibles daños. El switch de nivel LSLL1601 funciona como una protección de respaldo para asegurar que un adecuado suministro de fluido esta disponible para la bomba de carga. El switch de presión PSLL 1605 esta calibrado a 300 psig y proporciona protección contra una presión de succión baja en la bomba principal.

La salida de la bomba de carga, la entrada de la bomba principal y las líneas de retorno del motor de arranque del generador de gas tienen filtros de 10 micrones para asegurar la limpieza del fluido. Cada filtro tiene un switch de presión diferencial que inicia una alarma si la presión diferencial del filtro excede 25 psid. El filtro en la línea de retorno al reservorio hidráulico también cuenta con un filtro de 10 micrones e indica una alarma si la presión diferencial del filtro excede 25 psid.

La bomba de enfriamiento también comparte un eje común con la bomba principal y la de carga. La bomba de enfriamiento suministra presión hidráulica al motor del enfriador de hidráulico. El enfriador de aceite es un intercambiador de calor aire a aceite, el cual se utiliza para enfriar el aceite del estárter hidráulico para mantener una temperatura de 120 ° F. El hidráulico no pasa por el enfriador de aceite si la temperatura es menor a 120 ° F. Un flujo de aceite hidráulico es suministrado al embrague de sobre velocidad del motor del estárter, y enfría la mitad del embrague que continua rotando con el gearbox durante la operación del generador de gas.

Cuando el sistema de arranque hidráulico no esta operando, la temperatura del fluido en el reservorio es mantenida a aproximadamente 90 ° F por un elemento de calentamiento y un switch de control de temperatura. Si la temperatura en el reservorio es muy alta o muy baja una alarma es activada.

1.2.2.3 Sistema de aceite de lubricación de la turbina

En el sistema de lubricación existen 2 bombas de lubricación que succionan aceite de lubricación desde un reservorio con capacidad de 220 galones. Estás son la bomba de lubricación de la turbina de potencia y la bomba de lubricación del generador de gas.

Desde un cabezal, aceite de lubricación fluye a uno de los dos filtros de suministro. A medida que el filtro empieza a obstruirse un diferencial de presión medido antes y después del filtro se incrementa. Una lectura alta de presión diferencial le indicara al operador que el filtro debe ser cambiado, a un diferencial de 20 psi una alarma aparecerá en el panel de control de la turbina. Puesto que estos filtros están instalados en par con una válvula selectora, cuando la presión diferencial sea muy alta y exista una necesidad de cambiar el filtro, la válvula selectora puede ser conmutada para que el otro filtro sea puesto en funcionamiento mientras se efectúa el mantenimiento al otro filtro y de esa manera no se interrumpa el funcionamiento del sistema. Antes de seleccionar el filtro que esta en reserva, se debe asegurar que este filtro este totalmente presurizado con aceite de lubricación y que todo el aire ha sido sangrado del filtro.

El filtro debería de ser cambiado antes de que la alarma de alta presión diferencial se presente en el panel de control, pero si la alarma se presenta, el

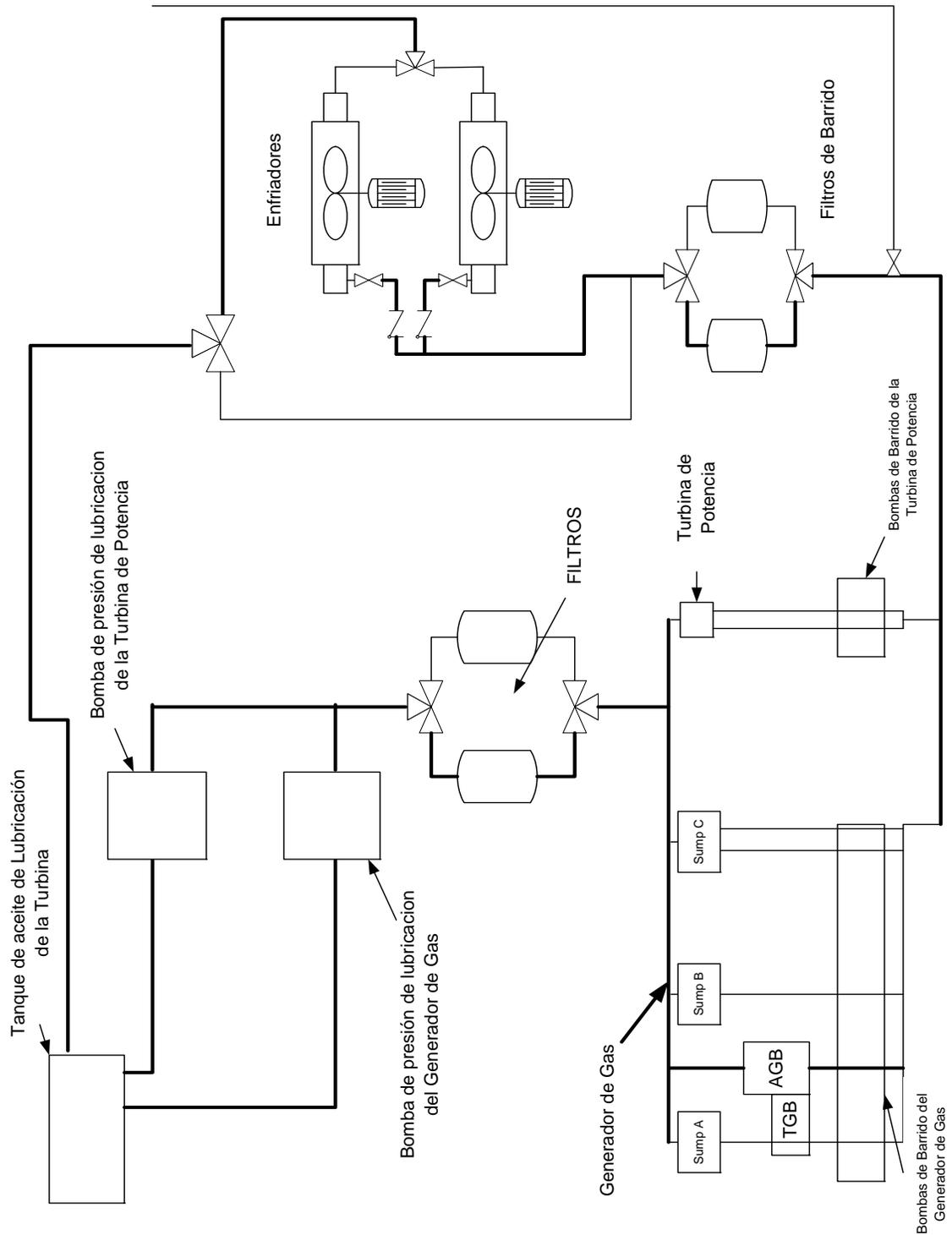
cambio de filtro es de carácter inmediato, puesto que el filtro podría colapsar permitiendo un flujo de material abrasivo dentro de los cojinetes.

Desde el filtro, aceite de lubricación es alimentado a un cabezal el cual suministra al generador de gas y la turbina de potencia. El cabezal está equipado con los siguientes dispositivos de instrumentación para alertar al operador en el panel de control cuando el suministro de aceite de lubricación puede ser afectado:

- Presión de aceite de lubricación
- Temperatura de aceite de lubricación
- Alarma de alta temperatura establecida a 200 °F
- Alarma de baja presión establecida a 20 psig
- Condición de paro debido a baja presión establecida a 6 psig

Aceite de lubricación desde el cabezal es alimentado a los cojinetes del generador de gas y turbina de potencia. El aceite es reunido en carters A, B, C para los cojinetes del generador de gas, y un carter D para el cojinete de la turbina de potencia. En la figura 12 se muestra estas relaciones. Desde el carter A el aceite es dirigido hacia el sistema de engranajes el cual conduce las bombas de barrido. Una alarma se iniciara si la temperatura del aceite llega a los 300 ° F, y a una temperatura de 340 ° F se presentara una condición de paro (disparo). La presión de descarga de las bombas de barrido tanto del generador como de la turbina de potencia, son monitoreadas, y una alarma sonara se inicia si la presión alcanza los 100 psig.

Figura 12. Sistema de aceite de lubricación. Tomada de manual de capacitación, página 2.3.5-3a



1.2.2.4 Sistema de combustible

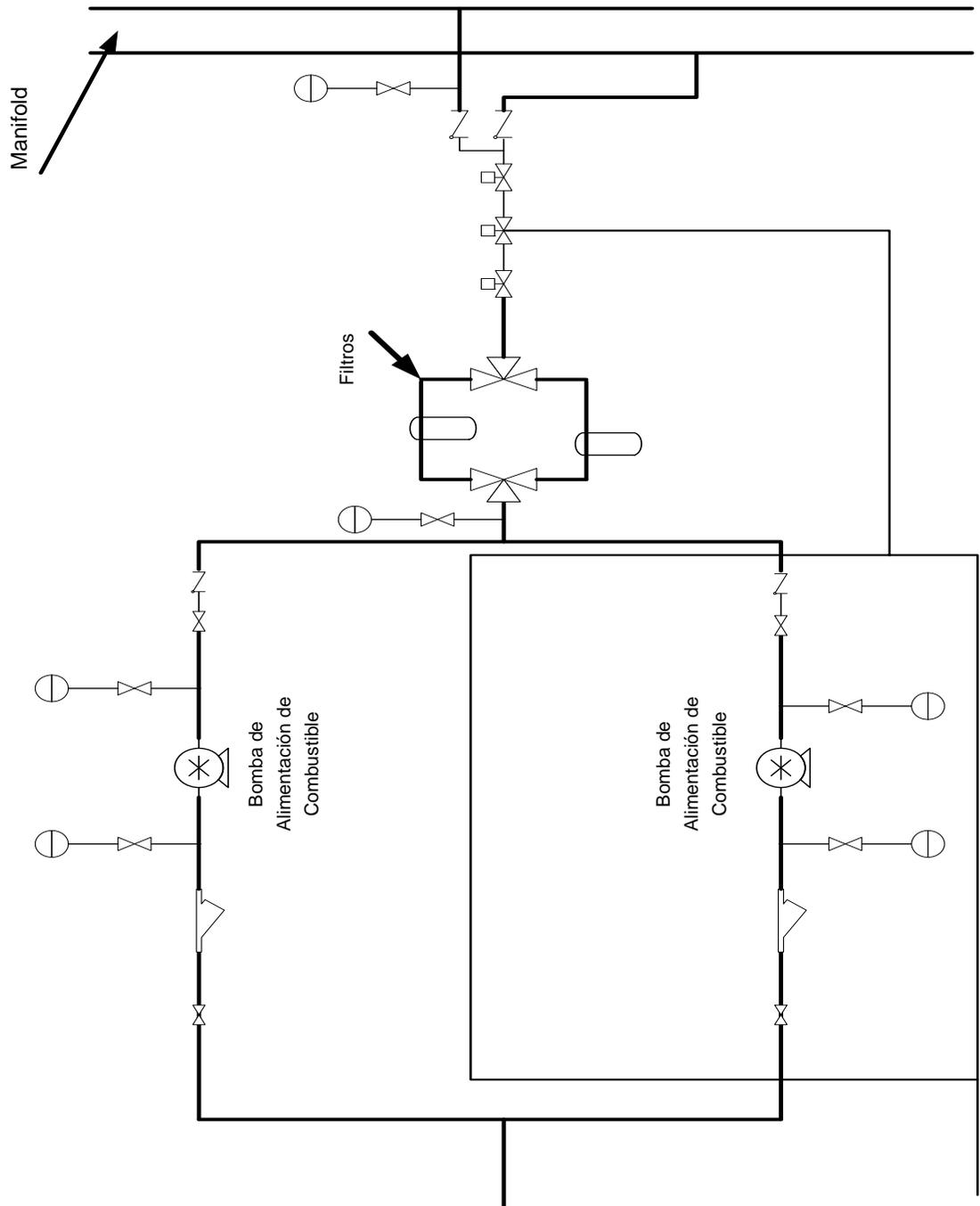
El sistema consiste de los siguientes elementos:

- i. Estructura de bombas
- ii. Sistema de medición de combustible para el generador de gas

Durante un arranque normal y operación del generador de gas, combustible líquido es suministrado a la estructura de bomba de combustible a aproximadamente 10 a 50 psig. Cuando el operador inicia una señal de arranque en el panel de control, una válvula es abierta, 5 segundos después un switch de control de presión es activado y se encarga de monitorear la presión de suministro, si esta se mantuviera menor o igual a 10 psig, una alarma de baja presión se iniciara en el panel de control. Si la presión es mayor que 10 psig, la bomba de alta presión es automáticamente energizada por el sistema de control, el combustible entonces fluye a través de los filtros hacia una válvula de medición de combustible, que está en posición de flujo de encendido, en esta posición el combustible fluye a través de la válvula y regresa al sistema de suministro de combustible. La presión de descarga de la bomba de alta presión es aproximadamente 800 psig. A 1700 RPM en el compresor de alta presión, el sistema de control energiza una válvula y el combustible fluye a través de la válvula de medición de combustible, una válvula diverter y dentro del manifold primario de combustible, entonces ocurre el encendido. En este momento la válvula esta abierta parcialmente puesto que la presión no es suficiente para que el combustible llegue al manifold secundario, por lo tanto el encendido es alcanzado solo con combustible del manifold primario. Luego de una verificación de 20 segundos la válvula empieza a abrirse mas gradualmente, consiguiendo esto la aceleración del generador de gas. En algún momento la presión es suficiente para tener flujo de combustible en el manifold secundario,

esto ocurre antes de que el XN25 alcance las 7000 RPM. El diagrama se muestra en la figura 13.

Figura 13. Esquema flujo de combustible.Tomada de manual de capacitación, página 2.3.6-4



1.2.2.5 Sistema contra incendios

El sistema turbina de gas y generador esta protegido contra incendios por un sistema automático de detección y protección de gases de combustión e incendios. El sistema consiste de sensores localizados dentro del recinto de la turbina de gas y el generador eléctrico, un sistema de monitoreo en el panel de control de la turbina y un sistema extintor a base de CO2.

1.2.2.5.1 Detección de gases

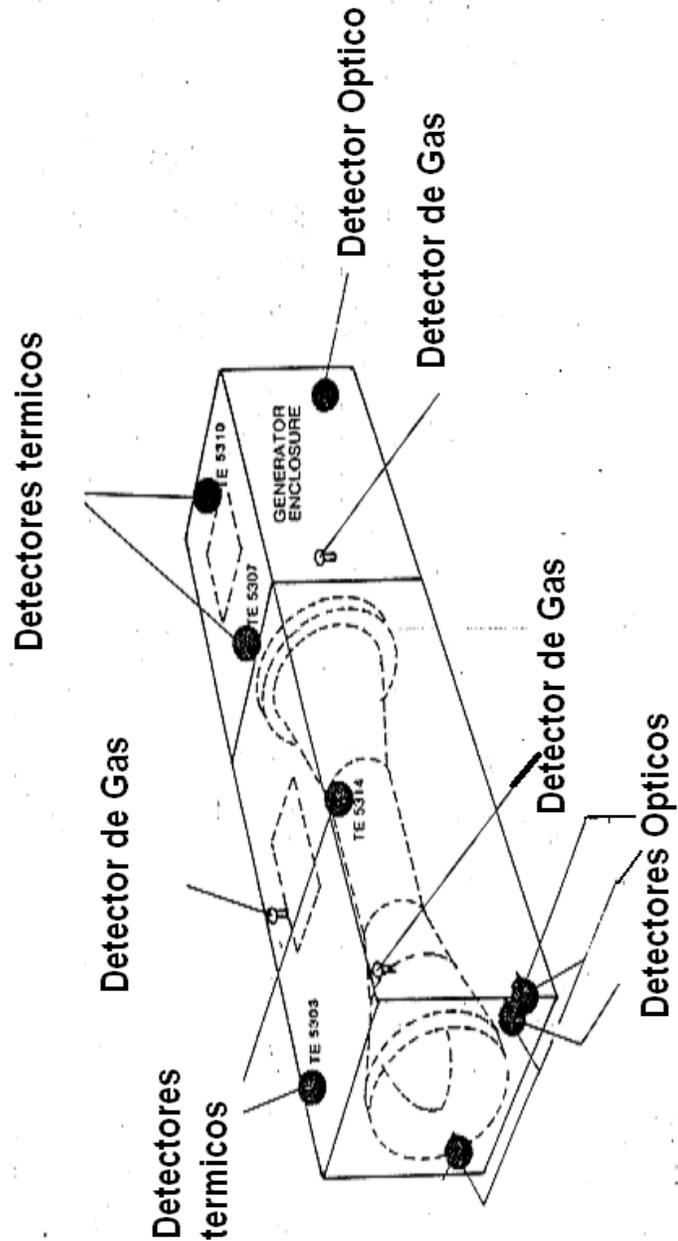
Los gases combustibles son detectados por detectores de gas AE 5304, AE 5315, AE 5313. Estos dispositivos detectan un 20 por ciento de concentración de gases de combustión. El sistema de monitoreo iniciara una alarma y el control energizara automáticamente los ventiladores de respaldo de los recintos de la turbina y el generador eléctrico en caso de detectar una concentración en el porcentaje antes mencionado. El accionamiento de los ventiladores busca expulsar hacia la atmósfera los gases de combustión.

Si el porcentaje de concentración alcanzara un 60 por ciento, el sistema de control energizara los ventiladores de los dos recintos y se iniciara el paro de la turbina. Los ventiladores seguirán funcionando hasta que el sistema de monitoreo sea reseteado, y la condición de alarma o paro sea resuelta.

En la figura 14 se muestra la ubicación de los detectores que conforman el sistema de monitoreo.

Figura 14. Localización de detectores de fuego y gas. Tomada de manual de capacitación, página 2.3.7-2

ESQUEMA DE DETECCION DE FUEGO Y GAS



1.2.2.5.2 Detección de fuego

Los detectores termales son sondas selladas con switches bimetalicos adentro de estos, que se expanden bajo la acción de altas temperaturas e indican una condición de incendio al sistema de monitoreo. Cualquiera de los detectores puede iniciar una alarma. El rango de los detectores no se cruza, cada detector tiene un rango de observación determinado.

Una condición de incendio puede ser determinada por dos o mas detectores ópticos o uno o mas detectores térmicos. Si esto sucediera, el sistema de monitoreo iniciara una descarga de CO₂ dentro de los recintos de la turbina y el generador eléctrico, esta descarga se realiza simultáneamente, además el sistema de control mandara a parar la unidad. Los ventiladores del recinto también son desenergizados inmediatamente.

1.2.2.5.3 Sistema extinguidor

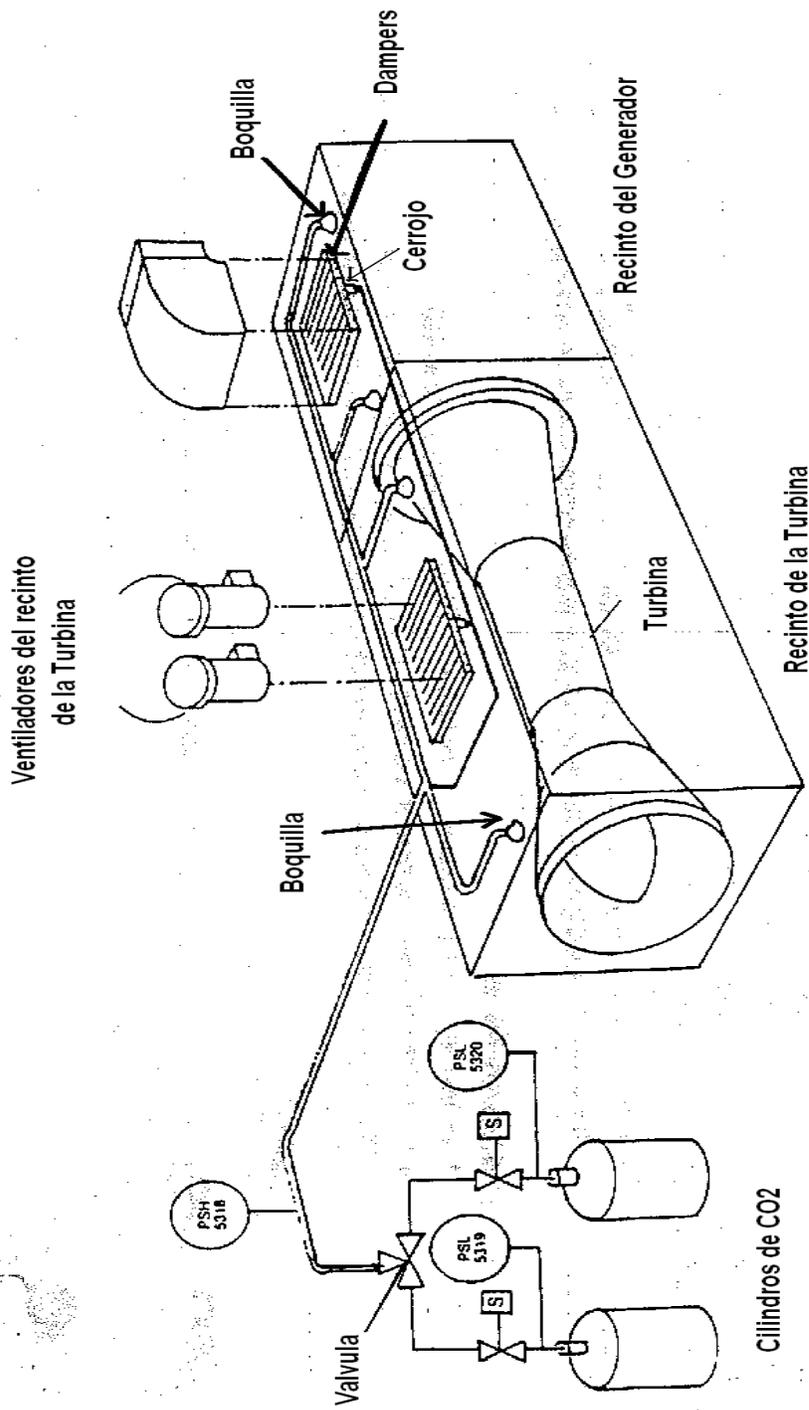
El sistema extinguidor consiste de dos cilindros de almacenamiento operados por una solenoide eléctrica, una válvula shuttle, tubería de distribución y boquillas (spray nozzles). La presión de los cilindros es monitoreada, si la presión en uno de los cilindros esta por debajo de la necesaria una alarma es activada en el panel de control. Si los dos cilindros registraran una presión menor a 185 psig una condición de paro es iniciada.

Si una condición de incendio es detectada, el sistema de monitoreo inmediatamente detiene la turbina, y los ventiladores, una sirena de advertencia se activa y una luz de emergencia similar al de una ambulancia se activa. El sistema permite 10 segundos para que los ventiladores paren de girar y después de estos 10 segundos CO₂ del cilindro de almacenamiento primario es

liberado. El CO₂ presuriza el sistema de tuberías y libera unos cierres neumáticos, los cuales ocasionan que los dampers del recinto se cierren. Estos dampers deben ser abiertos nuevamente y el cierre reseteado por el operador.

En una descarga de CO₂, la presión de descarga en la tubería es monitoreada por un switch de presión establecido a 150 psig, si esta presión no es verificada por el sistema de monitoreo dentro de 5 segundos después de iniciada la descarga, el sistema de monitoreo automáticamente libera la descarga del cilindro de reserva. El sistema extinguidor se muestra en la figura 15.

Figura 15. Sistema contra incendio. Tomada de manual de capacitación, página 2.3.7-3b



SISTEMA DE VENTILACION Y SISTEMA CONTRA INCENDIOS

1.2.2.6. Sistema de lavado del compresor

La turbina esta equipado con 2 diferentes tipos de limpieza del compresor, los cuales se listan a continuación:

- i. Sistema de lavado del compresor: Este tipo requiere que la unidad no este operando
- ii. Sistema de limpieza en línea del compresor “Fyrewash”: Este tipo no requiere que la unidad este detenida.

Estos sistemas de limpieza están integrados dentro de los sistemas de la turbina de gas, puesto que como resultado de la operación de la turbina, los compresores se ensucian y pierden eficiencia.

1.2.2.6.1 Sistema de lavado del compresor

El tanque que se utiliza para el lavado del compresor esta localizado dentro de la red principal de estructuras de la turbina de gas. Cuando se requiere un lavado del compresor de este tipo, la turbina de gas debe estar detenida y los sensores de temperatura deben indicar una temperatura menor a 200 ° F. En el panel de control se selecciona este tipo de lavado, con lo cual se permite que el starter en su modo de baja velocidad sea controlado por un botón cerca del tanque. El agua que se usa para este lavado es agua desmineralizada, además se introduce la cantidad de jabón necesaria dentro del tanque, a través de un embudo que se encuentra instalado a un costado del recinto de la turbina.

Cuando el operador acciona el botón, el compresor de alta presión gira aproximadamente a 1200 RPM. Una válvula solenoide es energizada en este

momento lo cual permite que 50 psig de aire presurice el tanque, forzando la mezcla jabón-agua hacia el generador de gas a través de un manifold instalado en el *bellmouth*.

Cuando el tanque se vacie, el operador debe seleccionar la posición de “OFF” en el switch de control del estárter. Entonces se permite que el generador de gas gire por inercia hasta que se detiene y se deja empapado por un periodo de tiempo determinado. Después de este período, el operador llena el tanque con agua limpia sin jabón e inicia otro ciclo de giro con el switch de control del estárter. El generador de gas debe girar hasta que el tanque es vaciado nuevamente. Esto se hace para enjuagar el compresor. Este ciclo de enjuague debe realizarse dos veces. Después de realizado esto, la turbina de gas se reinicia en el modo de sincronización manual, logrando con esto que se seque durante el periodo de calentamiento de la turbina de gas. El diagrama de este tipo de lavado se muestra en la figura 16.

1.2.2.6.2 Sistema de lavado en línea

El sistema de lavado “Fyrewash” es un método que permite limpiar el compresor de la turbina sin la necesidad de detenerla, esto es esencialmente importante cuando la turbina opera de forma continua y no se tiene el tiempo para realizar un lavado convencional como el mostrado anteriormente.

Por lo tanto este sistema de lavado esta diseñado para limpiar el compresor mientras se encuentra en operación. La correcta distribución del líquido limpiador es determinada por la correcta localización de una serie de boquillas atomizadoras alrededor del belmouth. Las boquillas de atomización están conectadas por un manifold común el cual es alimentado con solución de limpieza desde el tanque. La formación de contaminación en el compresor es

un proceso continuo mientras la turbina esta en operación. Períodos de 15 o 10 minutos para este procedimiento de limpieza son recomendados, y pueden ser realizados diariamente. Si más de un lavado de este tipo en el mismo día fuera requerido, debe existir al menos una hora entre cada ciclo de limpieza, para permitir que el ciclo anterior tenga efectividad. En la figura 17 se muestra el diagrama de este tipo de lavado.

Figura 16. Diagrama del tanque de agua para lavado del compresor.

Tomada de manual de capacitación página 2.3.8-5

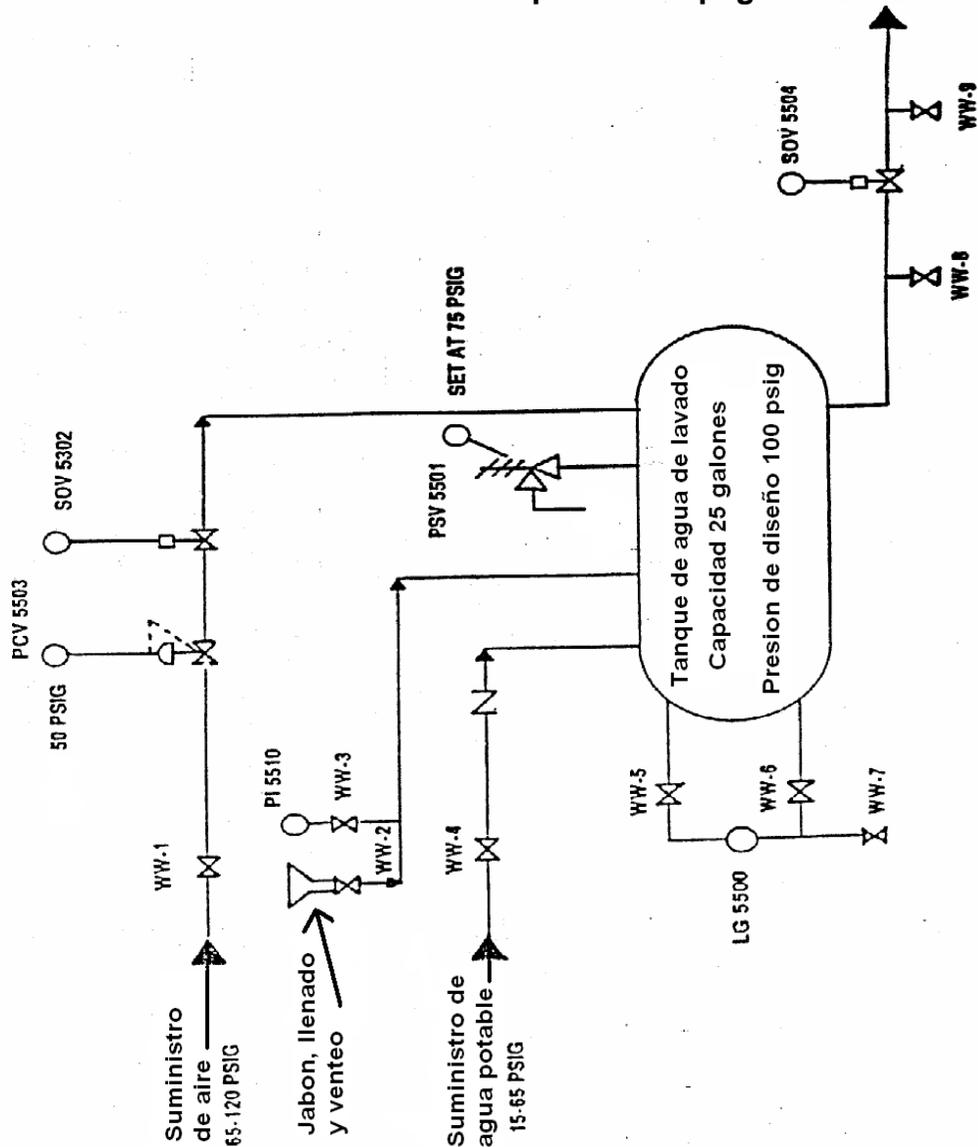
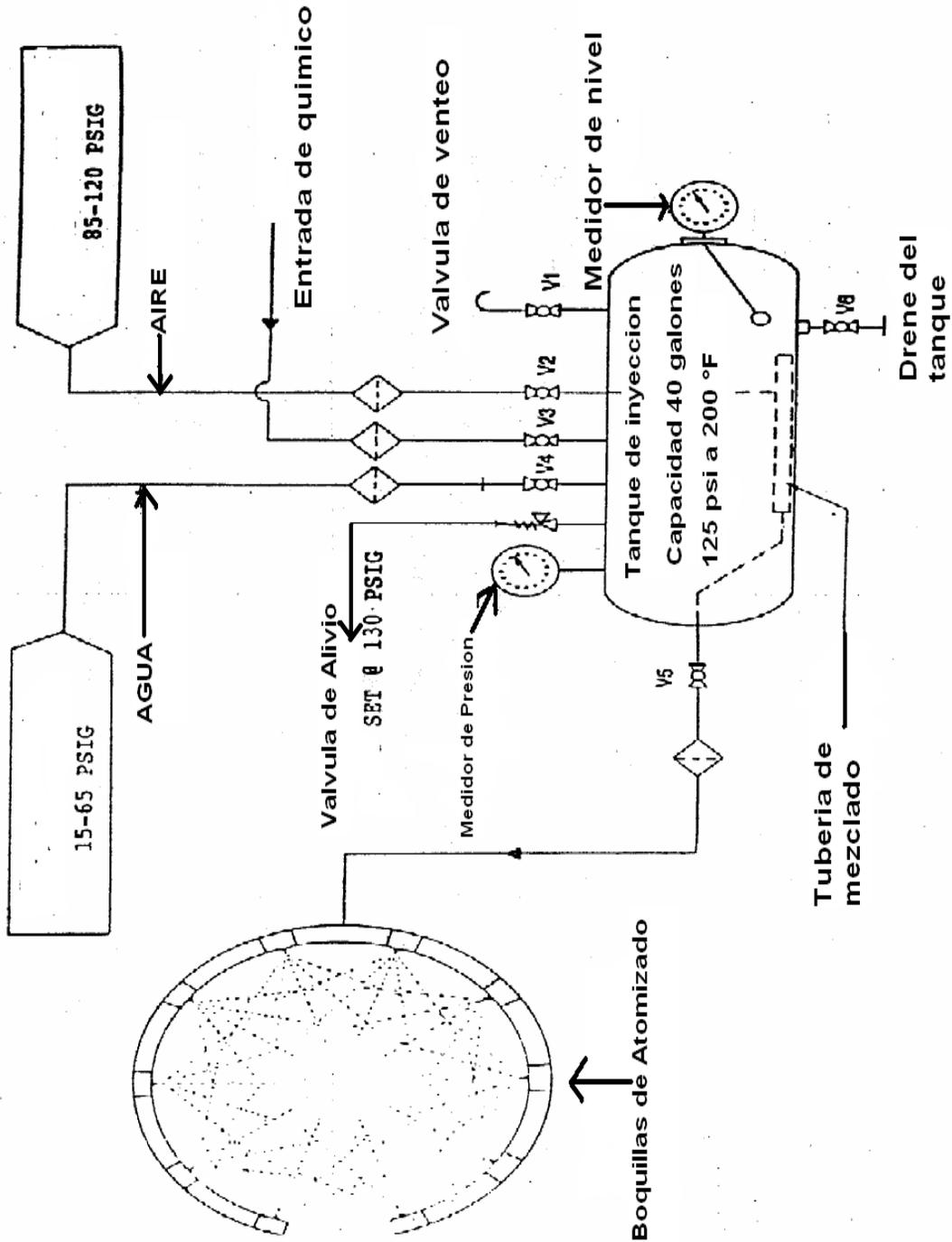


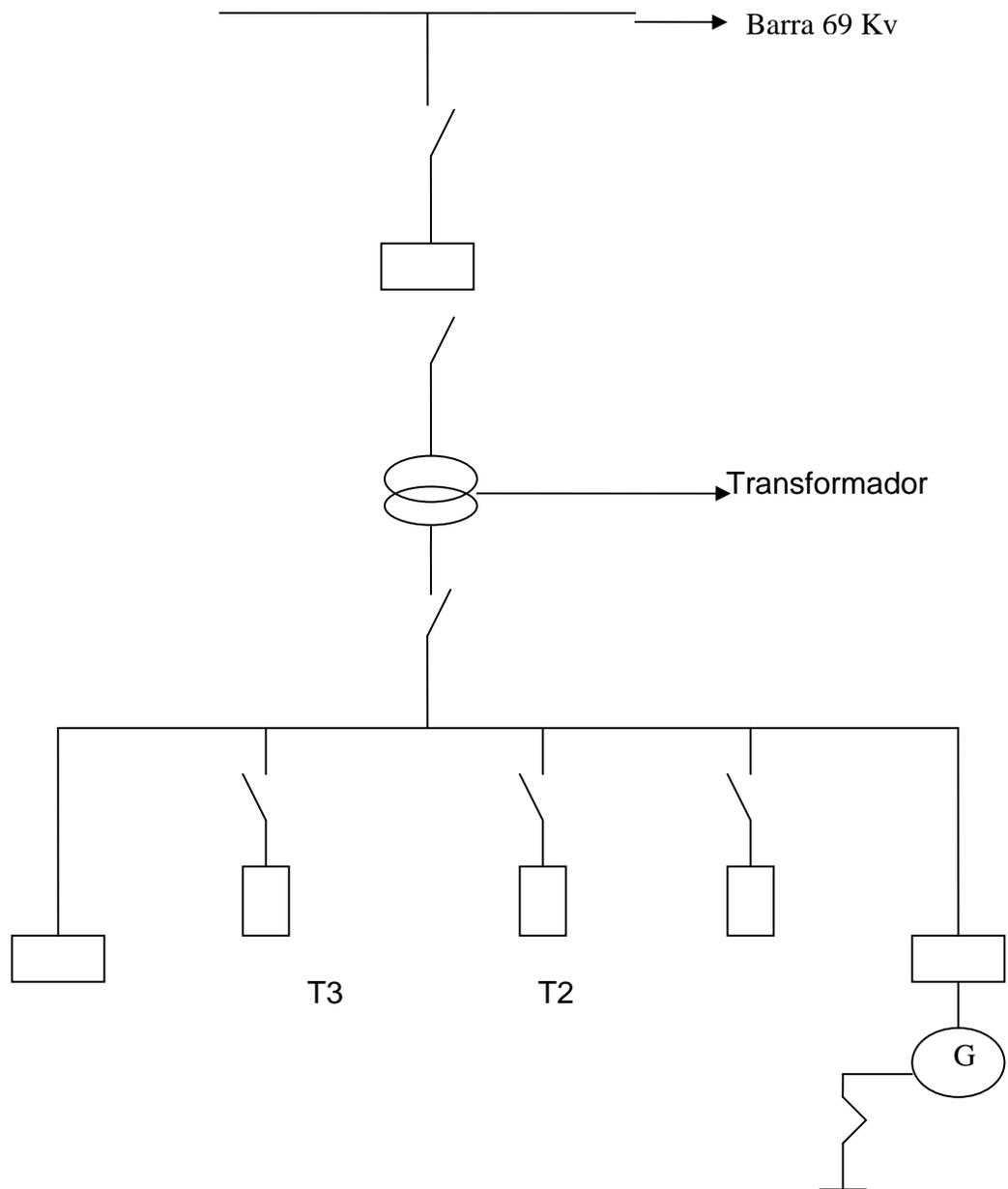
Figura 17. Diagrama de lavado en línea del compresor. Tomada de manual de capacitación, página 2.3.8-8



1.2.3 Descripción de diagrama unifilar de la unidad

El diagrama unifilar se muestra en la figura siguiente

Figura 18. Diagrama unifilar de la unidad.



El diagrama unifilar arriba presentado es una representación esquemática de los componentes eléctricos principales que intervienen en el proceso de transmisión y conexión a la barra de 69 Kv para la unidad S&S.

Recorriendo el diagrama desde el generador eléctrico acoplado a la turbina, que en el diagrama se muestra con un G, se tiene a continuación un interruptor de sincronización. La acción de transformar de 13.8 Kv a 69 Kv la lleva a cabo el transformador localizado externamente del MCC, y se representa en el diagrama con 2 elipses entrelazadas.

Podemos observar también dos interruptores T3 y T2, los cuales controlan la alimentación de los equipos auxiliares, ventiladores, radiadores, etc. Finalmente en la parte superior del diagrama tenemos una línea horizontal, que representa la barra de 69 Kv

1.2.4 Descripción de un ciclo combinado

Se dice que un sistema se somete a un ciclo si al término del proceso regresa a su estado inicial. Por lo tanto en un ciclo los estados inicial y final son idénticos. Por sistema nos referimos al sistema termodinámico el cual está definido como una cantidad de materia o una región del espacio elegida para su estudio. Partiendo de esto, los sistemas pueden ser cerrados o abiertos. Diferenciándose estos por lo siguiente.

En un sistema cerrado la masa no cruza la frontera del sistema, la energía en forma de trabajo o calor sí puede cruzarla. Mientras que en un sistema abierto o volumen de control existe masa cruzando por las fronteras del sistema, existiendo entonces energía en forma de masa, energía y calor fluyendo a través de sus fronteras.

Los ciclos termodinámicos se dividen en 2 categorías generales: ciclos de potencia y ciclos de refrigeración, abarcando los primeros los dispositivos o sistemas empleados en producir una salida neta de potencia. Los ciclos termodinámicos pueden ser divididos también como ciclos de gas o ciclos de vapor, dependiendo de la fase del fluido de trabajo.

Antes de definir y explicar un ciclo combinado, se introducirán los conceptos básicos de los ciclos de potencia, para después explicar los fundamentos de un ciclo combinado. Puesto que los ciclos que se efectúan en los dispositivos reales son difíciles de analizar, la termodinámica se vale de idealizaciones para el estudio de estos ciclos. Dando esto como resultado el ciclo ideal, que es un ciclo que se asemeja al real pero conformado por completo de procesos internamente reversibles.

Estas idealizaciones y simplificaciones pueden resumirse del modo siguiente:

- i. El ciclo no implica fricción, por tanto el fluido de trabajo no experimenta ninguna reducción de presión cuando fluye en tuberías de dispositivos con los intercambiadores de calor.
- ii. Todos los procesos de expansión y compresión se dan en el modo de cuasi equilibrio.
- iii. Las tuberías que conectan los diferentes componentes de un sistema están muy bien aislados y la transferencia de calor por ellos es despreciable.

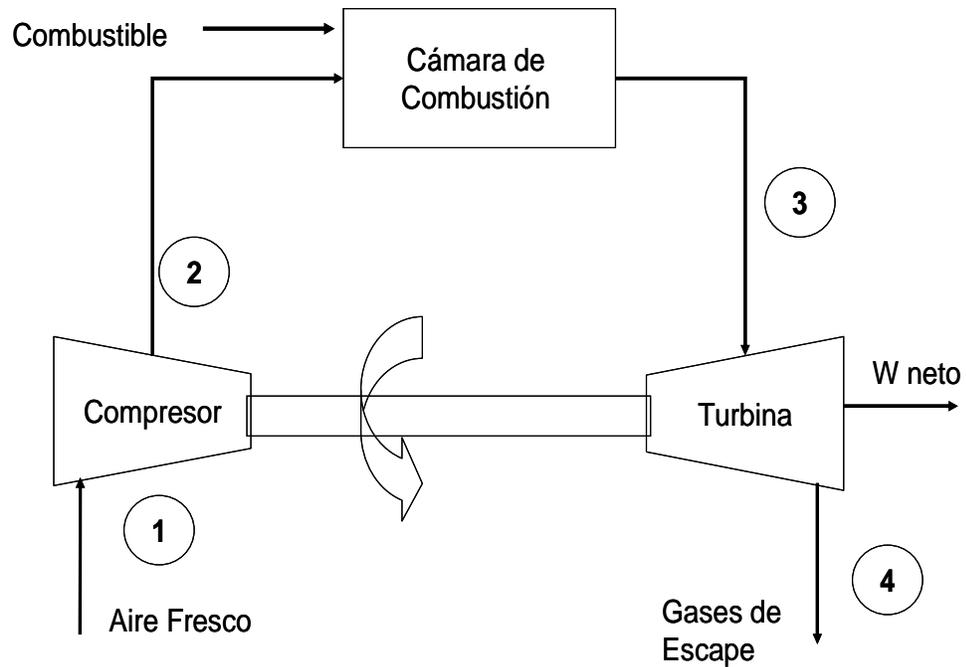
Un ciclo de potencia ideal implica ninguna irreversibilidad interna por lo que el único efecto que puede cambiar la entropía del fluido de trabajo durante un proceso es la transferencia de calor.

1.2.4.1 Ciclo Brayton

Aunque en sus inicios fue desarrollado para un motor recíprocante que quemaba aceite, hoy es utilizado en turbinas de gas donde los procesos tanto de compresión como de expansión, suceden en maquinaria rotatoria. Generalmente las turbinas de gas operan en un ciclo abierto, como lo muestra la figura 19.

Figura 19. Esquema ciclo abierto para una turbina de gas.

Tomada de: Termodinámica; Cengel, Boles; página 458



Este ciclo puede modelarse como un ciclo cerrado mediante las suposiciones de aire estándar. El ciclo ideal en este ciclo cerrado es el ciclo Brayton que está integrado por 4 procesos internamente reversibles. Figura 20.

1-2 compresión isoentropica

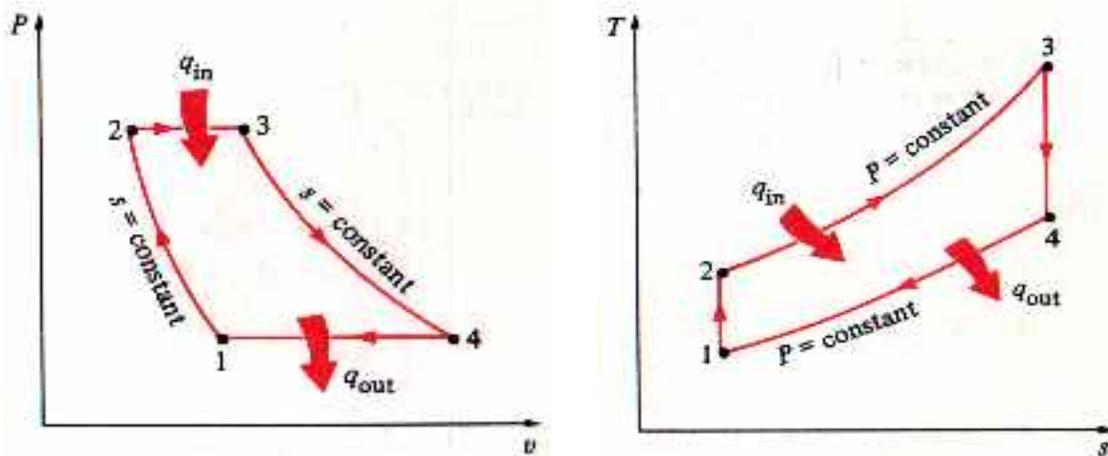
2-3 adición de calor a presión constante

3-4 expansión isoentropica

4-1 rechazo de calor a presión constante.

Figura 20. Diagramas P-v, T-s para ciclo Brayton ideal.

Tomada de: Termodinámica; Cengel, Boles; página 459



Las dos principales áreas de aplicación de las turbinas de gas son la propulsión de aviones y la generación de energía eléctrica. Las primeras turbinas de gas construidas en 1940 y 1950 tenían eficiencias de ciclo sencillo de alrededor de 17%. Los esfuerzos para mejorar la eficiencia del ciclo se han concentrado en 3 áreas.

- i. Incrementar las temperaturas de entrada o de quemado de la turbina.
- ii. Incremento de las eficiencias de los componentes de turbomaquinaria
- iii. Adición de modificaciones al ciclo básico

El trabajo neto de un ciclo de turbina de gas es la diferencia entre la salida de trabajo de la turbina y la entrada de trabajo del compresor y puede incrementarse si se reduce el trabajo del compresor o si aumenta el de la turbina o ambos. Cuando aumenta el número de etapas, el proceso de compresión se vuelve isotérmico a la temperatura de entrada del compresor y el trabajo de compresión disminuye.

De igual modo, la salida de trabajo de una turbina que opera entre 2 niveles de presión aumenta al expandir el gas en etapas y recalentarlo entre ellas, esto es si se utiliza expansión de múltiples etapas con recalentamiento. Esto se lleva a cabo sin elevar la temperatura máxima en el ciclo. Cuando aumenta el número de etapas, el proceso de expansión se vuelve isotérmico.

1.2.4.2 Cogeneración

Regularmente una gran cantidad de calor es liberada en ríos, lagos, océanos o en la atmósfera como calor de desecho debido a su baja calidad; pero desde el punto de vista de la ingeniería, es más económico emplear el potencial de trabajo ya existente para producir potencia en vez de permitir que se desperdicie. La cogeneración es la producción de más de una forma útil de energía a partir de la misma fuente de energía.

El ciclo de turbina de vapor *rankine*, como el ciclo de turbina de gas *brayton*, son útiles como ciclos de potencia en una planta de cogeneración. Básicamente la idea es el aprovechamiento de la energía en forma de calor que aun tiene el fluido de trabajo al momento de desecharlo.

1.2.4.3 Ciclos de potencia combinados

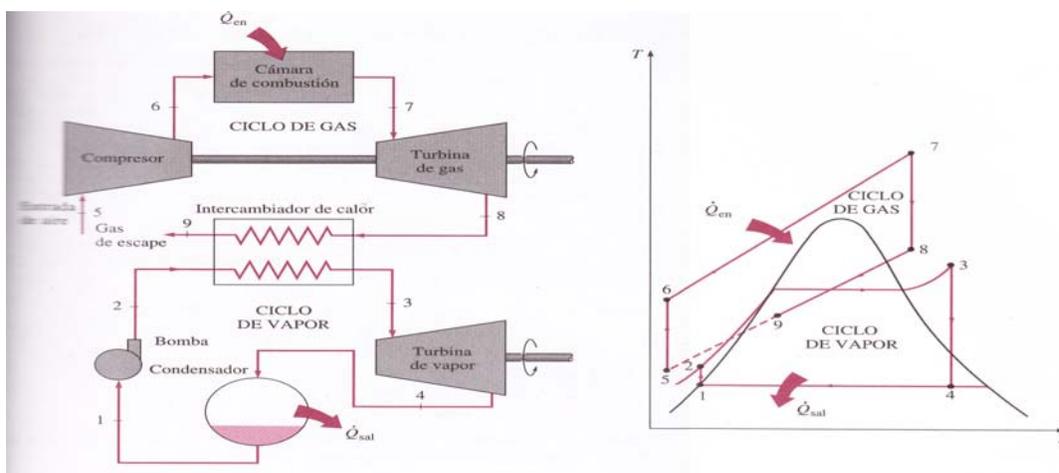
1.2.4.3.1 Gas – Vapor

El ciclo combinado de mayor interés es el ciclo de turbina de gas *Brayton*, que se combina con el ciclo de turbina de vapor *Rankine*, con una eficiencia térmica más alta que cualquiera de los ciclos ejecutados por separado. El uso de temperaturas más elevadas en las turbinas de gas ha sido posible por los recientes desarrollos en el enfriamiento de los alabes de la turbina y en el

revestimiento de estos con materiales resistentes a altas temperaturas como los cerámicos.

Debido a la alta temperatura a la que se añade el calor, se tiene un potencial mayor para eficiencias térmicas mas elevadas, pero estas altas temperaturas también originan que las temperaturas a las que el gas es expulsado sean muy altas, arriba de 500 °C, reduciendo esto la eficiencia térmica que se pudo haber ganado con la adición de calor a alta temperatura. Pero como desde el punto de vista de la ingeniería, no es practico desperdiciar la energía en forma de calor de estos gases, se planteo utilizar la temperatura de estos gases de salida como la fuente de energía de un ciclo inferior como el ciclo de potencia de vapor. Con base a lo anterior el ciclo combinado de gas – vapor es el resultante.

Figura 21. Esquema y diagrama T-s para ciclo combinado gas vapor.
Tomada de: Termodinámica; Cengel, Boles; página 529

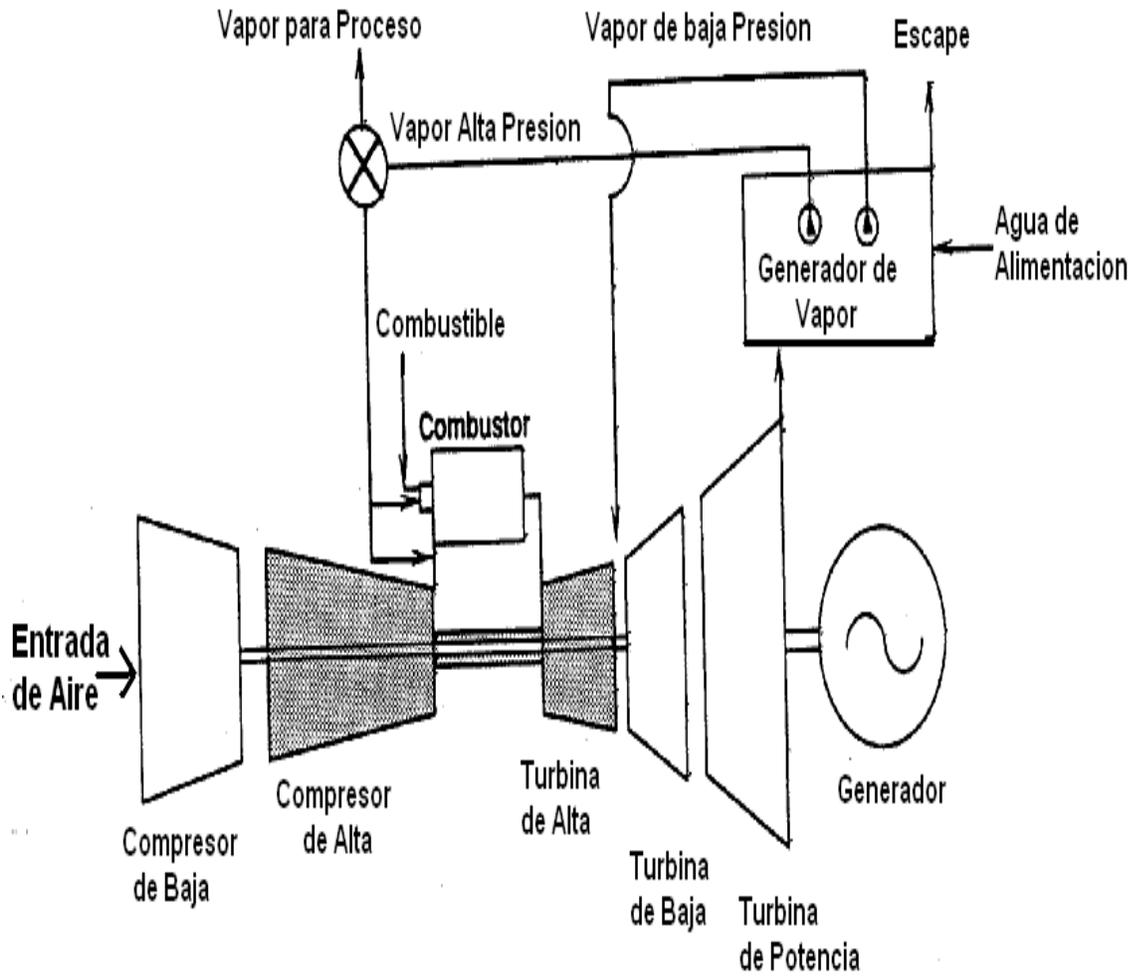


Se puede observar de las figuras que el calor aprovechable del ciclo de gas sirve como fuente de entrada para el ciclo de vapor. Este tipo de ciclo combinado aumenta la eficiencia térmica.

La turbina GE LM5000 esta diseñada para trabajar en un ciclo stig, la característica que vale mencionar respecto a esta opción, es que a diferencia de lo observado en las gráficas anteriores, no existe otra turbina de vapor, sino que la turbina aeroderivativa GE LM5000 esta diseñada para recibir el vapor proveniente de la caldera, entrando este vapor en la sección de la turbina de baja presión. Esta característica hace especial la turbina LM 5000, y es posible gracias al diseño de los alabes en la sección de la turbina de baja presión.

Si la turbina trabajará en ciclo combinado, gases de combustión serian extraídos y dirigidos hacia una caldera, donde se genera el vapor que luego es introducido nuevamente en la turbina en 2 puntos distintos, puesto que se generan 2 tipos de vapores, vapor de alta presión que es introducido en el combustor y vapor de baja presión que es introducido en la turbina de baja presión. Esto se muestra en la Figura 22.

Figura 22. Diagrama ciclo STIG. Tomada de GE Marine and Industrial Engines, manual de capacitación



ARREGLO STIG

1.2.5 Descripción de arranque, operación y paro de la unidad.

1.2.5.1 Arranque de unidad

Previo al arranque de la unidad, algunas inspecciones deben ser realizadas. Estas inspecciones se llevan a cabo con el fin de detectar alguna condición insegura de los equipos o parámetros importantes que pueden ser determinados con una inspección previa.

1.2.5.1.1 Compresores de aire de arranque

Antes de encender los compresores se debe revisar la alineación de las válvulas de la tubería de aire de arranque, luego encender los compresores de aire de arranque subiendo el switch de encendido, para que el aire llegue a la unidad. Verificar que la presión este entre 110-120 psi, la temperatura entre 60-75 °F y el aceite de los compresores este al nivel adecuado. Los compresores de aire de arranque se encuentran cerca del tanque de aceite de la turbina. Se debe realizar purgas al tanque de aire después de encender los compresores, para quitarle humedad al aire (desalojar agua del tanque).

Figura 23. Compresores de aire de arranque Kaeser



1.2.5.1.2 Ventiladores del generador

Encender los ventiladores A y B del generador en posición automático (auto, girar para la derecha la manija). Estos ventiladores se utilizan para enfriar el generador y evitar cualquier sobrecalentamiento. Se encuentran ubicados en el MCC de la unidad S&S.

Figura 24. Interruptores de ventilador del generador



1.2.5.1.3 Ventiladores de la turbina

Encender los ventiladores A y B de la turbina en posición automático (auto, girar para la derecha la manija). Estos ventiladores se utilizan para enfriar la turbina y evitar cualquier sobrecalentamiento. Se encuentran ubicados en el MCC de la unidad S&S

1.2.5.1.4 Bomba de aceite del generador

Verificar que la bomba de aceite del generador este en posición de automático (auto). Esta bomba mantiene la lubricación en el generador. Se encuentra ubicada en el MCC de la unidad S&S.

Figura 25. Interruptor de la bomba de aceite del generador



1.2.5.1.5 Sistema contra incendios

Activar el sistema contra incendios cambiando el interruptor de posición INH para el centro, para así poder anticipar un posible incendio con cualquier señal de sobrecalentamiento que pueda ocurrir en el sistema.

Figura 26. Interruptor de activación de sistema contra incendios



1.2.5.1.6 Revisión de alarmas

Revisar que la unidad este libre de alarmas, se puede observar en la pantalla del monitor en el cuarto de control. Si la pantalla dice clear significa que esta limpia de alarmas, por lo tanto esta bien.

1.2.5.1.7 Revisión de permisos

Revisar en la pantalla que se cumplan con los permisos requeridos para poder arrancar la unidad. Si alguno de estos permisos no esta listo, encontrar la razón, ya que con alguno que falte no se podrá arrancar la unidad.

1.2.5.1.8 Purga de la unidad

La unidad realiza dos minutos de purga al ser arrancada, para limpiar cualquier tipo de impurezas que exista dentro del sistema. Durante este proceso se deben revisar los siguientes parámetros:

- i. Compresor de alta presión - 230 RPM * 10 aproximadamente.
- ii. Compresor de baja presión - 238 RPM aproximadamente.
- iii. Temperatura de la turbina - 111 °F aproximadamente.
- iv. Turbina de potencia – 0012 RPM aproximadamente.

Figura 27. Parámetros de turbina antes de ser arrancada



Ubicación: CUBICULO 3

1. compresor de alta presión (RPM * 10)
2. temperatura (°F) de la turbina de poder.
3. RPM de la turbina de poder.
4. referencia del compresor de alta presión (RPM * 10)
5. compresor de baja presión (RPM * 10)
6. RPM de la referencia de la turbina de poder.

1.2.5.1.9 Sistema de ignición

Luego de la purga, el sistema empieza el proceso de ignición del combustible, en el cual se empieza a enviar combustible al sistema para que realice la combustión. Durante este proceso se deben revisar los siguientes parámetros:

- i. Compresor de alta presión - de 476 - 740 RPM * 10 aproximadamente.
- ii. Compresor de baja presión - de 663 - 1456 RPM aproximadamente.
- iii. Temperatura de la turbina - 860 °F aproximadamente.
- iv. Turbina de potencia – 0012 RPM aproximadamente.

Los compresores de alta y baja presión empiezan a aumentar la velocidad, la temperatura aumenta, mientras que la turbina se mantiene a la misma velocidad.

1.2.5.10 Calentamiento

Luego de la ignición, la unidad eleva la temperatura por un sistema de calentamiento que dura cinco minutos, con esto aumenta la velocidad de los compresores y aumenta la temperatura, por otro lado la turbina empieza a girar a cierta velocidad debido a que ya existen gases de combustión. Durante este proceso se deben revisar los siguientes parámetros:

- i. Compresor de alta presión - 734 RPM * 10 aproximadamente.
- ii. Compresor de baja presión - de 1375 - 1350 RPM aproximadamente.
- iii. Temperatura de la turbina - de 877 - 896 °F aproximadamente.
- iv. Turbina de potencia – 2236 RPM aproximadamente.

1.2.5.11 Aceleración y secuencia completa

Después de cinco minutos de calentamiento, la unidad empieza a acelerar hasta llegar a su velocidad máxima. Durante este proceso se deben revisar los siguientes parámetros:

- i. Compresor de alta presión - de 812 - 969 RPM * 10 aproximadamente.
- ii. Compresor de baja presión - de 1901 - 1950 RPM aproximadamente.
- iii. Temperatura de la turbina - de 911 - 1395 °F aproximadamente.
- iv. Turbina de potencia – de 3623 - 3625 RPM aproximadamente.

La velocidad de los compresores aumenta, la temperatura de la turbina y la velocidad máxima que alcanza se encuentra alrededor de 3600 RPM.

1.2.5.12 Excitatriz del generador

Poner la excitatriz del generador en posición “on” (encendido) girando la manija a la derecha, con esto logra suministrar corriente de campo.

Figura 28. Manija de encendido de la excitatriz del generador



Manija de encendido de la excitatriz del generador (on)
Ubicación: CUBICULO 2

1.2.5.13 Sincronización

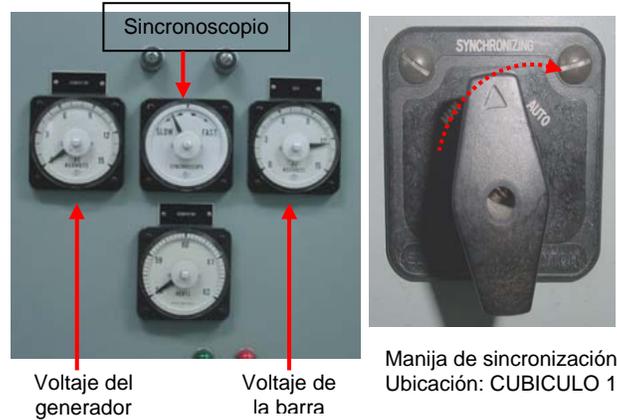
La sincronización se puede realizar de dos formas: sincronización automática y manual.

a) Sincronización automática

La sincronización se realiza en posición de automático (auto, girando la manija hacia la derecha), **Figura 29.** observar que los voltajes del generador y la barra estén en 12.4 Kv, verificando que la posición de la aguja del sincronoscopio se encuentre en el centro, entre lento (slow) y rapido (fast), en

ese momento el foco rojo que se encuentra en el panel se tiene que encender para indicar el cierre del interruptor (breaker).

Figura 29. Manija de sincronización y sincronoscopio



b) Sincronización manual

Se realiza cuando se necesita que la unidad entre de manera urgente en línea. La sincronización se realiza en posición manual (manual, girando la manija hacia el lado izquierdo).

Figura 30. Manija de sincronización



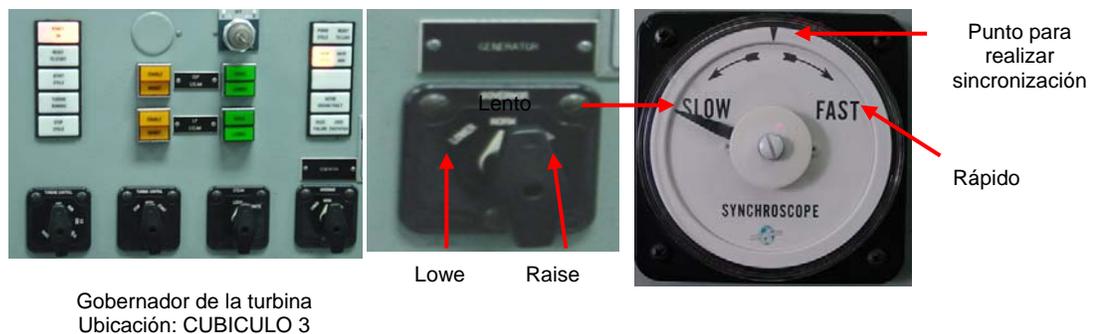
Se debe verificar los voltaje entre el generador y la barra estén en 12.4 Kv, si el valor del voltaje del generador es menor de 12.4 Kv se debe ajustar colocando la manija del regulador manual en posición de aumento (raise), si el valor del voltaje es mayor a 12.4 Kv se debe ajustar colocando al manija del regulador manual en posición disminuir (lower).

Figura 31. Regulador manual de voltaje



Verificar la velocidad en el sincronoscopio a manera de que la aguja quede en el centro, si tiene velocidad lenta se debe aumentar moviendo la manija del gobernador de la turbina a la posición de aumento (raise), si la velocidad es elevada, se debe reducir la velocidad colocando la manija en posición de disminuir (lower).

Figura 32. Sincronoscopio



Al tener la aguja en el centro del sincronoscopio se procede a cerrar el interruptor (breaker) girando la manija hacia el lado derecho “cerrado” (close), en ese momento se tiene que encender el foco rojo y la banderilla roja indicando que el interruptor (breaker) esta cerrado.

Figura 33. Interruptor / Breaker de sincronización



Manija del generador
Ubicación: CUBICULO 1

Girar hacia el lado
derecho (close)

1.2.5.14 Cargar la unidad

Después de la sincronización se regula el gobernador del generador girándolo en posición de aumento (raise) hacia la derecha, observar que aproximadamente aumente de 2 a 3 Mw por minuto hasta obtener 22 Mw. En este momento empieza la generación eléctrica en la unidad.

Figura 34. Manija del gobernador de voltaje y voltímetro del generador



Manija del gobernador de
voltaje (raise)
Ubicación: CUBICULO 3

Voltímetro del generador
Ubicación: CUBICULO 2

1.2.5.2 Paro de unidad

Los paros de la unidad S&S pueden ser:

- i. **Normal**
- ii. **De emergencia**
- iii. **Por malfuncionamiento**

1.2.5.2.1 Paro Normal

- i. En el cubículo1 el operador debe posicionar el switch de **SYNCHRONIZING** en **OFF**.
- ii. En el cubículo 3, el operador debe posicionar el switch de **TURBINE CONTROL** en **STOP** y luego soltar.

Las dos operaciones anteriores provocaran las siguientes acciones.

- i. El sistema de control electrónico comienza el decremento de la rampa para quitar la carga del generador. En un punto apropiado, el breaker del generador saca al generador fuera de línea. En el cubículo 1 la luz roja de breaker closed se apaga, y la luz verde de breaker-tripped se ilumina.
- ii. Un periodo de enfriamiento de 25 minutos comienza. El compresor de alta desacelera a ralenti (7000 RPM) aproximadamente por 5 minutos. El mensaje **STOP CYCLE INITIATED** aparece en pantalla, seguido por **COOL DOWN CYCLYE IN PROGRESS**.
- iii. Al final del periodo de 5 minutos, las válvula de combustibles son ordenadas a cerrarse y la turbina empieza a moverse por inercia o por el momento adquirido. El mensaje **FUEL & IGNITION SYSTEMS DEACTIVATED** aparece en pantalla, seguido por el mensaje **COOL DOWN CYCLYE IN PROGRESS**. La bomba auxiliar del generador se energiza y su presión de descarga es verificada.
- iv. Cuando la velocidad del compresor de alta cae a 1700 RPM, el estárter engrana y hace rotar el compresor de alta a un crank de alta velocidad (2200 a 2300 RPM) por el resto de los 25 minutos del periodo de enfriamiento. El periodo *coastdown* empieza. El mensaje **COAST DOWN IN PROGRESS** aparece en pantalla.

- v. Al final del periodo de enfriamiento, un contador regresivo de 15 segundos empieza.
- vi. Cuando el contador termina, el indicador *STOP CYCLE* se apagara y el indicador *READY TO START* se iluminara. El mensaje *COAST DOWN CYCLE COMPLETED* aparece en pantalla, seguido por el mensaje *UNIT READY TO START*.
- vii. 5 minutos después de que las RPM del generador caen a cero, la bomba de lubricación auxiliar del generador se desenergiza. **FIN DE SECUENCIA**

1.2.5.2.2 Paro de emergencia

1. En el cubículo1 el operador presiona el switch *EMERGENCY STOP*, o cualquier otro switch de emergencia en la unidad.

Esta operación provocara las siguientes acciones:

- i. válvulas de combustible son ordenadas a cerrarse inmediatamente, el horometro, contador de arranques, sincronizador, y excitador del generador son desenergizados. El generador de gas empieza a moverse más lentamente. El indicador *TURBINE RUNNING* se apaga y el indicador *STOP CYCLE* se ilumina. El indicador *EMERGENCY STOP* se ilumina. Durante esta rutina de paro rápido, no ocurre periodo de enfriamiento antes de que el flujo de combustible sea detenido. El mensaje *EMERGENCY STOP INITIATED* aparece en pantalla.
- ii. La velocidad del compresor de alta cae a 1700 RPM y un contador regresivo de 15 segundos es iniciado.
- iii. Cuando el contador regresivo termina, el indicador *STOP CYCLE* se apaga. Una temperatura arriba de 400 °F en el T44 indica un paro en caliente.

2. En el cubículo 3, el operador debe resetear el switch de emergency stop a su posición normal, y presionar el botón *ALARM RESET*.

Esta operación provocara las siguientes acciones:

- i. El indicador *READY TO START* se ilumina. La turbina puede ser reiniciada durante el periodo de reinicio. El switch *EMERGENCY STOP* debe ser reseteado a su posición normal para poder reiniciar.
- ii. El indicador *READY TO START* no se iluminara hasta que el indicador *ALARM RESET* es presionado.

El mensaje *CLEAR TO START* aparece en pantalla con un contador de 5 minutos. Si la unidad no es iniciada durante este periodo, el mensaje *4 HOUR LOCKOUT* aparece en pantalla.

1.2.5.2.3 Paro por mal funcionamiento

No se requiere acción del operador en este tipo de paro. Los funcionamientos erróneos son detectados automáticamente por el sistema de control. Un paro por mal funcionamiento inicia una secuencia de paro rápido, como en el procedimiento de paro por emergencia.

Un paro por malfuncionamiento puede generar un bloqueo por 4 horas, si la causa es tal que no es posible solucionar el problema dentro de un periodo determinado de tiempo correspondiente a 5 minutos.

Los bloqueos de 4 horas se identifican en el monitor de control con las siguientes siglas: *Cool Down Lock Out (CDLO)*, *Fast Stop Lock Out (FSLO)*.

Cool Down Lock Out (CDLO): La unidad baja carga y entra en el ciclo de enfriamiento (trabaja a 7000 RPM por 5 minutos). Esto da al operador la oportunidad de resolver la condición de paro si es posible. Si la condición es resuelta, la unidad puede ser reiniciada manualmente y llevada a carga completa nuevamente. Si el problema no es resuelto, la inyección de combustible se detendrá y la unidad empezara a disminuir su crank y un crank de enfriamiento automático empieza (bloqueo 4 horas). La unidad puede ser reiniciada en cualquier tiempo después de que el problema es resuelto.

Fast Stop Lock Out (FSLO): Disparo automático, la inyección de combustible se detiene y el motor empieza a girar más lentamente. La unidad

puede ser reiniciada solo después de que el problema sea resuelto o después de una cantidad de tiempo que asegure un enfriamiento adecuado (4 Horas). Si el problema no es resuelto rápidamente, el operador debe esperar hasta que el tiempo de enfriamiento es completado. Este es considerado un shutdown crítico y no tiene ciclo de auto crank.

2. FASE TÉCNICO PROFESIONAL

2.1 Mantenimiento industrial

2.1.1 Tipos de mantenimiento

La filosofía del mantenimiento de una planta es básicamente la de tener un nivel mínimo de personal de mantenimiento que sea consistente con la optimización de la producción y la disponibilidad de la planta sin que se comprometa la seguridad.

2.1.1.1 Mantenimiento correctivo

Es el que se realiza cuando el equipo es incapaz de seguir operando, no existe la planificación en este tipo de mantenimiento.

2.1.1.2 Mantenimiento preventivo con base en el tiempo o en el uso

El mantenimiento preventivo es cualquier mantenimiento planeado que se lleva a cabo para hacer frente a fallas potenciales. Cuando la base es el uso o el tiempo, este se lleva a cabo de acuerdo con las horas de funcionamiento o un calendario establecido. Requiere un alto nivel de planeación. Las rutinas específicas que se realizan son conocidas, así como sus frecuencias.

2.1.1.3 Mantenimiento preventivo con base en las condiciones

Este se lleva a cabo con base en las condiciones conocidas del equipo. La condición del equipo se determina vigilando los parámetros clave del equipo cuyos valores se ven afectados por la condición de este. Conocido también como mantenimiento predictivo.

2.1.1.4 Mantenimiento de oportunidad

Este tipo de mantenimiento, se lleva a cabo cuando surge la oportunidad. Estas oportunidades pueden presentarse durante los periodos de paros generales programados de un sistema en particular, y puede utilizarse para efectuar tareas conocidas de mantenimiento.

Con base en las definiciones anteriores, el tipo de mantenimiento aplicado en la turbina GE LM5000 es en base al tiempo o el uso. Puesto que este es el que se adecua mejor a las rutinas de mantenimiento establecidas tanto para la turbina como para los equipos auxiliares y sus componentes.

Además de los tiempos establecidos para los mantenimientos también se tiene asignado un nivel de mantenimientos para las rutinas a realizarse. Los niveles de mantenimiento establecidos se determinan como **1, 2 y 3**. Información proporcionada por General Electric en boletines, determina también niveles de mantenimiento para las inspecciones periódicas a realizarse, General Electric determina los niveles de estas como: **campo y taller**. La equivalencia respectiva entre los dos tipos de niveles arriba mencionados será la siguiente:

Nivel 1, 2 equivalente a campo.

Nivel 3, equivalente a taller.

Una pieza clave para la implementación del mantenimiento preventivo en base al tiempo, es el contador de tiempo, horometro. Puesto que los mantenimientos quedaran establecidos dentro del software en base a una cantidad de horas trabajadas, por ejemplo se habla de un mantenimiento de 1500, 4000 ó 6000 horas.

En base a esto se implementa un formato para la recopilación de estos datos, este formato debe incluir los equipos relacionados con el funcionamiento de la turbina. Estos datos son ingresados en el software de mantenimiento en la sección de lecturas de medidores, en base a estas lecturas, el software de mantenimiento programa los mantenimientos a realizar.

Para la ejecución de un mantenimiento planificado, deben de suceder y seguirse ciertos eventos. Llegado el tiempo se generara una orden de trabajo, esta orden de trabajo contiene información importante respecto a la tarea a realizar, pero para que la tarea sea llevada a cabo, el ejecutor debe obtener un permiso de seguridad, el cual encierra un análisis de las actividades a realizar y los posibles riesgos, como por ejemplo, la actividad misma a realizar puede involucrar fuentes potenciales de peligro como el lugar de aplicación, condiciones de seguridad relacionados, si el trabajo es en frío, caliente, o en espacio confinado, equipo de protección personal a utilizar, etc. Al llegar la orden de trabajo al supervisor de mantenimiento este asigna el trabajo, y la persona encargada o ejecutor debe leer la orden de trabajo previo a realizar cualquier acción, y obtener el permiso de seguridad.

2.1.2 Planificación del mantenimiento

La planificación del mantenimiento en planta generadora Las Palmas tiene su fundamento en la norma técnica colombiana NTC-ISO 9001 segunda actualización. Esta norma internacional especifica los requisitos para un sistema de gestión de la calidad cuando una organización:

- i. Debe demostrar su capacidad para proporcionar un servicio que satisfagan los requisitos del cliente, para el caso del mantenimiento de la turbina, el cliente interno es operaciones.
- ii. Aspira a aumentar la satisfacción del cliente interno (operaciones) a través de un programa de mantenimiento, creando mecanismos para la mejora continua del programa.

Cuando se utiliza el término “servicios” en esta planificación, se aplica únicamente al servicio destinado a un cliente interno, el cual es el departamento de operaciones, o solicitado por él. El término servicio puede también significar “mantenimiento”.

Para el caso específico de la unidad Steward & Stevenson GE LM5000, el servicio se referirá a los servicios de mantenimiento que tiene como fin producir la más alta disponibilidad de las máquinas, como la operación a máxima potencia disponible. Por lo tanto, la planificación del mantenimiento para esta unidad busca proporcionar un producto que satisfaga los requisitos del cliente.

Al realizar la planificación de mantenimiento se deben incluir dentro del plan los equipos que afectan los siguientes criterios:

- i. Equipos críticos

El listado de equipos críticos determinados para la unidad S&S son los siguientes:

- i. Turbina
- ii. Sensores de temperaturas de combustión
- iii. Generador
- iv. Sistema contra incendios
- v. Equipos auxiliares
- vi. Instrumentación

Los requisitos generales que deben cumplirse conforme a la norma antes mencionada, deben incluir: la documentación, implementación y mantenimiento de un sistema de gestión de la calidad, y mejora continua de su eficacia de acuerdo con los requisitos de la norma.

La documentación con la que se cuenta para la prestación del servicio incluye: manuales de equipos, MSDS, orden de trabajo, permiso de trabajo, listas de verificación. La documentación es parte primordial en la prestación del servicio, puesto que es una fuente de información útil. Los manuales de los equipos como punto de partida han servido en la determinación de las rutinas de mantenimiento de los equipos, las partes críticas, y los repuestos que deben tenerse en bodega. Los manuales y diagramas fueron el punto de partida para la implementación del mantenimiento. La lectura y recopilación de información contenida en los manuales fue la acción inicial, esto se fue combinando con una comparación de lo establecido en los diagramas y lo que existía físicamente.

Esto permitió también determinar el estado de los equipos, y encontrar zonas de interés que requerían alguna acción correctiva sobre ellas. Aquellas zonas que presentaban una condición inadecuada dentro de las cuales se puede incluir, una lámpara quemada, un empaque en mal estado, o corrosión excesiva en alguna sección de tubería, todo esto fue reportado puesto que el estado de los equipos es parte primordial en la calidad del servicio prestado.

Si algún servicio sobre alguna de estas condiciones detectadas se realiza, la corrección de estas genera documentación como orden de trabajo, permiso de trabajo; además dependiendo de la tarea a realizar la siguiente documentación será necesaria, hoja MSDS para materiales.

La implementación no puede ser satisfactoria si el servicio entregado es de baja calidad, para lograr los estándares requeridos en el servicio, la empresa deberá de proporcionar ciertos elementos.

La capacitación del personal es importante, las habilidades con las que cuente el personal de mantenimiento es un factor a tomar en cuenta en la calidad del servicio entregado. Debido a esto una serie de cursos se pone a disposición para los trabajadores de plantas Las Palmas, y en progreso esta un curso específico concerniente a la turbina GE LM5000, el curso está diseñado para que el equipo de mantenimiento y operador se familiarice con la turbina, esto tiene como fin incrementar los conocimientos acerca de la turbina, del personal que tiene contacto diario con ella. Se espera con esta capacitación, que el funcionamiento y la estructura de la turbina sea mejor comprendido por parte del personal que interactúa con la turbina, y que esta comprensión lleve a incrementar la calidad del servicio entregado, por medio de tareas de mantenimiento y operación mejor ejecutadas.

El siguiente elemento importante que debe existir en la implementación, y la empresa debe asegurarse de que se cuente con ella, es la herramienta; si la herramienta no esta en el momento que se requiere efectuar un trabajo de mantenimiento, este se atrasara, provocando que el servicio no sea de la calidad esperada, puesto que el funcionamiento de los equipos puede ser afectado debido a una espera excesiva. También si la herramienta existente no es la adecuada, se ocasionara también un retraso, puesto que la tarea no se esta ejecutando en las condiciones que se espera.

Este tipo de limitantes que pudieran presentarse, ha tratado de evitarse para los trabajos a efectuar en la turbina, esto se busca conseguir por medio de la compra de herramientas necesarias para los servicios a realizar. La herramienta común existente en taller se ha complementado con aquella herramienta especial que se requiera para la ejecución de servicios sobre la turbina debido al diseño de la misma. En la sección de herramientas presentada mas adelante, se presentan tablas donde se encuentra una muestra de las herramientas solicitadas.

2.1.3. Herramientas necesarias para mantenimiento

Se pueden identificar 2 tipos de herramientas para la ejecución del mantenimiento en la unidad S&S GE LM5000, siendo estas:

- i. Herramientas administrativas
- ii. Herramientas mecánicas

Dentro de las **herramientas administrativas** para el mantenimiento se pueden identificar los siguientes puntos.

- i. Reglamentos internos para la ejecución de una tarea de mantenimiento.
- ii. Software de mantenimiento Máximo.
- iii. Manuales de Operación y Mantenimiento de los Equipos.
- iv. Lineamientos EHS

Las **herramientas mecánicas** necesarias para efectuar los servicios de mantenimiento en la unidad S&S pueden ser divididas en herramientas de uso común y herramientas especiales.

Las herramientas de uso común son aquellas que deberían existir normalmente en taller mecánico, puesto que son de uso para los trabajos realizados tanto a los motores de combustión interna como a los equipos auxiliares con los que cuenta también la planta.

Las herramientas especiales son aquellas que aplican directamente a los trabajos que deban efectuarse sobre la turbina GE LM5000. Estas herramientas al inicio del EPS no se encontraban en inventario, por lo que una orden de compra para la adquisición de estas fue generada, puesto que es de suma importancia contar con ellas en inventario.

Estas herramientas fueron seleccionadas de acuerdo a lo especificado en los manuales de la turbina proporcionados por General Electric y los manuales de equipos especiales como los de la separadora de combustible. Una muestra de estas herramientas se muestra en las siguientes tablas uno y dos.

Tabla I. Equipo para mantenimiento del sensor de vibración.

ID	EQUIPO DE MANTENIMIENTO	EQUIPO RECOMENDADO
1	Multimetro Digital	Hewlett-Packard Model 3465 A/B
2	Kit de Test y Calibración	Bently Nevada Corporation
		Model TK3-2E or TK3-2G
3	Resistencia variable	0 a 10k ohms
4	Plancha de soldar (soldering iron)	Weller Model SP23
5	Suministro de energia (power supply)	Hewlett-Packard Model 6215A

Tabla II. Herramientas para trabajos de separadora.

1	Llave anular (anillo de cierre del tambor)
2	Llave tubular con indicador de momento de giro 0-13 kg
3	Pieza de inserción hexagonal 14
4	Llave tubular (rodete centrípeto)
5	Dispositivo extractor
6	Pieza de presión
7	Dispositivo extractor(disco de embrague)
8	Llave con carraca 60
9	Llave (anillo cierre- fondo del recinto de centrifugación)
10	centrípeto)
11	Dispositivo extractor (parte inferior del tambor)
12	Dispositivos prensador de platos
13	Llave tubular 50 (tuerca con gollete)

El plan de mantenimiento para la turbina Steward & Stevenson GE LM5000, queda conformado por la ejecución de las tareas presentadas en las siguientes tablas. De la tabla III a la IX agrupadas por equipo y de la tabla X a la XVIII por frecuencia de ejecución.

Tabla III. Programa de mantenimiento para la turbina.

Ubicación	Frecuencia	Nivel	Acerca de la Tarea
Nivel de Aceite	Semanal	1	Realizar una inspeccion visual del nivel de aceite en el tanque de aceite de lubricacion de la turbina y en el tanque de aceite hidraulico
Enchufes Magneticos	500 horas	1,2,3	Verificacion continua de las conexiones en búsqueda de acumulacion de particulas
Tuberias de Turbina	500 horas	1	Relizar una inspeccion visual de todo el sistema de tuberias de combustible y aceite que entra y sale a la turbina, para detectar fugas
Monturas del motor	500 horas / 1 mes	1	Verificacion por seguridad en busca de rajaduras y deterioramiento del aislamiento
Aceite de lubricacion	700 horas / 1 mes	1, 2	Realizar analisis quimico del aceite de lubricacion
Filtros de Combustible	2000 horas / 3 meses	1	Verificacion de filtros y ejecucion de limpieza, en caso de encontrar daño, estos deberan ser cambiados
Termocoplas	4000 horas/ 6 meses	1	Se debe verificar la calibracion de las termocoplas
Conexiones mecanicas	4000 horas	1	Verificacion en búsqueda de desgaste
Filtros de Aceite	4000 horas / 6 meses	1	Remueva, inspeccione y reemplace el filtro, los filtros Pall no requieren atencion especial, simplemente monitoree el diferencial de presion, si la diferencia es muy grande indica un filtro muy contaminado
Motor Electrico bomba de Combustible	3 meses	1, 2	Verificacion del aislamiento
Motor bomba de aceite hidraulico	12 meses	1, 2	Cambio de cojinetes
Cableado de Termocoplas	4000 horas / 6 meses	1, 2	Debe realizarse una inspeccion del cableado de las mismas

Tabla IV. Programa de mantenimiento para la turbina.

Ubicación	Frecuencia	Nivel	Acercas de la Tarea
Camara de Combustion	4000 horas / 6 meses	1, 2	Se realiza una inspeccion del combustor en búsqueda de daños
Boquillas de combustible	4000 horas / 6 meses	1	Se lleva a cabo una inspeccion para verificar la acumulacion de carbon y también el desgaste que estas presenten
Controles de RPM y de Temperatura	4000 horas / 6 meses	1, 2	Se debe llevar a cabo primero una verificacion de estos controles y de ser necesario deben de ser calibrados
Compresor	N/A	1	La frecuencia de esta tarea esta determinada por el desempeño de la turbina. Los lavados pueden ser de 2 tipos, en funcionamiento o con la turbina apagada
Alineacion Turbina y Generador	N/A	1	Cuando los monitores de vibracion lo indiquen, se debe verificar la exactitud de estos sensores, y de ser necesario se deben calibrar
Aislamiento Motores	1 año	1	Se debe reizar una prueba con el megger para garantizar que los devanados de los motores no están almacenando humedad debido al ambiente o al debilitamiento en el aislamiento
Cambio de Cojinetes de motores	1 año	1	El cambio puede ser no necesario si el cojinete muestra condiciones de operación permitidas, se debe revisar también si existe algun rozamiento entre el rotor y el estator del motor, o calentamiento en sus devanados

Tabla V. Programa de mantenimiento para el generador.

Ubicación	Frecuencia	Nivel	Acerca de la Tarea
Nivel de Aceite	Semanal	1	Realizar una inspeccion visual del nivel de aceite en el tanque de aceite de lubricacion del generador
Desague de Cojinetes	Semanal	1	Revisar que se mantenga el flujo
Aislamiento Devanado	1000 horas	1	Con un megger llevar a cabo una medicion de la resistencia del aislamiento, aplicando un voltaje de prueba de 500 voltios entre el punto de tierra y una de las conexiones principales.
Acople de Bomba principal de Aceite	4000 horas	1	Realizar una inspeccion visual para detectar separacion de metal y caucho en el acople
Aceite de lubricacion	4000 hroas / 6 meses	1	Realizar analisis quimico del aceite de lubricacion
Cambio cojinete de motores	8000 horas 1 año	1, 2	El cambio puede ser no necesario si el cojinete muestra condiciones de operación permitidas, se debe revisar también si existe algún rozamiento entre el rotor y el estator del motor, o calentamiento en sus devanados
Instrumentacion	8000 horas 1 año	1, 2	Desconectar y desmontar cada uno de los sensores de vibracion, temperatura y los switch de presion que se encuentran localizados en el generador.
Aislamiento de cojinete	8000 horas 1 año	1	Revison del aislamiento del cojinete, el cual esta colocado en el cojinete final del excitador.
Aislamiento de Motores	1 año	1, 2	Se debe realizar una prueba con el megger para determinar que los devanados de los motores no están almacenando humedad
Enfriador del Generador	N/A	1, 2	limpieza de tubos de intercambiador, se debe evitar el uso de vapor puesto que puede generar sobrecalentamiento localizado

Tabla VI. Programa de mantenimiento para equipos auxiliares.

Ubicación	Frecuencia	Nivel	Acerca de la Tarea
Panel de control	4000 horas / 6 meses	1	Limpieza y revision de conexiones electricas
Filtros	2000 horas / 3 meses	1	Se debe de verificar los filtros en búsqueda de daños u obstrucciones esto mantendra el nive de filtrado en las condiciones requeridas y evitara diferenciales de presion alta en los medidores
Estructuras y Equipos	Semanal	1	Verificar la apariencia general y la integridad de la unidad
Termocoplas	4000 horas / 6 meses	1	Revisar las conexiones de las termocoplas
Acoples	4000 horas / 6 meses	1	Verificar la integridad de los acoples, se debe verificar también la existencia de fugas en los mismos
Filtros de Entrada de aire	4000 horas / 6 meses	1	Si antes de llegar a los tiempos establecidos en la frecuencia se tiene 5" de agua en el medidor de vacío se debe efectuar la limpieza.
Filtros de panel	3 meses	1	Si la presion diferencial indica 1 pulgada de agua, debe de cambiarse los filtros.
Filtros de Barrera	N/A	1	Cuando la lectura en el diferencial de presion muestre 5.0" de agua debe efectuarse una inspeccion del filtro para determinar si se debe cambiar o no.
Detector Infrarojo	4000 horas / 6 meses	1	Una verificación periódica del sistema debe estar programada para asegurar que el sistema está funcionando apropiadamente. Cuando se verifican los equipos electrónicos del controlador y la limpieza de la ventana de detector, el equipo extinguidor debe ser desactivado.
Sensores de Gas	3 meses	1, 2	El sistema de detección de gas combustible no requiere mantenimiento de rutina excepto la calibración Cada sensor ha sido calibrado para 0-5 % por volumen de metano
Instrumentos de Panel de Control	8000 horas / 1 año	1, 2	Desconectar cada uno de los medidores conectados en el panel de control tales como amperímetros, voltímetros, watímetro, cosenofímetro, etc. para su respectiva calibración

Tabla VII. Programa de mantenimiento para equipos auxiliares.

Ubicación	Frecuencia	Nivel	Acerca de la Tarea
Baterías y Cargadores de Batería	4000 horas / 6 meses	1	Rellenar con electrolito, verificar la gravedad específica y limpiar la caja de la batería. Ajuste el fiote y ecualice los potenciómetros si es necesario.
Cojinetes de Ventiladores	4000 horas / 6 meses	1	Los cojinetes del motor y los del ventilador deben ser engrasados a intervalos regulares. Evite el uso de un sistema de engrasado a presión, el cual podría llenar completamente la cámara del cojinete
Fajas del Ventilador	4000 horas / 6 meses	1	Verificar la instalación de la faja, si esta suelta, si existe acumulación de materiales extraños en las ranuras donde asienta la faja, o si se presenta excesiva vibración
Bomba Auxiliar sistema de Lubricación Generador	4000 horas / 6 meses	1	Engrasar con lubricante #910 para bombas Tuthill, aplique grasa hasta que sea visible en la parte externa final de la glandula
Drenaje de agua, base de Bomba de Combustible	Semanal	1	Se debe revisar que no existan elementos que estén obstruyendo el paso de agua a través el orificio de salida

Tabla VIII. Programa de mantenimiento para Compresor de aire.

Ubicación	Frecuencia	Nivel	Acerca de la Tarea
Filtro de pared	100-200 horas	1	Apague el compresor y retire el filtro, enjuague en agua tibia, si fuera necesario utilice detergente. El filtro puede ser golpeado levemente aspirado o soplado con aire comprimido a no mas de 30 psig
Filtro run-in	200	1	200 horas después de la primera puesta en marcha debe de ser reemplazado por un filtro estandar
Nivel de aceite	Semanal	1	Revise el nivel de aceite utilizando el medidor visual, cuando el compresor este apagado. De ser necesario ajuste el nivel a su máximo
Fajas	500 horas	1	Se debe revisar la tensión de las fajas, La tensión de la faja es automáticamente ajustada dentro de un rango limitado por el resorte de presión del dispositivo de tensión de la faja
Filtro de aceite	2000 - 3000 horas	1, 2	El panel del compresor indicara cuando debe hacerse el cambio. Se debe asegurar que el compresor esta apagado y que no se reiniciara.
Cartucho separador de aceite	Panel Kaeser	1, 2	Cambie el oil separator cartridge cuando el indicador 6 en el Kaeser control se ilumine. Pare el compresor, el indicador de presión en el tanque debe indicar cero psig
Cooler y aftercooler de aceite	1000 horas	1	Apague el compresor. Descargue el compresor. Limpie el cooler con aire comprimido, agua o vapor.
Cojinetes del motor del compresor	2500 horas	1	Engrase de los cojinetes del motor del compresor. Los cojinetes son equipados con accesorios para engrasar. Los accesorios para engrasar están cubiertos con dos tapas protectivas
Cambio de aceite	N/A	1	De acuerdo al tipo de aceite utilizado existen tablas que indicaran la frecuencia exacta para el cambio de aceite.
Conexiones eléctricas	1 año	1	Revisar las conexions electricas del compresor.
Valvula de alivio	1 año	1	Se debe probar la valvula de alivio, Para testear la presión de la valvula de alivio el compresor debe ser conducido a una presión de descarga mas alta que la presión máxima puesta en el switch de presión de aire.
Filtro de aire	2 años	1	Asegurese que el compresor esta parado para cambiar el filtro

Tabla IX. Programa de mantenimiento para Separadora Westfalia.

Ubicación	Frecuencia	Nivel	Acercas de la Tarea
Nivel de aceite	Semanal	1	Se debe revisar en el visor el nivel de aceite
Cambio de Aceite	750 horas / 6 meses	1	Además de cambiar el aceite se debe también limpiar la camar del mecanismo
Tambores	3 meses	1	Se debe engrasar las partes importantes de los tambores autolimpiantes en sus superficies deslizantes
Separadora	1500 horas 6 meses	1	Se debe lubricar todas las piezas de manipulación
Cojinetes	3000 horas / 1 año	1	Se debe llenar el cojinete con grasa, la grasa a utilizar debe ser grasa especial para cojinete antifricción
Elevador mecanico del tambor	6000 horas / 2 años	1	Se debe lubricar el elevador mecanico
Filtro de bomba de aceite sucio	1500 horas / 6 meses	1	Se debe limpiar el filtro en el lado de aspiracion de la bomba de aceite sucio
Filtro de agua	N/A	1	Limpia filtro de agua de maniobra de separadoras autolimpiantes
Tambor	1500 horas / 6 meses	1, 2	Desmontar el tambor y limpiar todas las piezas individuales.
Tambor	3000 horas / 1 año	1, 2	Desmontar tambor y limpiar el interior del bastidor
Tambor	1500 horas / 6 meses	1, 2	Quitar y verificar las juntas del tambor; limpiar las ranuras y examinar si ha ocurrido corrosión
Freno	1500 horas / 6 meses	1	Examinar espesor del forro de freno
Eje Vertical	1500 horas / 6 meses	1	Verificar cojinete de bolas del eje vertical
Tornillo sinfin	3000 horas / 1 año	1	Verificar engranaje del tornillo sinfin. Para esto tendrá que quitar la caja del indicador de revoluciones y mirar por el agujero de inspección
Cojinete Eje Vertical	3000 horas	1	Cambio de cojinete de bolas del eje vertical
Cojinete Eje Horizontal	6000 horas / 2 años	1	Cambio de cojinete de bolas del eje horizontal

Tabla X. Programa de mantenimiento semanal y 200 horas.

SEMANAL				
Ubicación	Equipo	Nivel	Acerca de la Tarea	
Nivel de Aceite	Turbina	1	Realizar una inspeccion visual del nivel de aceite en el tanque de aceite de lubricacion de la turbina y en el tanque de aceite hidraulico	
Nivel de Aceite	Generador	1	Realizar una inspeccion visual del nivel de aceite en el tanque de aceite de lubricacion del generador	
Desague de Cojinetes	Generador	1	Revisar que se mantenga el flujo	
Estructuras y Equipos	Equipo Aux.	1	Verificar la apariencia general y la integridad de la unidad	
Drenaje de agua, base de Bomba de Combustible	Equipo Aux.	1	Se debe revisar que no existan elementos que estén obstruyendo el paso de agua a través el orificio de salida	
Nivel de aceite	Compresor Kaeser	1	Revise el nivel de aceite utilizando el medidor visual, cuando el compresor este apagado. De ser necesario ajuste el nivel a su máximo	
Nivel de aceite	Separadora	1	Se debe revisar en el visor el nivel de aceite	
200 HORAS				
Ubicación	Equipo	Nivel	Acerca de la Tarea	
Filtro de pared	Compresor Kaeser	1	Apague el compresor y retire el filtro, enjuaguelo en agua tibia, si fuera necesario utilice detergente. El filtro puede ser golpeado levemente aspirado o soplado con aire comprimido a no mas de 30 psig	
Filtro run-in	Compresor Kaeser	1	200 horas después de la primera puesta en marcha debe de ser reemplazado por un filtro estandar	

Tabla XI. Programa de mantenimiento 500 horas y 500 a 1000 horas.

500 HORAS

Ubicación	Equipo	Nivel	Acerca de la Tarea
Enchufes Magnéticos	Turbina	1,2,3	Verificación continua de las conexiones en búsqueda de acumulación de partículas
Tuberías de Turbina	Turbina	1	Realizar una inspección visual de todo el sistema de tuberías de combustible y aceite que entra y sale a la turbina, para detectar fugas
Monturas del motor	Turbina	1	Verificación por seguridad en busca de rajaduras y deterioramiento del aislamiento
Fajas	Compresor Kaeser	1	Se debe revisar la tensión de las fajas, La tensión de la faja es automáticamente ajustada dentro de un rango limitado por el resorte de presión del dispositivo de tensión de la faja

500 A 1000 HORAS

Ubicación	Equipo	Nivel	Acerca de la Tarea
Aceite de lubricación	Turbina	1, 2	Realizar análisis químico del aceite de lubricación
Aislamiento Devanado	Generador	1	Con un megger llevar a cabo una medición de la resistencia del aislamiento, aplicando un voltaje de prueba de 500 voltios entre el punto de tierra y una de las conexiones principales.
Cooler y aftercooler de aceite	Compresor Kaeser	1	Apague el compresor. Descargue el compresor. Limpie el cooler con aire comprimido, agua o vapor.

Tabla XII. Programa de mantenimiento 1500 horas o 6 meses y 2000 horas o tres meses.

1500 HORAS / 6 meses			
Ubicación	Equipo	Nivel	Acerca de la Tarea
Filtro de bomba de aceite sucio	Separadora Westfalia	1	Se debe limpiar el filtro en el lado de aspiración de la bomba de aceite sucio
Tambor	Separadora Westfalia	1, 2	Desmontar el tambor y limpiar todas las piezas individuales.
Tambor	Separadora Westfalia	1, 2	Quitar y verificar las juntas del tambor; limpiar las ranuras y examinar si ha ocurrido corrosión
Freno	Separadora Westfalia	1	Examinar espesor del forro de freno
Eje Vertical	Separadora Westfalia	1	Verificar cojinete de bolas del eje vertical
Cambio de Aceite	Separadora Westfalia	1	Además de cambiar el aceite se debe también limpiar la cámara del mecanismo
Separadora	Separadora Westfalia	1	Se debe lubricar todas las piezas de manipulación
2000 HORAS / 3 MESES			
Ubicación	Equipo	Nivel	Acerca de la Tarea
Filtros de Combustible	Turbina	1	Verificación de filtros y ejecución de limpieza, en caso de encontrar daño, estos deberán ser cambiados
Motor Electrico bomba de Combustible	Turbina	1, 2	Verificación del aislamiento
Filtros	Equipo Auxiliar	1	Se debe verificar los filtros en búsqueda de daños u obstrucciones esto mantendrá el nivel de filtrado en las condiciones requeridas y evitara diferenciales de presión alta en los medidores
Filtros de panel	Equipo Aux.	1	Si la presión diferencial indica 1 pulgada de agua, debe de cambiarse los filtros.
Sensores de Gas	Equipo Auxiliar	1, 2	El sistema de detección de gas combustible no requiere mantenimiento de rutina excepto la calibración Cada sensor ha sido calibrado para 0-5 % por volumen de metano
Tambores	Separadora	1	Se debe engrasar las partes importantes de los tambores autolimpiantes en sus superficies deslizantes

Tabla XIII. Programa de mantenimiento 2000 a 3000 horas y 3000 horas o un año.

2000 A 3000 HORAS			
Ubicación	Equipo	Nivel	Acercas de la Tarea
Filtro de aceite	Compresor Kaeser	1, 2	El panel del compresor indicara cuando debe hacerse el cambio. Se debe asegurar que el compresor esta apagado y que no se reiniciara.
Cojinetes del motor del compresor	Compresor Kaeser	1	Engrase de los cojinetes del motor del compresor. Los cojinetes son equipados con accesorios para engrasar. Los accesorios para engrasar están cubiertos con dos tapas protectivas

3000 HORAS / 1 año			
Ubicación	Equipo	Nivel	Acercas de la Tarea
Conexiones electricas	Compresor K	1	Revisar las conexions electricas del compresor.
Valvula de alivio	Compresor Kaeser	1	Se debe probar la valvula de alivio, Para testear la presión de la valvula de alivio el compresor debe ser conducido a una presión de descarga mas alta que la presión máxima puesta en el switch de presión de aire.
Cojinetes	Separadora Westfalia	1	Se debe llenar el cojinete con grasa, la grasa a utilizar debe ser grasa especial para cojinete antifraccion
Tambor	Separadora Westfalia	1, 2	Desmontar tambor y limpiar el interior del bastidor
Tornillo sinfin	Separadora Westfalia	1	Verificar engranaje del tornillo sinfin. Para esto tendrá que quitar la caja del indicador de revoluciones y mirar por el agujero de inspección
Cojinete Eje Vertical	Separadora	1	Cambio de cojinete de bolas del eje vertical

Tabla XIV. Programa de mantenimiento 4000 horas o 6 meses.

4000 HORAS / 6 MESES

Ubicación	Equipo	Nivel	Acerca de la Tarea
Termocoplas	Turbina	1	Se debe verificar la calibración de las termocoplas
Conexiones mecanicas	Turbina	1	Verificación en búsqueda de desgaste
Filtros de Aceite	Turbina	1	Remueva, inspeccione y reemplace el filtro, los filtros Pall no requieren atención especial, simplemente monitoree el diferencial de presión, si la diferencia es muy grande indica un filtro muy contaminado
Cableado de Termocoplas	Turbina	1, 2	Debe realizarse una inspección del cableado de las mismas
Camara de Combustion	Turbina	1, 2	Se realiza una inspección del combustor en búsqueda de daños
Boquillas de combustible	Turbina	1	Se lleva a cabo una inspección para verificar la acumulación de carbon y también el desgaste que estas presenten
Controles de RPM y de Temperatura	Turbina	1, 2	Se debe llevar a cabo primero una verificación de estos controles y de ser necesario deben de ser calibrados
Acople de Bomba principal de Aceite	Generador	1	Realizar una inspección visual para detectar separación de metal y caucho en el acople
Aceite de lubricacion	Generador	1	Realizar analisis quimico del aceite de lubricacion
Panel de control	Equipo Auxiliar	1	Limpieza y revision de conexiones electricas
Termocoplas	Equipo Auxiliar	1	Revisar las conexiones de las termocoplas
Acoples	Equipo Auxiliar	1	Verificar la integridad de los acoples, se debe verificar también la existencia de fugas en los mismos
Filtros de Entrada de aire	Equipo Auxiliar	1	Si antes de llegar a los tiempos establecidos en la frecuencia se tiene 5" de agua en el medidor de vacío se debe efectuar la limpieza.

Tabla XV. Continuación programa de mantenimiento 4000 horas o 6 meses.

4000 HORAS / 6 MESES		Ubicación	Equipo	Nivel	Acercas de la Tarea
	Detector Infrarojo	Equipo Auxiliar	1	Una verificación periódica del sistema debe estar programada para asegurar que el sistema está funcionando apropiadamente. Cuando se verifican los equipos electrónicos del controlador y la limpieza de la ventana de detector, el equipo extinguidor debe ser desactivado.	
	Baterías y Cargadores de Bateria	Equipo Auxiliar	1	Rellenar con electrolito, verificar la gravedad específica y limpiar la caja de la batería. Ajuste el flote y ecualice los potenciómetros si es necesario.	
	Cojinetes de Ventiladores	Equipo Auxiliar	1	Los cojinetes del motor y los del ventilador deben ser engrasados a intervalos regulares. Evite el uso de un sistema de engrasado a presión, el cual podría llenar completamente la cámara del cojinete	
	Fajas del Ventilador	Equipo Auxiliar	1	Verificar la instalación de la faja, si esta suelta, si existe acumulación de materiales extraños en las ranuras donde asienta la faja, o si se presenta excesiva vibración	
	Bomba Auxiliar sistema de Lubricacion Generador	Equipo Auxiliar	1	Engrasar con lubricante #910 para bombas Tuthill, aplique grasa hasta que sea visible en la parte externa final de la glandula	

8000 HORAS / 1 AÑO

Tabla XVI. Programa de mantenimiento 8000 horas o 1 año.

Ubicación	Equipo	Nivel	Acerca de la Tarea
Motor bomba de aceite hidraulico	Turbina	1, 2	Cambio de cojinetes
Aislamiento Motores	Turbina	1	Se debe relizar una prueba con el megger para garantizar que los devanados de los motores no están almacenando humedad debido al ambiente o al debilitamiento en el aislamiento
Cambio de Cojinetes de motores	Turbina	1	El cambio puede ser no necesario si el cojinete muestra condiciones de operación permitidas, se debe revisar también si existe algún rozamiento entre el rotor y el estator del motor, o calentamiento en sus devanados
Cambio cojinete de motores	Generador	1, 2	El cambio puede ser no necesario si el cojinete muestra condiciones de operación permitidas, se debe revisar también si existe algún rozamiento entre el rotor y el estator del motor, o calentamiento en sus devanados
Instrumentacion	Generador	1, 2	Desconectar y desmontar cada uno de los sensores de vibracion, temperatura y los switch de presion que se encuentran localizados en el generador.
Aislamiento de cojinete	Generador	1	Revision del aislamiento del cojinete, el cual esta colocado en el cojinete final del excitador.
Aislamiento de Motores	Generador	1, 2	Se debe realizar una prueba con el megger para determinar que los devanados de los motores no están almacenando humedad
Instrumentos de Panel de Control	Equipo Auxiliar	1, 2	Desconectar cada uno de los medidores conectados en el panel de control tales como amperímetros, voltímetros, watimetro, cosenofimetro, etc. para su respectiva calibración

Tabla XVII. Programa de mantenimiento 6000 horas o 2 años y otras indicaciones

6000 HORAS / 2 años			
Ubicación	Equipo	Nivel	Acercas de la Tarea
Filtro de aire	Compresor K	1	Asegurese que el compresor esta parado para cambiar el filtro
Elevador mecanico del tambor	Separadora Westfalia	1	Se debe lubricar el elevador mecanico
Cojinete Eje Horizontal	Separadora Westfalia	1	Cambio de cojinete de bolas del eje horizontal

OTRA INDICACION			
Ubicación	Equipo	Nivel	Acercas de la Tarea
Compresor	Turbina	1	La frecuencia de esta tarea esta determinada por el desempeño de la turbina. Los lavados pueden ser de 2 tipos, en funcionamiento o con la turbina apagada
Alineacion Turbina y Generador	Turbina	1	Cuando los monitores de vibracion lo indiquen, se debe verificar la exactitud de estos sensores, y de ser necesario se deben calibrar
Enfriador del Generador	Generador	1, 2	limpieza de tubos de intercambiador, se debe evitar el uso de vapor puesto que puede generar sobrecalentamiento localizado
Filtros de Barrera	Equipo Auxiliar	1	Cuando la lectura en el diferencial de presion muestre 5.0" de agua debe efectuarse una inspeccion del filtro para determinar si se debe cambiar o no.
Cartucho separador de aceite	Compresor Kaeser	1, 2	Cambie el oil separator cartridge cuando el indicador 6 en el Kaeser control se ilumine. Pare el compresor, el indicador de presion en el tanque debe indicar cero psig
Cambio de aceite	Compresor Kaeser	1	De acuerdo al tipo de aceite utilizado existen tablas que indicaran la frecuencia exacta para el cambio de aceite.

2.1.4. Control de la producción de energía y prestación del servicio

La organización debe planificar y llevar a cabo la producción y la prestación del servicio bajo condiciones controladas. Para controlar el servicio (mantenimiento) ejecutado sobre la turbina debe establecerse condiciones controladas, las cuales deben incluir:

- i. Información que describa las características del servicio.
- ii. La disponibilidad de los procedimientos a ejecutar así como la documentación de estos servicios realizados.
- iii. Uso de equipo apropiado
- iv. Dispositivos de seguimiento y medición
- v. Registro de los servicios entregados y seguimiento del comportamiento del equipo después de haber sido objeto de un mantenimiento.

El servicio debe mantener una mejora continua para cumplir con los estándares requeridos por la empresa. Para lograr esto el servicio debe ser monitoreado y evaluado. Tres elementos se determinan para lograr este monitoreo:

- La supervisión
- Calibración
- Sistema de acciones correctivas y preventivas.

La supervisión es efectuada por más de una persona, existen varios elementos que pueden ser considerados como objeto de supervisión, pero en el caso concreto del programa de mantenimiento planteado, el elemento primario

a supervisar es el servicio o trabajo de mantenimiento, esto generara lógicamente la supervisión e inspección de los elementos relacionados directamente con la prestación del servicio. Una orden de trabajo es generada para un trabajo de mantenimiento, pero si este mantenimiento no esta planeado, es muy posible que una inspección haya generado la orden de trabajo, de ahí que la supervisión es importante. En el caso que un mantenimiento programado se realice, la supervisión debe ejecutarse en la siguiente forma: el ejecutor previo a realizar cualquier acción deberá supervisar la herramienta que va a utilizar, esta debe estar en buenas condiciones, por ejemplo una eslinga en malas condiciones puede provocar serios accidentes si se llegara a reventar durante un levantamiento de carga; el ejecutor debe también supervisar el área en donde se va a realizar la tarea, debe corroborar si así fuera el caso que el equipo esta bloqueado, etiquetado y el circuito desenergizado, esto debe estar indicado en el permiso de trabajo. Este bloqueo y etiquetado es realizado por el operador de turno correspondiente. Por lo tanto el ejecutor deberá cerciorarse de que es efectivo, y más aun debe respetar el bloqueo del equipo.

Luego de realizarse un servicio, el supervisor mecánico debe revisar que la tarea fue realizada y concluida exitosamente, debe también cuestionar al ejecutor de alguna cosa adicional que se haya encontrado o realizado. Sin esta revisión la orden de trabajo no puede ser cerrada. Una correcta supervisión ayuda a que el servicio tenga la calidad que se espera.

Inspecciones regulares sobre la herramienta también deberán ser llevadas a cabo con el fin de detectar fallas o herramienta en mal estado que pueda primero lastimar al ejecutor y segundo provocar la insatisfacción en la ejecución del servicio. Estas inspecciones generaran también documentos

donde este registrado que se llevo a cabo la inspección y que puntos fueron evaluados durante la misma.

Los instrumentos de precisión o aquellos que sirven de parámetro para establecer valores como: vernier, torquimetro, detector de gas, etc.; pueden perder su exactitud con el uso y el paso del tiempo. Por eso inspecciones y posteriormente calibración si fuera necesario, sobre estos instrumentos se establecen para asegurar que al momento de utilizarlas estas se encuentren en condiciones tales que no serán un inconveniente en la realización del servicio. Si estas inspecciones no se llevaran a cabo, y mas aun si la calibración cuando fuera necesario, no se llevara a cabo, la calidad del servicio se vera disminuida.

Deben de establecerse los parámetros adecuados de acuerdo a una norma establecida, los instrumentos que se utilicen para la calibración de los instrumentos de la planta deben cumplir con las normas internacionales, para asegurar una calibración efectiva y por lo tanto que las operaciones posteriores realizadas con estos instrumentos cumplan los estándares necesarios.

El siguiente elemento listado anteriormente para el monitoreo del servicio, es el sistema de acciones correctivas y preventivas SACP, este sistema integra a todos los trabajadores y es parte fundamental de la mejora continua que se mantiene dentro de la planta. El sistema funciona de la siguiente manera, partiendo de que cualquier proceso puede ser mejorado, dentro de la planta cualquier trabajador puede detectar una no conformidad o condición insegura dentro de las instalaciones, dicha no conformidad o condición insegura puede influir en el servicio prestado, por lo que debe de realizarse algo mas allá que simplemente detectarla, lo cual no obstante es el punto de partida, la detección de la misma.

Una vez detectada la no conformidad, el trabajador mismo puede plantear una posible solución o modificación, este planteamiento entra a supervisión antes de ser aprobada y ejecutada. Posteriormente si el planteamiento fuera aprobado, se procede a ejecutar las acciones planteadas. Esto es ingresado en el software específico.

En un programa de mantenimiento es importante tener un mecanismo como este, puesto que el trabajador que interactúa diariamente con un equipo es el más indicado para detectar situaciones de este tipo que afecten el desempeño del equipo. Este sistema mejora la prestación del servicio puesto que no solo el funcionamiento de los equipos se mantiene en constante supervisión, sino que los mantenimientos efectuados también son sujetos de mejora, por lo que el servicio es mejorado continuamente lo que se reflejara en un servicio de mejor calidad entregado al cliente interno, cumpliendo los requerimientos del mismo.

2.1.5. Validación de los procesos de la producción y de la prestación del servicio

Puesto que el servicio que se debe de entregar al cliente interno debe ser de calidad, La organización debe validar los procesos que están involucrados en la prestación del servicio donde el servicio resultante no pueda verificarse mediante actividades de seguimiento o medición posteriores. Esto incluye a cualquier proceso en el que las deficiencias se hagan aparentes únicamente después de que el producto este siendo utilizado o haya prestado el servicio.

La validación busca respaldar el servicio entregado, de tal manera que este pueda estar dentro de los requerimientos que el cliente interno precise.

Demostrando que por medio de los procedimientos actuales el cliente recibe el servicio esperado.

La organización debe establecer las disposiciones para estos procesos, incluyendo, cuando sea aplicable.

- i. Los criterios definidos para la revisión y aprobación de los procesos
- ii. La aprobación de equipos y calificación del personal
- iii. El uso de métodos y procedimientos específicos
- iv. Los requisitos de los registros
- v. La revalidación

Un servicio no puede ser llevado a cabo sin antes haberse generado una orden de trabajo, y después de que esta orden de trabajo es entregada a la persona que ejecutara la tarea, los permisos de seguridad correspondientes deben ser obtenidos previa realización.

El mantenimiento cumplirá con los requerimientos del cliente interno solo cuando este sea entregado bajos los estándares de calidad, seguridad y medio ambiente establecidos dentro de la empresa y exigidos por el departamento de operaciones. Por lo anteriormente descrito se establece como primer mecanismo de validación el permiso de seguridad, si el permiso de seguridad no es obtenido, entonces no existe autorización por parte de operaciones para realizar cualquier actividad dentro de las instalaciones de la empresa, para el objeto del programa de mantenimiento, la turbina, el generador eléctrico y equipos auxiliares, así como las instalaciones en que se encuentran los 3 elementos antes citados.

El o los permisos de seguridad, autorizan al ejecutor a realizar una tarea específica sobre algún equipo. Por lo tanto un permiso de seguridad bien elaborado y entendido por las dos partes: emisor y receptor, validan la tarea a ejecutar; el permiso de seguridad debe ser cuidadosamente leído por la persona a ejecutar el servicio, y debe este analizar la información contenida en el permiso de seguridad, asegurándose de que lo estipulado en el permiso de seguridad esta acorde a la tarea a ejecutar, si existiera a criterio del ejecutor alguna incongruencia, este debe de indicársela al operador para que se revise nuevamente y se resuelva la inquietud generada.

Un permiso de seguridad lleva dentro de si una evaluación de riesgos de la tarea a ejecutar, por eso es importante que el ejecutor analice la información que en este se encuentra, puesto que tanto el servicio como la seguridad de la persona se ven afectada por un permiso de seguridad equivocado o no respetado. La evaluación de riesgos implícita dentro del permiso de seguridad, determina las posibles fuentes de peligro en el servicio a ejecutar, y en base a esta evaluación se determinan una serie de acciones que deben ser llevadas a cabo previo y durante la prestación del servicio. Estas acciones deben asegurar que el servicio entregado a operaciones cumpla con los requisitos que este departamento determina.

2.1.6. Control de los dispositivos de medición y seguimiento.

Se debe determinar los dispositivos de medición y seguimiento necesarios para proporcionar la evidencia de la conformidad del servicio con los requisitos del cliente interno.

Puesto que los dispositivos de medición deben estar en óptimas condiciones, de manera tal que proporcionen un resultado confiable, deben

existir procesos que aseguren que el seguimiento y la medición realizada por los equipos, se realizan de una manera que este en conformidad con los requisitos de seguimiento y medición determinados por el cliente interno.

Por lo tanto, el equipo utilizado para la medición debe:

- i. Calibrarse antes de su utilización, esta calibración debe existir como parte de las tareas programadas a realizar en el programa de mantenimiento. El patrón contra el cual se realiza la calibración debe estar respaldado.
- ii. Dependiendo de lo obtenido en la calibración, el equipo será ajustado.
- iii. Identificarse para poder determinar el estado de calibración
- iv. El equipo debe estar almacenado en un lugar apropiado que proporcione protección contra alteraciones debido a los cambios del clima, ya que estos pueden alterar la exactitud y confiabilidad de un equipo ya calibrado.

Operaciones debe evaluar y registrar la validez de los resultados obtenidos en la calibración especialmente cuando la verificación previa a la calibración haya detectado una inconsistencia con lo esperado. Operaciones debe tomar las acciones apropiadas sobre el equipo de medición y sobre cualquier otro dispositivo que haya sido afectado por una calibración efectuada anteriormente con el equipo de medición, si un equipo fue previamente calibrado con uno de los equipos de medición, se deberá someter de nuevo a evaluación, puesto que no se puede determinar que el equipo de medición no haya estado fuera de los requisitos. Los resultados de la calibración deberán ser registrados y almacenados. Estos datos pueden ser utilizados

posteriormente para determinar el periodo y la frecuencia con que los equipos pierden su exactitud.

2.1.7 Control de los registros

Los registros deben establecerse y mantenerse para proporcionar evidencia de la conformidad con los requisitos así como de la operación eficaz del programa de mantenimiento. Los registros deben permanecer legibles, fácilmente identificables y recuperables. Debe establecerse un procedimiento documentado para definir los controles necesarios para la identificación, el almacenamiento, la protección, la recuperación, el tiempo de retención y la disposición de los registros.

2.1.8. Análisis de datos

Operaciones debe recopilar y analizar los datos necesarios para poder evaluar la eficacia del servicio prestado, así como la calidad del mismo, los datos recopilados también son necesarios para determinar los puntos donde puede realizarse la mejora continua que debe tener el programa de mantenimiento. Esta recopilación y análisis de datos debe incluir también los datos generados del resultado del seguimiento y medición.

El análisis de datos debe proporcionar información sobre.

- i. La satisfacción del cliente interno.
- ii. La conformidad con los requisitos del servicio.
- iii. Las características y tendencias de los procesos y los servicios, incluyendo las oportunidades para llevar a cabo acciones preventivas

2.1.9. Acciones correctivas

Las acciones correctivas comprenden el conjunto de acciones realizadas sobre la unidad y los equipos auxiliares que intervengan directamente en la prestación del servicio, con el fin de corregir o restaurar el funcionamiento de la unidad producto de situaciones imprevistas o malas prácticas, que lleven a la unidad a un estado en el cual la prestación del servicio no se vera afectada cuando las condiciones de operación sean normales.

Las acciones correctivas realizadas a la unidad hasta la fecha son las siguientes:

- i. Overhaul de compresores
- ii. Flushing y cambio de aceite
- iii. Puesta en funcionamiento de bomba de combustible A
- iv. Reparación de Separadoras de combustible
- v. Cambio de filtros en entrada de aire al plenum
- vi. Cambio de CRT del Woodward
- vii. Sistema de aspersores en coolers de aceite de lubricación
- viii. Compra de herramientas especiales para mantenimiento de turbina
- ix. Determinación de stock de repuestos y partes

2.1.10. Acciones preventivas

Las acciones preventivas comprenderán el seguimiento efectivo del plan de mantenimiento, así como la ejecución de aquellas acciones producto de condiciones inseguras que sean reportadas por los operadores. Las rutinas de

mantenimiento establecidas serán efectuadas en los plazos determinados conforme el software de mantenimiento vaya generando órdenes de trabajo.

2.2 Seguridad Industrial

2.2.1. Tipos de seguridad

2.2.1.1 Normas OSHAS 18001

Se debe determinar el área sobre la cual se aplicara el plan de seguridad industrial, en este caso la turbina GE LM5000, sus instalaciones y equipos auxiliares. Una vez con el área determinada se procede a realizar un análisis de riesgos, en el cual se identifican las posibles fuentes de peligro involucradas en los procesos de operación, generación y prestación de servicios de mantenimiento. Es lógico pensar también que las instalaciones mismas donde se encuentran los equipos pueden representar posibles fuentes de peligro. Por lo tanto estas deben ser sometidas también a un análisis de riesgos.

Los peligros identificados son los siguientes:

- i. Peligros eléctricos
- ii. Espacios confinados
- iii. Superficies calientes
- iv. Superficies resbalosas
- v. Ruido
- vi. Alta presión
- vii. Estructuras bajas
- viii. Manejo de combustibles
- ix. Generación de desechos

Estos peligros se encuentran localizados en distintos puntos en el área inmediata a la turbina.

Que el servicio cumpla con las normas de medio ambiente, salud y seguridad, es parte de los requerimientos del cliente. Además de haberse realizado el análisis de riesgo y la señalización, otros mecanismos son también utilizados para cumplir con las normas.

La correcta señalización de los peligros citados encontrados en el análisis de riesgos es uno de los puntos importantes, existe también otras características de la señalización que identifica ciertas condiciones dentro de la planta; el código de colores es una forma de identificar utilizada en las instalaciones de la planta. Los colores involucrados y significados en este código de colores se listan a continuación:

- i. Azul - obligatorio
- ii. Rojo – peligro, prohibición
- iii. Verde – condición segura
- iv. Amarillo – precaución

Con este código de colores se identifica otras instrucciones que deben realizarse en determinadas áreas, como el uso de equipo de protección personal, que estará identificado con un símbolo en azul, también se puede encontrar una prohibición de fumar, o una advertencia de alto voltaje, estas se encontraran identificadas con el color rojo. Estos son mecanismos que son implementados como parte de la seguridad industrial que se debe mantener.

Otra de las actividades realizadas para mejorar la prestación del servicio de mantenimiento, es la charla de 5 minutos antes de empezar la jornada de

trabajo, en esta breve charla que se realiza todos los días al empezar el turno, tanto operadores como personal de mantenimiento, eligen un tema de seguridad industrial, el cual es expuesto por alguno de ellos, y discutido en grupo, compartiendo experiencias y recomendaciones. Puede también comentarse las actividades a realizarse en el turno, haciendo un repaso de los pasos que deben realizarse en la ejecución de alguna tarea, buscando con esto mantenerse concentrado y alerta en la realización de la misma.

En adición a estas charlas de 5 minutos, una vez por semana es impartida una charla de seguridad por parte del supervisor de salud y seguridad, con una duración de una hora. En esta se tratan no solo temas relacionados con la actividad diaria de la planta, en las cuales se generen fuentes de peligro, sino también temas relacionados con la protección del medio ambiente y la protección personal dentro y fuera de la planta.

En la prestación del servicio, intervienen no solo las instalaciones y equipos sobre los cuales se lleva a cabo el mantenimiento, intervienen directamente también las herramientas con los que se efectúa el servicio, y los materiales químicos que se utiliza. Las herramientas deben de estar en condiciones óptimas para que estas no sean una fuente de peligro, por lo tanto, revisiones periódicas sobre la herramienta en búsqueda de imperfecciones deben realizarse con seriedad para eliminar la herramienta defectuosa como una fuente de peligro.

Puesto que el manejo de sustancias químicas dentro de la planta es una práctica común, tanto para limpieza como para tratamientos químicos, y estos son usados con frecuencia en las tareas de mantenimiento, deben de estar contemplados algunos mecanismos de seguridad que provean al ejecutante información necesaria y útil acerca de los peligros inherentes en la utilización de

un determinado producto, así como las formas apropiadas de manejo de los mismos. Debido a esto las hojas MSDS (Material Safety Data Sheet) son una herramienta útil en un programa de seguridad industrial.

Una hoja MSDS es una hoja informativa en la cual se deben localizar de una manera fácil los siguientes datos:

- i. Nombre del material.
- ii. Marca
- iii. Uso
- iv. Rombo de seguridad
- v. Acciones preventivas
- vi. Procedimiento de emergencia
- vii. Forma de almacenamiento.

El nombre del material junto con su nombre científico, debe aparecer en la hoja MSDS, los peligros que el manejo del material conlleva y puede provocar deben aparecer en esta hoja, los peligros serán resumidos en un rombo de seguridad, el cual deberá estar visible y bien identificado. El rombo de seguridad es una representación grafica en la cual están resumidos, las áreas que afecta y los grados de peligrosidad del material, así como las medidas a realizar en caso se produjera el contacto directo con el material.

El rombo de seguridad es una grafica que nos proporciona de una manera rápida, información importante relacionada con los peligros asociados al manejo, almacenamiento y desecho de un producto químico. Los peligros que se identifican en un rombo de seguridad son los siguientes:

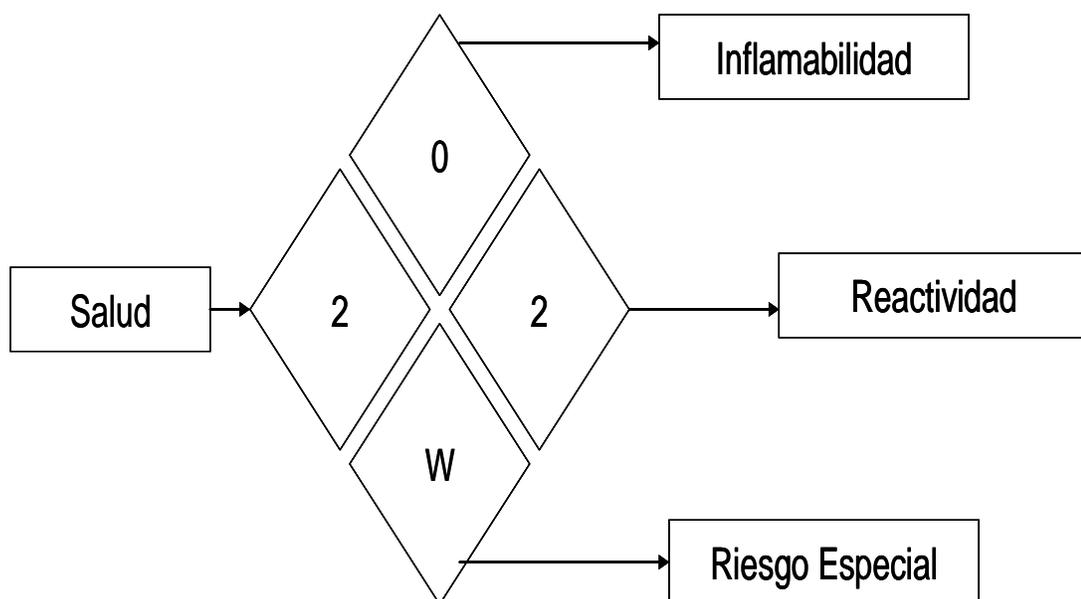
- i. Salud – Azul
- ii. Flamabilidad – Rojo
- iii. Reactividad – Amarillo
- iv. Riesgos Especiales – Riesgos Especiales

Cada uno de estos peligros tiene un grado de peligrosidad, listados a continuación:

- i. 0 – Mínimo
- ii. 1 – Ligero
- iii. 2 – Moderado
- iv. 3 – Alto
- v. 4 – Severo

Por lo tanto se pueden dar una serie de combinaciones para cada producto específico, se muestra a continuación el rombo de seguridad

Figura 35. Rombo de seguridad



Las actividades descritas anteriormente son parte del programa de salud y seguridad ocupacional. El cual debe incluir una planificación, una implementación y verificación, y al igual que el programa de mantenimiento se debe buscar una mejora continua en los procesos que este programa contenga.

Los lineamientos de salud y seguridad deben estar documentados, y debe estar disponible para todos los involucrados en la ejecución de los procedimientos creados, así como también para todos aquellos que estén involucrados en la ejecución de las tareas descritas en el plan, para que estos estén conscientes de su papel en el mantenimiento y mejora del plan.

La organización debe establecer y mantener procedimientos para la continua identificación de peligros, la evaluación de riesgos y la implementación de las medidas de control necesarias.

Los procedimientos citados anteriormente y que deben ser descritos por el supervisor de salud y seguridad, los cuales deben ser posteriormente implementados en el plan, deben incluir:

1. Tareas rutinarias
2. Actividades de todo el personal que tenga acceso al sitio de trabajo (incluso subcontratistas y visitantes).

3. FASE ENSEÑANZA APRENDIZAJE

3.1. Captación y análisis de información

3.1.1. Mecanismos para la captación de información

Los mecanismos para captación de información son variados, pero todos buscan un fin, que es obtener información útil, que pueda ser utilizada posteriormente.

Si lo que se busca es obtener información acerca del funcionamiento de una maquina, primero hay que definir que tipo de información se desea obtener, esta puede ser especifica como la variación de algún parámetro, o como se presentaban los valores del parámetro al momento de un mantenimiento, o al momento de una falla. La persona más indicada para proporcionar este tipo de información es aquella que tiene contacto diario con el elemento a observar, por lo tanto la información respecto al funcionamiento y condición de un equipo se obtendrá del personal de mantenimiento que efectúa los servicios, y de los operadores. Pero si se buscan rangos de operación debe consultarse primero lo especificado en el manual del proveedor, sabiendo que estos rangos pueden sufrir variaciones, debido a modificaciones realizadas sobre los equipos, aquí es donde la experiencia y el contacto diario del personal con el equipo es importante, puesto que los comportamientos después de alguna modificación no estará en el manual, y por lo tanto esta información obtenida del personal

debe ser registrada y almacenada como referencia para futuras evaluaciones y análisis.

Por lo tanto la captación de información acerca del funcionamiento de la turbina, comenzó con una lectura de la información disponible en los manuales de la turbina y los equipos auxiliares; paralelamente se recolecto información adicional al interactuar con los operadores y personal de mantenimiento y los ingenieros, puesto que estos son los que han tenido contacto con la operación de la turbina y los servicios hechos a la unidad, esta información fue fundamental como complemento para entender a detalle el funcionamiento y operación de la turbina.

Para la obtención de información concerniente al comportamiento de la turbina en operación se crean listas de verificación en las cuales se registra información del arranque, operación a carga máxima y paro de la unidad, se lleva también control acerca del nivel de combustible disponible. Estos registros se realizan diariamente. Adicionalmente a estas listas de verificación que son archivadas, los operadores utilizan también una bitácora en la cual registran cualquier evento fuera de lo normal, también deben indicar en que condiciones se encuentra la unidad al momento de entregar el turno.

Cuando se realiza algún servicio sobre la turbina o sus equipos auxiliares, la orden de trabajo tiene una sección diseñada para el reporte de una condición anormal al momento de revisar el área en la cual se realizara el servicio. Esta información también es útil puesto que puede detectar condiciones inseguras, o equipo en estado critico, lo cual puede generar un SACP.

3.1.2 Importancia de reportar eventos no comunes

En la actividad diaria de cualquier planta se vive con riesgos debido a condiciones o actos inseguros. Los cuasi incidentes son consecuencias de un acto inseguro o una condición insegura. Un acto inseguro va directamente relacionado con la persona, alguien realiza una acción aun cuando se sabe que un incidente puede suceder. Una condición insegura es aquella que puede ocasionar un incidente sin la necesidad de que alguien intervenga.

El reportar un cuasi incidente, genera una serie de análisis e investigaciones, que tienen como fin no señalar culpables, sino entender la naturaleza del evento, y a través de este entendimiento plantear soluciones para aquellos puntos débiles detectados en la realización de una tarea. De realizarse efectivamente estos reportes, se espera una reducción significativa en la recurrencia de estos eventos. Estos reportes son formalizados al ser incluidos en un programa par registrar condiciones inseguras y darles solución; en este programa, cada trabajador dentro de la planta puede y debe reportar cualquier cuasi incidente. Es muy importante que se entienda que este reporte no pretende el castigo de los involucrados, lo que se busca es corregir causas genéricas que puedan provocar situaciones similares en ambientes equivalentes. Es de suma importancia cuando se reporta un evento, la hora en que sucedió, puesto que este es un factor clave en la determinación de todas las variables que han podido influir en el cuasi incidente. Con un tiempo exacto determinado para el evento, se puede concluir que el cuasi incidente fue producto del cansancio debido a turnos de trabajo muy largos, o se puede concluir que el evento fue causa de una mala entrega de turno. Así de importante y clave se vuelve la determinación exacta del tiempo.

La descripción del evento y quienes estuvieron involucrados es también importante en el reporte, puesto que los involucrados son los que pueden proporcionar datos mas exactos y útiles en el análisis y recreación del evento. Si el reporte no es realizado, se disminuye ostensiblemente la capacidad de detección de irregularidades en los servicios proporcionados, impidiendo esto también, que se planteen soluciones que reduzcan la recurrencia de estos eventos. Por todo esto, charlas acerca del reporte de incidentes son impartidas a todo el personal, con la intención de crear una cultura en la cual el reporte de casi incidentes sea una actividad libre y no una búsqueda de culpables.

3.2 Operación de la turbina

3.2.1 Rutina de paro de emergencia de la turbina

Las siguientes acciones son parte de una rutina de emergencia para el paro de la unidad.

1. En el cubículo1 el operador presiona el switch *EMERGENCY STOP*, o cualquier otro switch de emergencia en la unidad.

Esta operación provocara las siguientes acciones:

- a) válvulas de combustible son ordenadas a cerrarse inmediatamente, el horometro, contador de arranques, sincronizador, y excitador del generador son desenergizados. El generador de gas empieza a moverse más lentamente. El indicador TURBINE RUNNING se apaga y el indicador STOP CYCLE se ilumina. El indicador EMERGENCY STOP se ilumina.
- b) Durante esta rutina de paro rápido, no ocurre periodo de enfriamiento antes de que el flujo de combustible sea detenido. El mensaje EMERGENCY STOP INITIATED aparece en pantalla.
- c) La velocidad del compresor de alta cae a 1700 RPM y un contador regresivo de 15 segundos es iniciado.

- d) Cuando el contador regresivo termina, el indicador STOP CYCLE se apaga.

Una temperatura arriba de 400 °F en el T44 indica un paro en caliente.

2. En el cubículo 3, el operador debe resetear el switch de emergency stop a su posición normal, y presionar el botón ALARM RESET.

Esta operación provocara las siguientes acciones:

- a) El indicador READY TO START se ilumina. La turbina puede ser reiniciada durante el periodo de reinicio. El switch EMERGENCY STOP debe ser reseteado a su posición normal para poder reiniciar.
- b) El indicador READY TO START no se iluminara hasta que el indicador ALARM RESET es presionado.

FIN DE SECUENCIA

El mensaje CLEAR TO START aparece en pantalla con un contador de 5 minutos. Si la unidad no es iniciada durante este periodo, el mensaje 4 HOUR LOCKOUT aparece en pantalla.

Esta rutina de paro de emergencia y los otros tipos de paro descritos en la sección de arranque, operación y paro de la unidad fueron entregadas a los operadores para que las examinaran y corrigieran cualquier incongruencia, debido a posibles modificaciones. El estudio de estas rutinas por parte de los operadores es de suma importancia, una evaluación sobre estas rutinas de paro será programada para medir la comprensión de las rutinas por parte de los operadores.

3.2.2 Rutina de lavado del compresor de la turbina, con la turbina en paro.

Como ya se indico previamente al compresor de la turbina se le pueden realizar 2 tipos de lavado, los cuales tienen como fin limpiar el área del compresor, y lograr con esta limpieza el restablecimiento en la eficiencia del compresor,

Cuando se requiere este tipo de lavado lo primero que tiene que tener en cuenta el operador, es que la turbina no debe estar bajo ningún motivo en funcionamiento. Seguidamente el operador debe verificar que los sensores de temperatura tengan una lectura inferior a 200 ° F (93 ° C). Puesto que el agua que se utiliza para este tipo de lavado es agua desmineralizada deberá verificarse también que existe suficiente cantidad de la misma para realizar el lavado.

Una vez verificado que la cantidad de agua desmineralizada es suficiente, el operador debe abrir la válvula de venteo WW-2 para eliminar cualquier aire presurizado dentro del tanque de lavado, y mientras esta válvula de venteo WW-2 se mantiene abierta, el operador debe introducir el jabón dentro del tanque a través de un embudo localizado a un costado del recinto de la turbina y cerca del tanque para lavado. Después de agregar la cantidad necesaria de jabón, la válvula de venteo debe cerrarse. Y en este punto el operador puede abrir la válvula WW-4, la cual permitirá el paso de agua desmineralizada hacia el tanque de lavado el cual tiene una capacidad de 25 galones. Entonces en el panel de control el operador posiciona el switch en "Water Wash", con lo cual se permite que el estárter en su modo de baja velocidad sea controlado por un botón cerca del tanque. Después de verificar que el nivel del tanque de lavado es el apropiado, presiona el botón de lavado cerca del tanque de lavado y el

generador de gas empezara a girar a aproximadamente 1200 RPM. Automáticamente la válvula solenoide SOV 5302 es energizada, lo cual permite que 50 psig de aire presuricen el tanque con lo cual el jabón es empujado al manifold de lavado colocado en el belmouth del generador de gas.

Finalmente cuando no haya mas jabón en el tanque, el operador debe posicionar el switch en la posición "OFF" lo cual producirá que el generador de gas gire lentamente y se quede en remojo por un periodo determinado de tiempo. Después de este tiempo de remojo el operador debe de llenar el tanque con agua sin jabón e iniciar otro ciclo de lavado hasta que toda el agua del tanque sea utilizada, esto se hace como un enjuague, el cual debe ser realizado 2 veces.

Después de los ciclos de enjuague el operador debe iniciar la turbina en modo de sincronización manual para permitir secado durante el período de calentamiento de la turbina.

3.3 Capacitaciones

La capacitación va dirigida hacia los operadores y personal que tenga contacto con la operación y mantenimiento de la turbina. Estas capacitaciones son aplicables tanto al personal existente como al que pueda ingresar en un futuro.

3.3.1 Paro de unidad GE LM 5000

Objetivos

General:

Identificar los distintos tipos de paro para la unidad S&S.

Específicos:

Que el operador realice la secuencia correcta en el momento de parar la unidad.

Que el operador pueda identificar un bloqueo de 4 horas

Contenido

1. Definición de paro
2. Tipos de paro
 - 2.1. Normal
 - 2.2. De emergencia
 - 2.3. Por mal funcionamiento
3. Secuencia de paro
 - 3.1. Normal
 - 3.2. De emergencia
 - 3.3. Por mal funcionamiento
4. Bloqueo de 4 horas

- 4.1. Tipos de bloqueo
 - 4.1.1. Cool down lock out
 - 4.1.2. Fast stop lock out

3.3.2 Lavado compresor Turbina GE LM 5000

Objetivos

General:

Ejecutar lavados al compresor

Específicos:

1. Determinar los procedimientos para un lavado del compresor
2. Ejecutar lavados del compresor adecuadamente

Contenido

1. Tipos de lavado
 - a. En línea
 - b. Con la turbina en paro
2. Procedimiento de lavado
 - a. En línea
 - b. Con la turbina en paro
3. Beneficios del lavado del compresor

CONCLUSIONES

1. Las herramientas para el programa de mantenimiento para la turbina GE LM5000, fueron clasificadas en herramientas administrativas y herramientas mecánicas, siendo estas últimas divididas en herramientas de uso común y herramientas especiales, habiéndose generado una orden de compra para las herramientas que no se encontraban en inventario.
2. El tipo de mantenimiento aplicado en la turbina GE LM5000 es en base al tiempo o el uso. Puesto que este es el que se adecua mejor a las rutinas de mantenimiento establecidas tanto para la turbina como para los equipos auxiliares y sus componentes. En el cual tenemos como elemento clave el horometro.
3. Un programa de mantenimiento que satisfaga los requerimientos del cliente, en el caso de la turbina el cliente es operaciones; debe incluir: la documentación, implementación y mantenimiento de un sistema de gestión de la calidad, y mejora continua de su eficacia de acuerdo con los requisitos de la norma colombiana NTC-ISO 9001 segunda actualización.
4. El análisis de riesgo, es la identificación de las posibles fuentes de peligro involucradas en los procesos de operación, generación y prestación de servicios de mantenimiento.

RECOMENDACIONES

1. Implementación de evaluaciones continuas al personal operativo acerca del funcionamiento de la Turbina GE LM500, que permita una retroalimentación y sondeo de los conocimientos acerca de la operación de la misma.
2. Actualización de los procedimientos de la turbina en los cuales se hacía referencia al monitor CRT Woodward, el cual fue cambiado por una computadora con su monitor. Esta actualización debe llevarse a cabo para cumplir con los requerimientos de calidad en lo referente a la documentación.
3. Crear y mantener un “*back up*” de los datos generados automáticamente por el sistema.
4. Reparar y llevar a condiciones de operación normal, la unidad separadora de diesel número dos, la cual actualmente se encuentra fuera de servicio, puesto que de momento se depende únicamente de la separadora número uno para el tratamiento del combustible.
5. Mejorar la identificación de peligros en las áreas próximas y propias a la turbina.
6. Diseñar un mecanismo mas seguro para mantener abierta la puerta de acceso a la turbina cuando se realicen trabajos o inspecciones en la misma, puesto que el método usado actualmente no es el mas adecuado.

BIBLIOGRAFÍA

1. Cengel, Yunus. **Termodinámica**. 4ta. ed. México: Editorial McGraw-Hill, 2003. 823 pp.
2. Duffuaa, Salih O. **Sistemas de mantenimiento, planeación y control**. Limusa Wiley, 2006. 414 pp.
3. **GEK 50364 LM5000 industrial gas generator illustrated parts breakdown**. Sl. Se. Enero 2003. 642 pp.
4. **GEK 72550 Volume I, II on site operation and maintenance manual for General Electric LM5000 G series gas generators**. Sl. Se. Junio 2003. 1635 pp
5. **Generación de energía eléctrica P402 DEI Guatemala**. Sl. Se. 2007. 55pp.
6. **Norma técnica colombiana NTC – 9001**. 2da. ed. Sl. Se. 2000
7. **Norma técnica colombiana NTC – OHSAS 18001**. Sl. Se. 2000
8. **Operator training manual**. Sl. Se. Sa.