

ESCUELA POLITÉCNICA DEL EJÉRCITO

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA

“AUDITORIA ENERGÉTICA Y ANÁLISIS DEL IMPACTO AMBIENTAL EN DOS MOTORES DE COMBUSTIÓN INTERNA MARCA MITSUBISHI-MAN V9V40/54 Y SUS RESPECTIVOS EQUIPOS AUXILIARES QUE CONFORMAN EL SISTEMA DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA EN LA CENTRAL TÉRMICA GUANGOPOLO”

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO MECÁNICO**

HENRY JAVIER GRIJALVA AGUAS

ROMMEL OSWALDO SALAZAR YÁNEZ

DIRECTOR: ING. ERNESTO SORIA

CODIRECTOR: ING. EMILIO TUMIPAMBA

Sangolquí, Octubre 2005

CERTIFICACIÓN DE LA ELABORACIÓN DEL PROYECTO

El proyecto “(AUDITORIA ENERGÉTICA Y ANÁLISIS DEL IMPACTO AMBIENTAL EN DOS MOTORES DE COMBUSTIÓN INTERNA MARCA MITSUBISHI-MAN V9V40/54 Y SUS RESPECTIVOS EQUIPOS AUXILIARES QUE CONFORMAN EL SISTEMA DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA EN LA CENTRAL TÉRMICA GUANGOPOLO)” fue realizado en su totalidad por (Henry Javier Grijalva Aguas y Rommel Oswaldo Salazar Yáñez), como requerimiento parcial para la obtención del título de Ingeniero Mecánico.

Ing. Ernesto Soria

DIRECTOR

Ing. Emilio Tumipamba

CODIRECTOR

Sangolquí, Octubre 2005

LEGALIZACIÓN DEL PROYECTO

“AUDITORIA ENERGÉTICA Y ANÁLISIS DEL IMPACTO AMBIENTAL EN DOS MOTORES DE COMBUSTIÓN INTERNA MARCA MITSUBISHI-MAN V9V40/54 Y SUS RESPECTIVOS EQUIPOS AUXILIARES QUE CONFORMAN EL SISTEMA DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA EN LA CENTRAL TÉRMICA GUANGOPOLO”

ELABORADO POR:

Henry Grijalva A.

Rommel Salazar Y.

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA

**(Mayo, Ing. Edgar Pazmiño B.)
DECANO - FIME**

Sangolquí, Octubre 2005

DEDICATORIA

**A mi papá Dios, a mis Padres,
hermanos y en memoria de mi
Abuelo Abel Yánez.**

Rommel Salazar.

**A mis padres, amigos y en
especial a mi hermana Janeth,
por su apoyo total durante toda
mi carrera.**

Henry Grijalva.

AGRADECIMIENTOS:

A la Central Térmica Guangopolo, en especial a los Ingenieros Juan Carlos López y Manuel Salazar por la confianza, apoyo y colaboración para el desarrollo del presente proyecto.

A los Ingenieros Ernesto Soria y Emilio Tumipamba por su importante aporte en el desarrollo y mejora del proyecto.

INDICE

Capítulo 1: INTRODUCCION

1.1 Antecedentes.....	1
1.2 Definición del problema.....	3
1.3 Objetivos.....	3
1.4 Alcances del Proyecto.....	4

Capítulo 2: CARACTERIZACIÓN DE LOS MOTORES Y SUS SISTEMAS AUXILIARES

2.1 Concepto de Auditoria Energética.....	5
2.2 Descripción del Motor MAN-MITSUBISHI V9V 40/54.....	6
2.3 Descripción de los sistemas auxiliares.....	10
2.3.1 Sistema de suministro de combustible.....	11
2.3.2 Sistema de suministro de aceite lubricante.....	15
2.3.3 Sistema de producción de vapor.....	23
2.3.4 Sistema de refrigeración.....	25
2.4 Descripción del sistema generador.....	31

Capítulo 3: AUDITORIA ENERGÉTICA PRELIMINAR EN LOS MOTORES MAN – MITSUBISHI V9V40/54 (Nro. 3 y Nro. 4) Y SUS SISTEMAS AUXILIARES

3.1 Inspección Inicial de los Componentes del Sistema	
Termoeléctrico.....	33
3.2 Parámetros de operación.....	41
3.3 Datos operativos.....	50
3.4 Identificación de los problemas operativos del sistema.....	53
3.5 Evaluación Preliminar de los parámetros de funcionamiento.....	60

Capítulo 4: AUDITORÍA ENERGÉTICA DEFINITIVA EN LOS MOTORES MAN – MITSUBISHI V9V40/54 (Nro. 3 y Nro. 4) Y SUS SISTEMAS AUXILIARES

4.1 Sistema Motor.....	69
------------------------	----

4.1.1 Fase de Pruebas.....	69
4.1.1.1 Medición y registro de datos de los parámetros operativos	
4.2 Sistemas Auxiliares.....	76
4.2.1 Sistema de Suministro de Combustible.....	76
4.2.1.1 Medición y registro de datos de los parámetros operativos del subproceso: Búnker – Residuo de Petróleo.....	77
4.2.1.2 Medición y registro de datos de los parámetros operativos del subproceso: Diesel.....	78
4.2.2 Sistema de Suministro de Aceite Lubricante.....	79
4.2.2.1 Medición y registro de datos de los parámetros operativos del subproceso: Aceite de Sistema y Cilindros (SHELL).....	79
4.2.2.2 Medición y registro de datos de los parámetros operativos del subproceso: Aceite de Sistema y Cilindros (TEXACO).	
4.2.3 Sistema de Producción de Vapor.....	80
3.2.3.1 Medición y registro de datos de los parámetros operativos del subproceso: Producción de vapor en calderas de gases de escape para calentamiento de búnker.....	81
4.2.4 Sistema de Refrigeración.....	82
3.2.4.1 Medición y registro de datos de los parámetros operativos del subproceso: Enfriamiento de agua.....	82
4.3 Sistema Generador.....	84
3.3.1 Medición y registro de datos de la energía bruta entregada [KW-h].....	84
4.4 Análisis y evaluación técnica de los datos recolectados.....	87
4.4.1 Sistema Motor.....	87
4.4.1.1 Pérdidas.....	95
4.4.1.2 Eficiencia térmica.....	98
4.4.2 Sistemas Auxiliares.....	101
4.4.2.1 Sistema de Suministro de Combustible.....	101
4.4.2.1.1 Características de los combustibles.....	102
4.4.2.1.2 Pérdidas en el subproceso: Búnker – Residuo de Petróleo.....	103

4.4.2.1.3 Pérdidas en el subproceso: Diesel.....	104
4.4.2.1.4 Pérdidas por desperdicios de combustible.....	105
4.4.2.2 Sistema de Suministro de Aceite Lubricante.....	106
4.4.2.2.1 Características de los aceites lubricantes (SHELL – TEXACO).....	106
4.4.2.2.2 Pérdidas en el subproceso: Aceite de Sistema y Cilindros (SHELL).....	107
4.4.2.2.3 Pérdidas en el subproceso: Aceite de Sistema y Cilindros (TEXACO).....	108
4.4.2.2.4 Pérdidas por desperdicios de aceite lubricante.....	108
4.4.2.3 Sistema de Refrigeración.....	109
4.4.2.3.1 Pérdidas en el subproceso: Enfriamiento de agua.....	109
4.4.2.3.2 Pérdidas de calor transferido vía combustible a los sistemas.....	114
4.4.3 Sistema Generador.....	114
4.4.3.1 Pérdidas de Potencia en el Generador.....	115
4.4.3.2 Pérdidas por consumo propio de energía.....	122
4.5 Cálculos.....	124
4.5.1 Potencia real generada.....	135
4.5.2 Índices de Rendimiento.....	140
4.5.3 Índices de confiabilidad.....	141
4.5.4 Índices de costo de generación.....	143
4.6 Análisis de resultados.....	146

Capítulo 5: ANALISIS DEL IMPACTO AMBIENTAL

5.1 Análisis de la norma y regulación Ambiental.....	149
5.2 Análisis de contaminantes en los gases de combustión de los dos motores.....	171
5.3 Análisis de desechos o residuos.....	182
5.4 Análisis del riesgo de exposición humana.....	185

Capítulo 6: PROYECTO DE MEJORAMIENTO

6.1 Introducción.....	193
6.2 Título del Proyecto.....	194
6.3 Área de Influencia.....	194
6.4 Objetivo General.....	194
6.5 Objetivos Específicos.....	194
6.6 Alcance del Proyecto.....	195
6.7 Importancia.....	195
6.8 Justificación.....	195
6.9 Desarrollo del Proyecto	199
6.10 Conclusiones.....	219

Capítulo 7: EVALUACION ECONOMICA – FINANCIERA

7.1 Evaluación Económica.....	221
7.2 Evaluación Financiera.....	224
7.2.1 Balance General.....	225
7.2.2 Precios de Mercado.....	231
7.3 Índices e Indicadores Financieros.....	233

Capítulo 8: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

8.1 Conclusiones.....	237
8.2 Recomendaciones.....	242

LISTADO DE TABLAS

	Pág.
Tabla 3.1	Inspección de los componentes del motor Nro.3. 34
Tabla 3.2	Inspección de los componentes del motor Nro.4. 35
Tabla 3.3	Inspección de los componentes del sistema de suministro de combustible. 36
Tabla 3.4	Inspección de los componentes del sistema de suministro de aceite lubricante. 37
Tabla 3.5	Inspección de los componentes del sistema de producción de vapor. 38
Tabla 3.6	Inspección de los componentes del sistema de tratamiento de agua. 39
Tabla 3.7	Inspección de los componentes principales del sistema generador. 40
Tabla 3.8	Parámetros de Temperatura a plena carga del Motor. 41
Tabla 3.9	Parámetros de presión a plena carga del motor. 42
Tabla 3.10	Parámetros de Operación Sistema de Combustible. 43
Tabla 3.11	Parámetros de Operación Sistema de Aceite Lubricante. 45
Tabla 3.12	Parámetros de Operación Sistema Tratamiento de Agua. 47
Tabla 3.13	Reporte de consumo de Combustible para las unidades Nro.3 y Nro.4 en el mes de abril del 2005. 50
Tabla 3.14	Reporte de consumo de Aceite para las unidades Nro.3 y Nro.4 en el mes de abril del 2005. 51
Tabla 3.15	Reporte de Energía Generada por todas las unidades en el mes de abril del 2005. 52
Tabla 3.16	Desordenes durante el arranque del motor. 54
Tabla 3.17	Desordenes durante la operación del motor. 55
Tabla 3.18	Desordenes durante la operación de los Sistemas auxiliares. 57
Tabla 3.19	Información Histórica de fallas en la Central Térmica Guangopolo. 58
Tabla 3.20	Índices Técnicos de la Central Térmica Guangopolo. 61
Tabla 3.21	Energía Activa Bruta por Unidades. 62
Tabla 3.22	Rendimiento de combustible por Unidades. 63
Tabla 3.23	Disponibilidad por Unidades año 2004. 64
Tabla 3.24	Reporte de Producción y Operación Abril 2005. 66
Tabla 4.1	Registro de Parámetros de operación del Motor Nro. 3 70
Tabla 4.2	Registro de Operación del Motor Nro. 3 71
Tabla 4.3	Temperatura Bomba de Combustible Motor Nro. 3 72
Tabla 4.4	Temperatura salida agua de cabezotes Motor Nro. 3 72

Tabla 4.5	Registro de Parámetros de operación del Motor Nro. 4	73
Tabla 4.6	Registro de Operación del Motor Nro. 4	74
Tabla 4.7	Temperatura Bomba de Combustible Motor Nro. 4	75
Tabla 4.8	Temperatura salida agua de cabezotes Motor Nro. 4	75
Tabla 4.9	Registro de Tratamiento de Combustible Bunker.	77
Tabla 4.10	Registro de Tratamiento de Combustible Diesel.	78
Tabla 4.11	Registro de Tratamiento de Aceite Lubricante SHELL.	79
Tabla 4.12	Registro de Tratamiento de Aceite Lubricante TEXACO.	80
Tabla 4.13	Temperatura de gas de escape °C (Motor Nro. 3)	81
Tabla 4.14	Temperatura de gas de escape °C (Motor Nro. 4)	82
Tabla 4.15	Subproceso de obtención de agua clarificada	82
Tabla 4.16	Subproceso de obtención de agua clarificada.	83
Tabla 4.17	Subproceso agua desmineralizada.	83
Tabla 4.18	Registro de Operación de Tableros.	84
Tabla 4.19	Registro de datos Generador Nro.3.	85
Tabla 4.20	Registro de datos Generador Nro.4.	86
Tabla 4.21	Datos de producción Central Térmica Guangopolo.	95
Tabla 4.22	Características combustible diesel recomendado por el fabricante	102
Tabla 4.23	Características combustible Bunker recomendado por el fabricante.	102
Tabla 4.24	Combustibles usados en la Central Termoeléctrica Guangopolo.	103
Tabla 4.25	Pérdidas por desperdicios de combustible.	105
Tabla 4.26	Aceite lubricante SHELL Argina X-40.	106
Tabla 4.27	Aceite lubricante SHELL Argina S-40.	106
Tabla 4.28	Aceite lubricante TEXACO.	107
Tabla 4.29	Consumos de calor.	114
Tabla 4.30	Eficiencia Sistema Generador con Factor de Potencia 1.0	121
Tabla 4.31	Eficiencia Sistema Generador con Factor de Potencia 0.8	121
Tabla 4.32	Características Medidor de Auxiliares (Compañía PACACEVI).	122
Tabla 4.33	Medición Potencia de Auxiliares para las unidades 3 y 4	122
Tabla 4.34	Características Medidor de Caudal (Compañía PACACEVI).	125
Tabla 4.35	Medición de caudal de combustible punto 1 y punto 2 para la unidad 3.	126
Tabla 4.36	Medición de caudal de combustible punto 3 y punto 4 para la unidad 3.	127

Tabla 4.37	Medición de caudal de combustible punto 1 y punto 2 para la unidad 4.	128
Tabla 4.38	Medición de caudal de combustible punto 3 y punto 4 para la unidad 4.	129
Tabla 4.39	Consumo de combustibles.	132
Tabla 4. 40	Eficiencia de combustión.	133
Tabla 4.41	Características Medidor de Potencia (Compañía PACACEVI).	135
Tabla 4.42	Medición de Potencia Bruta punto 1 y punto 2 para la unidad 3.	136
Tabla 4.43	Medición de Potencia Bruta punto 3 y punto 4 para la unidad 3.	137
Tabla 4.44	Medición de Potencia Bruta punto 1 y punto 2 para la unidad 4.	138
Tabla 4.45	Medición de Potencia Bruta punto 3 y punto 4 para la unidad 4.	139
Tabla 4.46	Costos Variables para unidades Julio 2005.	145
Tabla 4. 47	Control de variables unidades 3 y 4.	146
Tabla 4.48	Comparación de variables más importantes.	146
Tabla 4.49	Régimen Térmico Unidad Nro. 3 en los cuatro puntos representativos de la unidad.	147
Tabla 4.50	Régimen Térmico Unidad Nro. 4 en los cuatro puntos representativos de la unidad.	147
Tabla 5.1	Límites máximos permisibles de emisiones al aire para fuentes fijas de combustión. Norma para fuentes de operación antes de Enero del 2003.	154
Tabla 5.2	Límites máximos permisibles de emisiones al aire para fuentes fijas de combustión. Norma para fuentes de operación a partir de Enero del 2003.	154
Tabla 5.3	Límites máximos permisibles de emisiones al aire para motores de combustión interna.	159
Tabla 5.4	Análisis de causa – efecto para la determinación de impactos ambientales en la Central Térmica Guangopolo.	165
Tabla 5.5	Matriz de Identificación del Impacto Ambiental.	166
Tabla 5.6	Matriz de Valoración del Impacto Ambiental.	167
Tabla 5.7	Resumen de Resultados de la Valoración del Impacto Ambiental.	168
Tabla 5.8	Número de puntos de medición para un diámetro.	173
Tabla 5.9	Puntos de muestreo en las chimeneas de la planta.	174
Tabla 5.10	Medición de las emisiones gaseosas en las chimeneas de los motores Nro. 3 y 4.	179
Tabla 5.11	Medición de la velocidad de los gases de combustión de los motores Nro. 3 y 4	180
Tabla 5.12	Caracterización de emisiones gaseosas (Reporte: Motor Nro. 3).	181
Tabla 5.13	Base de emisiones gaseosas (Reporte: Motor Nro. 3).	181
Tabla 5.14	Caracterización de emisiones gaseosas (Reporte: Motor Nro. 4).	181
Tabla 5.15	Base de emisiones gaseosas (Reporte: Motor Nro. 3).	182

Tabla 5.16	Características Físico - Químicas del Residuo Final (CIENO).	185
Tabla 5.17	Límites máximos permisibles de ruido en función del número de horas permitidas.	186
Tabla 5.18	Niveles de Ruido detectados en la Central Térmica Guangopolo.	187
Tabla 6.1	Descripción de los puntos de medición existentes en un sistema de generación.	201
Tabla 6.2	Tipos de transductores de temperatura.	204
Tabla 6.3	Datos Técnicos de Referencia de las termocuplas o termopares.	205
Tabla 6.4	Localización de los instrumentos, aparatos y equipos de medición de temperatura por medio de señal de voltaje.	207
Tabla 6.5	Descripción de las alarmas por irregularidad de la temperatura.	208
Tabla 6.6	Lista de precios de equipos National Instruments.	218
Tabla 7.1	Inversiones proyectadas.	222
Tabla 7.2	Balances Generales Termopichincha S.A.	225
Tabla 7.3	Activos corrientes.	226
Tabla 7.4	Activo no corriente.	227
Tabla 7.5	Pasivo corriente.	228
Tabla 7.6	Pasivo no corriente.	228
Tabla 7.7	Patrimonio de los accionistas.	229
Tabla 7.8	Estado de pérdidas y ganancias.	230
Tabla 7.9	Precios de energía en barra de mercado 02/08/05.	232
Tabla 7.10	Índice de Rentabilidad.	233
Tabla 7.11	Índice de Liquidez.	234

LISTADO DE FIGURAS

	Pág.
Figura 2.1	Diagrama de bloques de los sistemas de la Central Térmica Guangopolo. 9
Figura 2.2	Diagrama de los sistemas auxiliares. 10
Figura 2.3	Subproceso: Bunker. 11
Figura 2.4	Subproceso: Diesel. 13
Figura 2.5	Subproceso: SHELL (Aceite de sistema y cilindros). 16
Figura 2.6	Subproceso: TEXACO (Aceite de sistema y cilindros). 18
Figura 2.7	Sistema de aceite lubricante. 19
Figura 2.8	Subproceso: Producción de vapor. 24
Figura 2.9	Subproceso: Clarificación de agua. 26
Figura 2.10	Subproceso: Agua desmineralizada. 28
Figura 2.11	Subproceso: Agua de enfriamiento. 30
Figura 2.12	Subproceso: Evacuación de energía. 32
Figura 3.1	Diagrama de Pareto para historial de fallas en los 6 motores. 59
Figura 3.2	Diagrama de Pareto para fallas en los motores 3 y 4. 59
Figura 3.3	Energía Activa Bruta por Unidades Año 2004. 63
Figura 3.4	Índices Operativos Central Térmica Guangopolo Año 2004. 65
Figura 3.5	Datos de producción energética unidades 3 y 4 Abril 2005. 67
Figura 3.6	Consumo de aceite unidades 3 y 4 Abril 2005. 67
Figura 3.7	Parámetros de control unidades 3 y 4 Abril 2005. 68
Figura 3.8	Índices de producción unidades 3 y 4 Abril 2005. 68
Figura 4.1	Esquema suministro de combustible. 76
Figura 4.2	Curva de presión de un solo cilindro motor # 3. 87
Figura 4.3	Diagrama P-V para un solo cilindro motor # 3 87
Figura 4.4	Presión máxima, todos los cilindros y todas las carreras motor #3. 88
Figura 4.5	Desviación de la presión máxima de carga motor # 3. 88
Figura 4.6	Desvío de la PMI de carga de todos los cilindros motor # 3. 89
Figura 4.7	Potencia Indicada en todos los cilindros motor # 4. 89
Figura 4.8	Curva de presión de un solo cilindro motor # 4. 90
Figura 4.9	Diagrama P-V para un solo cilindro motor # 4 90
Figura 4.10	Presión máxima, todos los cilindros y todas las carreras motor #4. 91
Figura 4.11	Desviación de la presión máxima de carga motor # 4. 91

Figura 4.12	Desvío de la PMI de carga de todos los cilindros motor # 4.	92
Figura 4.13	Potencia Indicada en todos los cilindros motor # 4.	92
Figura 4.14	Variación del Precio Ponderado Agosto 2005.	98
Figura 4.15	Dibujo esquemático de una máquina térmica.	98
Figura 4.16	Esquema del sistema de suministro de combustible.	101
Figura 4. 17	Esquema general Torre de refrigeración.	109
Figura 4. 18	Esquema torre de enfriamiento a contra flujo de tiro forzado.	110
Figura 4. 19	Esquema Sistema Generador.	115
Figura 4. 20	Pérdidas Sistema Generador	116
Figura 4. 21	Diagrama Potencia Bruta vs Rendimiento Unidad 3.	148
Figura 4. 22	Diagrama Potencia Bruta vs Rendimiento Unidad 4.	148
Figura 5.1	Requisitos para la ejecución de mediciones al aire desde fuentes fijas	160
Figura 5.2	Mapa de Riesgos de la Central Térmica Guangopolo.	189
Figura 5.3	Mapa de ubicación de extintores en la planta baja.	190
Figura 5.4	Mapa de ubicación de extintores contra incendios en el 2do Piso.	191
Figura 5.5	Mapa de ubicación de extintores contra incendios en el 3er Piso.	192
Figura 6.1	Organigrama estructural de TERMOPICHINCHA S.A.	197
Figura 6.2	Códigos de color de las termocuplas o termopares.	206
Figura 6.3	Tarjeta de Adquisición de Datos NI-DAQmx de Nacional Instruments.	212
Figura 6.4	Diseño: Interfase Dinámica en Macromedia Flash Player 7.0	213
Figura 6.5	Diseño: Panel de Control de Temperatura (RT) en LabVIEW 7.0	213
Figura 6.6	Diseño del Diagrama de Control para la ejecución del programa de monitoreo RT en LabVIEW 7.0	214
Figura 6.7	Configuración de componentes requerida para comunicación de interfases HMI.	215
Figura 6.8	Registro de datos almacenados en una aplicación XML.	216
Figura 6.9	NI ELVIS - Suite de Instrumentos Virtuales para Laboratorios de Ingeniería	217
Figura 6.10	Bloques de Conexión de interfase HMI.	217
Figura 6.11	Starter Kits y Conjuntos de Productos.	218

LISTADO DE FOTOGRAFÍAS

Fotografía 2.1	Motor Mitsubishi-Man V9V40/54.	7
Fotografía 4.1	Medición de presión de combustión, utilizando Equipo Premet.	69
Fotografía 4.2	Componentes del sistema de suministro de combustible.	76
Fotografía 4.3	Motores de la Central Térmica Guangopolo.	99
Fotografía 4.4	Torre de enfriamiento Central Térmica Guangopolo.	110
Fotografía 4.5	Sistema Generador.	114
Fotografía 4.6	Paneles Principales de Control.	135
Fotografía 5.1	Chimeneas de los motores 1, 2, 3, 4, (Nótese que cumplen con el requisito para la ejecución de medición que la norma ambiental exige).	161
Fotografía 5.2	Riveras del Río San Pedro en el sector de la Central.	163
Fotografía 5.3	Lecho del Río San Pedro aguas abajo de la Central.	164
Fotografía 5.4	Equipo de medición de gases de combustión TESTO 350 M/XL CONTROL UNIT.	164
Fotografía 5.5	Equipo de medición de gases de combustión.	176
Fotografía 5.6	Celdas Electro – Químicas del equipo: TESTO 350 M/X CONTROL UNIT.	177
Fotografía 5.7	Equipo de seguridad personal utilizado para la medición de gases de combustión.	177
Fotografía 5.8	Toma de datos con equipo TESTO 350 M/XL CONTROL UNIT en la chimenea del motor Nro. 3	178
Fotografía 5.9	Toma de datos con equipo TESTO 350 M/XL CONTROL UNIT en la chimenea del motor Nro. 4	178

LISTADO DE ANEXOS

- ANEXO No. 1:** Carta de satisfacción del trabajo realizado por parte de Termopichincha.
- ANEXO No. 2:** Esquema Motor Mitsubishi-Man V9V 40/54.
- ANEXO No. 3:** Subproceso de tratamiento de combustible bunker.
- ANEXO No. 4:** Subproceso de tratamiento de combustible diesel.
- ANEXO No.5:** Subproceso aceite Shell.
- ANEXO No.6:** Subproceso aceite Texaco.
- ANEXO No.7:** Subproceso agua clarificada.
- ANEXO No.8:** Subproceso agua de enfriamiento.
- ANEXO No.9:** Subproceso agua desmineralizada.
- ANEXO No.10:** Subproceso producción de vapor en calderas de gases de escape.
- ANEXO No.11:** Subproceso producción de vapor en caldera auxiliar.
- ANEXO No.12:** Subproceso aire comprimido.
- ANEXO No.13:** Subproceso conversión de energía.
- ANEXO No.14:** Subproceso evacuación de energía.
- ANEXO No.15:** Curva de arranque y parada de las unidades.
- ANEXO No.16:** Análisis Físico-Químico de Aceites y combustibles en la Central.
- ANEXO No.17:** Tablas ASTM-IP Número 54 y A4 Tabla de temperaturas agua saturada.
- ANEXO No.18:** Certificado Ambiental de cumplimiento de la ordenanza 067 de Manejo Ambientalmente adecuado de aceites usados, grasas lubricantes usadas y/o Solventes Hidrocarburos Contaminados.
- ANEXO No.19:** Norma de Emisiones al aire desde fuentes fijas de combustión.
- ANEXO No.20:** Ordenanza Municipal de la Prevención y Control de la Contaminación producida por las descargas líquidas Industriales y las emisiones hacia la atmósfera.
- ANEXO No.21:** Información Financiera de TERMOPICHINCHA S.A.
- ANEXO No.22:** Carta de Auspicio por parte de TERMOPICHINCHA S.A.

RESUMEN

Este Proyecto surge de la necesidad que tiene la empresa TERMOPICHINCHA S.A., en la Central Térmica Guangopolo, de realizar una Auditoria Energética a dos de sus seis unidades de generación termoeléctrica.

Estas unidades seleccionadas presentan características semejantes, tanto en horas de trabajo y mantenimiento, lo que permitirá analizar, verificar y diagnosticar correctivos para obtener un eficiente funcionamiento en el proceso de generación eléctrica.

TERMOPICHINCHA S.A., cuenta con una potencia total instalada de 82.2 MW, de la cual 51 MW son de la Central Térmica Santa Rosa y 31.2 MW corresponde a la Central Térmica Guangopolo. Dicha potencia esta distribuida en seis unidades que generan 5.2 MW cada una. La razón en seleccionar las dos unidades de generación termoeléctrica es con la finalidad de comparar los valores de parámetros principales de funcionamiento, para evaluar su desempeño y recomendar alternativas para mejorar su eficiencia, en base a la cantidad de calor que se suministra vía combustible con relación a la cantidad de calor transformada en energía eléctrica entregada al CENACE para que distribuya al país.

La energía generada en la Central Térmica Guangopolo, es llevada al Sistema Nacional Interconectado y comercializada en el Mercado Eléctrico Mayorista. Por esta razón el proyecto de tesis a realizarse es de suma importancia para los intereses de la Central Térmica Guangopolo y del sector eléctrico ecuatoriano.

Para el propósito de este proyecto de tesis, TERMOPICHINCHA S.A., seleccionó las unidades 3 y 4, las cuales cuentan con las similares condiciones tanto de operación como de mantenimiento, sin embargo, presentan diferente eficiencia; que, se evaluará cuando comience la ejecución del proyecto.

En la fase de pruebas se tendrá acceso a todos los procedimientos que TERMOPICHINCHA S.A. efectúa para la determinación de los datos de eficiencia, incluyendo características termodinámicas de la cámara de combustión. Por esta razón, es necesario realizar una Auditoría Energética de las dos unidades indicadas para establecer las causas principales que influyen en su comportamiento y con los resultados obtenidos se puedan tomar los correctivos necesarios a fin de mejorar su desempeño.

Al término de la auditoría energética definitiva, se entregará un informe que considera los resultados y recomendaciones del estudio realizado, a partir de este punto, la Vicepresidencia Técnica de la Central Térmica Guangopolo asume la responsabilidad de la ejecución o no de las alternativas de solución encaminadas al uso racional de la energía.

Por otra parte se efectuará el análisis del impacto ambiental, esto con el respectivo estudio de las normas y ordenanzas vigentes para el sector eléctrico, de esta manera se determinará las principales causas o factores que intervienen en la contaminación del medio cuando están en operación los sistemas de generación y en base a esto ejecutar procedimientos correctivos para cumplir con los límites permisibles indicados en la ley de regulación ambiental.

Así mismo, se realizará la propuesta de un proyecto de mejoramiento, el cual consiste en la implementación de una interfase de control por medio de un software para monitorear la temperatura en la operación de los sistemas de generación, éste permitirá asistir técnicamente con nueva tecnología al desarrollo operacional de la Central Térmica Guangopolo.

CAPÍTULO 1

INTRODUCCION

1.1 ANTECEDENTES.

La compañía TERMOPICHINCHA S.A. de derecho privado, cuyo objeto fundamental es la producción de energía eléctrica, cuenta con dos centrales de generación térmica “Santa Rosa” y “La Central Térmica Guangopolo”.

La Central Térmica Santa Rosa, tiene una potencia instalada de 51 MW, cuenta con 3 turbinas a gas de 17 MW cada una, dos de las cuales pueden operar como compensadores sincrónicos, es decir generan energía reactiva. Las turbinas utilizan combustible diesel para su operación como generadores.

La Central Térmica Guangopolo, está localizada al oriente de la Ciudad de Quito en el sector de Guangopolo, tiene una capacidad instalada de 31.2 MW, está compuesta por 6 motores de combustión interna los mismos que utilizan combustible crudo reducido para su operación continua; para los arranques y paradas utilizan diesel, generando 5.2 MW a 6.6 KV, cada uno.

La generación de la planta es continua entre los meses de Septiembre hasta Marzo, pero en el período comprendido entre los meses de Abril hasta Agosto la generación se realiza en horas pico, esto es desde las 18h00 hasta las 21h00, pero debido a la indisponibilidad de generación en otras plantas, la Central Térmica Guangopolo mantiene disponible su generación continua para cubrir la demanda energética de nuestro país.

La producción de energía activa durante todo el año 2004 en la central Guangopolo es la más alta registrada en los últimos años, debido principalmente, a que para la operación de las unidades de esta central, se utilizó residuo en substitución del bunker utilizado históricamente, cuyo precio es el 45% del precio del bunker, lo que redujo los costos de producción de la

central Guangopolo en un 25%, mejorando el orden de relación para el despacho de generación en el CENACE, llegando en algunos meses a ser la central térmica más económica del MEM. Por esta razón la Central Térmica Guangopolo operó en forma continua casi todo el año.

El rendimiento del combustible, ha disminuido en el año 2004, en relación a los años anteriores, por la utilización del residuo para la operación de las unidades, actualmente se utiliza una mezcla 94% de residuo y 6% de diesel, esta mezcla presenta un menor poder calórico que el que presentaba el bunker, disminuyendo en un pequeño valor el rendimiento de combustible.

Según el informe del mes de Abril del 2005, el promedio del rendimiento del combustible fue de 17.16 Kwh/gal para el motor Nro. 3 y de 16.51 Kwh/gal para el motor Nro. 4.

La Central Térmica Guangopolo, operan con dos firmas proveedoras de aceites lubricantes, esto es:

- Las unidades 1, 2, 3, 4 y 5 utilizan aceite marca TEXACO TARO 20DP40
- La unidad 6, utiliza aceite marca SHELL ARGINA S40.

El que estén lubricadas con diferente marca de aceite, no justifica condiciones distintas, pero los aceites son equivalentes y por tal razón TERMOPICHINCHA S.A., mantiene y va a continuar con dos firmas proveedoras de aceites lubricantes, a fin de evitar los monopolios dentro del mercado y por otro lado, aprovechar los avances tecnológicos que cada una de estas empresas logra.

Al encontrarse la Central Térmica Guangopolo dentro de la jurisdicción Distrito Metropolitano de Quito, debe sujetarse a las disposiciones ambientales establecidas por la Dirección Metropolitana Ambiental. En el año 2004 TERMOPICHINCHA S.A. no cumplió con los límites máximos permisibles en lo referente a emisiones a la atmósfera (NOx,Cd,DQO), principalmente por la antigüedad de los equipos.

Finalmente para garantizar, la correcta comercialización de la energía producida en las centrales de Termopichincha y el pago de Potencia Remunerable, diariamente se realiza la verificación del pago de todos los rubros provenientes de estos conceptos, y que son establecidos y publicados por el CENACE de acuerdo a las regulaciones vigentes del CONELEC.

1.2 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA.

La determinación de los parámetros de operación y mantenimiento que influyen en la eficiencia y su variación de las unidades por medio de una Auditoría Energética, permitirán realizar los correctivos necesarios para obtener el mayor rendimiento de las máquinas, reduciendo los costos de generación con producción de energía eléctrica más económica.

TERMOPICHINCHA S.A., considera de alta importancia el proyecto, porque en base a éste se mejorarán o eliminarán las pérdidas utilizando tecnología actual a corto o mediano plazo. Por otra parte la realización de este proyecto es la primera etapa de una red de proyectos a futuro, vinculados a optimizar el rendimiento general de la planta, que es la tendencia de las generadoras del país de acuerdo a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico.

1.3 OBJETIVOS

• OBJETIVO GENERAL

Realizar una Auditoría Energética y el Análisis del Impacto Ambiental de dos motores de combustión interna marca MITSUBISHI-M.A.N V9V40/54 de generación termoeléctrica de la Central Térmica Guangopolo, para mejorar su eficiencia térmica.

• OBJETIVOS ESPECIFICOS

1. Elaborar un estudio de las condiciones de operación y rendimiento actual de los motores de combustión interna marca MITSUBISHI M.A.N V9V 40-54 que conforman el sistema de generación termoeléctrica.
2. Realizar la Auditoría Energética y determinar las pérdidas de energía de los motores y de sus equipos auxiliares para reducirlas o eliminarlas.
3. Realizar el análisis de contaminantes en los gases de combustión de los motores en la Central Térmica Guangopolo, para de acuerdo a este, recomendar la implantación de alternativas de tratamientos que disminuyan la contaminación Ambiental.
4. Proponer un proyecto de mejoramiento involucrando nuevas tecnologías a fin de optimizar la operación de los sistemas de generación.

1.4 ALCANCE DEL PROYECTO.

Analizar y diagnosticar la situación actual de los dos motores de combustión interna marca MITSUBISHI M.A.N V9V 40-54 indicados, así como de sus equipos auxiliares utilizados para la generación termoeléctrica en la Central Térmica Guangopolo, con el propósito de determinar las pérdidas a fin de proponer un proyecto que permita mejorar los índices de desempeño del sistema, así como también el análisis para el control y disminución de la contaminación emitida por los motores en la planta Termoeléctrica.

CAPITULO 2

CARACTERIZACIÓN DE LOS MOTORES Y SUS SISTEMAS AUXILIARES

2.1. CONCEPTO DE AUDITORIA ENERGETICA

El desarrollo de una Auditoría Energética en la implementación de un programa de conservación y uso racional de la energía, considera como primer paso la Auditoría energética preliminar (AEP), la misma que consiste en la recopilación de los primeros datos obtenidos en la Central Térmica Guangopolo a través del personal, por información disponible en la planta o por lo observado en varios recorridos a la misma, su análisis permitirá identificar los sistemas de alto consumo energético y de esta manera plantear posibles alternativas para reducirlos. Por lo tanto la auditoría energética preliminar tiene como objetivo, realizar una primera evaluación de las condiciones energéticas de la planta.

Una auditoría energética preliminar precede y encamina como segundo paso a una auditoría energética definitiva (AED), ésta consiste en la recopilación de equipos auxiliares instalados, así como también en base a las entrevistas realizadas al personal de la planta, seguida de un análisis detallado de la situación energética de la misma.

Durante la auditoría energética definitiva se realiza una fase de pruebas que consiste en la medición de la eficiencia de los motores, mediciones instrumentadas de equipos seleccionados, recolección de datos auxiliares, evaluación de datos recolectados, identificación de oportunidades de conservación, cálculos de índices energéticos y control de operaciones de acuerdo al proceso de generación termoeléctrica.

2.2 DESCRIPCION DEL MOTOR MITSUBISHI – MAN V9V 40/54

2.2.1 ESPECIFICACIONES TECNICAS DE LOS MOTORES

FABRICANTE:	MITSUBISHI - MAN
MODELO:	V9V 40/54 TURBOALIMENTADO
CAPACIDAD:	7314 P.S. = 5200 KW
RENDIMIENTO:	17 Kwh/gal
RADIO DE COMPRESION:	1: 12.12 CILINDRO PRINCIPAL 1: 12.43 CILINDRO SECUNDARIO
TEMPERATURA DE ESCAPE:	391° C
AIRE DE ENTRADA:	16° C
ARRANQUE:	POR AIRE COMPRIMIDO
COMBUSTIBLE:	BUNKER – RESIDUO – DIESEL
PROTECCIONES:	Falla de arranque, parada de emergencia, baja presión de aceite lubricante, baja presión de aceite de turbo alimentador, alta temperatura de agua de cilindro, alta temperatura de aceite lubricante, alta temperatura de cojinetes de motor, parada.
COMBUSTIBLE DE TRABAJO:	BUNKER – RESIDUO
COMBUSTIBLE DE ARRANQUE Y PARADA MOTOR:	DIESEL
TIPO:	DESIGNACION DE CILINDROS EN V
PRINCIPIO TERMODINAMICO:	4 TIEMPOS
DIAMETRO INTERIOR DE CILINDRO (cm):	40
CARRERA DEL PISTON (cm):	54
Nro. CILINDROS:	18
INCLINACION DE CILINDROS:	22.5°
Nro. VALVULAS DE ESCAPE:	2 POR CILINDRO
Nro. VALVULAS DE ADMISION:	2 POR CILINDRO
Nro. MAXIMO RPM EN OPERACIÓN:	400 RPM
DIMENSIONES.-	
EMBOLO BIELA:	3330mm
LONGITUD DE BIELA MAESTRA:	1310mm
LONGITUD DE BIELA SECUNDARIA:	1310mm
DIAMETRO CILINDRO:	400mm
ORDEN DE ENCENDIDO.-	
1 – 11 – 2 – 13 – 4 – 15 – 6 – 17 – 8 – 18 – 9 – 16 – 7 – 14 – 5 – 12 – 3 – 10	

Fuente: Central Térmica Guangopolo.

2.2.2 DESCRIPCION BREVE

El motor V9V 40/54 es un motor a diesel de cuatro tiempos de diseño de émbolo de faldilla. Las dos filas de cilindros están colocadas para formar una vee a un ángulo de 45 grados entre las filas. El sistema especial de carga empleado con este motor explica una economía excepcional, debido al consumo de combustible extremadamente bajo.



Fotografía 2.1 Motor Mitsubishi-Man V9V40/54.

El bastidor del motor con base y colector de aceite es de una sola pieza fundida en hierro colado especial. El bloque de cilindros está rígidamente unido al bastidor del motor por tirantes que alivian los esfuerzos de tensión ocasionados durante la combustión.

Los forros del cilindro son de hierro fundido especial, con muy buenas propiedades fundibles y por el interior de éstos pasa el agua refrigerante.

Los cabezotes del cilindro son de hierro fundido especial, conectados con el bloque de cilindros por 8 pernos. Cada cabezote tiene dos entradas, dos salidas, una válvula de arranque, una de desahogo, una válvula indicadora más el inyector.

El cigüeñal es de una pieza forjada de acero de aleación. Cada brazo de cigüeñal tiene un contrapeso para conseguir un buen equilibrio de las masas. El cigüeñal está perforado para conducir el lubricante desde el cojinete principal a los cojinetes de la biela.

Posee un amortiguador de vibraciones en el extremo libre del motor el cual previene el desarrollo de vibraciones inadmisiblemente grandes en el cigüeñal cuando se excede velocidades críticas.

Las dos válvulas de admisión en cada cabezote del cilindro se hallan directamente fijadas al cabezote, sus vástagos son guiados por los bujes firmemente fijados.

Las dos válvulas de escape, sin embargo, son fijadas en una separada caja enfriada con agua, esto para un fácil reemplazo. Cada válvula tiene dos resortes de válvulas de alta calidad. Los vástagos de válvulas tienen anillos de sellar para prevenir la corrosión.

La cantidad de combustible entregada a los inyectores por la bomba inyectora de combustible es controlada automáticamente, dependiendo de la carga o la velocidad deseada respectivamente por el regulador Woodward, por medio del diseño del motor realizado sobre el regulador adicional de la velocidad excesiva, se podrá hacer calar el motor si se excede la velocidad preestablecida.

Turbo – alimentadores montados en los motores, sirven para emplear energías contenidas en los gases de escape del motor para aumentar el rendimiento. Los enfriadores de masa de aire introducido enfrían el aire de combustión que ha sido calentado durante la compresión.

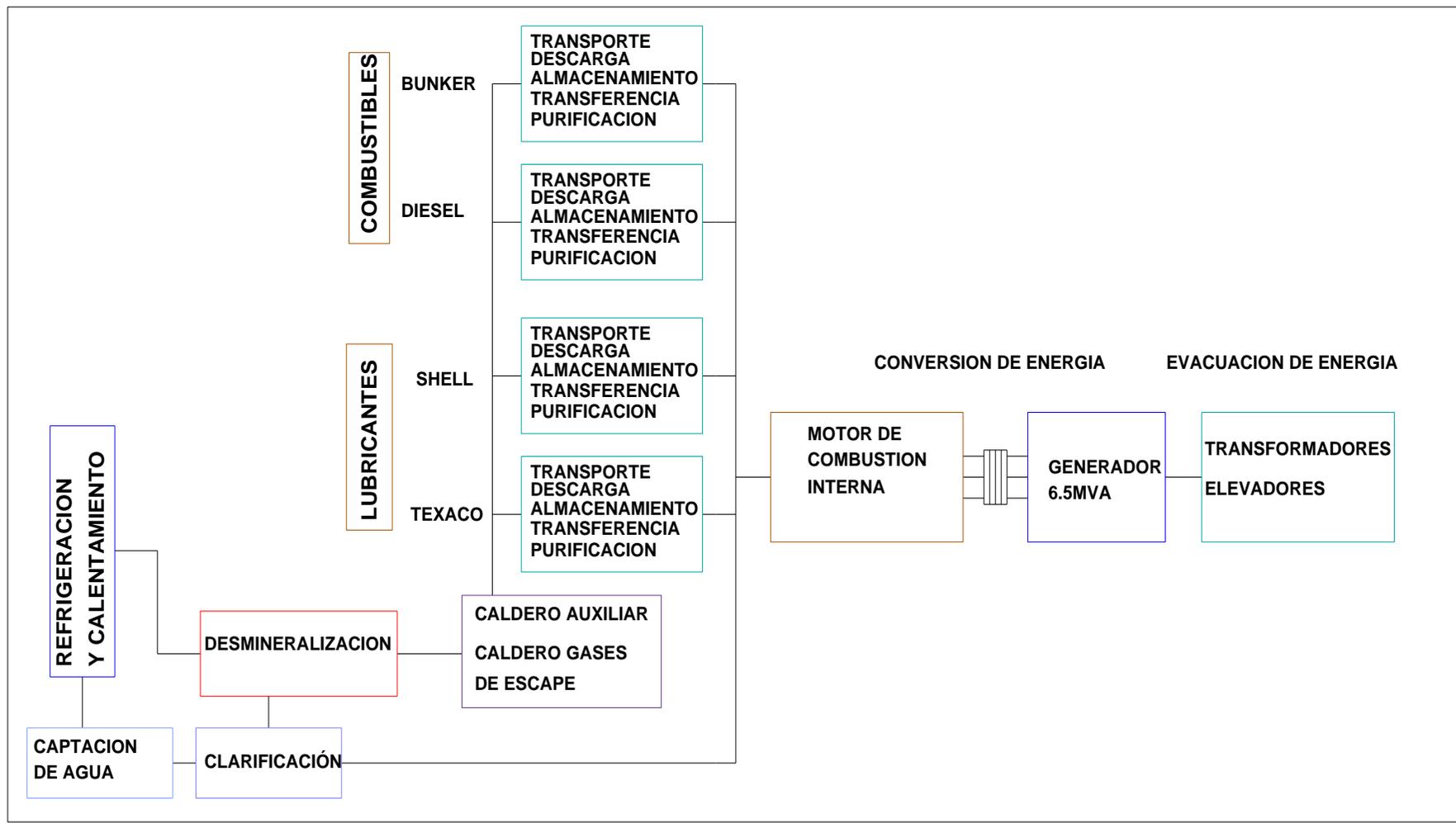


Figura 2.1 Diagrama de Bloques de los Sistemas de la Central Térmica Guangopolo.

2.3 DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS AUXILIARES

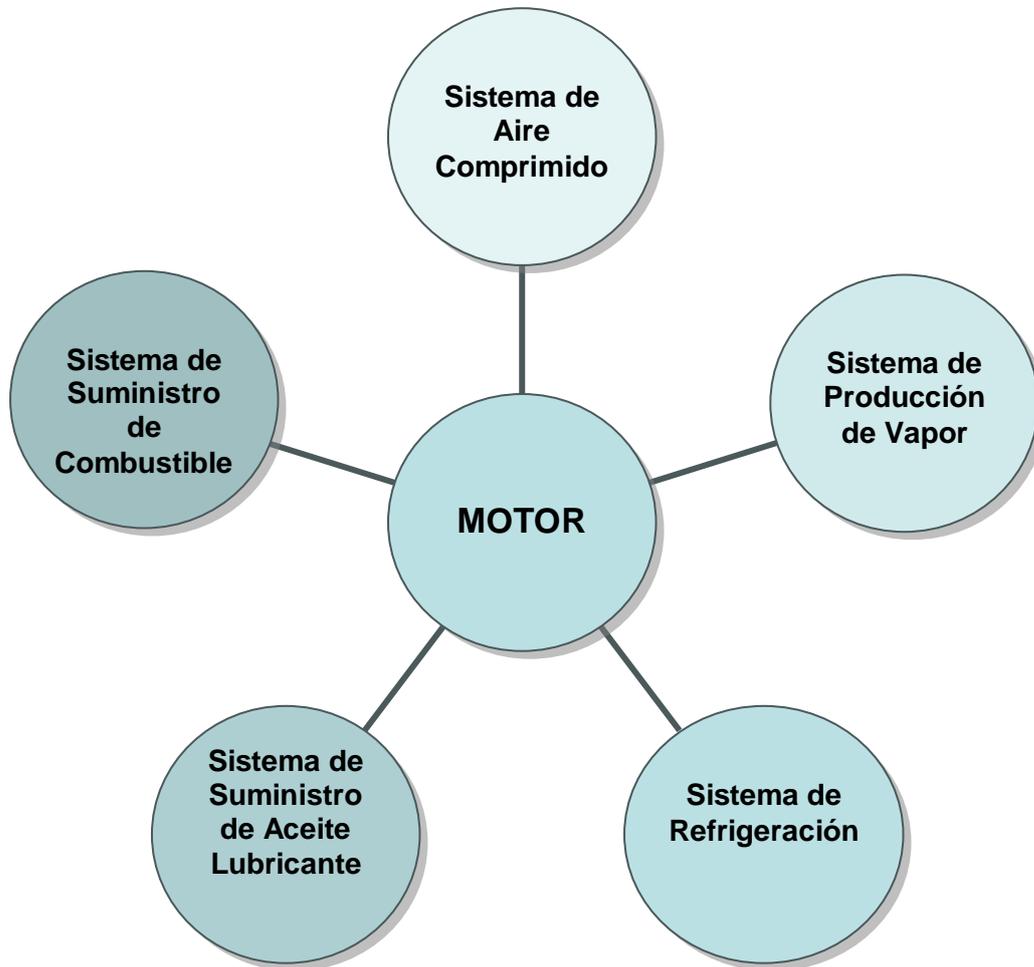


Figura 2.2 Diagrama de los Sistemas Auxiliares.

2.3.1. SISTEMA DE SUMINISTRO DE COMBUSTIBLE

El sistema de suministro de combustible consta de dos subprocesos que son :

- ✓ Subproceso: Bunker
- ✓ Subproceso: Diesel
- ✓ Subproceso Cieno

• SUBPROCESO BUNKER

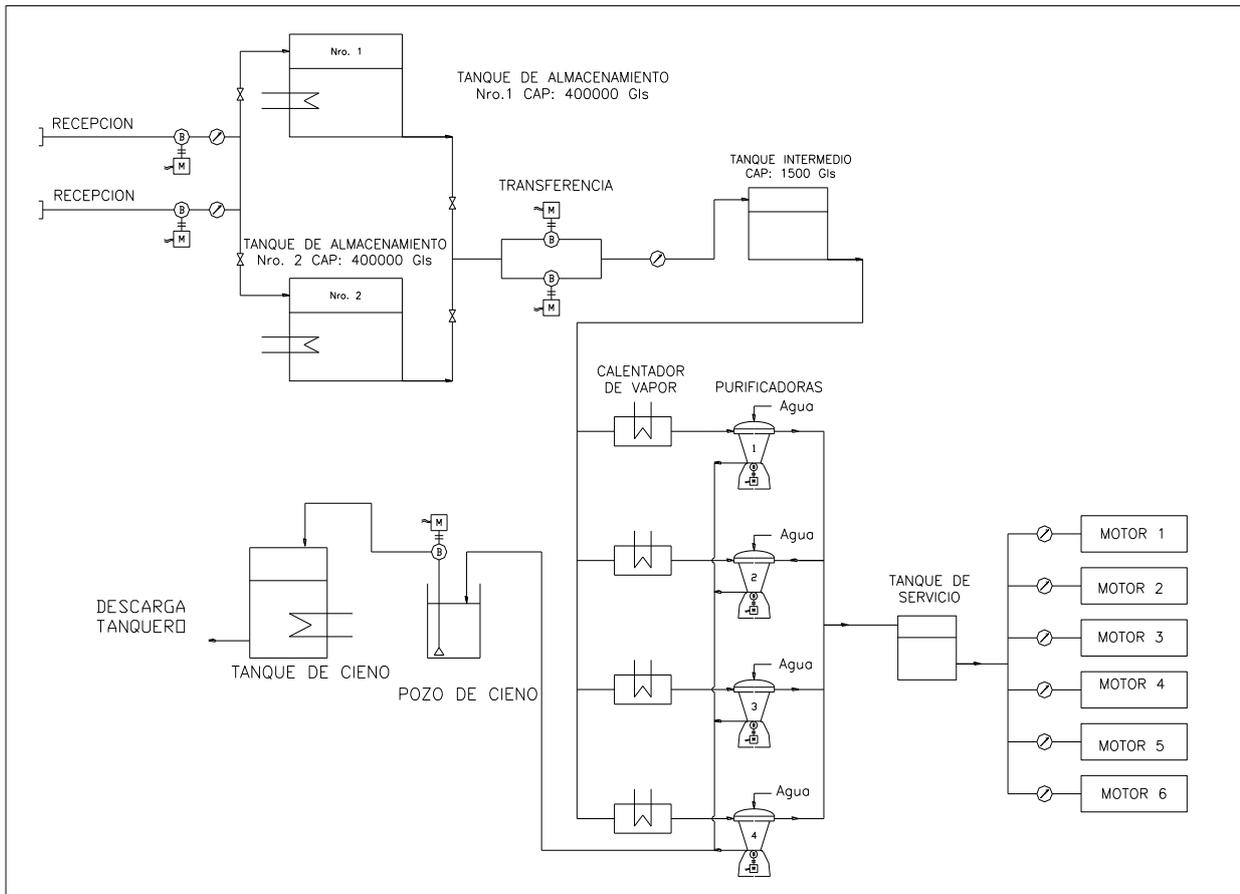


Figura 2.3 Subproceso Bunker.

En este subproceso existen las siguientes etapas:

1. **Descarga:** El combustible proveniente de la Refinería de Shushufindi es descargado desde el camión cisterna por medio de dos bombas hacia los tanques de almacenamiento de búnker.
2. **Almacenamiento:** El combustible es almacenado en dos tanques para búnker con capacidad de 400000 galones cada uno, localizados en el patio de tanques a 300m de la planta, los mismos que están equipados en su interior con intercambiadores de calor que permiten calentar el búnker para poder transportarlo, mecanismos de medición del nivel del tanque y válvulas de purga o de seguridad.

3. **Transferencia y almacenamiento intermedio:** El búnker es bombeado desde los tanques de almacenamiento principal hacia el tanque intermedio de búnker, por medio de la línea de transferencia de búnker la cual está recubierta por un aislante térmico, en cuyo interior se encuentra la cañería de vapor que permite mantener la tubería de transferencia a una temperatura alta, para que el búnker pueda circular con mejor fluidez. Cabe mencionar que el tanque intermedio está también equipado en su interior con intercambiadores de calor, medidores de nivel, los mismos que controlan el accionamiento de la válvula automática de la línea de transferencia cuando el nivel del tanque intermedio es alto o bajo. Se pudo verificar que en la cañería de vapor que está conectada a la línea de transferencia de búnker tiene algunas fugas en válvulas y trampas de vapor debido a la falta de mantenimiento.

4. **Purificación del combustible:** Desde el tanque intermedio de búnker el combustible pasa a la fase de purificación, la planta dispone de cuatro purificadoras de búnker, las cuales entran en funcionamiento según sea el número de motores en operación. El objetivo de la purificación del combustible es el separar el agua y eliminar las impurezas que este tenga.

Los desechos de la purificación (CIENO) son trasladados al pozo de cieno y posteriormente bombeados al tanque de almacenamiento de cieno cuya capacidad es de 200000 galones, divididos en cinco compartimientos donde se separan por densidad los diferentes desechos para obtener un cieno libre de agua e impurezas sólidas y poder venderlo. El CIENO es la mezcla de combustible, agua, carbones, impurezas sólidas, aceites, etc.

5. **Almacenamiento en tanque de servicio y distribución a los motores:** Una vez purificado el combustible se lo bombea al tanque de servicio de búnker ubicado en la terraza de la casa de máquinas y luego por gravedad se lo distribuye a los motores, pasando por: un flujómetro electrónico, una bomba utilizada tanto para bunker como para diesel y un intercambiador de calor para calentar el búnker.

• SUBPROCESO DIESEL

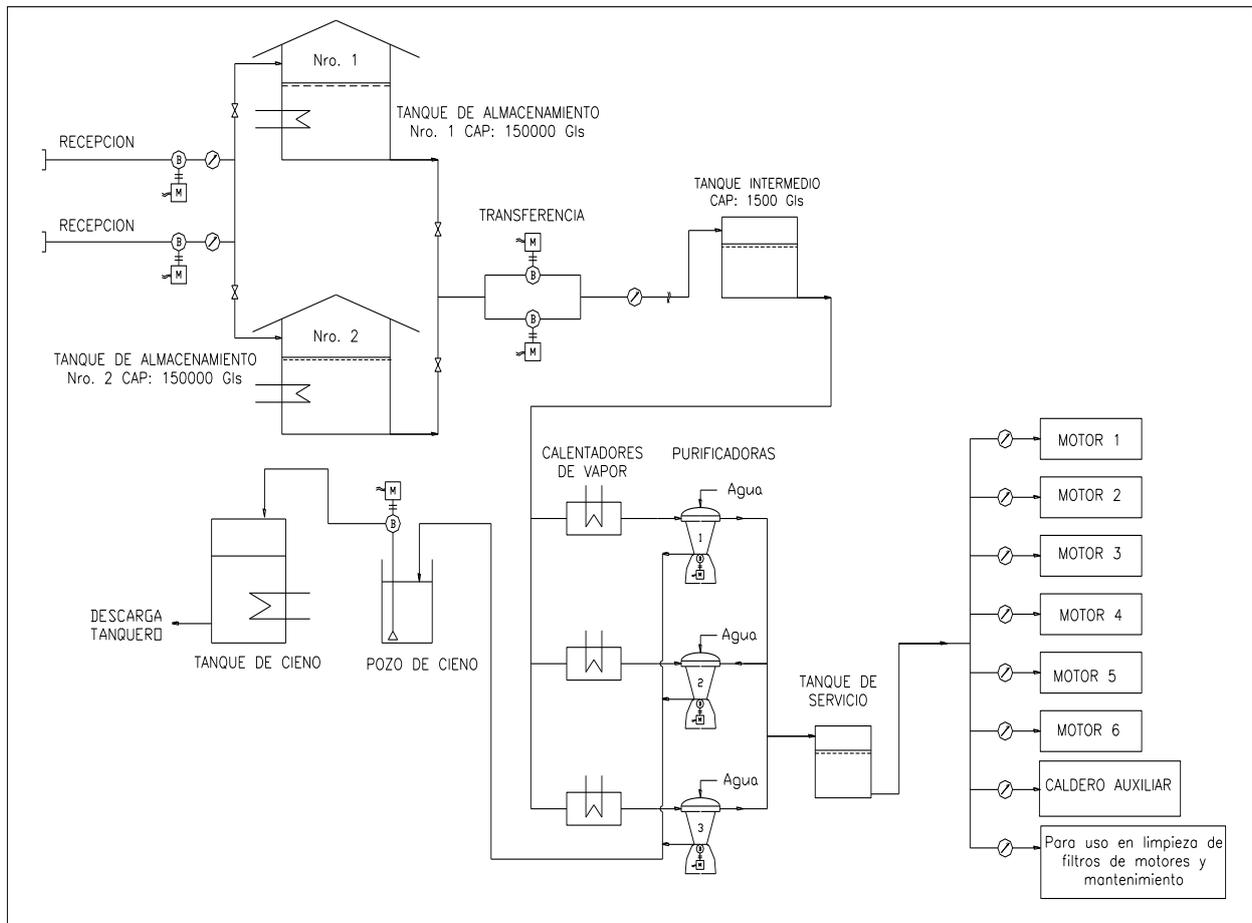


Figura 2.4 Subproceso Diesel.

En este subproceso existen las siguientes etapas:

1. **Descarga:** El combustible proveniente de la Refinería de Shushufindi es descargado desde el camión cisterna por medio de dos bombas hacia los tanques de almacenamiento para diesel.
2. **Almacenamiento:** El combustible es almacenado en dos tanques para diesel con capacidad de 100000 galones cada uno, localizados en el patio de tanques a 300m de la planta, los mismos que están equipados con mecanismos de medición del nivel del tanque y válvulas de purga o de seguridad.

3. **Transferencia y almacenamiento intermedio:** El diesel es bombeado desde los tanques de almacenamiento principal hacia el tanque intermedio para diesel, por medio de la línea de transferencia de diesel. Cabe mencionar que el tanque intermedio está equipado en su interior con medidores de nivel, los mismos que controlan el accionamiento de la válvula automática de la línea de transferencia cuando el nivel del tanque intermedio es alto o bajo.

4. **Purificación del combustible:** Desde el tanque intermedio el diesel pasa a la fase de purificación, la planta dispone de tres purificadoras de diesel, las cuales entran en funcionamiento según sea el número de motores en operación, esto es cuando la planta está arrancando o parando los motores; ó en el caso de que por falta de búnker la planta esté trabajando con diesel, esto último puede darse en un caso muy inusitado. El objetivo de la purificación del combustible es el separar el agua y eliminar las impurezas que este tenga.

5. **Almacenamiento en tanque de servicio y distribución a los motores:** Una vez purificado el combustible se lo bombea al tanque de servicio de diesel ubicado en la terraza de la casa de máquinas y luego por gravedad se lo distribuye a los motores, pasando por: un flujómetro electrónico, una bomba utilizada tanto para búnker como para diesel.

- **SUBPROCESO CIENO**

El Cieno que se recolecta de los purificadores de diesel o búnker se traslada desde el pozo de cieno dentro de la cámara de purificadores al tanque de almacenamiento de cieno adyacente al edificio de la central de fuerza por medio de la activación de la bomba de traslado de cieno y se detiene por medio del control de nivel del tanque de almacenamiento.

El nivel del tanque de almacenamiento se verifica en el momento de circulación periódica, y cuando se acumula una cantidad determinada se

transporta al camión cisterna arrancándose y parándose manualmente la bomba de descarga de cieno.

En el pozo de cieno, charca de desagüe y tanque de almacenamiento se encuentran los calentadores de vapor y pueden calentarse hasta la temperatura que la bomba encuentra posible enviar por medio de la válvula reguladora de vapor.

En el caso de usar el búnker como se menciona arriba, la temperatura de calentamiento al descargar el cieno debe ser 50°C.

Se encuentra el filtro de tipo Y delante de la bomba de descarga de cieno. Este filtro deberá limpiarse sin falta antes de arrancar y parar la bomba. Ya que el cieno se acumula en la parte inferior del pozo de cieno, de la charca de desagüe y del tanque de almacenamiento de cieno, es necesario limpiarse periódicamente. El tanque alimentador de cieno deberá ser estacionario y en el interior se lleva a cabo la separación de aceite y agua. El desagüe debe efectuarse suficientemente abriendo la válvula de drenaje instalada en el fondo del tanque de almacenamiento.

2.3.2. SISTEMA DE SUMINISTRO DE ACEITE LUBRICANTE

Dos firmas de aceites lubricantes proveen sus servicios a la Central Térmica Guangopolo, estas son TEXACO Y SHELL.

SHELL, lubrica la unidad Nro. 5 para lo cual utiliza el aceite ARGINA XL40 tanto para sistema como para cilindros.

TEXACO, lubrica cinco unidades de generación utilizando aceite TARO 40 XL40, para la lubricación de cilindros y aceite TARO 20 DPX40, para la lubricación del sistema.

Debido a que hay dos subprocesos en este sistema, los denominaremos de la siguiente manera:

- Subproceso: SHELL
- Subproceso: TEXACO

- **SUBPROCESO: SHELL (Aceite de Sistema y Cilindros)**

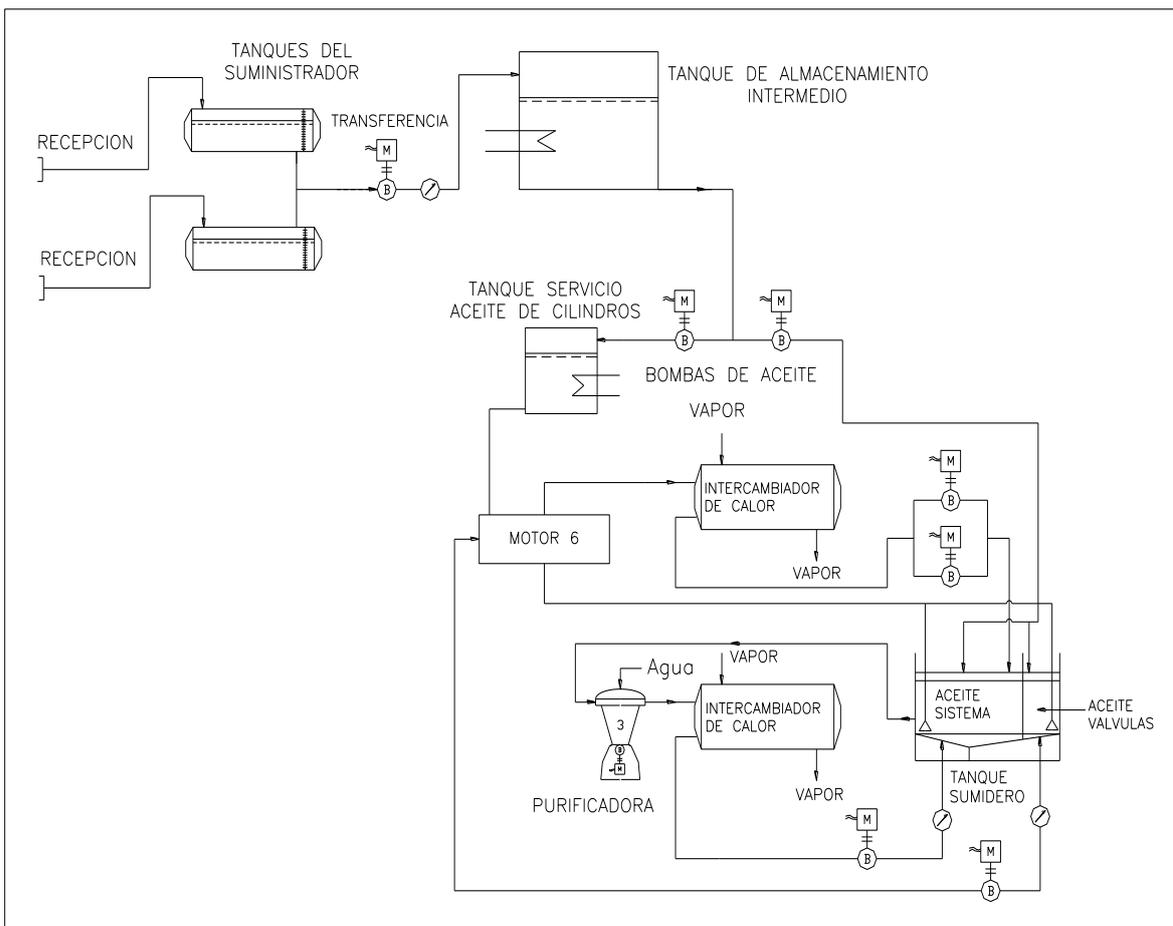


Figura 2.5 Subproceso SHELL (Aceite de Sistema y Cilindros).

En este subproceso existen las siguientes etapas:

1. **Descarga y almacenamiento:** Existen dos líneas de descarga independientes para cada tanque, por medio de las cuales los camiones cisterna bombean el aceite hasta los tanques de almacenamiento de propiedad de SHELL con una capacidad de 5000 galones cada uno.

2. **Transferencia y almacenamiento intermedio:** El aceite es bombeado desde los tanques de almacenamiento por la línea de transferencia de aceite SHELL hasta los tanques intermedios cuya capacidad es de 4000 galones.

3. **Transferencia al tanque de servicio de aceite de cilindros:** Desde el tanque de almacenamiento intermedio, con una bomba automática accionada por condiciones de nivel, se bombea el aceite hasta el tanque de servicio de aceite de cilindros con capacidad para 264 galones de los cuales se distribuye al motor Nro. 5 por gravedad.

4. **Alimentación de aceite de sistema:** El aceite se bombea desde el tanque de almacenamiento intermedio hasta el tanque de suministro del motor Nro. 5 con el fin de mantener el nivel de aceite necesario para la operación de la unidad. Desde el tanque de suministro por medio de dos bombas se alimenta al motor haciendo circular primeramente el aceite por un intercambiador de calor para eliminar el calor adquirido en el ciclo de lubricación y después pasa por filtros y purificador donde se elimina el agua y carbón manteniendo al aceite en condiciones adecuadas para la lubricación.

- **SUBPROCESO: TEXACO (Aceite de Sistema y Cilindros)**

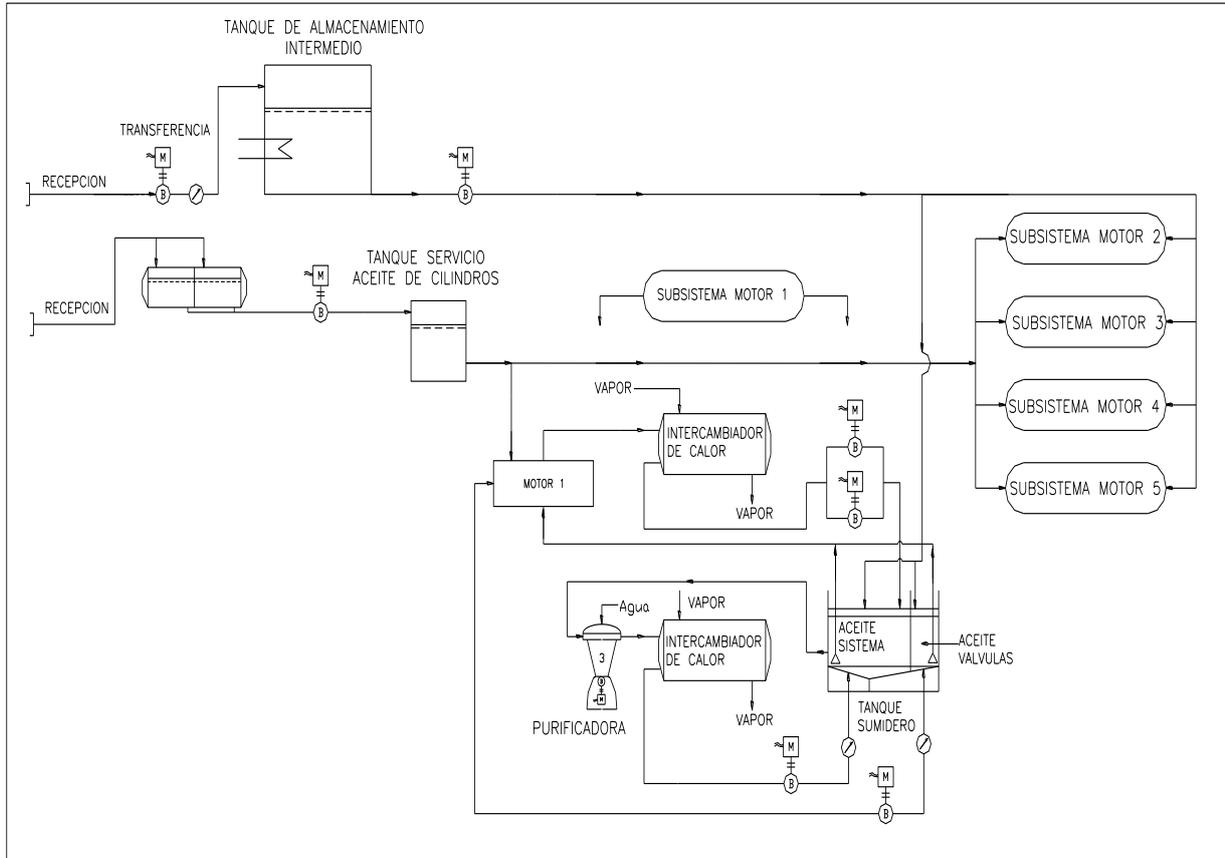


Figura 2.6 Subproceso TEXACO (Aceite de Sistema y Cilindros).

En este subproceso existen las siguientes etapas:

Descarga y almacenamiento: Existen dos tanques de almacenamiento de aceite, uno para aceite de sistema con una capacidad de 4000 galones y otro compartido para aceite de cilindros y reserva de aceite de sistema con capacidad de 2200 galones para cada compartimiento. La descarga se efectúa directamente bombeando desde el camión cisterna hasta el tanque de almacenamiento.

1. **Transferencia al tanque de servicio de aceite de cilindros:** Desde el tanque de almacenamiento se bombea hasta el tanque de servicio de aceite de cilindros con capacidad para 320 galones de los cuales se distribuye por gravedad a los motores Nro. 1, 2, 3, 4 y 6.

2. **Alimentación de aceite de sistema:** Se bombea el aceite desde el tanque de almacenamiento intermedio hasta los tanques de suministro de los motores Nro. 1, 2, 3, 4 y 6, con el fin de mantener el nivel de aceite necesario para la operación de las unidades. Desde el tanque de suministro por medio de dos bombas se alimentan al motor haciendo circular primeramente el aceite por un intercambiador para eliminar calor adquirido en el ciclo de lubricación para después pasar por filtros y purificación en donde se elimina agua y carbón manteniendo las condiciones adecuadas del aceite para la lubricación.

El Sistema de Suministro de aceite lubricante se subdivide en seis sistemas, los mismos que son:

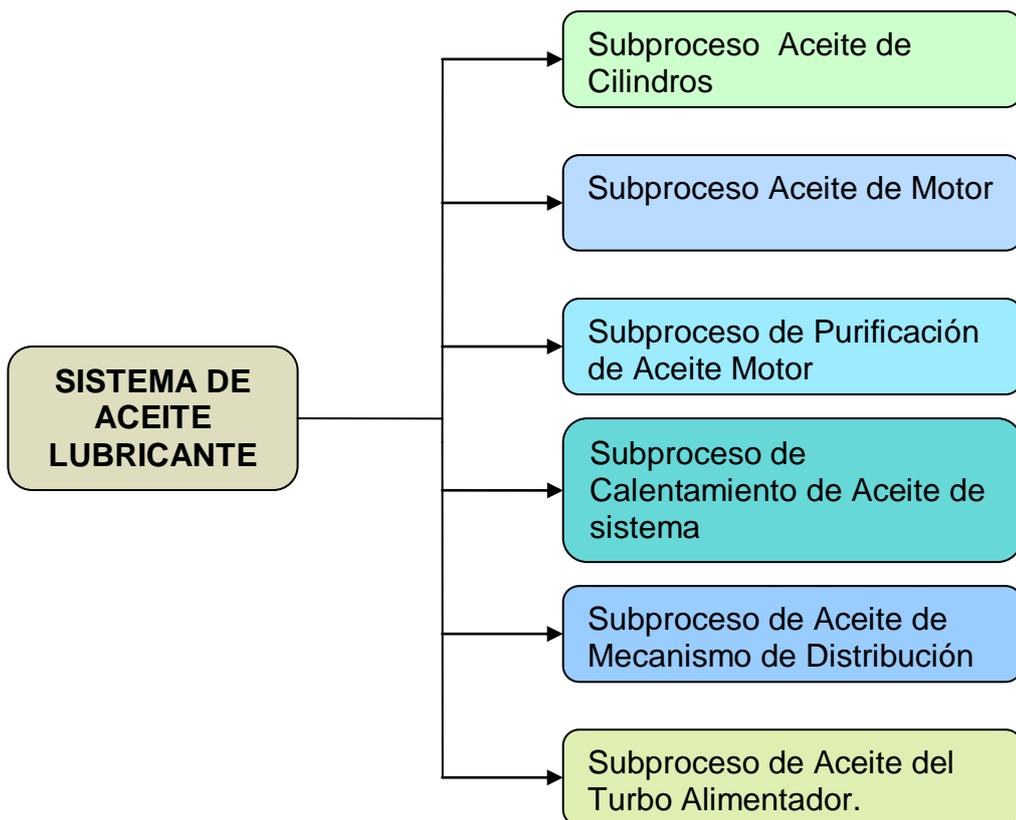


Figura 2.7 Sistema de Aceite Lubricante.

2.3.2.1 Subproceso de Aceite de Cilindros

La alimentación al tanque de almacenamiento de aceite de cilindro instalado en el patio adyacente al edificio de la central de fuerza se realiza por medio de la bomba de descarga desde el camión cisterna. En este trayecto se encuentran el filtro delante de la bomba y el flujómetro en la salida.

La bomba de traslado de aceite de cilindro se arranca y se para por medio del control de nivel del tanque de servicio de aceite de cilindro que se encuentra en la terraza de la cámara de máquinas auxiliares, cuando se ha sobrepasado el nivel de rebosamiento, el aceite regresa al tanque de almacenamiento, así mismo el aceite continúa su recorrido descendiendo por gravedad desde el tanque de servicio hasta donde se encuentra el lubricador de cilindros del motor, delante del lubricador se encuentra un filtro que debe limpiarse periódicamente.

2.3.2.2 Subproceso de Aceite de Motor

La alimentación al tanque de sumidero de aceite lubricante y al tanque de aceite lubricante de mecanismo de distribución de cada motor se lleva a cabo arrancando y parando la bomba de traslado de aceite de sistema de motor abriendo la válvula principal de la tubería maestra y la válvula de admisión de la parte superior del tanque y observando el nivel de aceite del tanque.

El aceite de sistema del motor se aspira desde el tanque por medio de las dos bombas de aceite lubricante de arranque y parada simultáneos, la temperatura del aceite es regulada por medio del enfriador de aceite lubricante mediante el intercambio térmico con el sistema secundario de agua, enfriando el aceite hasta la temperatura de entrada al motor.

El aceite que ha salido desde la válvula termostática de aceite lubricante para turbo alimentador entra en el motor a través del prefiltro y el filtro principal donde hay 8 elementos y 4 manijas manuales de limpieza inversa.

El aceite de re-baldeo pasa por el filtro de re-baldeo y regresa al tanque sumidero, en la entrada del motor están instalados los interruptores de presión, estos son para controlar la presión en el momento de arranque. El aceite de sistema que ha circulado por el motor regresa al tanque desde el fondo del bastidor del motor.

2.3.2.3 Subproceso de Purificación de Aceite de Sistema de Motor

Cuando el motor se pone en marcha los residuos de combustión (carbón, cieno, etc.) y el contenido de agua que se engendran en el cilindro se mezclan en el aceite de sistema y se acumulan en el fondo del tanque. El aceite contaminado se aspira desde el fondo del tanque por medio de la bomba de purificador y se hecha al calentador. El aceite calentado se alimenta al purificador por medio de la bomba de aspiración con purificador de aceite lubricante y la bomba de descarga, se separan continuamente la pasta aguada y el agua y se limpia el aceite de sistema. El aceite de purificación regresa al tanque sumidero, ahí están instalados el filtro, la bomba y el filtro con purificador, estos filtros deben limpiarse sin falta cuando se para el purificador. El cieno y el agua separados por el purificador se depositan en el pozo de cieno del primer piso.

2.3.2.4 Subproceso de Calentamiento de Aceite de Sistema

En el caso de que el aceite de sistema no circule normalmente debido a que la temperatura del aceite dentro del tanque es baja, antes del arranque en condiciones del motor en frío, la viscosidad es alta, si se lleva a cabo la desviación del purificador utilizando el sistema de

purificación de aceite de sistema puede calentarse hasta la temperatura necesaria por el calentador.

2.3.2.5 Subproceso de Aceite Lubricante de Mecanismo de Distribución

El aceite aspirado desde el tanque de aceite lubricante de mecanismo de distribución incorporado en el tanque sumidero por la bomba de aceite lubricante para mecanismo de distribución y se engrasa a las otras partes del motor a través del filtro y la válvula reguladora de presión.

Delante de la bomba se instala el filtro de tipo Y, este filtro necesita la limpieza en el momento de parar el motor, en la entrada del motor están instalados el interruptor de presión y el indicador de presión.

El aceite circulado por engrase a cada parte del motor regresa al tanque, cuando se remueven la válvula de escape, la válvula de combustible y cubierta de cilindro del motor, el agua podrá mezclarse con el aceite que regresa al tanque, en este momento se cambia el grifo de tres vías al lado del pozo de desagüe para no regresar al tanque

2.3.2.6 Subproceso de Aceite Lubricante del Turbo Alimentador

Para este sistema se usa aceite de turbina SAE 30, a diferencia de aceite de sistema y mecanismo de distribución con el fin de hacer funcionar a alta velocidad el turbo alimentador.

El tanque es de tipo cúbico y tiene una capacidad de 500 litros debido a que el consumo de aceite es bajo y por lo tanto el aceite se suministra periódicamente desde una lata de tambor al tanque, en este momento para prevenir el rebosamiento se debe observar el indicador de nivel de aceite en el lado del tanque, además el suministro de aceite al tanque debe llevarse a cabo cuando el motor está en operación; ya que el interior del tanque se presuriza ligeramente cuando el motor está en operación.

Mientras se está arrancando el motor, el aceite es aspirado desde la bomba de sumidero del tanque llenando el sistema y recirculando. Después de arrancar el motor el aceite se aspira desde el tanque por la bomba con motor y se lo enfría por medio de circulación de agua en el intercambiador de calor o enfriador.

En la entrada del turbo alimentador se instalan los interruptores de presión y el indicador de presión, los mismos que se usan para regular la presión en $1.4 - 1.6 \text{ Kg/cm}^2$ por medio de la válvula reguladora de presión delante de la entrada del turbo alimentador, así mismo el aceite que recircula por este pasa por el vidrio de nivel de la salida, permitiendo verificar si el caudal de aceite es normal o no.

Por otra parte, el separador de aceite instalado en el tubo de descarga para aire de sellado del turbo alimentador sirve para separar y recoger el aceite que ha manera de partículas está contenido en el aire de sellado, este aceite regresa al tanque de aceite lubricante para el turbo alimentador.

2.3.3 SISTEMA DE PRODUCCION DE VAPOR

En la Central Guangopolo se utiliza vapor de agua para varios procesos que requieren calentamiento de combustible, aceite lubricante y agua. No es utilizado como fluido de trabajo en la producción de energía eléctrica.

El sistema de vapor cuenta con un caldero denominado caldero auxiliar, que utiliza combustible diesel con capacidad de producción de 3000 Kg/hora y con seis calderos de 600 Kg/hora que utilizan los gases de escape como fuente de energía, uno por cada motor de combustión interna, denominados calderos regenerativos; y, de una red de distribución con tubería de varios diámetros que van desde 100 mm a 13 mm de diámetro, las que recorren todas las instalaciones.

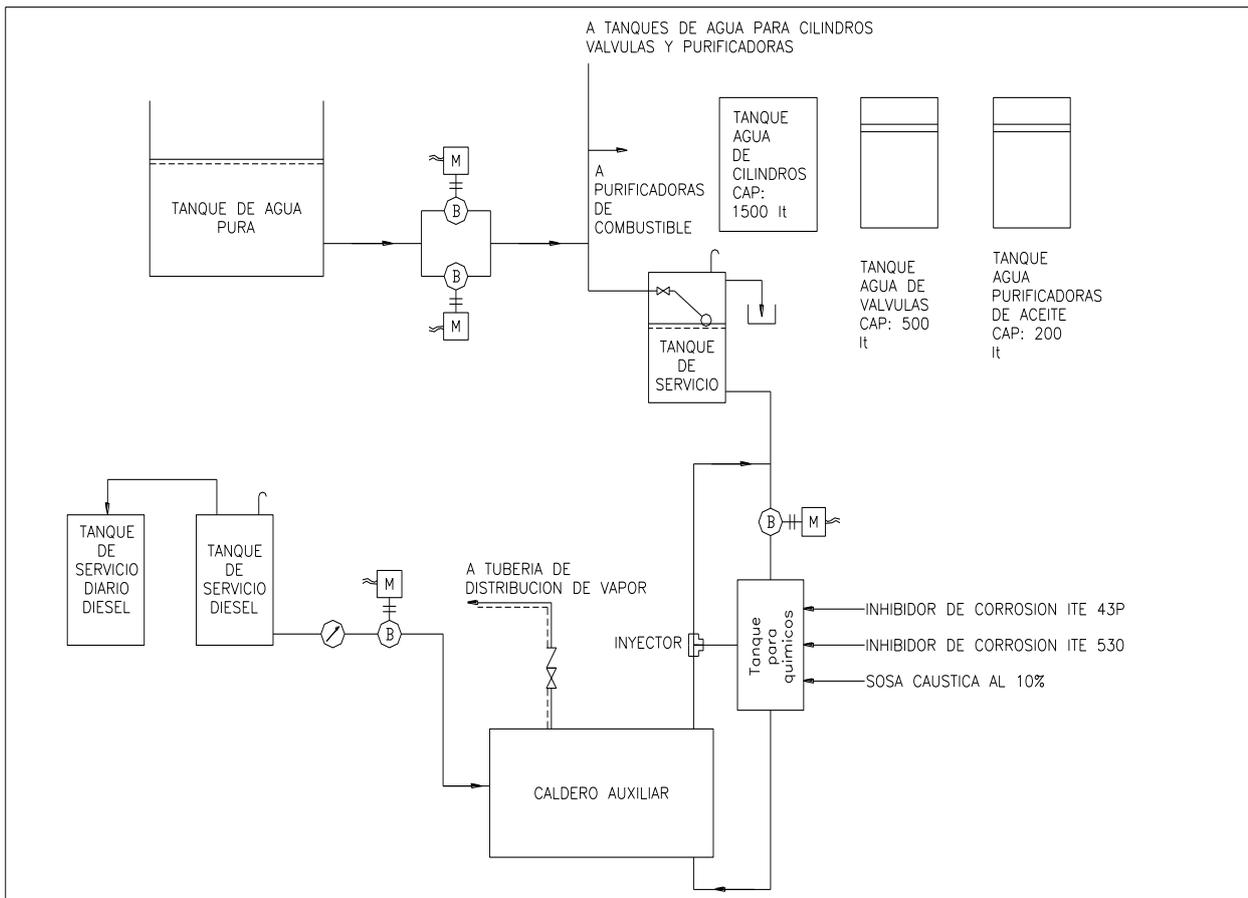


Figura 2.8 Subproceso Producción de Vapor.

USOS DEL VAPOR

El vapor se utiliza para los siguientes procesos:

1. Calentamiento del combustible búnker para uso de los motores, de acuerdo a las siguientes etapas:
 - a. Descarga de combustible de los camiones cisterna a los tanques de almacenamiento.
 - b. Suministro del búnker a los motores de combustión interna.
 - i. Traslado de combustible desde los tanques de almacenamiento al tanque intermedio y calentamiento en estos tanques.
 - ii. Purificación del búnker tomado del tanque intermedio y entregado al tanque de servicio.
 - iii. Calentamiento del tanque de servicio.

- iv. Fijar la temperatura final del búnker previo al ingreso a los motores de combustión interna.
2. Procesos secundarios:
 - a. Producción de agua desmineralizada.
 - b. Calentamiento de cieno en las fosas de recolección y tanque de almacenamiento, con el objeto de trasladarlo.
 - c. Calentamiento de aceite lubricante.
 3. En la limpieza de filtros de aceite primarios de los motores como desengrasante cuando se halla en operación.
 4. En trabajos de mantenimiento mecánico, en las siguientes tareas:
 - a. En el calentamiento de partes de máquina para alcanzar dilatación. En este proceso se utiliza de dos maneras:
 - i. En el circuito cerrado para calentar otro fluido: aceite o agua.
 - ii. Aplicando directamente vapor sobre el objeto a calentar.
 - b. Como solvente en la limpieza de partes y ductos, especialmente de intercambiadores de calor aire – agua, aplicando directamente.

2.3.4 SISTEMA DE REFRIGERACION

El sistema en mención se divide en tres subprocesos que son:

- **SUBPROCESO: CLARIFICACION DE AGUA**

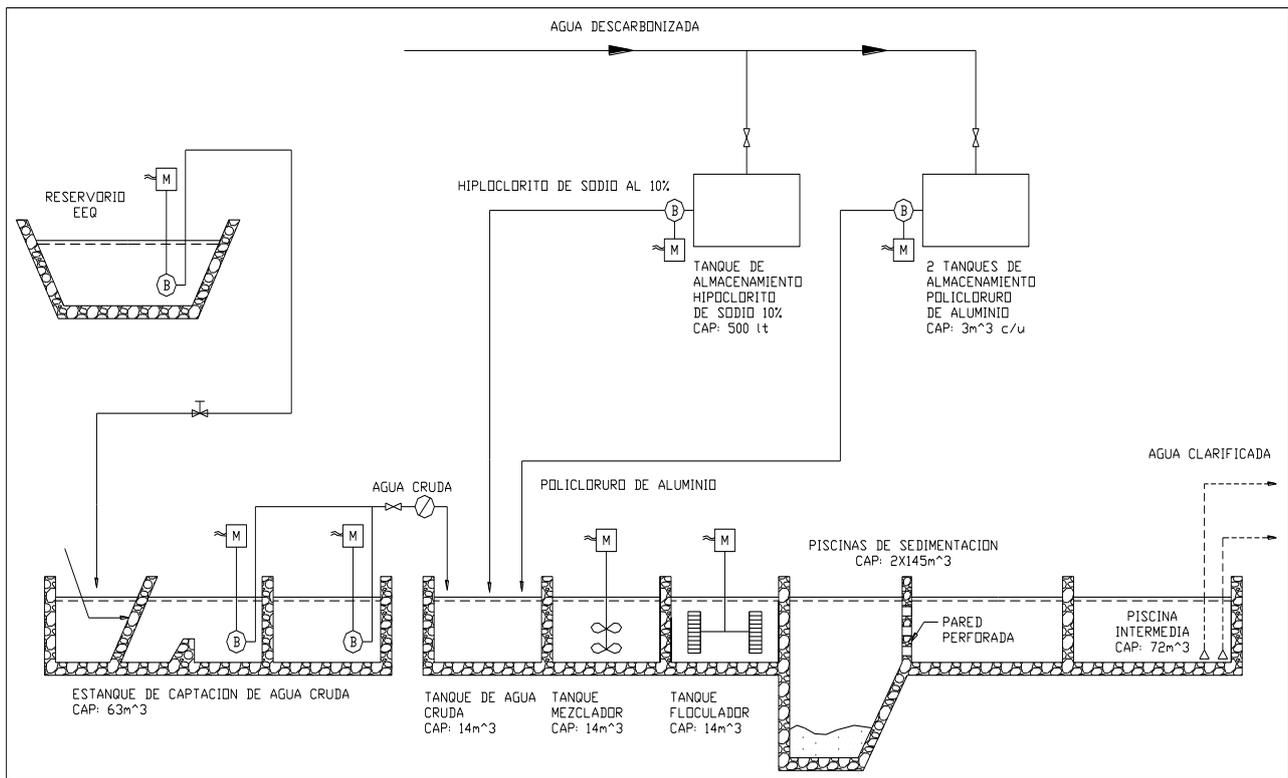


Figura 2.9 Subproceso Clarificación de Agua.

CAPTACION DE AGUA: El agua es almacenada por gravedad, controlada por medio de una válvula de compuerta desde el reservorio de la Empresa Eléctrica Quito (EEQ) hasta el estanque de captación de agua cruda cuya capacidad es de 63m^3 , el mismo que posee una rejilla que impide el paso de sedimentación acumulada e impurezas propias del agua que llega al reservorio.

TRATAMIENTO DE AGUA CRUDA: Mediante el funcionamiento alternado de dos bombas el agua es trasladada desde el Estanque de Captación hasta el Estanque de Tratamiento de agua, el mismo que se halla conformado por 6 tanques diferentes para realizar la clarificación del agua por medio de Decantación de Sólidos. El agua debe pasar por una serie de tanques intercomunicados según el siguiente proceso:

- a. **Tanque de Agua Cruda:** En este tanque cuya capacidad es de 14m^3 se adiciona hipoclorito de sodio al 10% con el fin de eliminar las

bacterias existentes, este químico se bombea directamente desde un tanque de almacenamiento de capacidad de 500lt ubicado en el cuarto de tratamiento de aguas.

- b. **Tanque Mezclador:** La capacidad de este tanque es de 14m^3 , donde se adiciona policloruro de aluminio bombeado desde el tanque de almacenamiento de capacidad de 3m^3 ubicado en el cuarto de tratamiento de aguas y se mezcla por medio de un agitador motorizado con la finalidad de aglutinar las impurezas del agua.

- c. **Tanque Floculador:** La capacidad de este tanque es de 36m^3 , posee un agitador donde se separan las impurezas del agua.

- d. **Tanque de Sedimentación:** Dos tanques cuya capacidad es de 145m^3 c/u se los utiliza para la sedimentación de las impurezas existentes en el agua, en este estanque se reduce la velocidad por medio de una pared perforada con el fin de evitar la turbulencia y favorecer la sedimentación.

- e. **Tanque Intermedio:** De capacidad aproximada a 72m^3 donde una parte es purificada en el subproceso de agua desmineralizada y la otra parte se envía al estanque de la torre de enfriamiento.

- **SUBPROCESO: AGUA DESMINERALIZADA**

Una vez que el agua a llegado al tanque intermedio, una parte se destina a este subproceso, cuyos pasos son:

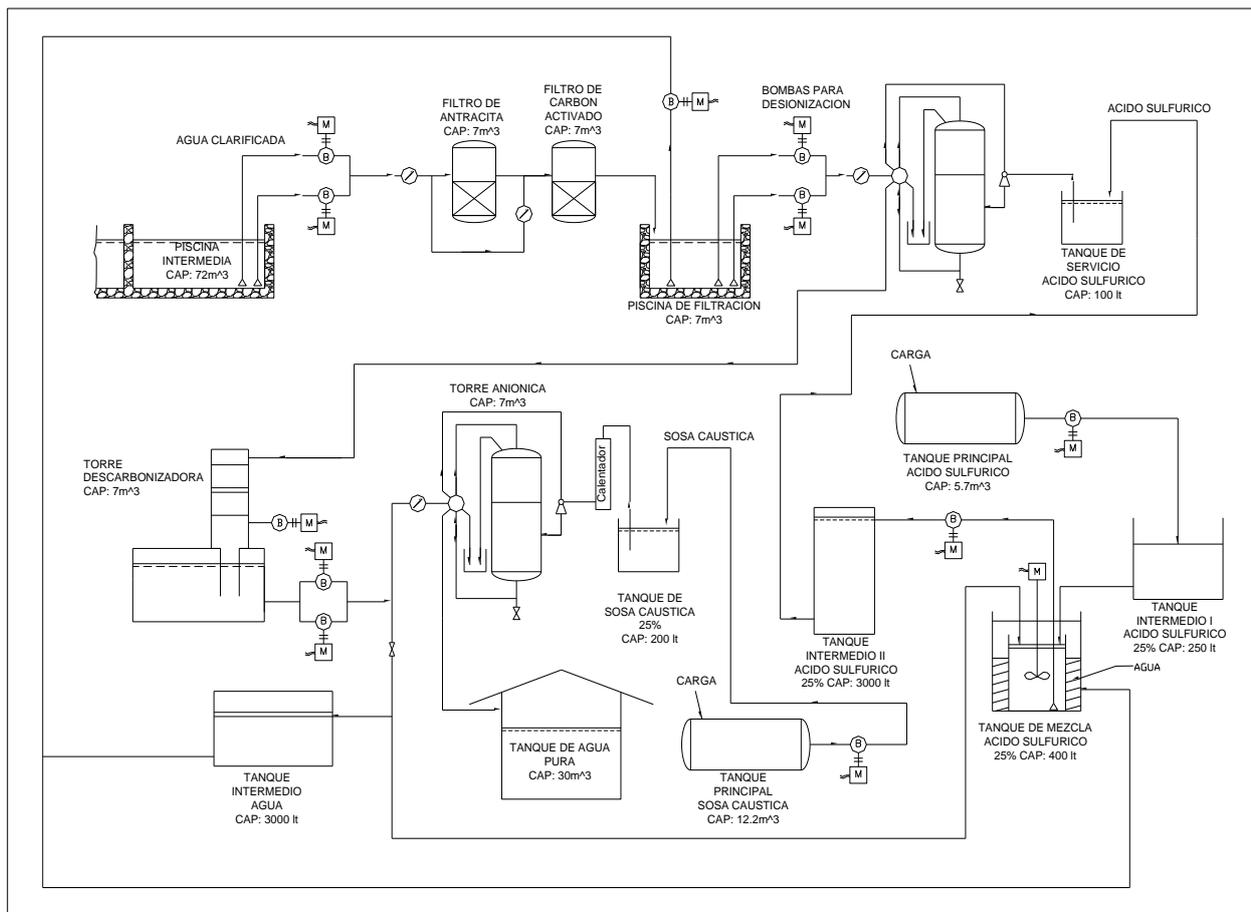


Figura 2.10 Subproceso Agua Desmineralizada.

OBTENCIÓN DE AGUA CRISTALINA: Por medio de dos bombas que funcionan alternadamente se envía el agua desde el tanque de agua clarificada hasta el estanque de filtración cuya capacidad es de 7m^3 , pasando el agua por dos filtros, uno de antracita con el fin de retirar las impurezas que hayan quedado y otro de carbón activado para eliminar el cloro residual.

TREN DE DESMINERALIZACIÓN: Por medio de dos bombas se lleva el agua cristalina desde el estanque de filtración hasta la torre catiónica de capacidad de 7m^3 para separar los cationes, en esta torre se produce CO_2 , por lo que es necesario pasar el agua seguidamente por una torre descarbonizadora para eliminar el CO_2 , a continuación se bombea el agua por una torre aniónica con el fin de separar los aniones, hasta llegar al Tanque de Agua Pura con capacidad de 30m^3 .

Aquí es necesario realizar la regeneración de las resinas para lo que se hace circular en contra flujo ácido sulfúrico al 25% en la torre catiónica y sosa cáustica al 25% en la torre aniónica.

El ácido sulfúrico se almacena en un tanque con una capacidad de 5.8m³ aprox. Del cual se abastece mediante una bomba al tanque intermedio y por medio de gravedad se alimenta al tanque de mezcla cuya capacidad es de 400 lt, el mismo que posee un intercambiador de calor que utiliza como fluido de absorción de calor, agua cristalina bombeada desde el estanque de filtración, además posee un agitador que se encarga de mezclar el ácido sulfúrico con agua decarbonizada para obtener ácido sulfúrico al 25%.

La sosa cáustica se almacena en un tanque con una capacidad de 12.18m³, desde el que se abastece por medio de una bomba al tanque de servicio de sosa cáustica al 25% cuya capacidad es de 200lt, el mismo que posee un agitador para mezclar la sosa cáustica con agua que es tomada a la salida de la torre de decarbonización y bombeada hasta un tanque de servicio donde se prepara la mezcla.

- **SUBPROCESO: AGUA DE ENFRIAMIENTO:**

- **FILTRADO:** Desde el estanque intermedio se bombea el agua hasta el estanque de la torre de enfriamiento, para lo que se utiliza dos bombas que funcionan alternadamente y un filtro de antracita de capacidad de 80m³ para atrapar las impurezas de agua.

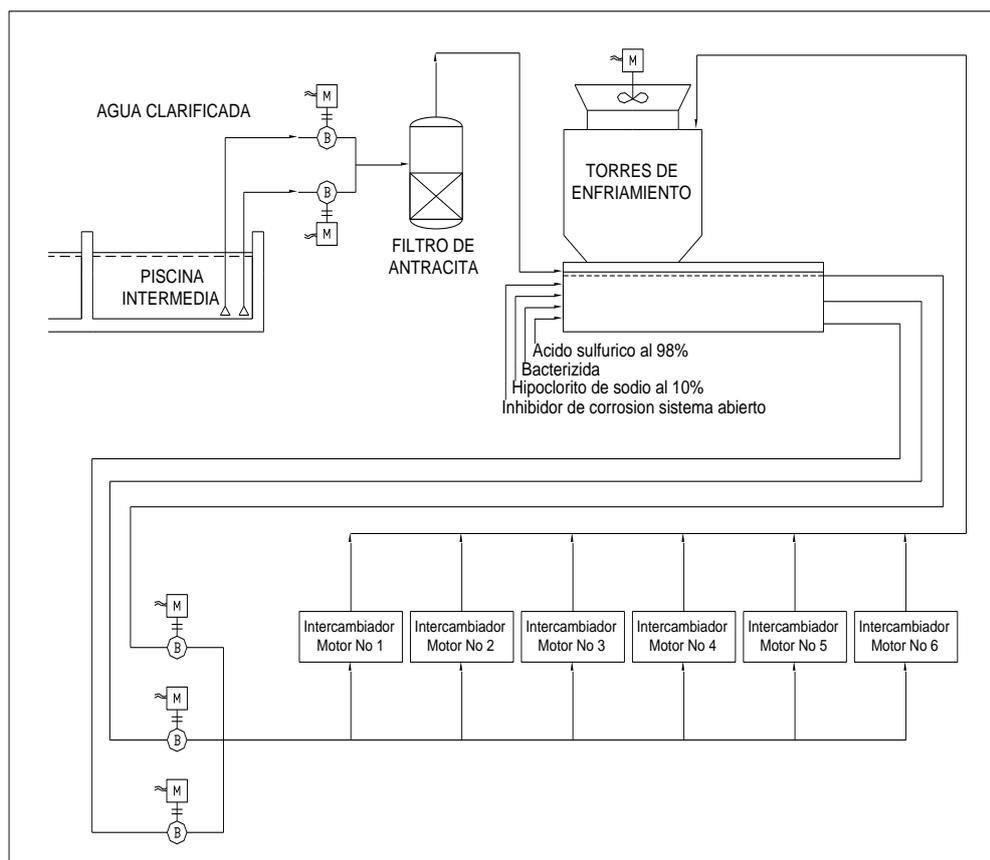


Figura 2.11 Subproceso Agua de Enfriamiento

- ALMACENAMIENTO DE AGUA DE ENFRIAMIENTO:** El agua que ha circulado por la torre de enfriamiento y el agua que viene directamente del estanque intermedio para compensar la pérdida de agua durante el proceso de enfriamiento es almacenada en el estanque de la torre de enfriamiento de capacidad de 495m^3 donde se adiciona ácido sulfúrico bactericida, hipoclorito de sodio y un inhibidor de corrosión de sistema abierto, con el fin de bajar la concentración alcalina del agua y eliminar bacterias.

El agua utilizada en el proceso cumple un cierto número de ciclos, determinados sobre la base del nivel de concentración del agua. Cuando se cumple este número de ciclos es necesario evacuar el agua, para esto se dispone un desagüe en la torre de enfriamiento.

- **ENFRIAMIENTO:** Desde el estanque de enfriamiento por medio de tres bombas se hace circular el agua por los intercambiadores de calor de: aceite de sistema, agua de camisas de cilindro, aceite de turbo alimentador, agua de válvulas y aire de admisión de cada una de las seis unidades con el fin de bajar su temperatura y mantener temperaturas normales de operación. El agua que retorna es enfriada por la torre de enfriamiento de capacidad de 1900m³/h.

2.4 DESCRIPCION DEL SISTEMA GENERADOR:

2.4.1 SUBPROCESO CONVERSIÓN DE ENERGÍA

El combustible luego de pasar por los sistemas antes mencionados, ingresa al motor, donde la energía calórica de este es transformada en energía mecánica. El resto de subprocesos descritos anteriormente complementan el proceso de Conversión de Energía.

El motor se encuentra acoplado al generador (con todas sus protecciones), el cual transforma la energía mecánica en energía eléctrica.

2.4.2 SUBPROCESO EVACUACIÓN DE ENERGÍA

Antes de entregar la energía generada al MEM, se eleva el voltaje de 6.6 KV, A 138 KV. Parte de la energía generada se reduce de 6.6 KV a 480 V, y es utilizada en todos los sistemas anteriormente descritos.

Existen dos transformadores de elevación, cada uno de los cuales están conectados con 3 unidades de generación. Además existen dos transformadores de sistemas eléctricos auxiliares, cualquiera de los dos pueden alimentar completamente la carga requerida por toda la planta.

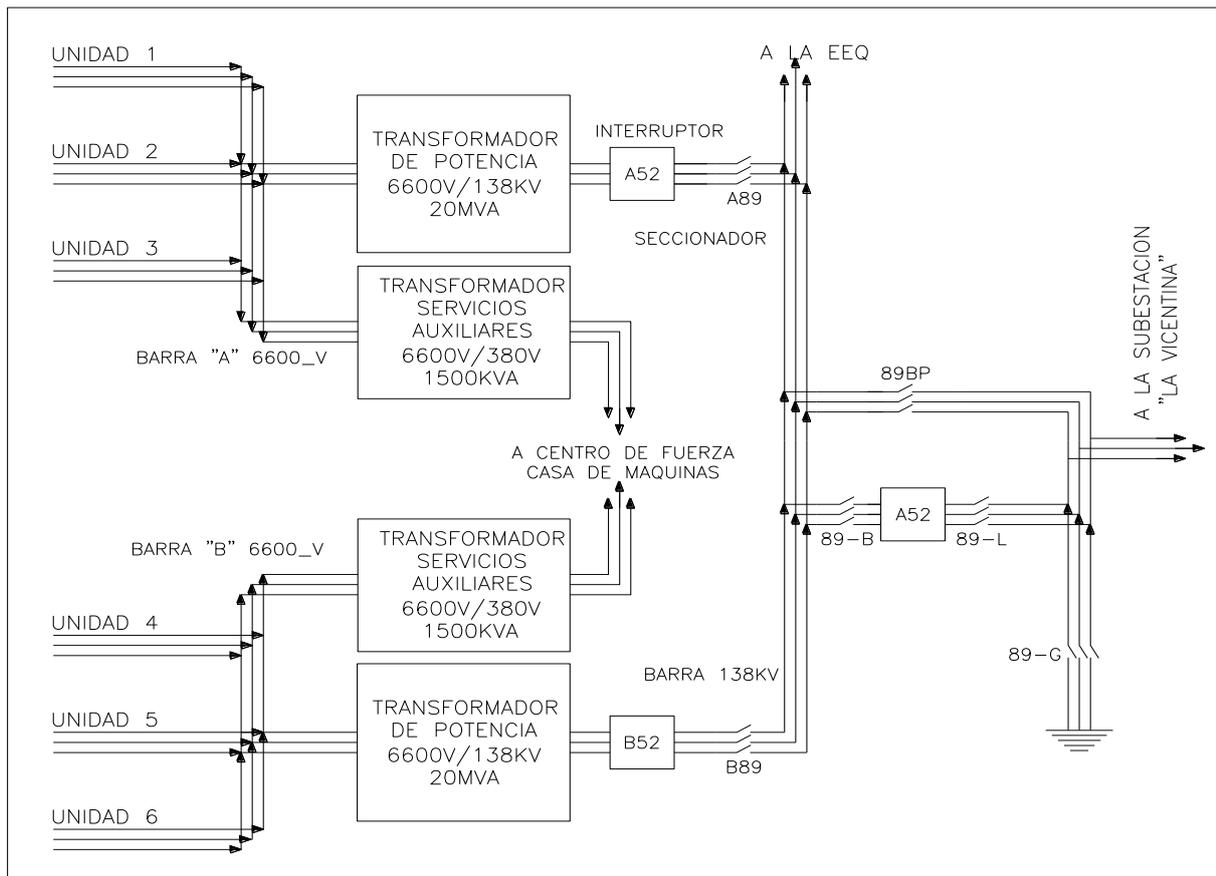


Figura 2.12 Subproceso Evacuación de Energía

2.4.3 OPERACIÓN EN PARALELO

Con el fin de que el generador C.A. opere en paralelo, los valores de frecuencia y voltaje así como los ángulos de fase de dos máquinas (generadores) deben coincidir unas con otras. Para operar en paralelo de manera satisfactoria, deben cumplirse las siguientes tres condiciones:

- 1.- El número de revoluciones de las dos unidades deben igualarse, ajustando el regulador.
- 2.- Los voltajes deben ser igualados operando el potenciómetro de ajuste de voltaje.
- 3.- Los ángulos de fase del voltaje deben ser así mismo colocados en una fase usando el sincronoscopio en suma a lo indicado en los puntos 1 y 2.

CAPITULO 3

AUDITORIA ENERGETICA PRELIMINAR EN LOS MOTORES MITSUBISHI- MAN V9V 40/54 (Nro. 3 y Nro. 4) Y SUS SISTEMAS AUXILIARES

3.1 INSPECCION INICIAL DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA TERMOELECTRICO.

El proceso de generación de energía en la Central Térmica Guangopolo se divide en los siguientes sistemas:

- a. Sistema Motor.
- b. Sistema de Suministro de Combustible.
- c. Sistema de Suministro de Aceite Lubricante.
- d. Sistema de Producción de Vapor.
- e. Sistema de Tratamiento de Agua para Enfriamiento.
- f. Sistema Generador.

A continuación se describirá a cada uno de los sistemas con sus respectivos subprocesos utilizados para la producción de energía.

a. SISTEMA MOTOR

La inspección realizada en los motores Nro. 3 y Nro.4 se detalla en las siguientes tablas:

TABLA 3.1 Inspección de los componentes del motor Nro.3

INSPECCION DE LOS COMPONENTES DEL MOTOR Nro.3			
DESCRIPCION	Nro.	Est	OBSERVACIONES
Motor en general.	1	B	Overhaul 02/Ago/04 – 14/Sep/04
Panel de instrumentos en tablero de control.	1	B	
Medidor de aceite de cojinete de generador.	1	B	Siempre revisar este item, de lo contrario no se podrá dar arranque al motor
Cubierta de cilindros.	18	B	No se encuentran los termómetros en los cabezotes 3, 6, 7, 10, 14 y 17.
Lubricador de aceite de cilindro.	1	B	
Lubricación de varilla de aceite de cilindro.	1	B	
Lubricación de varilla de combustible.	1	B	
Drenaje de inyectores.	18	B	Levantar la cubierta de cilindros para ver si se drenan los inyectores
Nivel de aceite de tanque de sistema y turbo cargador.	1	B	
Nivel de aceite de aire compresor.	1	B	
Bomba de agua para cilindro.	1	B	
Bomba de agua para válvulas.	1	B	
Bomba suministro de combustible.	1	B	
Purificador de aceite de sistema.	1	B	Separador de agua presente en el aceite, purificación de 3000 lt/seg
Enfriadores.	1	B	Intercambiadores de calor para aceite de sistema, cilindro, agua motor.
Silenciadores	1	B	
Calderas de gas de escape	1	R	Falta mantenimiento en el revestimiento exterior de los calderos, inexistencia de instrumentos de medición de parámetros de funcionamiento.

Fecha inspección: Abril 2005

TABLA 3.2 Inspección de los componentes del motor Nro.4

INSPECCION DE LOS COMPONENTES DEL MOTOR Nro.4			
DESCRIPCION	No.	Est	OBSERVACIONES
Motor en general.	1	B	Overhaul 07/Jun/04 – 20/Jul/04
Panel de instrumentos en tablero de control.	1	B	
Medidor de aceite de cojinete de generador.	1	B	Siempre revisar este item, de lo contrario no se podrá dar arranque al motor
Cubierta de cilindros.	18	B	
Lubricador de aceite de cilindro.	1	B	
Lubricación de varilla de aceite de cilindro.	1	B	
Lubricación de varilla de combustible.	1	B	
Drenaje de inyectores.	18	B	Levantar la cubierta de cilindros para ver si se drenan los inyectores
Nivel de aceite de tanque de sistema y turbo cargador.	1	B	
Nivel de aceite de aire compresor.	1	B	
Bomba de agua para cilindro.	1	B	
Bomba de agua para válvulas.	1	B	
Bomba suministro de combustible.	1	B	
Purificador de aceite de sistema.	1	B	Separador de agua presente en el aceite, purificación de 3000 lt/seg
Enfriadores.	1	B	Intercambiadores de calor para aceite de sistema, cilindro, agua motor.
Silenciadores	1	B	
Turbo-cargador	1	B	No están instalados los termómetros en las tomas de entrada y salida de aire izquierdo y en la salida de aire derecho.
Calderas de gas de escape	1	R	Falta mantenimiento en el revestimiento exterior de los calderos, inexistencia de instrumentos de medición de parámetros de funcionamiento

Fecha inspección: Abril 2005.

b. SISTEMA DE SUMINISTRO DE COMBUSTIBLE.

TABLA 3.3 Inspección de los componentes principales del sistema de suministro de combustible.

INSPECCION DE LOS COMPONENTES PRINCIPALES DEL SISTEMA DE SUMINISTRO DE COMBUSTIBLE			
DESCRIPCION	No.	Es t	OBSERVACIONES
PATIO DE TANQUES			
Tanques de almacenamiento de bunker.	1	B	
Tanques de almacenamiento de diesel.	1	B	
Línea de transferencia de bunker.	1	B	
Línea de transferencia de diesel.	1	B	
Medidores de flujo para líneas de transferencia.	4	B	
CUARTO DE PURIFICADORAS DE COMBUSTIBLE			
Purificadoras de diesel.	3	B	
Purificadoras de bunker.	4	B	
Tableros de control de purificadores de diesel.	3	B	
Tableros de control de purificadores de bunker.	4	B	
Medidores de presión de aire de purificadoras	7	B	
PATIO DE TANQUES INTERMEDIOS			
Tanque intermedio de bunker.	1	B	
Tanque intermedio de diesel.	1	B	
PATIO DE TANQUES DE SERVICIO (TERRAZA)			
Tanque de servicio de bunker.	1	B	
Tanque de servicio de diesel.	1	B	
TANQUES DE CIENO			
Tanque compartimiento 1.	1	B	
Tanque compartimiento 4.	1	B	
Tanque de almacenamiento de cieno.	1	B	
CASA DE MAQUINAS			
Torre mezcladora de combustible motor Nro.3.	1	B	
Torre mezcladora de combustible motor Nro.4.	1	B	
Línea de transferencia de bunker desde tanque de servicio a motor.	1	B	
Línea de transferencia de diesel desde tanque de servicio a motor.	1	B	
Calentadores de vapor para combustible por cada motor.	1	B	

Fecha inspección: Abril 2005.

c. SISTEMA DE SUMINISTRO DE ACEITE LUBRICANTE.

TABLA 3.4 Inspección de los componentes del sistema de suministro de aceite lubricante.

INSPECCION DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA DE SUMINISTRO DE ACEITE LUBRICANTE			
DESCRIPCION	No.	Est	OBSERVACIONES
Bomba de aceite para purificadora.	2	B	Hay una bomba individual para cada motor, son dos por los dos motores Nro.3 y Nro.4.
Drenaje de bomba de descarga de aceite.	2	B	Esta válvula entra en funcionamiento de acuerdo al nivel en el tanque de aceite.
Bomba de aceite contaminado.	2	B	Envía el aceite al tanque de compartimiento1 de cieno.
Líneas de transferencia de aceite.	2	B	Existen dos líneas debido a las dos firmas proveedoras de aceite lubricante, SHELL y TEXACO.
Tanques de almacenamiento de aceite de sistema y válvulas.	2	B	Existen dos tanques debido a las dos firmas proveedoras de aceite lubricante, SHELL y TEXACO.
Tanques de almacenamiento de aceite de cilindros.	2	B	Ídem.
Tanque de aceite de turbo cargador.	1	B	
Bomba de aceite para sistema.	2	B	Hay una bomba individual para cada motor, son dos por los dos motores Nro.3 y Nro.4.
Bomba de aceite para cilindros.	2	B	Ídem.
Bomba de cebado de turbo cargador	2	B	Ídem.
Bomba de aceite para válvulas.	2	B	Ídem.
Tanque intermedio de aceite de sistema.	2	B	Existen dos tanques debido a las dos firmas proveedoras de aceite lubricante, SHELL y TEXACO.
Tanque intermedio de aceite de cilindros.	2	B	Ídem.
Tanque de servicio de aceite de sistema.	2	B	Ídem.
Tanque de servicio de aceite de cilindros.	2	B	Ídem.
Medidores de fluido de aceite de sistema y cilindros.	2	B	Ídem.

Fecha inspección: Abril 2005.

d. SISTEMA DE PRODUCCIÓN DE VAPOR.

TABLA 3.5 Inspección de los componentes del sistema de producción de vapor.

INSPECCION DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA DE PRODUCCION DE VAPOR			
DESCRIPCION	No.	Est	OBSERVACIONES
Bombas alimentadora de agua sistema primario para calderas.	2	B	Instaladas después del tanque de agua pura.
Tanque de servicio de agua sistema primario para caldera auxiliar.	1	B	
Tanque de servicio de diesel para caldera auxiliar.	1	B	
Caldera auxiliar.	1	B	Opera durante el arranque y parada de los motores.
Bomba alimentadora de diesel caldera auxiliar	1	B	
Panel de control de instrumentos caldera auxiliar.	1	B	
Líneas de transferencia de vapor.	1	B	Existencia de fugas de vapor en válvulas y trampas de vapor a lo largo de la línea de transferencia debido a la falta de mantenimiento correctivo
Calderas de gases de escape de cada motor.	2	R	Falta mantenimiento en el revestimiento exterior de los calderos, inexistencia de instrumentos de medición de parámetros de funcionamiento.

Fecha inspección: Abril 2005.

e. SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA PARA ENFRIAMIENTO.

TABLA 3.6 Inspección de los componentes del sistema de tratamiento de agua.

INSPECCION DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA			
DESCRIPCION	No.	Est	OBSERVACIONES
SUBPROCESO DE AGUA CLARIFICADA			
Bomba de alimentación de agua cruda.	2	B	Desde reservorio a estanque de captación.
Estanque de captación de agua cruda (Adición de hipoclorito al 10%)	2	B	Existen dos líneas de tratamiento de agua para los dos sistemas primario y secundario.
Tanque de almacenamiento de Hipoclorito de sodio.	1	B	
Bombas de transferencia	2	B	
Estanque de Mezcla con policloruro de aluminio.	2	B	
Tanque de almacenamiento de Policloruro de Aluminio.	2	B	Equipado con un mezclador motorizado.
Motor de Estanque de Mezcla.	1	R	Falta de mantenimiento preventivo.
Estanque de floculación.	2	B	Existen dos líneas de tratamiento de agua para los dos sistemas primario y secundario.
Motor de floculador.	1	B	Ídem.
Piscinas de sedimentación.	2	B	Ídem.
Piscina intermedia.	2	B	Ídem.
Bombas de agua clarificada para sistema primario y secundario.	4	B	Dos bombas proveen agua clarificada al sistema primario y las otras dos al sistema secundario.
SUBPROCESO DE AGUA DE ENFRIAMIENTO (SISTEMA SECUNDARIO)			
Filtro de Antracita.	1	B	Dotado de sistema de auto limpieza del filtro.
Estanque de mezcla de químicos anticorrosivos.	1	B	Ubicado debajo de las torres de enfriamiento.
Bombas de agua de transferencia a intercambiadores de calor.	2	B	
Bombas de agua para enfriamiento de motor.	2	B	
Torres de enfriamiento	2	B	Ultimo overhaul Ene/05 – Feb/05

Fecha inspección: Abril 2005.

f. SISTEMA GENERADOR.

TABLA 3.7 Inspección de los Componentes Principales del Sistema Generador

INSPECCION DE LOS COMPONENTES PRINCIPALES DEL SISTEMA GENERADOR			
DESCRIPCION	No.	Est	OBSERVACIONES
Generadores	2	B	Para motores Nro.3 y Nro.4. Cada motor tiene su generador instalado.
Excitatriz	2	B	Para generadores Nro.3 y Nro.4. Cada generador tiene su excitatriz instalada.
Conexión a tierra	2	B	
Interruptor de unidad de 52 GW	2	B	Instalado en cada excitatriz.
Transformador de Potencia 6600V / 138KV; 20MW	2	B	
Transformador de Servicios Auxiliares 6600V / 380V; 1500KW	2	B	
Línea de Transmisión de Energía Eléctrica.	2	B	

Fecha inspección: Abril 2005.

Además de la labor de comprobar el estado y funcionamiento a intervalos regulares, hay que hacer la comprobación por patrulla alrededor del motor, los ítems abajo mencionados se realizan frecuentemente a fin de detectar las fallas en su período temprano y también para prevenirlas:

- Vibración excesiva.
- Presiones y temperaturas
- Sonido anormal.
- Fugas de vapor, agua, aceite, combustible en líneas de transferencia.
- Olores anormales o singulares.

3.2 PARAMETROS DE OPERACIÓN.

A continuación se describen los parámetros de operación y algunas especificaciones técnicas propias de los sistemas utilizados para la generación termoeléctrica en la Central Térmica Guangopolo

a. SISTEMA MOTOR.

Tabla 3.8 Parámetros de Temperatura a plena carga del Motor.

PARÁMETROS DE LOS RANGO DE TEMPERATURA DE LOS FLUIDOS A PLENA CARGA DEL MOTOR	Rango permitido °C	Rango permitido °F
1.- AGUA ENFRIADORA		
Entrada del motor	70 – 75	158 – 167
Salida del motor	75 – 80	167 – 176
Entrada del turbo cargador	70 – 75	158 – 167
Entrada del enfriador de aire	< 30	< 86
Entrada de válvula inyectora de combustible	40 – 45	104 – 113
2.- ACEITE LUBRICANTE		
Entrada del motor	45 – 50	113 – 122
Salida del motor	65 – 70	149 – 158
Entrada del turbo – alimentador	45 – 50	113 – 122
Salida del turbo – alimentador	65 – 70	149 – 158

3.- AIRE DE CARGA		
Salida del enfriador de aire	40 – 45	104 – 113
4.- ACEITE COMBUSTIBLE		
Entrada a la válvula de inyección	Viscosidad = Redwood Nro. 1 (75 – 80 seg)	
5.- GAS DE ESCAPE		
Salida en cada cubierta de cilindro	Max. 480	Max. 896
Entrada al turbo – alimentador	Max. 580	Max. 1076

Fuente: Central Térmica Guangopolo- Manual de Operación y Mantenimiento.

Tabla 3.9 Parámetros de presión a plena carga del motor.

PARAMETROS DE LOS RANGOS DE PRESION DE SERVICIO A PLENA CARGA DEL MOTOR	PRESION DE SERVICIO	
	Kg/cm ²	p.s.i.
Válvula de arranque	30	426
Inyector de combustible en apertura	250	3550
Espacio de agua enfriadora	1.5 – 2.0	21.3 – 28.4
Válvula de alivio en cubierta de cilindro	140	1991
Válvula indicadora	110 - 120	1562 – 1704
Espacio agua enfriadora en bastidor	1.5 – 2.0	21.3 – 28.4
Embolo, espacio de combustión	110 - 120	1562 – 1704
Válvula piloto de aire de arranque	Máx. 30	Máx. 426
Bomba inyectora de combustible	750	10625
Válvula principal de arranque	Máx. 30	Máx. 426
Enfriador de aire	1 – 1.5	14.2 – 21.3
Agua enfriadora de motor	1.5 – 2.5	21.3 – 28.4
Aceite lubricante de motor	5.0 – 5.5	71 – 78.1
Turbo – alimentador	1.4 – 1.6	19.9 – 22.7
Bomba de aceite lubricante	6	85.3
Fuel oil motor	1.5 – 2.0	21.3 – 28.4
Tubo de descarga de combustible	750	10650
Aire de arranque de motor	Máx. 30	Máx. 426
Agua enfriadora de inyector combustible	1.5 – 2.0	21.3 – 28.4

Fuente: Central Térmica Guangopolo- Manual de Operación y Mantenimiento.

b. SISTEMA DE SUMINISTRO DE COMBUSTIBLE.

Tabla 3.10 Parámetros de Operación Sistema de Combustible.

No.	DESCRIPCIÓN	CANT	TIPO Y CAPACIDAD
1	Bomba de descarga de Bunker "C"	2	10 m ³ /h x 5 kg/cm ² x 5.5 kw
2	Bomba de descarga de diesel oil	2	10 m ³ /h x 5 kg/cm ² x 3.7 kw
3	Bomba de traslado de Bunker "C"	2	10 m ³ /h x 5 kg/cm ² x 5.5 kw
4	Bomba de traslado de diesel oil	2	10 m ³ /h x 5 kg/cm ² x 3.7 kw
5	Bomba de suministro de combustible	6	5 m ³ /h x 5 kg/cm ² x 2.2 kw
6	Bomba de descarga de desagüe de combustible	1	Idem
7	Bomba de traslado de cieno	1	6 m ³ /h x 20 m x 3.7 kw
8	Bomba de descarga de cieno	1	5 m ³ /h x 5 kg/cm ² x 3.7 kw
9	Bomba de aceite de drenaje	1	6 m ³ /h x 20 m x 3.7 kw
10	Tanque de almacenamiento de Bunker "C"	2	1500 kl
11	Tanque almacenador de diesel oil	2	380 kl
12	Tanque almacenador de cieno	1	15 kl
13	Tanque intermedio de Bunker "C"	1	15 kl
14	Tanque de servicio de Bunker "C"	1	5 kl
15	Tanque de servicio de diesel oil	1	5 kl
16	Recipiente mezclador	6	200 L
17	Tanque intermedio de diesel oil	1	15 KL
18	Tanque recolector para desagüe de combustible	1	500 L
19	Calentador de vapor para el purificador de Bunker "C"	4	2.6 m ³ /h
20	Calentador de vapor para el combustible	6	5 m ³ /h
21	Purificador de Bunker "C"	4	2600 l/h
22	Purificador de diesel oil	3	3000 l/h
23	Válvula reguladora de vapor para purificador de bunker "c"	4	Rango de ajuste 70~90 °C
24	Válvula reguladora de vapor combustible	6	Rango de ajuste 105~125 °C

Fuente: Central Térmica Guangopolo- Manual de Operación y Mantenimiento.

**Tabla 3.10 Parámetros de Operación Sistema de Combustible
(Continuación).**

No.	DESCRIPCIÓN	CANT	TIPO Y CAPACIDAD
25	Válvula reguladora de vapor tanque de servicio de bunker "c"	1	Rango de ajuste 60~80 °C
26	Válvula reguladora de vapor tanque intermedio de bunker "c"	1	Rango de ajuste 45~60 °C
27	Válvula reguladora de vapor tanque de almacenamiento de bunker "c"	2	Rango de ajuste
28	Válvula reguladora de presión	6	Presión de funcionamiento 2 kg/cm ² , rango de ajuste: 1-3 kg/cm ²
29	Idem	4	Presión de funcionamiento 2 kg/cm ² , rango de ajuste: 2-3 kg/cm ²
30	Válvula de motor	2	
31	Tanque de desagüe de combustible	6	100 L
32	Flujómetro para bomba de descarga de bunker "c"	2	Normal: 10000 l/h Máximo: 15000 l/h
33	Flujómetro para bomba de descarga de diesel oil	2	Normal: 10000 l/h Máximo: 12000 l/h
34	Flujómetro para bomba de traslado de bunker "c"	1	Normal: 10000 l/h Máximo: 15000 l/h
35	Flujómetro para bomba de traslado de diesel oil	1	Normal: 10000 l/h Máximo: 15000 l/h
36	Flujómetro para aceite combustible	6	Normal: 1200 l/h Máximo: 25000 l/h
37	Tanque de servicio de combustible para caldera auxiliar	1	500 l
38	Bomba de quemador	1	260 l/h
39	Caldera auxiliar	1	3000 kg /h x 7kg/cm ² G
40	Interruptor térmico para alarma de baja temperatura	6	Rango de ajuste: 0-150°C
41	Interruptor térmico para alarma de alta temperatura	6	Rango de ajuste: 0-150°C
42	Termómetro	6	Rango de ajuste: 0-150°C
43	Manómetro	6	Rango de ajuste: 0-4 kg/cm ²
44	Interruptor de presión para enclavamiento de motor arranque	6	Rango de ajuste: 0.05 – 6 kg/cm ²
45	Interruptor de presión para alarma de baja presión	6	Rango de ajuste: 0.05 – 6 kg/cm ²

Fuente: Central Térmica Guangopolo- Manual de Operación y Mantenimiento.

c. SISTEMA DE SUMINISTRO DE ACEITE LUBRICANTE.

Tabla 3.11 Parámetros de Operación Sistema de Aceite Lubricante.

No.	DESCRIPCIÓN	CANT	TIPO Y CAPACIDAD
1	Bomba de descarga de aceite lubricante	1	5 m ³ /h x 5 kg/cm ² x 1.5 kw
2	Bomba de descarga de aceite de cilindro	1	Idem
3	Bomba de traslado de aceite lubricante	1	5 m ³ /h x 5 kg/cm ² x 2.2 kw
4	Bomba e traslado de aceite de cilindro	1	5 m ³ /h x 5 kg/cm ² x 2.2 kw
5	Bomba de aceite lubricante	12	60 m ³ /h x 7 kg/cm ² x 30 kw
6	Bomba de aceite lubricante para turbina alimentador	6	5 m ³ /h x 2.5kg/cm ² x 1.5 kw
7	Bomba de aceite lubricante para mecanismo de distribución	6	300 l/h x 2.5kg/cm ² x 0.4 kw
8	Bomba de purificador de aceite lubricante	6	5 m ³ /h x 2.5kg/cm ² x 5.7 kw
9	Bomba de aceite lubricante para turbina alimentador	6	6 m ³ /h x 5.5kg/cm ²
10	Tanque almacenador para aceite lubricante	1	15 kl
11	Tanque sumidero para aceite lubricante	6	10 kl
12	Tanque de aceite lubricante para mecanismo de distribución	6	10kl
13	Tanque de servicio para aceite de cilindro	1	1000 l
14	Tanque de aceite lubricante para turbina alimentador	6	500 l
15	Tanque almacenador para aceite de cilindro	1	15 kl
16	Enfriador de aceite lubricante	6	100 m ²
17	Enfriador de aceite lubricante para turbina alimentador	6	6 m ²
18	Calentador de aceite lubricante	6	3 m ³ /h
19	Filtro tipo " Y"	6	Simple alambre de grasa:60 engranarse
20	Purificador de aceite lubricante	6	3000 l /h
21	Válvula reguladora de vapor	6	Rango de ajuste:70 ~ 90°C
22	Válvula reguladora de vapor	1	Rango de ajuste:70 ~ 90°C
23	Válvula reguladora de vapor	1	
24	Válvula reguladora de vapor	1	

Fuente: Central Térmica Guangopolo- Manual de Operación y Mantenimiento.

**Tabla 3.11 Parámetros de Operación Sistema de Aceite Lubricante
(Continuación).**

No.	DESCRIPCIÓN	CANT	TIPO Y CAPACIDAD
25	Válvula reguladora de presión	6	Presión de fragüe: 6 kg/cm ² Rango de ajuste: 3.5~8.5 kg/cm ²
26	Válvula reguladora de presión	6	Rango de ajuste: 2~6 kg/cm ²
27	Válvula reguladora de presión	6	Presión de entrada: 2.5 kg/cm ² . Presión de salida: 1.5 kg/cm ²
28	Válvula reguladora de presión	6	Presión de fragüe: 2 kg/cm ² Rango ajuste: 2~3 kg/cm ²
29	Válvula termostática de aceite lubricante	6	Temperatura de fragüe: 48 +- 3 °C
30	Válvula termostática de aceite lubricante	6	Temperatura de fragüe: 50+- 5 °C
31	Flujómetro de descarga para aceite de cilindro	1	Normal: 5 m ³ /h Máximo: 9 m ³ /h
32	Flujómetro de descarga para aceite lubricante	1	Normal: 5 m ³ /h Máximo: 9 m ³ /h
33	Lubricador de aceite cilindro	12	PEO-24-24
34	Interruptor para enclavamiento del motor arranque	6	Rango de ajustaje: 0.05 ~6 kg/cm ²
35	Interruptor de presión para alarma de alta presión	6	Rango ajustable: 0.2 ~3 kg/cm ²
36	Interruptor de presión para enclavamiento del motor arranque	6	Rango ajustable: 0.05 ~6 kg/cm ²
37	Interruptor de presión para alarma de baja presión y carga automática	6	Rango ajustable: 0.05~6 kg/cm ²
38	Interruptor térmico para alarma de alta temperatura	6	Rango ajustable: 0~100 °C
39	Manómetro	6	Rango : 0~10 kg/cm ²
40	Manómetro	6	Rango : 0~4 kg/cm ²
41	Manómetro	6	Rango : 0~10 kg/cm ²
42	Manómetro	6	Rango : 0~4 kg/cm ²
43	Termómetro	6	Rango ajustable: 0~100 °C
44	Interruptor térmico para alta temperatura de parada de motor	6	Rango ajustable: 0~150 °C

Fuente: Central Térmica Guangopolo- Manual de Operación y Mantenimiento.

d. SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA PARA ENFRIAMIENTO.

Tabla 3.12 Parámetros de Operación Sistema Tratamiento de Agua.

No.	DESCRIPCIÓN	CANT	TIPO Y CAPACIDAD
1	Estanque de captación de agua cruda	1	Estructura de concreto
2	Piscina de toma de agua cruda	1	IDEM
3	Piscina de mezclado	1	IDEM
4	Piscina de coagulación	1	IDEM
5	Piscina de sedimentación	1	Estructura de concreto
6	Enfriador de aceite lubricante	6	100 m ²
7	Enfriador de aceite lubricante para turbina alimentador	6	6 m ²
8	Bomba de traslado para agua cruda	2	
9	Bomba de agua secundaria	3	630 m ³ /h x 35 m x 110 kw
10	Bomba de agua de cilindro	6	215 m ³ /h x 25 m x 30 kw
11	Bomba de agua de válvulas	6	5 m ³ /h x 30 m x 2.2 kw
12	Bomba de agua alimentación de agua cruda	2	5 m ³ /h x 30 m x 2.2 kw
13	Tanque de servicio para caldera auxiliar	1	1500 l
14	Tanque de agua pura	1	30 kl
15	Tanque de agua de cilindro	1	1500 l
16	Tanque de agua de válvulas	1	500 l
17	Tanque de agua caliente	1	200 l
18	Torre de enfriamiento	1	1890 m ³ /h x 43 °C /32 °C
19	Enfriador de agua de cilindro	6	65 m ²
20	Enfriador de agua de válvulas	6	3 m ²
21	Enfriador de aire	12	171 m ²
22	Válvula reguladora de vapor	1	Rango ajustable:70~90 °C
23	Válvula de control de temperatura automática	6	Temperatura de fragüe: 70 +- 5 °C
24	Compresor de aire	2	50 m ³ /h x 25 kg/cm ² x 2.2 kw

Fuente: Central Térmica Guangopolo- Manual de Operación y Mantenimiento.

**Tabla 3.12 Parámetros de Operación Sistema Tratamiento de Agua.
(Continuación).**

No.	DESCRIPCIÓN	CANT	TIPO Y CAPACIDAD
25	Bomba de agua de para caldero	2	7 m ³ /h x 110 m x 7.5 kw
26	Caldera de gas de escape	6	600 kg/h x 7.0kg/cm ²
27	Tanque de producto químico para caldera	6	20 l
28	Bomba de alimentación de agua para filtro	2	22m ³ /h x 17 m x 3.7 kw
29	Caldera auxiliar	1	3000 kg/h x 7 kg/cm ²
30	Tanque de sulfato de aluminio	1	3000 l
31	Tanque de sosa cáustica	1	1500 l
32	Tanque de " KURIFLOC"	1	3000 l
33	Bomba de alimentación de producto químico	1	0~60 l /h x 2 kg/cm ² x 0.2 kw
34	IDEM	1	0~60 l /h x 2 kg/cm ² x 0.2 kw
35	IDEM	1	0~60 l /h x 2 kg/cm ² x 0.2 kw
36	Tanque de hipoclorito de sodio con bomba	1	Tanque: 200 l Bomba: 100 cc /min x 2kg/cm ²
37	Bomba de drenaje	2	6 m ³ /h x 10 m x 0.75 kw
38	Filtro de antracita para torre de enfriamiento	1	80 m ³ /h
39	Bomba de agua de alimentación para caldera auxiliar	1	
40	Tanque de producto químico para agua de válvula	6	17 l
41	Filtro de antracita	1	7 m ³ /h
42	Filtro de carbón activado	1	7 m ³ /h
43	Bomba de alimentador de agua para desionización	2	7.2 m ³ /h x17 m x 1.5 kw
44	Torre de cationes	1	7.2 m ³ /h
45	Soplador	1	2N /min. x 60 mmAq
46	Torre de descarbonizadora	1	7.2 m ³ /h
47	Tanque de descarbonizadora	1	7.2 m ³ /h
48	Bomba intermedia	2	7.3 m ³ /h x 20 m x0.2 kw

Fuente: Central Térmica Guangopolo- Manual de Operación y Mantenimiento.

**Tabla 3.12 Parámetros de Operación Sistema Tratamiento de Agua.
(Continuación).**

No.	DESCRIPCIÓN	CANT	TIPO Y CAPACIDAD
49	Torre de aniones	1	7.3 m ³ /h
50	Tanque de almacenamiento de HCL	1	1000 l
51	Tanque de medidor de HCL	1	100 l
52	Tanque de almacenamiento de NAOH	1	1000 l
53	Tanque de medidor de "NAOH"	1	200 l
54	Equipo de sellador de gas	1	
55	Indicador de presión	1	Rango: 0 – 6 kg /cm ²
56	Idem	6	Rango: 0 – 4 kg /cm ²
57	Idem	1	Rango: 0 – 20 kg /cm ²
58	Indicador de presión	6	Rango: 0 – 4 kg /cm ²
59	Interruptor de presión	1	Rango ajustable: 1 – 10 kg/cm ²
60	Indicador de presión	6	Rango ajustable: 0 – 4 kg/cm ²
61	Interruptor de presión	6	Rango ajustable: 0.05 – 6 kg /cm ²
62	Idem	6	Rango ajustable: 0.05 – 6 kg/cm ²
63	Idem	6	Rango ajustable: 0.05 – 6 kg/cm ²
64	Idem	6	Rango ajustable: 0.05 – 6 kg/cm ²
65	Idem	6	Rango ajustable: 0.05 – 6 kg/cm ²
66	Idem	6	Rango ajustable: 0.05 – 6 kg/cm ²
67	Interruptor de presión	1	Rango ajustable: 5 – 25 kg/cm ²
68	Indicador térmico	6	Rango : 0 – 100 °C
69	Indicador Térmico	1	Rango : 0 – 100 °C
70	Interruptor térmico	6	Rango : 0 – 100 °C
71	Interruptor térmico	6	Rango : 0 – 100 °C

Fuente: Central Térmica Guangopolo- Manual de Operación y Mantenimiento.

3.3 DATOS OPERATIVOS

Tabla 3.13 Reporte de consumo de Combustible para las unidades Nro.3 y Nro.4 en el mes de abril del 2005.

EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA TERMOPICHINCHA S.A.												
CENTRAL TERMICA GUANGOPOLO												
REPORTE DE CONSUMO DE COMBUSTIBLE PARA LAS UNIDADES Nro.3 y Nro.4 EN EL MES DE ABRIL DEL 2005												
DIAS	UNIDAD 3					UNIDAD 4					CONSUMO TOTAL	
	Consumo		Consumo		Horas Operación	Consumo		Consumo		Horas Operación	diesel (Gl)	Bunker (Gl)
	diesel (Kg)	diesel (Gl)	Bunker (Kg)	Bunker (Gl)		diesel (Kg)	diesel (Gl)	Bunker (Kg)	Bunker (Gl)			
1	0	0,0	25485	7232,3	24,00	0	0	26666	7567,3	24,00	0	14800
2	0	0,0	25445	7220,7	24,00	0	0	26755	7592,5	24,00	0	14813
3	0	0,0	25430	7216,6	24,00	0	0	26753	7592,2	24,00	0	14809
4	0	0,0	25509	7238,9	24,00	0	0	27261	7736,2	24,00	0	14975
5	0	0,0	25546	7249,5	24,00	0	0	26835	7615,3	24,00	0	14865
6	552	175,7	24751	7024,0	24,00	552	176	25953	7365,0	24,00	351	14389
7	1027	327,0	15046	4269,8	14,92	1049	334	15284	4337,4	15,22	661	8607
8	768	244,5	19040	5403,3	18,91	722	230	19195	5447,1	18,57	474	10850
9	813	258,9	4819	1367,6	5,80	757	241	5000	1418,9	6,22	500	2786
10	853	271,6	3763	1067,9	4,98	661	210	3476	986,5	4,60	482	2054
11	845	269,0	6028	1710,5	6,93	801	255	16061	4557,9	15,73	524	6268
12	870	277,0	12320	3496,3	12,87	882	281	15411	4373,4	15,45	558	7870
13	869	276,6	3808	1080,6	4,83	820	261	3991	1132,7	5,15	538	2213
14	844	268,5	11819	3353,9	12,68	775	247	12499	3547,0	13,03	515	6901
15	837	266,4	13051	3703,5	13,82	824	262	13876	3937,7	14,07	529	7641
16	812	258,4	2798	793,9	3,68	844	269	2769	785,9	4,15	527	1580
17	814	259,1	2824	801,4	3,65	745	237	2791	792,1	4,00	496	1594
18	826	263,1	9971	2829,7	10,87	826	263	10578	3002,0	11,13	526	5832
19	870	277,0	9981	2832,3	10,85	857	273	10099	2865,9	10,91	550	5698
20	820	261,0	12908	3663,1	13,75	870	277	13220	3751,7	13,86	538	7415
21	1642	522,6	9898	2808,8	11,97	843	268	13765	3906,2	14,22	791	6715
22	841	267,6	12370	3510,4	13,85	803	256	13493	3829,2	13,83	523	7340
23	835	265,8	10764	3054,6	11,75	654	208	11498	3263,0	11,80	474	6318
24	241	76,6	5729	1625,8	5,93	240	77	5725	1624,7	6,10	153	3250
25	592	188,5	23192	6581,5	23,05	577	184	23439	6651,5	23,02	372	13233
26	848	270,1	13896	3943,6	14,83	628	200	14217	4034,5	14,78	470	7978
27	843	268,4	14336	4068,2	14,73	569	181	14632	4152,2	14,62	450	8220
28	331	105,3	15847	4497,1	15,28	258	82	16138	4579,6	15,63	187	9077
29	0	0,0	25439	7219,1	24,00	0	0	25851	7336,1	24,00	0	14555
30	1499	477,3	9236	2621,0	10,88	1259	401	9411	2670,7	10,82	878	5292
31	0	0	0	0	0,00	0	0	0	0,0	0,00	0	0
Total	20094	6.396	421048	119486	428,81	17815	5670,8	452644	128452	444,91	12067	247938

Fuente: Central Térmica Guangopolo- Reporte de Producción y Operación Abril 2005.

Tabla 3.14 Reporte de consumo de Aceite para las unidades Nro.3 y Nro.4 en el mes de abril del 2005.

EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA TERMOPICHINCHA S.A.												
CENTRAL TERMICA GUANGOPOLO												
REPORTE DE CONSUMO DE ACEITE PARA LAS UNIDADES Nro.3 y Nro.4 EN EL MES DE ABRIL DEL 2005												
DIA	UNIDAD 3						UNIDAD 4					
	CONSUMO DE ACEITE			ENERGIA	CONSUMO ESPECIFICO		COMSUMO DE ACEITE			ENERGIA	CONSUMO ESPECIFICO	
	LUBRICANTE			GENERADA	ACEITE LUBRICANTE		LUBRICANTE			GENERADA	ACEITE LUBRICANTE	
	Sistema	Cilindros	Turbo	GRUPO 3	Sistema	Cilindros	Sistema	Cilindros	Turbo	GRUPO 4	Sistema	Cilindros
	gal	gal	(gal)	[MWh]	(gr/KWh)	(gr/KWh)	gal	gal	(gal)	[MWh]	(gr/KWh)	(gr/KWh)
1	112,02	68	2,64	125,15	3,04	0,93	89	116	1,32	124,75	2,40	1,08
2	144,25	53	2,64	124,80	3,92	0,73	94	91	1,32	124,43	2,57	0,84
3	142,40	87	6,61	125,06	3,87	1,19	84	115	1,32	124,91	2,28	1,07
4	146,37	68	2,64	124,59	3,99	0,93	91	96	1,32	124,61	2,46	0,89
5	146,63	63	1,32	124,88	3,99	0,90	85	114	2,64	124,68	2,32	1,05
6	146,63	74	0,00	123,37	4,03	1,14	89	80	2,64	123,11	2,44	0,75
7	88,51	29	2,64	78,58	3,82	0,63	74	72	1,32	76,65	3,27	1,06
8	114,40	58	7,93	96,43	4,03	1,02	82	84	2,64	92,87	2,99	1,02
9	32,76	18	2,64	27,37	4,06	1,15	20	28	0,00	27,13	2,44	1,17
10	38,31	9	1,32	22,25	5,84	0,66	12	26	-1,32	19,25	2,18	1,41
11	57,33	10	0,00	33,25	5,85	0,30	65	118	1,32	78,59	2,81	1,71
12	135,27	26	0,00	64,13	7,16	0,65	54	53	0,00	74,82	2,46	0,81
13	34,87	11	2,64	22,79	5,19	0,79	16	29	0,00	22,35	2,40	1,48
14	82,69	29	0,00	62,60	4,48	0,80	50	69	1,32	62,20	2,72	1,26
15	102,77	21	2,64	68,91	5,06	0,53	36	77	1,32	68,26	1,81	1,29
16	29,06	8	3,96	17,25	5,72	0,74	32	39	1,32	17,31	6,25	2,56
17	21,66	8	0,00	17,67	4,16	0,77	11	29	0,00	17,19	2,13	1,90
18	61,03	18	0,00	52,60	3,94	0,60	34	46	0,00	52,32	2,22	1,00
19	74,77	18	1,32	52,65	4,82	0,60	39	69	0,00	52,10	2,54	1,50
20	103,57	5	3,96	66,75	5,27	0,13	55	105	2,64	66,67	2,82	1,78
21	70,01	21	5,28	56,21	4,23	0,57	47	67	0,00	70,04	2,26	1,09
22	87,19	21	0,00	66,70	4,44	0,53	49	59	0,00	66,62	2,51	1,01
23	74,77	3	2,64	57,40	4,42	0,08	42	110	1,32	56,86	2,48	2,19
24	32,50	3	1,32	28,66	3,85	0,16	22	12	1,32	28,59	2,56	0,48
25	156,94	48	2,64	115,94	4,59	0,70	86	108	0,00	115,89	2,51	1,07
26	87,71	26	5,28	72,60	4,10	0,62	36	106	2,64	72,22	1,70	1,67
27	101,98	10	3,96	74,39	4,65	0,23	61	87	0,00	73,99	2,78	1,35
28	98,55	26	2,64	79,75	4,19	0,56	55	69	0,00	79,59	2,36	0,99
29	154,82	42	1,32	124,93	4,21	0,58	94	208	2,64	124,61	2,55	1,92
30	87,19	26	9,25	52,08	5,68	0,87	39	20	1,32	51,58	2,53	0,44
31	0,00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL	2766,97	908	79,26	2159,74	136,62	20,09	1644	2302	30,38	2214,19	77,75	37,84

Fuente: Central Térmica Guangopolo- Reporte de Producción y Operación Abril 2005.

Tabla 3.15 Reporte de Energía Generada por todas las unidades en el mes de abril del 2005.

EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA TERMOPICHINCHA												
CENTRAL GUANGOPOLO												
ENERGIA GENERADA POR TODAS LAS UNIDADES EN ABRIL DEL 2005												
DIAS	GRUPO 1	GRUPO 2	GRUPO 3	GRUPO 4	GRUPO 5	GRUPO 6	E. GENER.	AUX.	E.NETA	AUX.	AUX.	
	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	TOTAL	VENDIDA	COMPRA	PROPIO
	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]
1	124,29	120,41	125,15	124,75	0,00	124,40	619,00	17,66	601,34	0,00	0,00	17,66
2	124,85	120,15	124,80	124,43	0,00	124,31	618,54	17,60	600,94	0,00	0,00	17,60
3	124,51	120,21	125,06	124,91	0,00	124,54	619,23	17,50	601,73	0,00	0,00	17,50
4	125,04	120,72	124,59	124,61	0,00	124,63	619,59	17,73	601,86	0,00	0,00	17,73
5	125,08	120,48	124,88	124,68	0,00	114,67	609,79	17,60	592,19	0,00	0,00	17,60
6	123,23	119,44	123,37	123,11	0,00	98,84	587,99	17,35	570,64	0,00	0,00	17,35
7	79,64	77,24	78,58	76,65	0,00	78,99	391,10	12,83	379,19	0,92	0,00	11,91
8	95,99	93,50	96,43	92,87	0,00	95,98	474,77	15,23	460,71	1,17	0,00	14,06
9	27,64	26,90	27,37	27,13	0,00	27,26	136,30	6,12	131,93	1,75	0,00	4,37
10	22,17	21,65	22,25	19,25	0,00	22,23	107,55	5,56	103,95	1,96	0,00	3,60
11	80,04	77,51	33,25	78,59	0,00	79,44	348,83	11,79	337,82	0,78	0,00	11,01
12	75,72	73,50	64,13	74,82	0,00	74,71	362,88	12,49	351,66	1,51	0,00	10,98
13	22,82	22,11	22,79	22,35	0,00	22,75	112,82	6,03	109,18	2,39	0,00	3,64
14	62,92	61,96	62,60	62,20	0,00	61,83	311,51	10,79	301,90	1,18	0,00	9,61
15	69,10	67,20	68,91	68,26	0,00	68,42	341,89	11,71	331,41	1,23	0,00	10,48
16	17,86	16,91	17,25	17,31	0,00	17,39	86,72	5,46	83,81	2,55	0,00	2,91
17	17,85	17,29	17,67	17,19	0,00	17,36	87,36	5,32	84,44	2,40	0,00	2,92
18	52,92	52,33	52,60	52,32	0,00	52,71	262,88	9,60	254,86	1,58	0,00	8,02
19	52,77	52,55	52,65	52,10	0,00	52,58	262,65	9,76	254,62	1,73	0,00	8,03
20	68,40	67,25	66,75	66,67	0,00	67,53	336,60	12,02	326,24	1,66	0,00	10,36
21	70,88	69,94	56,21	70,04	0,00	70,42	337,49	12,40	326,69	1,60	0,00	10,80
22	67,72	66,63	66,70	66,62	0,00	66,46	334,13	12,02	323,79	1,68	0,00	10,34
23	57,69	57,08	57,40	56,86	0,00	56,87	285,90	10,29	277,1	1,49	0,00	8,80
24	28,71	28,19	28,66	28,59	0,00	28,64	142,79	6,35	138,42	1,98	0,00	4,37
25	115,60	114,56	115,94	115,89	0,00	115,78	577,77	16,92	561,13	0,28	0,00	16,64
26	72,80	71,96	72,60	72,22	0,00	72,66	362,24	12,66	351,22	1,64	0,00	11,02
27	74,15	72,55	74,39	73,99	0,00	74,04	369,12	12,52	358,14	1,54	0,00	10,98
28	80,38	79,01	79,75	79,59	0,00	79,82	398,55	12,82	386,86	1,13	0,00	11,69
29	124,90	120,97	124,93	124,61	0,00	124,18	619,59	17,17	602,42	0,00	0,00	17,17
30	51,85	50,66	52,08	51,58	0,00	51,59	257,76	9,59	249,88	1,71	0,00	7,88
TOTAL	2237,52	2180,86	2159,74	2214,19	0,00	2191,03	10983,34	362,89	10656,07	35,86	0,00	327,03

Fuente: Central Térmica Guangopolo- Reporte de Producción y Operación Abril 2005.

3.4 IDENTIFICACION DE LOS PROBLEMAS OPERATIVOS DEL SISTEMA

3.4.1 IRREGULARIDADES EN EL FUNCIONAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN TERMoeLECTRICA

Durante la operación del motor y sus auxiliares se pueden presentar irregularidades en su normal funcionamiento, estas deben ser determinadas para poder definir la naturaleza de las mismas, las cuales pueden ser debido a errores en la operación o a causas de desorden técnico. Dado el caso no se debe volver a arrancar el motor antes de haber determinado o eliminado la causa de la irregularidad.

La Central Térmica Guangopolo desde el año 2000, lleva a cabo un registro histórico de los daños más significativos en todas sus unidades. Esta información es de suma importancia ya que mediante esta se podrá establecer las fallas comunes más importantes, así como también tomar las medidas necesarias para prevenir daños mayores.

A continuación se presenta una compilación de desórdenes y errores más comunes, sus causas y sus remedios, la misma que permite reconocer las posibles irregularidades y sus causas, para de esta manera poder corregirlas.

Tabla 3.16 Desordenes durante el arranque del motor.

FALLA	CAUSA	REMEDIO
El cigüeñal no gira, gira poco o retrocede.	Ninguna o poca presión en el tanque del compresor de aire para arranque. Pegadura de émbolos de control en varias válvulas piloto de aire de arranque o en válvulas de arranque. Trabadura de los mecanismos de accionamiento de arranque.	Llenar el receptor de aire de arranque. Remover los émbolos de control y las válvulas de arranque. Inspeccionar los mecanismos de accionamiento e intentar girar el motor a mano, virando el volante.
El cigüeñal gira pero no alcanza la velocidad de encendido.	Falta de presión en el tanque receptor de aire de arranque. Motor demasiado frío. Aceite lubricante demasiado viscoso.	Llenar el tanque receptor de aire de arranque. Calentar el agua enfriadora. Calentar el aceite lubricante.
El cigüeñal gira despacio y erráticamente.	Se traban o se pegan una o varias válvulas de arranque o el émbolo de control de la válvula piloto.	Remover los émbolos de control y las válvulas de arranque.
Tubo de aire de arranque a la culata, caliente.	Válvula de arranque tiene fugas.	Reparar la válvula de arranque.
Cilindros se encienden, pero es espontáneo el encendido.	Bombas inyectoras o tubos de alimentación de combustible atascados por aire, posible presencia de agua en el combustible. Toberas del inyector obstruidas.	Ventear bombas inyectoras y tubos de alimentación de combustible. Vaciar el agua del tanque de combustible, vaciar el agua presente en el tanque de combustible y filtro, vaciar los tubos de combustible y volverlos a llenar. Probar presión de inyectores, limpiar toberas.

Fuente: Manuales de Mantenimiento Central Térmica Guangopolo

Tabla 3.17 Desordenes durante la operación del motor.

FALLA	CAUSA	REMEDIO
Motor no llega a plena velocidad.	<p>Presión de descarga de la bomba de suministro de combustible o la caída de combustible por gravedad no es la requerida, muy baja.</p> <p>Filtro de combustible casi obstruido.</p> <p>Varillaje de control entre bombas inyectoras y palanca de control de combustible o puesto de maniobra está mal ajustado.</p>	<p>Inspeccionar el tanque de combustible bomba de suministro y tubería.</p> <p>Limpiar el filtro.</p> <p>Chequear el ajuste del varillaje de control.</p>
Velocidad del motor disminuye hasta pararse.	<p>Está vacío el tanque de combustible.</p> <p>Algunas partes del mecanismo de accionamiento (émbolo o cojinete) comienza a atrancarse.</p> <p>Falla un cilindro (se nota por operación errática del motor).</p>	<p>Cambiar el sistema al tanque de reserva o llenar el tanque de combustible.</p> <p>Parar el motor enseguida e inspeccionar.</p> <p>Chequear la presión de compresión del cilindro respectivo.</p> <p>Chequear bomba inyectora.</p>
Presencia de hollín y humo en los gases de escape (Combustión pobre).	<p>Obstruido o parcialmente obstruido el inyector.</p> <p>Válvulas de admisión o escape tienen fuga.</p> <p>Combustible causa carbonilla excesiva en toberas. Esto no suele hacerse evidente algún tiempo antes de operación, sino cuando gases de escape se tornan poco a poco más oscuros con duración de operación.</p> <p>Rendimiento varía entre cilindros.</p>	<p>Limpiar la tobera, si es necesario, recambiar la aguja de tobera con su caja.</p> <p>Amolar la válvula.</p> <p>Limpiar toberas.</p> <p>Chequear ajuste de admisión de combustión en bombas inyectoras.</p>

Fuente: Manuales de Mantenimiento Central Térmica Guangopolo

Tabla 3.17 Desordenes durante la operación del motor (Continuación).

FALLA	CAUSA	REMEDIO
Temperatura de gas de escape de algunos cilindros es excesiva.	Bomba inyectora de los cilindros respectivos está mal ajustada.	Chequear y corregir el ajuste de admisión cero.
Gas de escape humeante, blanco o azulado (Causado por	Después de revisión general o largo tiempo muerto hay demasiado aceite lubricante en el espacio de combustión o en tubos escape.	Después de algún tiempo de operación, el gas de escape se aclara por si mismo.
aceite lubricante excesivo en el espacio de combustión.	Una cantidad excesiva de aceite lubricante ha entrado en el espacio de combustión a lo largo de las paredes del cilindro debido a un nivel de aceite muy alto o suministro excesivo de aceite lubricante de cilindro ó debido a pegadura de algunos anillos rascaceites debido a una grieta en el émbolo.	
Presión de aceite lubricante baja o nula.	Manómetro averiado, tubería de aceite tienen fugas. Espacio libre excesivo en los cojinetes del cigüeñal y de la biela. Agujero de succión de la bomba de aceite lubricante, obstruido por sustancia extraña, tubo de succión que gotea.	Cambiar el manómetro. Chequear la tubería de aceite lubricante dentro y fuera del motor. Chequear el espacio libre de los cojinetes y reajustarlo si es necesario. Limpiar el cedazo y tubo de succión.
Temperatura del motor excede al límite de seguridad de operación	Insuficiente cantidad de agua enfriadora en circulación. Espacios de agua en enfriadores sucios o cubiertos con escamadura.	Aumentar el volumen de agua enfriadora. Chequear espacios de agua en las enfriadoras quitando las escamas.

Fuente: Manuales de Mantenimiento Central Térmica Guangopolo

Tabla 3.18 Desordenes durante la operación de los Sistemas auxiliares.

FALLA	CAUSA	REMEDIO
Sonido anormal en el turbo cargador	Desequilibrio debido al mal apretamiento del rodete compresor, posible pegamiento de válvulas de escape.	Si es algún sonido anormal, gemido, etc., que llega a escucharse después de la revisión general, hay que comprobar la existencia de la anomalía mediante una varilla de escucha en especial mientras la carga va en aumento.
Fugas de combustible por brotación a partir de la varilla reguladora de bomba de inyección.	Rotura del cilindro de la bomba buzo.	Reducir la carga cuando encuentre restos de combustible en los alrededores, interrumpir el suministro de combustible y cambie el combustible de bunker a diesel para reemplazar la bomba de combustible defectuosa.
Fuga de combustible de la válvula de combustible hacia el lado de agua enfriadora.	Rajadura incorrecta de la superficie de conexión en el momento de la reparación, entrada de suciedad en el ensamblaje.	Cambiar el agua enfriadora, añadir detergente neutral y operar la bomba de agua enfriadora para limpiar la línea.
Se halla gotas de agua sobre el vidrio de los medidores de nivel de aceite del cojinete del generador.	Fuga de agua de la válvula de escape.	Se puede determinar mediante la inspección del purificador de aceite lubricante, separando el agua mezclada con el aceite lubricante, se recomienda hacer un análisis del aceite lubricante.
Fuga de agua por los grifos de los lados de la entrada y salida del enfriador de aire.	Resonancia del tubo de aire con la vibración del refrigerador de aire de carga. Es demasiado alta la presión de agua secundaria.	Si se detectase la fuga, quitar el refrigerador de aire de carga, aumentar la presión de agua (desde el lado de aire) y taponar el tubo que tenga la fuga.
Oscilación del manómetro debido a la mezcla de aire en el combustible.	El filtro primario de combustible está situado en el lado aspirador. Por tanto si existe una estrechura debido al anillo defectuoso, es aspirado el aire a través de la estrechura aparecida causando fluctuaciones de la presión de combustible.	Si esta falla se descubre en su período inicial, permutar el filtro primario enseguida y arrancar el aire hacia fuera. Si se descubre tardíamente cuando va disminuyendo la presión, reducir la potencia del motor todo lo posible y realizar la maniobra antes mencionada. Cambiar el combustible de bunker a diesel.

Fuente: Manuales de Mantenimiento Central Térmica Guangopolo

Tabla 3.19 Información Histórica de fallas en la Central Térmica Guangopolo.

INFORMACIÓN HISTÓRICA DE MOTORES DE LA CENTRAL TÉRMICA GUANGOPOLO						
	Horas totales	horas último overhaul	Fecha Overhaul	Cantidad Overhalls	Fecha	Daños Significativos
MOTOR 1	71.351,70	8.726,70	05/12/2003	8	24/01/2002	DESMONTAJE CAB. BIELA #1
					10/10/2002	ALTA TEMP COJ #5 DESMONT. CABEZOTE Y PIST
					02/01/2004	CAMBIO CAMISA #8 POR DAÑO ASIENTO ANILLO
					24/11/2004	REVISIÓN DE CAMISA #7 POR FUGA AGUA
					25/04/2005	CAMBIO DE CAMISA #8 POR ROTURA
					21/05/2005	CAMBIO DE CAMISA # 11POR ROTURA
MOTOR 2	67.995,10	10.476,10	09/05/2005	9	07/08/2000	CAMBIO CABEZOTE #15 ASIENTO VÁLV ARRANQUE
					14/02/2001	SOLDADURA BLOCK CILINDROS 10 Y 18
					29/11/2004	REVISIÓN DE CABEZOTE #18 POR CALENT. TUB. ADMIS
					29/03/2005	CAMBIO DE PISTON Y CILINDRO POR DAÑO RINES
MOTOR 3	70.940,20	4.996,60	02/08/2004	8	15/11/2000	CAMBIO DE CABEZOTE #14, DAÑO VÁLVULA 28
					19/11/2003	RUPTURA DE CAMISAS #10
					08/02/2005	FALLA TURBO CONTRA EXPLOSIÓN
MOTOR 4	69.491,10	5.776,10	07/06/2004	8	05/11/2000	CAMBIO DE CAMISA POR DAÑO EN ANILLO "O"
					12/12/2000	CAMBIO DE CABEZA DE BIELA Y COJINETE #4, MTTO. VÁLVULAS
					22/05/2001	CAMBIO DE CABEZOTE #16
					27/06/2001	REVISIÓN DEL TURBO POR CONTRAEXPLOSIONES
					21/05/2003	MTTO. CORRECTIVO TURBO CARGADOR DAÑO POR VÁLV ESCAPE #28
					25/10/2003	MTTO. CORRECTIVO TURBO CARGADOR DAÑO POR VÁLVULA ESCAPE #6
MOTOR 5	68.844,60	269,20	03/03/2005	9	07/09/2001	SINIESTRO POR SOBREVOLICIDAD
MOTOR 6	68.956,00	10.209,50	04/08/2003	8	17/08/2000	ROTURA DE CAMISA # 16
					28/03/2001	ROTURA DE CAMISA # 2
					11/04/2001	ROTURA DE CAMISA 1
					06/10/2003	RUPTURA DE CAMISA #14
					10/11/2003	DAÑO CABEZOTE #5 POR VÁL. ADMISIÓN
					29/12/2003	RUPTURA DE CAMISA #14
					03/06/2004	SINIESTRO TURBO DAÑO DESDE EL COMPRESOR

Fuente: Central Térmica Guangopolo- Departamento de Producción y Operación.

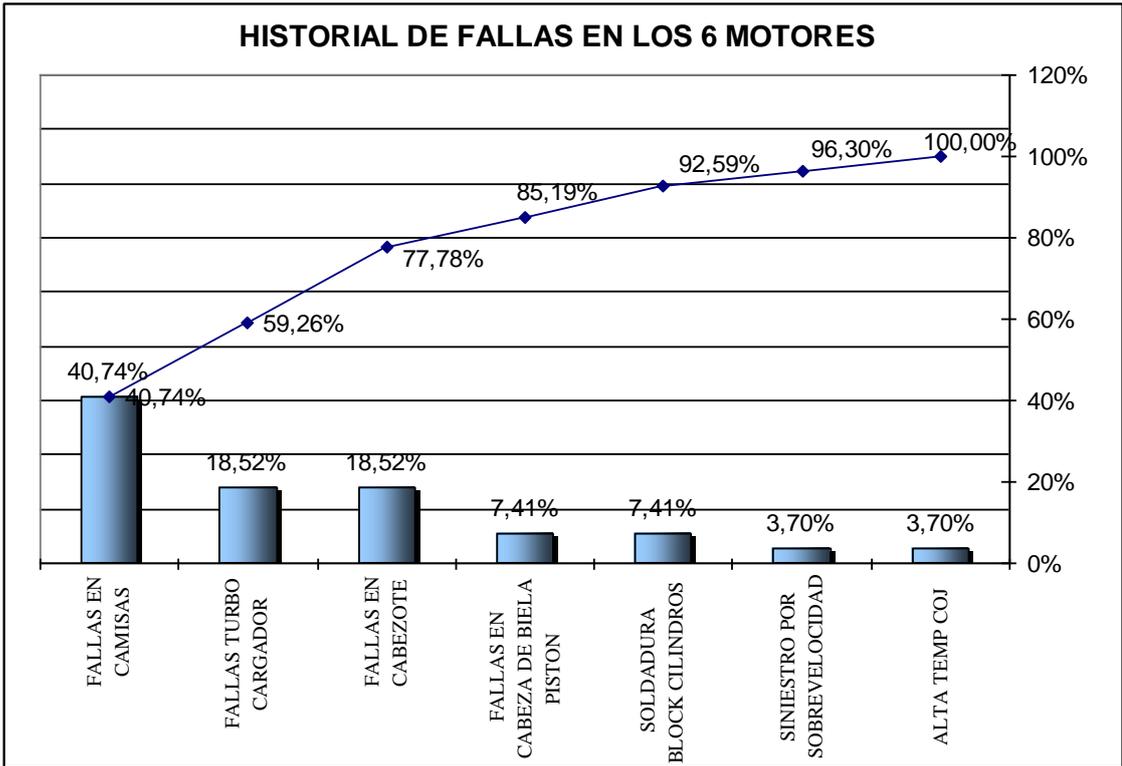


Figura 3.1 Diagrama de Pareto para historial de fallas en los 6 motores.

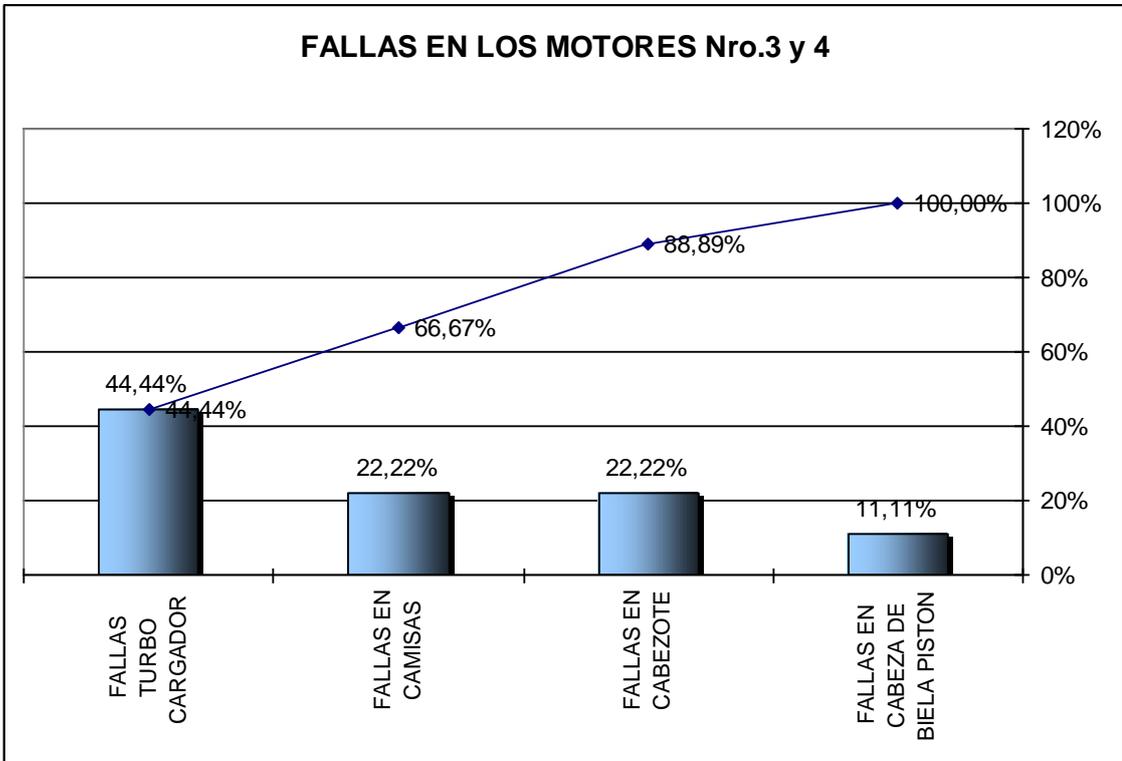


Figura 3.2 Diagrama de Pareto para fallas en los motores 3 y 4.

3.5 EVALUACION PRELIMINAR DE LOS PARAMETROS DE FUNCIONAMIENTO

3.5.1 SITUACIÓN ACTUAL

Actualmente la Planta pertenece a la empresa TERMOPICHINCHA, que es una Compañía Anónima de derecho privado, cuyo objeto fundamental es la producción de energía eléctrica a través de dos Centrales de Generación: la Central Térmica “Santa Rosa” y “la Central Térmica Guangopolo”.

En la Central Térmica Guangopolo, la generación es por medio de motores de combustión interna, donde cada motor funciona normalmente con combustible Bunker, mientras que para el arranque y parada se utiliza combustible diesel.

La energía generada en la Central Térmica Guangopolo, es llevada al Sistema Nacional Interconectado y comercializada en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), dicha institución esta encargada de regular y supervisar toda la red de transporte eléctrico del país por medio de leyes y estructuras aplicadas por el CENACE, el cual es el responsable a su vez de la coordinación técnica y de la Administración del MEM, así como por el abastecimiento de energía al mercado, al menor costo posible por medio de un despacho diario económico de todas las empresas generadoras del país.

El costo del combustible representa el 57% del costo variable de producción, el mismo que es adquirido directamente a PETROCOMERCIAL.

El aceite lubricante representa el 15% del costo variable total, por lo que se están estudiando y aplicando técnicas para reducir este consumo.

En período de estiaje de las centrales hidroeléctricas, esta central opera para cubrir la demanda base del país y el resto del tiempo es programado para cubrir la demanda en horas pico y por requerimientos de energía reactiva.

Los mantenimientos se realizan bajo un cronograma establecido por el fabricante entre 2500 a 3000 horas, se realiza en secuencia el mantenimiento menor y a las 7000 horas, turbo cargador y overhaul, delimitando así los calendarios de parada de las unidades, incurriendo los mantenimientos en época de lluvia dejando la máquina lista para la operación en estiaje, cuando la planta genera más y donde además el ingreso económico es mayor que en todo el año.

A continuación se resumen los principales índices operativos de la Central Térmica Guangopolo desde el año 2000, para efectos de evaluar el comportamiento de la actividad operativa de esta central en este período.

Tabla 3.20 Índices Técnicos de la Central Térmica Guangopolo.

CENTRAL TERMICA GUANGOPOLO						
Años		2000	2001	2002	2003	2004
POTENCIA REMUNERABLE						
POTENCIA	(MW)	20.98	21.06	24.35	29.34	27.1
PRODUCCION Y CONSUMO						
ENERGÍA BRUTA	(MWh)	84300	123872	107332	125515	181756
BUNKER	(gal)	4674101	6974951	5848626	6842907	9645840
DIESEL	(gal)	319655	345295	368356	538810	1074947
INDICES						
FACTOR DE PLANTA	(%)	32.5	47.7	41.3	48,3	70
CONFIABILIDAD	(%)	84.1	88.7	96,1	96,9	98,1
RENDIMIENTO	(KWh/gal)	16.88	16.92	17,26	17,00	16,95
DSPONIBILIDAD	(%)	-	-	92,0	86,6	88,8

Fuente: Datos Obtenidos Central Térmica Guangopolo.

3.5.2 EVALUACIÓN TÉCNICA POR UNIDADES DE GENERACION

En la generación bruta mensual por unidades, se puede observar que la unidad No 5, es la que más energía ha generado, debido a que esta unidad presenta el menor costo variable de producción. La unidad que menos ha generado es la unidad No 3, debido a que estuvo indisponible por mantenimiento programado todo el mes de agosto del 2004.

Tabla 3.21 Energía Activa Bruta por Unidades.

ENERGIA ACTIVA BRUTA							
Año 2004	UNIDAD 1 (MWh)	UNIDAD 2 (MWh)	UNIDAD 3 (MWh)	UNIDAD 4 (MWh)	UNIDAD 5 (MWh)	UNIDAD 6 (MWh)	TOTAL (MWh)
ENERO	3003	3145	3120	3120	3127	3182	18698
FEBRERO	3582	3536	3479	3477	3594	3579	21246
MARZO	2533	2141	2608	2123	2435	2669	14511
ABRIL	2289	2288	2245	2219	2285	2113	13440
MAYO	2149	2652	2567	2622	2888	2668	15547
JUNIO	294	281	280	123	275	210	1462
JULIO	1598	1650	1641	646	1654	1647	8838
AGOSTO	2461	2142	0	2157	2212	2078	11050
SEPTIEMBRE	2902	2874	1711	2883	2875	2786	16031
OCTUBRE	3424	3377	3440	3415	3122	3419	20197
NOVIEMBRE	3526	3537	3619	3596	3662	3634	21575
DICIEMBRE	3293	3157	3249	3218	3232	3015	19163
TOTAL	31053	30781	27958	29601	31364	30999	181756

Fuente: Central Térmica Guangopolo- Departamento de Producción y Operación.

La producción de energía activa, de la central Guangopolo es la más alta registrada en los últimos años, debido principalmente, a que durante todo el año 2004 para la operación de las unidades de esta central, se utilizó residuo en substitución del bunker utilizado históricamente, cuyo precio es el 45% del precio del bunker, lo que redujo los costos de producción de la central Guangopolo en un 25%, mejorando el orden de prelación para el despacho de generación en el CENACE, llegando en algunos meses a ser la central térmica más económica del MEM. Por esta razón la central Guangopolo operó en forma continua casi todo el año.

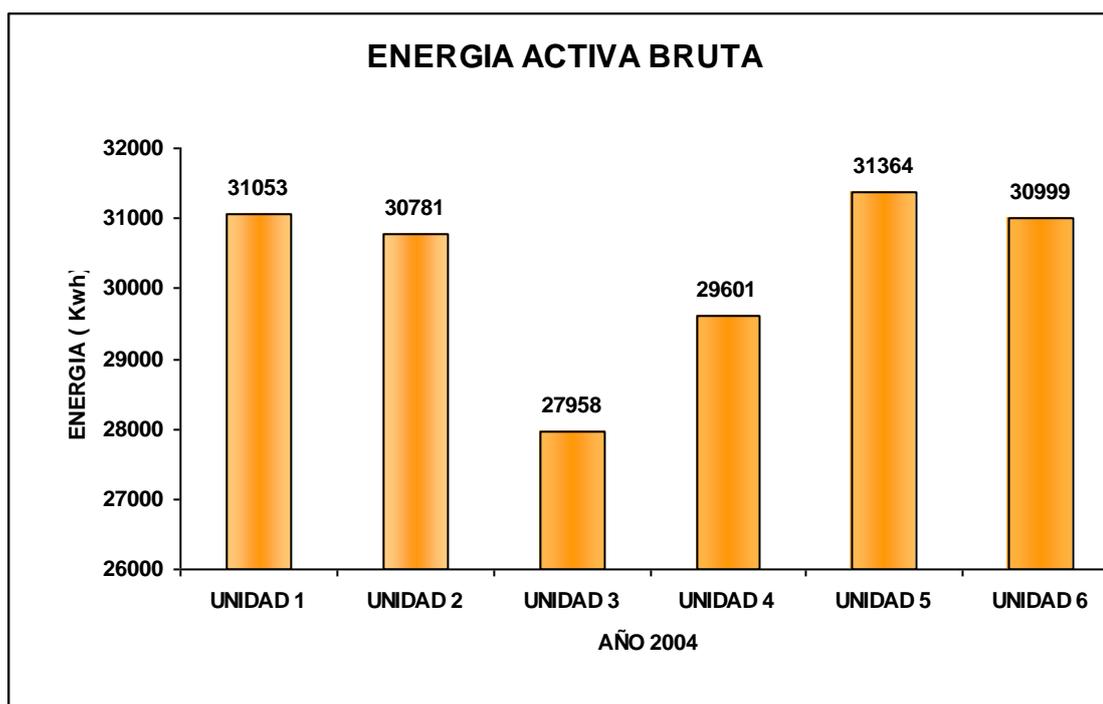


Figura 3.3 Energía Activa Bruta por Unidades Año 2004.

El rendimiento se lo establece en base del consumo de la mezcla residuo y diesel que presentan cada una de las unidades, el mejor rendimiento lo presenta la unidad No.1, debido a que esta unidad operó en forma continua, disminuyendo el número de arranques y paradas con lo que se reduce el consumo de combustible, el menor rendimiento lo tiene la unidad No. 4.

Tabla 3.22 Rendimiento de combustible por Unidades.

RENDIMIENTO COMBUSTIBLE (RESIDUO + DIESEL)						
Año 2004	UNIDAD 1 (KWh/gal)	UNIDAD 2 (KWh/gal)	UNIDAD 3 (KWh/gal)	UNIDAD 4 (KWh/gal)	UNIDAD 5 (KWh/gal)	UNIDAD 6 (KWh/gal)
ENERO	17	17,3	17,1	17,1	17,1	17,4
FEBRERO	17	17,1	16,9	16,8	16,8	17,2
MARZO	17	16,7	16,9	16,8	16,9	17,2
ABRIL	17,1	17,1	17,1	16,9	17	17,1
MAYO	17,1	17,1	16,9	16,8	16,9	17,1
JUNIO	16,8	16,9	16,8	16,8	16,6	16,8
JULIO	17,2	17,1	17	16,6	16,9	17
AGOSTO	16,9	16,9	0	16,5	16,6	16,6
SEPTIEMBRE	17,3	17,3	16,8	16,8	17,1	17
OCTUBRE	17,3	17,2	17,4	16,7	17,4	17,1
NOVIEMBRE	16,7	16,7	16,9	16,1	16,9	16,7
DICIEMBRE	16,8	16,8	17,1	16,3	17,1	16,7
TOTAL	17,04	17,03	17	16,66	16,99	17

Fuente: Central Térmica Guangopolo- Departamento de Producción y Operación.

Tabla 3.23 Disponibilidad por Unidades año 2004.

Disponibilidad por Unidades Año 2004						
	UNIDAD 1	UNIDAD 2	UNIDAD 3	UNIDAD 4	UNIDAD 5	UNIDAD 6
	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
ene-04	96	99	100	98	99	100
feb-04	100	99	98	98	100	100
mar-04	99	90	99	80	94	100
abr-04	100	100	100	99	100	95
may-04	76	100	99	100	100	100
jun-04	50	50	50	21	49	45
jul-04	72	73	73	36	73	73
ago-04	100	98	4	100	100	97
sep-04	100	100	51	100	100	97
oct-04	100	99	100	100	92	100
nov-04	96	97	99	98	100	99
dic-04	99	97	100	99	99	94
TOTAL	91	92	81	86	92	92

Fuente: Central Térmica Guangopolo- Departamento de Producción y Operación.

La **disponibilidad**, en los años 2004 y 2003 son menores a la registrada en el año 2002 (ver tabla 3.21), es debido a que durante los dos últimos años se realizó el mantenimiento mayor de la Torre de Enfriamiento, con lo que toda la central estuvo indisponible por tres semanas, disminuyendo el índice de disponibilidad. A pesar de esta situación el índice no tiene mayor diferencia que el año 2002, pues se han implementado políticas que han permitido disminuir los tiempos para trabajos de mantenimiento programado, lo cual se puede apreciar en el año 2004 cuyo índice de disponibilidad es mejor que el 2003, a pesar de haber realizado trabajos similares durante estos dos años. La unidad No 2, 5 y 6 presentan una mayor disponibilidad, mientras que las unidades No 3 y 4, presentan menor disponibilidad debido a los trabajos de mantenimiento mayor realizadas en estas unidades.

La **confiabilidad** de 98.1 % registrada en el 2004, presenta un valor óptimo, muy difícil de superar en los próximos años, este índice refleja las acertadas políticas de mantenimiento aplicadas, la confiabilidad de las unidades están en el orden del 98%, la unidad de menor confiabilidad es la unidad No 4.

El **factor de planta** en el año 2004 se ha incrementado en relación a los años anteriores esto es debido a la poca generación de energía activa que presenta la central Santa Rosa, debido a su elevado costo de producción, y a su mayor capacidad instalada.

El **rendimiento** del combustible, ha disminuido en el año 2004, en relación a los años anteriores, por la utilización del residuo para la operación de las unidades, actualmente se utiliza una mezcla 94% de residuo y 6% de diesel, esta mezcla presenta un menor poder calórico que el que presentaba el bunker, disminuyendo en un pequeño valor el rendimiento.

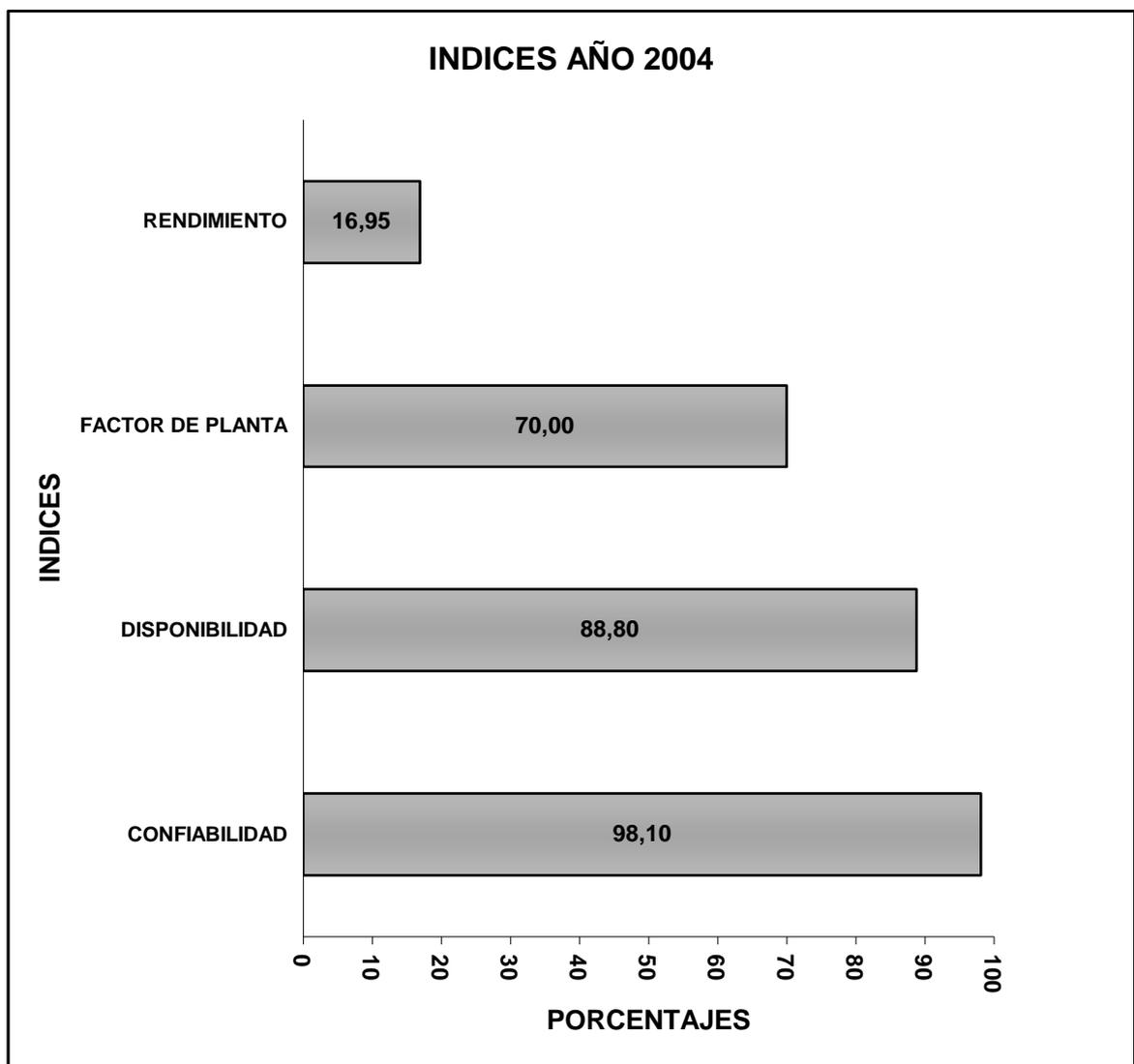


Figura 3.4 Índices Operativos Central Térmica Guangopolo Año 2004.

3.5.3 EVALUACIÓN CENTRAL TÉRMICA GUANGOPOLO UNIDADES 3 Y 4 ABRIL 2005

Tabla 3.24 Reporte de Producción y Operación Abril 2005.

 Termopichincha S.A.		REPORTE DE PRODUCCIÓN Y OPERACIÓN ABRIL DEL 2005							
CENTRAL TÉRMICA GUANGOPOLO		DATOS PRIMARIOS		Potencia Activa efectiva		5.2 [MW]			
		Nº de Unidades		6		POTENCIA TOTAL		31.2 [MW]	
		Unidad 1	Unidad 2	Unidad 3	Unidad 4	Unidad 5	Unidad 6	TOTAL	
A DATOS DE PRODUCCIÓN									
a.1	Energía Activa Bruta	[MWh]	2.237,52	2.180,86	2.159,74	2.214,19	0,00	2.191,03	10.983,34
a.2	Energía Auxiliares Propios	[MWh]	66,62	64,94	64,31	65,93	0,00	65,24	327,03
a.3	Energía Auxiliares Comprados	[MWh]	7,31	7,12	7,05	7,23	0,00	7,15	35,86
a.4	Energía Activa Neta	[MWh]	2.170,90	2.115,92	2.095,43	2.148,26	0,00	2.125,79	10.656,31
B CONSUMO DE COMBUSTIBLES									
b.1	Bunker corregido	[gal]	118962	120054	114141	122973	0	118940	595070
b.2	Impurezas + tanque Intermedio	[gal]							5317
b.3	Total Bunker	[gal]							600387
b.4	Diesel	[gal]	6545	5802	6396	5671	0	5922	30337
b.5	Diesel para mezcla	[gal]	5537	5397	5345	5479	0	5422	27181
b.6	Diesel Caldero	[gal]	1.159	1.129	1.119	1.147	0	1.135	5.688
b.7	Diesel Mantenimiento	[gal]							539
b.8	Diesel Purificación + tanque Inter.	[gal]							142
b.9	Total Diesel	[gal]							63.887
C CONSUMO DE LUBRICANTES Y QUIMICOS									
c.1	Aceite Sistema y válvulas	[gal]	2.827	4.770	2.767	1.644	0	4.019	16.027
c.2	Aceite de Cilindros	[gal]	657	640	624	650	0	640	3.210
c.3	Aceite Turbocargadores	[gal]	14	13	79	30	0	17	154
c.4	Acido Sulfúrico	[kg]	472	460	455	467	0	462	2.315
c.5	Sosa Cáustica	[kg]	697	679	673	689	0	682	3.420
c.6	Hipoclorito de sodio	[kg]	579	565	559	573	0	567	2.844
c.7	Cloro orgánico	[kg]	6	5	5	5	0	5	27
c.8	Policloruro de aluminio	[kg]	522	509	504	517	0	511	2.564
c.9	Bactericida	[kg]	48	47	46	48	0	47	236
c.10	Inhibidor de corrosión abierto	[kg]	166	162	161	165	0	163	817
c.11	Inhibidor de corrosión cerrado	[kg]	118	115	114	116	0	115	578
c.12	Inhibidor de corrosión caldero	[kg]	7	7	7	7	0	7	35
c.13	Secuestrante de oxígeno	[kg]	8	8	8	8	0	8	41
D PARÁMETROS DE CONTROL									
d.1	Rendimiento	[kWh/gal]	17,07	16,62	17,16	16,51	0,00	16,82	16,83
d.2	Consumo específico aceite sistema	[gr/kWh]	4,28	7,40	4,34	2,51	0	6,23	
d.3	Consumo específico aceite cilindros	[gr/KWh]	1,00	1,00	0,99	1,00	0	1,00	
d.4	Potencia máxima	[MW]	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	5,20	31,20
d.5	Potencia mínima	[MW]	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	24,00
E HORAS DE OPERACIÓN									
e.1	Período	[h]	720	720	720	720	720	720	720
e.2	Operación	[h]	442,2	443,9	428,8	444,9	0,0	435,9	366,0
e.3	Disponibilidad	[h]	720,0	720,0	706,3	720,0	0,0	713,6	596,7
e.4	Indisponibilidad	[h]	0,0	0,0	13,7	0,0	720,0	6,4	123,3
e.5	Reserva	[h]	277,8	276,1	277,5	275,1	0,0	277,7	230,7
e.6	Horas totales de Operación	[h]	442,2	443,9	428,8	444,9	0,0	435,9	366,0
F HORAS DE INDISPONIBILIDAD									
f.1	Mantenimiento programado	[h]	0,00	0,00	0,00	0,00	720,00	0,00	120,0
f.2	Mantenimiento correctivo	[h]	0,00	0,00	13,68	0,00	0,00	6,38	3,3
F3	Causas externas	[h]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0
G MANTENIMIENTO									
g.1	H desde último overhaul (9000)	[h]	442	444	429	445	0	436	
c.2	Horas de aceite	[h]	442	444	429	445	0	436	
H INDICES DE PRODUCCIÓN									
h.1	Disponibilidad de la Unidad	[%]	100,00	100,00	98,10	100,00	0,00	99,11	82,87
h.2	Utilización de la Unidad	[%]	61,42	61,66	59,56	61,79	0,00	60,54	50,83
h.3	Confiabilidad	[%]	100,00	100,00	98,10	100,00	100,00	99,11	99,54
h.4	Factor de planta	[%]	59,76	58,25	57,69	59,14	0,00	58,52	50,85

Fuente: Reporte de Operación y Producción Central Térmica Guangopolo - Departamento Control (Abril 2005).

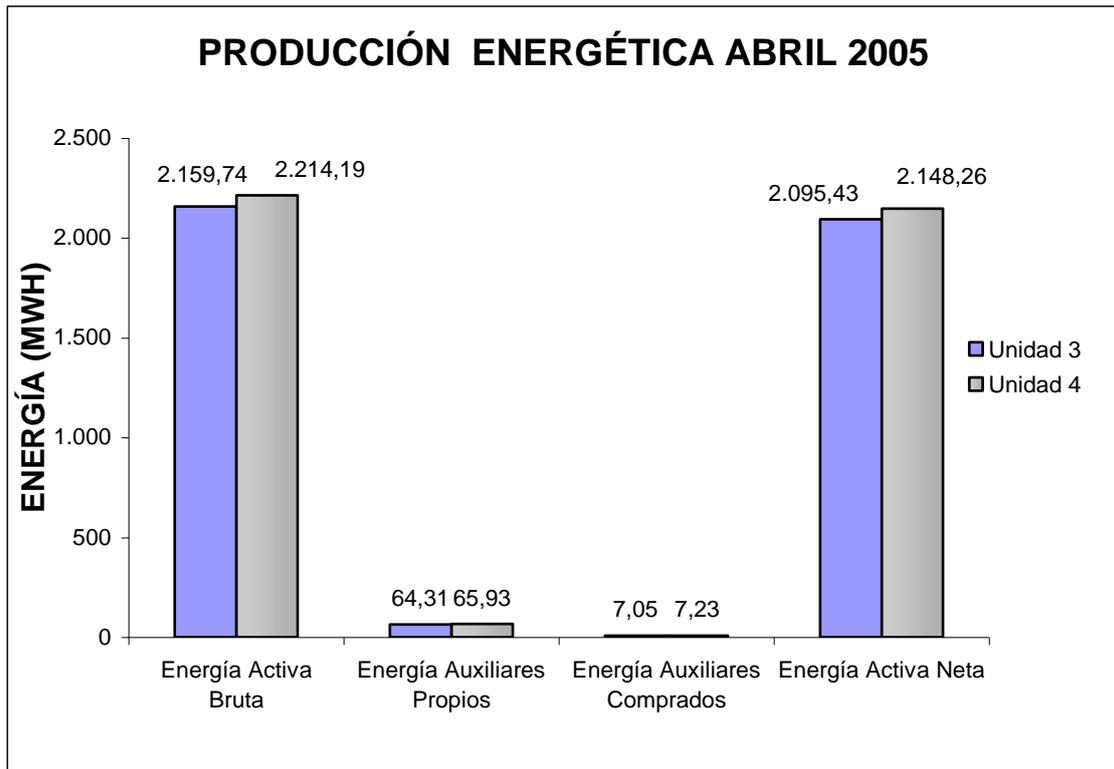


Figura 3.5 Datos de Producción Energética Unidades 3 y 4 Abril 2005.

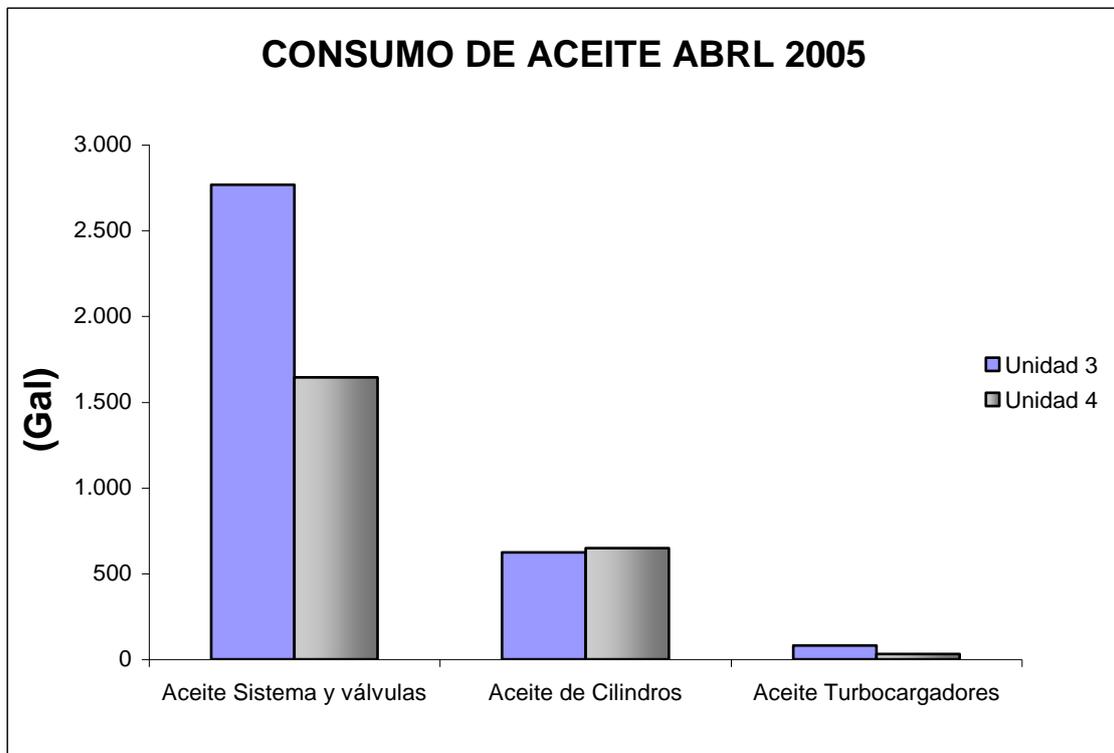


Figura 3.6 Consumo de Aceite Unidades 3 y 4 Abril 2005.

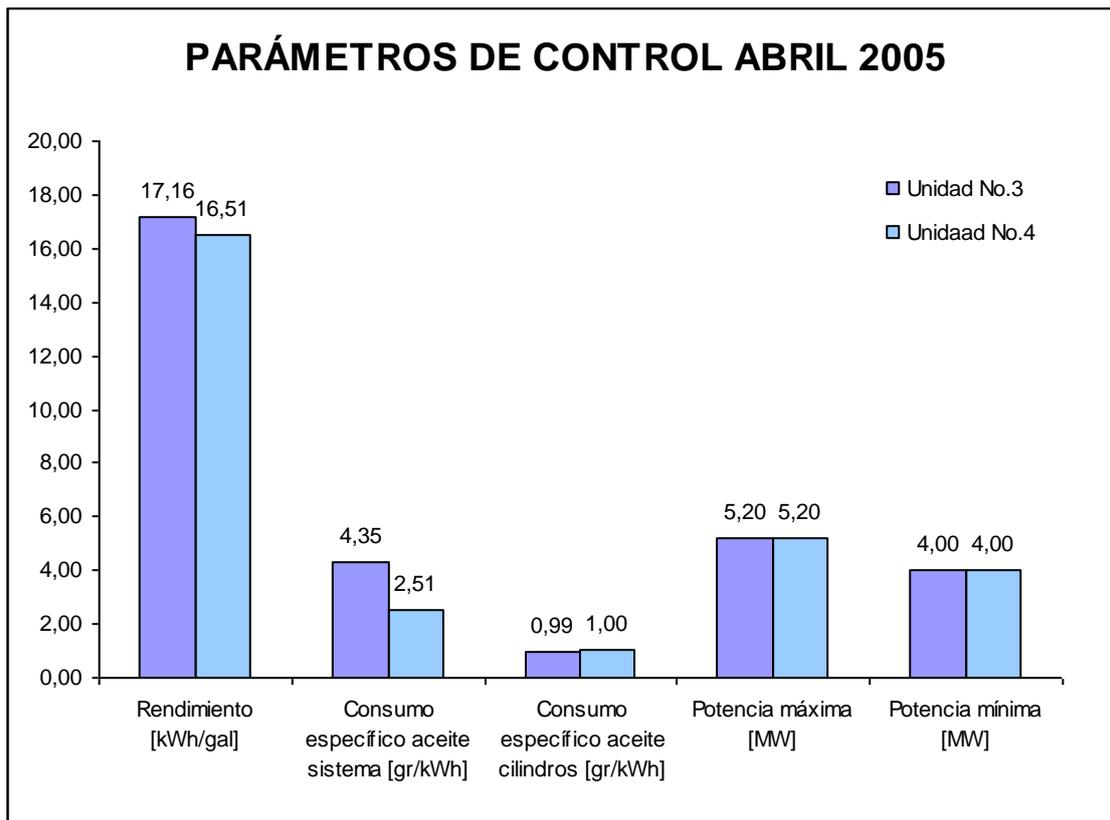


Figura 3.7 Parámetros de Control Unidades 3 y 4 Abril 2005.

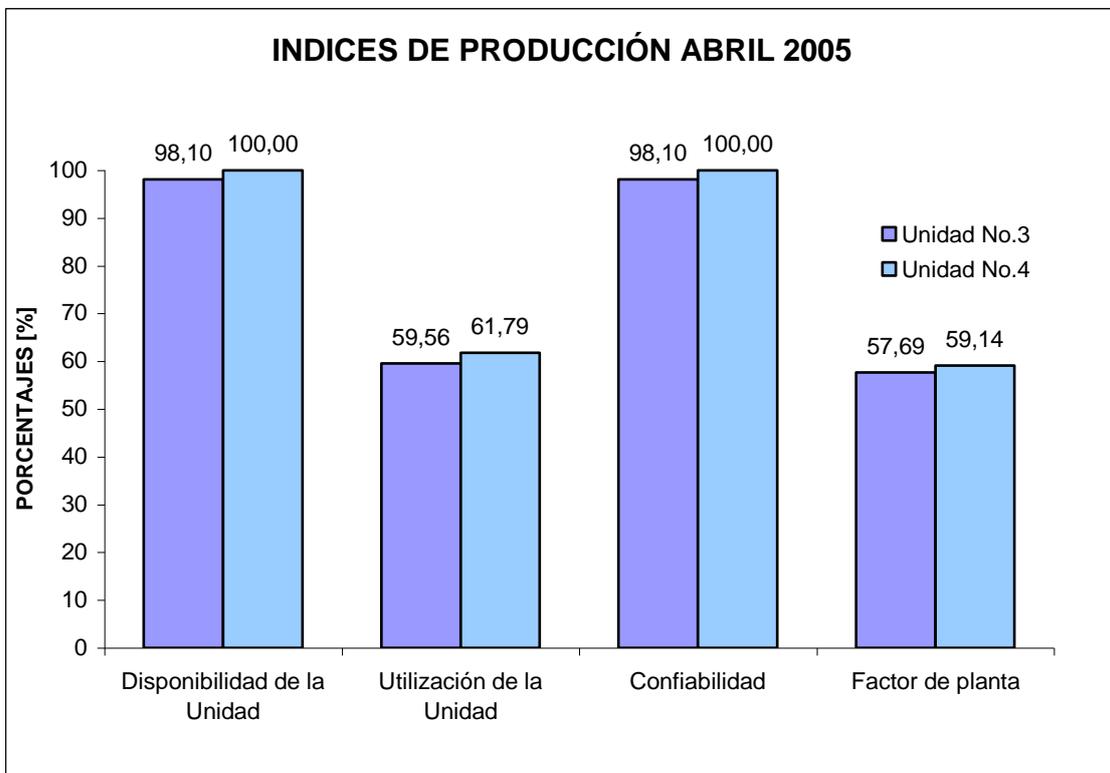


Figura 3.8 Índices de Producción Unidades 3 y 4 Abril 2005.

CAPITULO 4

AUDITORÍA ENERGÉTICA DEFINITIVA EN LOS MOTORES MITSUBISHI - MAN V9V40/54 (Nro. 3 y Nro. 4) Y SUS SISTEMAS AUXILIARES

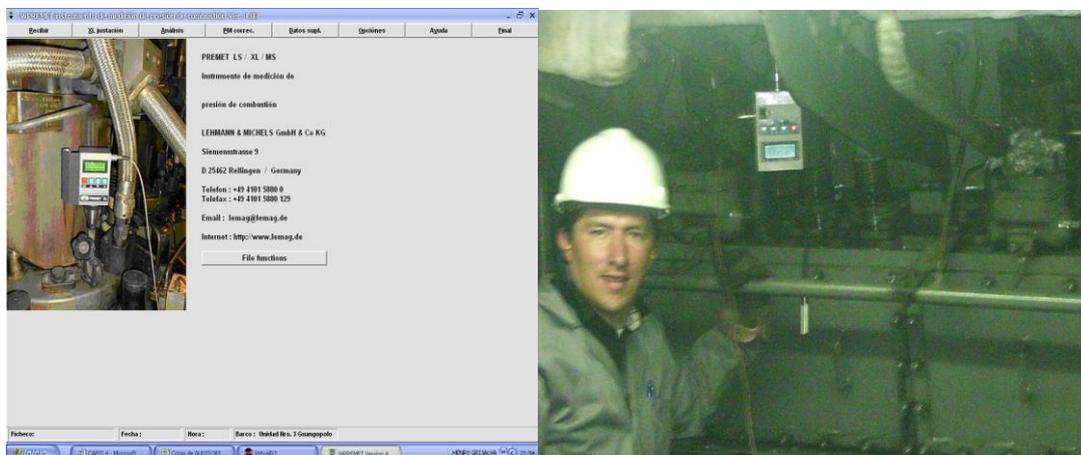
4.1 SISTEMA MOTOR

4.1.1 FASE DE PRUEBAS

Considerando el tipo de motores con los que cuenta la Central Térmica Guangopolo, y la disponibilidad de los mismos, la fase de pruebas comprende varios aspectos importantes, entre los cuales podemos mencionar los siguientes:

- Prueba de carga.
- Prueba de consumo de combustible.
- Prueba de presiones máximas de combustión.
- Análisis de combustibles y lubricantes.
- Análisis de emisiones de gases.

La mayoría de estas pruebas se las realiza con frecuencia especialmente cuando la generación no es continua, pero también podemos mencionar otro tipo de pruebas mediante las cuales obtenemos mayor información técnica del funcionamiento del motor. Esto lo podemos realizar con la ayuda de un instrumento de medición de presión de combustión (Equipo PREMETS).



Fotografía 4.1 Medición de presión de combustión, utilizando Equipo Premet.

4.1.1.1 Medición y Registro de Datos de Parámetros Operativos de Los Motores Nro 3 y Nro. 4.

Tabla 4.1 Registro de Parámetros de Operación del Motor Nro. 3.

TERMOPICHINCHA S.A.											
CENTRAL TERMICA GUANGOPOLO											
REGISTRO DE DATOS DE OPERACIÓN DEL MOTOR Nro. 3											
FECHA : 3 Agosto 2005			Hora: 12:15			fichero: 03-08-05.XL					
Cilindro Nro.	PRESION EN EL TDC	PRESION MAXIMA	GRADOS ANTES DEL TDC PARA INYECCION	PRESION DE EXPULSION GASES	PRESION BARRIDO ADMISION	RPM	PRESION MEDIA INDICADA	POTENCIA EN CADA CILINDRO	TEMPERATURA DE GASES DE ESCAPE	CREMALLERAS	Posición
	PTDC	Pmax mean	Apmax	Pexp	Pscav	rev	Pmi	Pind	Texh	Frack	VIT
	[bar]	[bar]	[grados]	[bar]	[bar]	1/min	[bar]	[KW]	°C	°C	[grados]
1		114,0	6,8	47,8	1,80	399	11,8	266	394	45,0	80
2	93,9	111,0	7,3	48,9	1,80	399	12,5	284	390	43,0	280
3	89,0	106,0	8,3	49,1	1,80	400	12,6	285	392	44,0	160
4	93,1	112,0	7,3	50,1	1,80	399	12,8	289	390	44,0	200
5	89,4	111,0	9,3	50,3	1,80	399	13,4	302	399	43,0	240
6	96,5	108,0	5,5	46,6	1,80	399	11,4	258	381	43,0	120
7	93,1	105,0	7,3	48,0	1,80	399	12,2	276	386	44,0	320
8	85,6	103,0	9,8	49,3	1,80	400	12,7	287	386	43,0	40
9	95,9	111,0	7,3	50,6	1,80	400	13	294	386	40,0	315
10	87,9	111,0	10,3	53,7	1,80	400	13,9	314	386	43,0	35
11	92,0	112,0	9,3	52,7	1,80	399	13,6	308	392	43,0	235
12	93,1	112,0	8,3	51,8	1,80	400	13,3	300	393	44,0	115
13	91,2	112,0	9,3	51,9	1,80	400	13,2	299	388	44,0	155
14	87,1	102,0	7,5	49,9	1,80	400	12,6	285	400	43,0	195
15	91,0	106,0	8,8	51,8	1,80	400	13,2	298	388	43,0	75
16	87,5	113,0	10,3	55,2	1,80	399	14,5	327	391	44,0	275
17	89,8	109,0	9,5	53,9	1,80	400	13,8	313	391	42,0	355
18	90,8	114,0	9,3	53,7	1,80	400	14,0	316	388	44,0	0
PROM	91,4	109,3	8,4	50,9	1,80	399,6	13,0	294,5	390,1	43,3	-
POTENCIA:								5301	Carga: 100 %		

Fuente: Datos obtenidos del instrumento de medición de presión de combustión (PREMET).

Tabla 4.2 Registro de Operación del Motor Nro. 3.

REGISTRO DE OPERACIÓN DEL MOTOR							
TERMOPICHINCHA S.A.					UNIDAD No. 3		
CENTRAL TÉRMICA GUANGOPOLO					FECHA:	24/ Agosto/2005	
PRESIÓN (Kg/cm ²)	ITEM	HORAS					
		00H00	04H00	08H00	12H00	16H00	20H00
	Entrada de Aceite del Sistema al Motor	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6
	Entrada de Aceite para el turbo cargador	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8
	Entrada de Aceite de válvulas para el motor	0.90	0.91	0.92	0.89	0.81	0.86
	Entrada de Agua para Motor	2.31	2.31	2.33	2.35	2.35	2.28
	Entrada de Agua para inyecciones	1.71	1.71	1.71	1.71	1.81	1.81
	Admisión de aire Izq.	0	0	0	0	0	0
	Admisión de aire Der.	1.31	1.31	1.31	1.29	1.30	1.31
	Entrada de Combustible para Motor	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6
	Aceite de Cojinete para Generador	2.17	2.1	2.15	2.18	2.15	2.16
	Purificadora de Aceite Lubricante	2400	2400	2400	2400	2400	2400
TEMPERATURA °C	Aceite de Sistema Entrada	50	49	50	51	51	50
	Aceite de Sistema Salida	76.7	75.7	75.5	77.0	78.0	76.3
	Aceite para Turbo cargador Entrada	46	45	46	48	48	46
	Aceite para Turbo cargador Salida	19	19	20	20	21	19
	Agua para Motor Entrada	65	65	66	68	66	64
	Agua para Motor Salida	79	78	78	79	79	78
	Entrada de Agua para inyector	45	44	44	46	47	45
	Entrada Agua Secundaria para Enfriam.	35	34	35	37	36	35
	Entrada de Aire para Turbo cargador	12	12	14	18	19	15
	Entrada de aire Izquierda	135	134	129	134	141	138
	Salida de aire Izquierda	54	53	56	57	57	55
	Entrada de aire Derecha	137	135	131	136	142	139
	Salida de aire Derecha	49	49	51	52	52	50
	Entrada de Combustible para Motor	122	123	121	118	122	120
	Cojinete Generador	61	60	60	61	62.5	62
	Purificadora de Aceite Lubricante	87	87	87	87	87	87
	Temperatura Ambiente	23	23	23	23	23	23
	KW	5200	5200	5200	5200	5200	5200

Fuente: Datos obtenidos en el monitoreo realizado en la unidad 3, 24-08-2005.

Tabla 4.3 Temperatura Bomba de Combustible Motor Nro. 3.

TEMPERATURA BOMBA DE COMBUSTIBLE °C	Fecha:	HORAS						Temp. Máx.°C	Temp. Min.°C	Prom. °C
	24/08/2005	00H00	04H00	08H00	12H00	16H00	20H00			
Cilindro 1	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42,00
Cilindro 2	41	41	41	41	41	42	42	42	41	41,33
Cilindro 3	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43,00
Cilindro 4	45	45	44	44	44	44	44	45	44	44,33
Cilindro 5	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42,00
Cilindro 6	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41,00
Cilindro 7	43	43	43	43	43	43	42	43	42	42,83
Cilindro 8	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43,00
Cilindro 9	44	44	43	43	44	44	44	44	43	43,67
Cilindro 10	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43,00
Cilindro 11	45	45	44	44	44	44	44	45	44	44,33
Cilindro 12	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43,00
Cilindro 13	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41,00
Cilindro 14	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41,00
Cilindro 15	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43,00
Cilindro 16	43	43	43	43	44	44	44	44	43	43,33
Cilindro 17	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46,00
Cilindro 18	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46,00

Fuente: Datos obtenidos en el monitoreo realizado en la unidad 3, 24-08-2005.

Tabla 4.4 Temperatura salida agua de cabezotes Motor Nro. 3.

TEMPERATURA SALIDA AGUA DE CABEZOTES °C	Fecha:	HORAS						Temp. Máx.°C	Temp. Min.°C	Prom. °C
	24/08/2005	00H00	04H00	08H00	12H00	16H00	20H00			
Cilindro 1	79	79	79	80	80	79	80	79	79,33	
Cilindro 2	76	76	76	78	77	76	78	76	76,50	
Cilindro 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	
Cilindro 4	76	76	76	77	77	76	77	76	76,33	
Cilindro 5	76	76	75	76	76	75	76	75	75,67	
Cilindro 6	77	76	77	78	77	76	78	76	76,83	
Cilindro 7	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	
Cilindro 8	79	79	79	80	80	79	80	79	79,33	
Cilindro 9	79	79	78	80	80	78	80	78	79,00	
Cilindro 10	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	
Cilindro 11	78	78	77	79	79	78	79	77	78,17	
Cilindro 12	77	79	78	80	80	79	80	77	78,83	
Cilindro 13	78	77	78	80	79	78	80	77	78,33	
Cilindro 14	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	
Cilindro 15	76	76	76	77	77	76	77	76	76,33	
Cilindro 16	79	79	78	79	80	79	80	78	79,00	
Cilindro 17	78	78	78	80	79	78	80	78	78,50	
Cilindro 18	78	78	78	80	79	78	80	78	78,50	

Fuente: Datos obtenidos en el monitoreo realizado en la unidad 3, 24-08-2005.

Tabla 4.5 Registro de Parámetros de operación del Motor Nro. 4.

TERMOPICHINCHA S.A.											
CENTRAL TERMICA GUANGOPOLO											
REGISTRO DE DATOS DE OPERACIÓN DEL MOTOR Nro. 4											
FECHA : 26 septiembre 2005				Hora: 14:49				fichero: 26-09-05.XL			
Cilindro Nro.	PRESION EN EL TDC	PRESION MAXIMA	GRADOS ANTES DEL TDC PARA INYECCION	PRESION DE EXPULSION GASES	PRESION BARRIDO ADMISION	RPM	PRESION MEDIA INDICADA	POTENCIA EN CADA CILINDRO	TEMPERATURA DE GASES DE ESCAPE	CREMALLERAS	Posición
	PTDC	Pmax mean	Apmax	Pexp	Pscav	rev	Pmi	Pind	Texh	Frack	VIT
	[bar]	[bar]	[grados]	[bar]	[bar]	1/min	[bar]	[KW]	°C	°C	[grados]
1	94.5	108.0	8.3	50.7	1.30	400	13.0	294	400	48.0	80
2	91.4	109.0	8.3	49.0	1.30	400	12.6	284	415	42.0	280
3	88.5	109.0	10.5	50.9	1.30	400	13.3	301	408	45.0	160
4	94.7	112.0	7.5	49.8	1.30	400	13.1	296	410	42.0	200
5	89.3	110.0	9.3	51.2	1.30	400	13.5	305	414	43.0	240
6	87.8	109.0	9.3	49.3	1.30	400	12.9	292	404	43.0	120
7	88.5	111.0	11.0	51.8	1.30	400	13.6	307	400	44.0	320
8	85.5	110.0	11.0	51.9	1.30	400	13.7	310	408	43.0	40
9	83.0	100.0	10.3	48.4	1.30	400	12.3	277	415	41.0	315
10	88.6	100.0	9.8	52.1	1.30	400	13.8	312	410	41.0	35
11	90.7	111.0	9.3	50.3	1.30	400	13.0	295	397	41.0	235
12	88.3	110.0	10.3	52.2	1.30	400	13.7	310	405	43.0	115
13	88.7	110.0	9.3	51.2	1.30	400	13.4	302	405	43.0	155
14	91.0	105.0	8.8	51.5	1.30	400	13.6	307	400	45.0	195
15	80.1	97.0	11.0	49.6	1.30	400	12.9	292	395	44.0	75
16	82.9	107.0	12.0	53.8	1.30	400	14.2	321	410	44.0	275
17	84.3	107.0	10.3	51.8	1.30	400	13.4	304	405	42.0	355
18	85.9	101.0	8.5	48.1	1.30	400	12.1	273	390	43.0	0
PROM	88.0	107.6	9.7	50.8	1.30	400	13.2	299	405.1	43.2	-
POTENCIA:								5382	Carga: 100 %		

Datos obtenidos del Equipo PREMET.

Tabla 4.6 Registro de Operación del Motor Nro. 4.

REGISTRO DE OPERACIÓN DEL MOTOR							
TERMOPICHINCHA S.A.						UNIDAD No. 4	
CENTRAL TÉRMICA GUANGOPOLO						FECHA:	24/ Agosto/2005
PRESIÓN (Kg/cm ²)	ITEM	HORAS					
		00H00	04H00	08H00	12H00	16H00	20H00
	Entrada de Aceite del Sistema al Motor	6.2	6.2	6.17	6.15	6.15	6.1
	Entrada de Aceite para el turbo cargador	2.0	2.0	1.9	1.9	1.9	1.9
	Entrada de Aceite de válvulas para el motor	0.95	0.96	0.97	0.91	0.83	0.90
	Entrada de Agua para Motor	1.28	1.28	2.27	2.27	2.27	2.27
	Entrada de Agua para inyecciones	1.65	1.65	1.63	1.63	1.63	1.63
	Admisión de aire Izq.	1.28	1.29	1.28	1.27	1.26	1.26
	Admisión de aire Der.	1.30	1.32	1.33	1.32	1.30	1.31
	Entrada de Combustible para Motor	2.59	2.59	2.58	2.59	2.58	2.58
	Aceite de Cojinete para Generador	2.7	2.7	2.68	2.8	2.7	2.6
	Purificadora de Aceite Lubricante	2500	2500	2500	2500	2500	2500
TEMPERATURA °C	Aceite de Sistema Entrada	59	58	57	59	60	58
	Aceite de Sistema Salida	76	75	75	77	78	76
	Aceite para Turbo cargador Entrada	58	57	57	58	60	58
	Aceite para Turbo cargador Salida	34	33	33	34	35	34
	Agua para Motor Entrada	70	69	69	70	70	69
	Agua para Motor Salida	79	79	78	79	79	78
	Entrada de Agua para inyector	50	49	48	50	51	50
	Entrada Agua Secundaria para Enfriam.	36	36	36	37	38	36
	Entrada de Aire para Turbo cargador	16	14	16	20	22	18
	Entrada de aire Izquierda	0	0	0	0	0	0
	Salida de aire Izquierda	0	0	0	0	0	0
	Entrada de aire Derecha	132	131	133	138	140	136
	Salida de aire Derecha	0	0	0	0	0	0
	Entrada de Combustible para Motor	120	122	120	118	122	120
	Cojinete Generador	62	61	61	62	64	63
	Purificadora de Aceite Lubricante	83	83	83	83	83	83
	Temperatura Ambiente	23	23	23	23	23	23
	KW	4800	4800	4800	4800	4800	4800

Fuente: Datos obtenidos en el monitoreo realizado en la unidad 4, 24-08-2005.

Tabla 4.7 Temperatura Bomba de Combustible Motor Nro. 4.

TEMPERATURA BOMBA DE COMBUSTIBLE °C	Fecha:	HORAS						Temp. Máx.°C	Temp. Min.°C	Prom. °C
	24/08/2005	00H00	04H00	08H00	12H00	16H00	20H00			
Cilindro 1	44	44	43	43	45	45	45	43	44,00	
Cilindro 2	41	41	42	42	43	43	43	41	42,00	
Cilindro 3	43	43	43	43	44	44	44	43	43,33	
Cilindro 4	42	42	44	44	44	44	44	42	43,33	
Cilindro 5	41	41	42	42	43	43	43	41	42,00	
Cilindro 6	40	40	41	41	43	43	43	40	41,33	
Cilindro 7	41	41	44	44	44	44	44	41	43,00	
Cilindro 8	41	41	42	42	43	43	43	41	42,00	
Cilindro 9	39	39	40	40	40	40	40	39	39,67	
Cilindro 10	40	40	41	41	43	43	43	40	41,33	
Cilindro 11	41	41	42	42	43	43	43	41	42,00	
Cilindro 12	42	42	43	43	44	44	44	42	43,00	
Cilindro 13	42	42	43	43	44	44	44	42	43,00	
Cilindro 14	42	42	42	42	43	43	43	42	42,33	
Cilindro 15	41	41	42	42	43	43	43	41	42,00	
Cilindro 16	42	42	44	44	44	44	44	42	43,33	
Cilindro 17	40	40	40	40	42	42	42	40	40,67	
Cilindro 18	40	40	43	43	44	44	44	40	42,33	

Fuente: Datos obtenidos en el monitoreo realizado en la unidad 4, 24-08-2005.

Tabla 4.8 Temperatura salida agua de cabezotes Motor Nro. 4.

TEMPERATURA SALIDA AGUA DE CABEZOTES °C	Fecha:	HORAS						Temp. Máx.°C	Temp. Min.°C	Prom. °C
	24/08/2005	00H00	04H00	08H00	12H00	16H00	20H00			
Cilindro 1	76	76	75	76	76	76	76	75	75,83	
Cilindro 2	79	78	77	78	79	78	79	77	78,17	
Cilindro 3	79	79	79	80	80	79	80	79	79,33	
Cilindro 4	80	80	80	80	80	79	80	79	79,83	
Cilindro 5	80	79	78	79	80	79	80	78	79,17	
Cilindro 6	72	72	71	72	72	71	72	71	71,67	
Cilindro 7	79	79	78	79	80	79	80	78	79,00	
Cilindro 8	80	80	79	80	80	79	80	79	79,67	
Cilindro 9	79	79	77	78	79	78	79	77	78,33	
Cilindro 10	79	79	77	78	79	78	79	77	78,33	
Cilindro 11	76	75	75	76	76	75	76	75	75,50	
Cilindro 12	80	79	78	79	79	78	80	78	78,83	
Cilindro 13	78	78	77	78	78	77	78	77	77,67	
Cilindro 14	80	79	78	79	80	79	80	78	79,17	
Cilindro 15	82	82	82	83	84	82	84	82	82,50	
Cilindro 16	82	81	81	82	83	81	83	81	81,67	
Cilindro 17	79	79	77	78	79	78	79	77	78,33	
Cilindro 18	78	78	77	78	79	78	79	77	78,00	

Fuente: Datos obtenidos en el monitoreo realizado en la unidad 4, 24-08-2005.

4.2 SISTEMAS AUXILIARES

4.2.1 SISTEMA DE SUMINISTRO DE COMBUSTIBLE

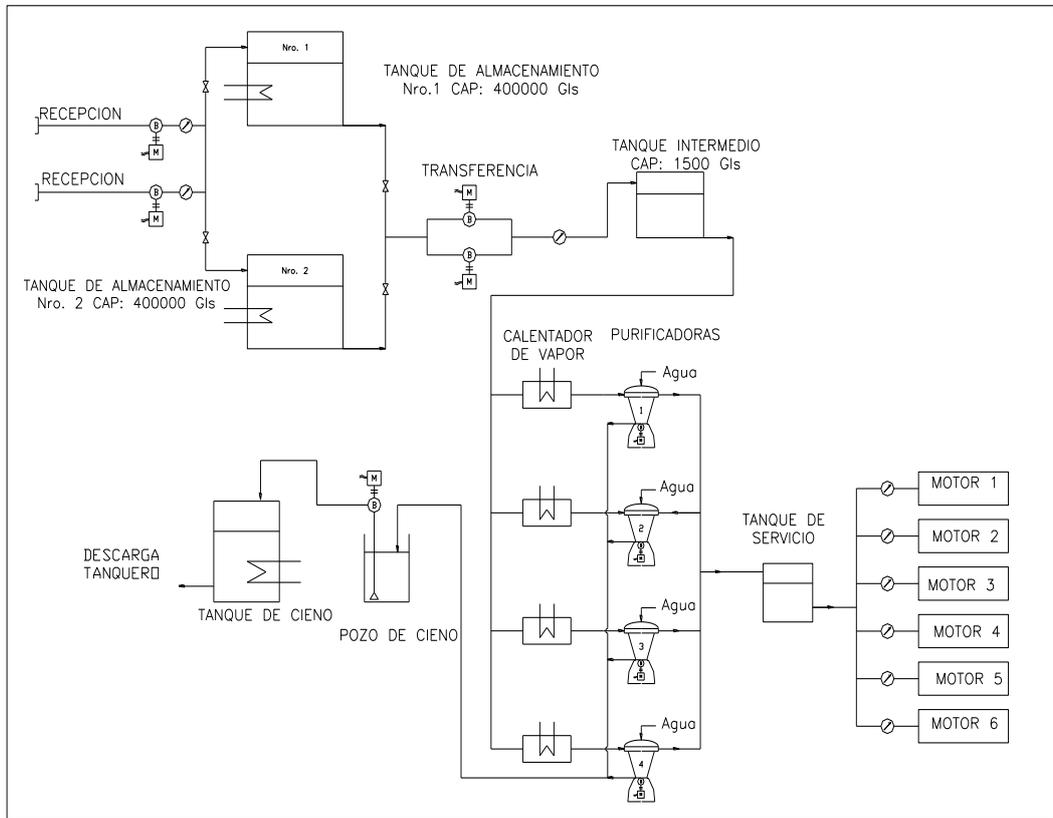


Figura 4.1 Esquema suministro de combustible.



Fotografía 4.2 Componentes del sistema de suministro de combustible.

4.2.1.1 Medición y Registro de Datos de los Parámetros Operativos del Subproceso: Búnker – Residuo de Petróleo.

Tabla 4.9 Registro de Tratamiento de Combustible Bunker.

TERMOPICHINCHA S.A. CENTRAL TERMICA GUANGOPOLO REGISTRO DE TRATAMIENTO DE COMBUSTIBLE PROCESO DE SUMINISTRO DE COMBUSTIBLE BUNKER										
FECHA 24/08/2005		DESCRIPCION	UNID	HORAS						
				1	5	9	13	17	21	
PATIO DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO	NIVEL DE TANQUES	Tanque 1 Almacenamiento Bunker	Kl	410	366	353	355	330	303	
		Tanque 2 Almacenamiento Bunker	Kl	581	581	581	581	581	581	
	FLUJO	Transferencia de Bunker	Lts	7470250	7513846	7539321	7564571	7591015	7618451	
PATIO DE TANQUES INTERMEDIOS	NIVEL DE TANQUES	Tanque Intermedio Bunker	Kl	12.5	12	13	12.8	12.2	11.5	
TANQUES DE SERVICIO	NIVEL DE TANQUES	Tanque Servicio Bunker	Kl	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	
		Tanque Servicio Agua de Cilindro	Kl	90	90	81	77	90	90	
		Tanque Servicio Agua de Válvulas	Kl	75	70	88	86	75	75	
		Tanque Servicio Agua Caliente	Kl	70	70	85	90	75	80	
TANQUES DE CIENO	NIVEL DE TANQUES	Compartimiento 1	Kl							
		Compartimiento 4	Kl							
TRATAMIENTO DE COMBUSTIBLE	PURIFICADORES DE BUNKER	A	Amperios	A	18.3	18	18.2	18.2	17	17.5
			Flujo de entrada	Lts/h	4800	4800	4800	4800	4800	4800
			Presión de Entrada	Kg/cm2	0.75	0.75	0.75	0.75	0.8	0.8
			Presión de salida	Kg/cm2	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
			Temperatura	°C	88	90	88	90	90	90
		B	Amperios	A	15	15.5	15.8	15.3	15.1	15
			Flujo de entrada	Lts/h	4800	4800	4800	4800	4800	4800
			Presión de Entrada	Kg/cm2	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
			Presión de salida	Kg/cm2	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
			Temperatura	°C	90	90	90	90	90	90
		C	Amperios	A						
			Flujo de entrada	Lts/h						
			Presión de Entrada	Kg/cm2						
			Presión de salida	Kg/cm2						
			Temperatura	°C						
		D	Amperios	A						
Flujo de entrada	Lts/h									
Presión de Entrada	Kg/cm2									
Presión de salida	Kg/cm2									
Temperatura	°C									
PRESION DE AIRE			Kg/cm2	5	5	5	5	5	5	

Fuente: Datos obtenidos del monitoreo a los sistemas generales de la central, 24-08-05.

4.2.1.2 Medición y Registro de Datos de los Parámetros Operativos del Subproceso: Diesel.

Tabla 4.10 Registro de Tratamiento de Combustible Diesel.

TERMOPICHINCHA S.A. CENTRAL TERMICA GUANGOPOLO REGISTRO DE TRATAMIENTO DE COMBUSTIBLE PROCESO DE SUMINISTRO DE COMBUSTIBLE DIESEL									
FECHA: 24/08/2005		DESCRIPCION	UNID	HORAS					
				1	5	9	13	17	21
PATIO DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO	NIVEL DE TANQUE	Tanque 1 Almacenamiento Diesel	Kl	200	200	200	200	200	200
		Tanque 2 Almacenamiento Diesel	Kl	32	32	32	32	32	32
	MEDIDOR DE FLUJO	Transferencia de Diesel	Lts	1030818	1030818	1030818	1030818	1030818	1030818
PATIO DE TANQUES INTERMEDIOS	NIVEL DE TANQUE	Tanque Intermedio Diesel	Kl	11.2	11.2	11.2	11.2	11.2	11.2
TANQUES DE SERVICIO	NIVEL DE TANQUE	Tanque servicio Diesel	Kl	5	5	5	5	5	5
		Tanque Servicio Agua de Cilindro	Kl	90	90	81	77	90	90
		Tanque Servicio Agua de Válvulas	Kl	75	70	88	86	75	75
		Tanque Servicio Agua Caliente	Kl	70	70	85	90	75	80
TRATAMIENTO DE COMBUSTIBLE	PURIFICADORES DE DIESEL	A	Amperios	A					
			Presión	Kg/cm2					
			Temperatura	°C					
		B	Amperios	A					
			Presión	Kg/cm2					
			Temperatura	°C					
		C	Amperios	A					
			Presión	Kg/cm2					
			Temperatura	°C					

Fuente: Datos obtenidos del monitoreo a los sistemas generales de la central, 24-08-05.

4.2.2 SISTEMA DE SUMINISTRO DE ACEITE LUBRICANTE.

4.2.2.1 Medición y Registro de Datos de los Parámetros Operativos del Subproceso: Aceite de Sistema y Cilindros (Shell).

Tabla 4.11 Registro de Tratamiento de Aceite Lubricante SHELL.

TERMOPICHINCHA S.A. CENTRAL TERMICA GUANGOPOLO REGISTRO DE TRATAMIENTO DE ACEITE PROCESO DE SUMINISTRO DE ACEITE LUBRICANTE SHELL									
FECHA : 24/08/2005		DESCRIPCION	UNIDAD	HORAS					
				1	5	9	13	17	21
TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE LUBRICANTES	NIVEL DE TANQUES	Aceite de Cilindro X-40	gal	2830	2830	2830	2830	2830	2830
		Aceite de Sistema S-40	gal	2040	2040	2040	2040	2040	2040
	MEDIDOR DE FLUJO	Transferencia Aceite de Cilindro	Lts	5132799	5132799	5132799	5132799	5132799	5132799
		Transferencia Aceite de Sistema	Lts	2776485	2776485	2776485	2776485	2776485	2776485
PATIO DE TANQUES INTERMEDIOS	NIVEL DE TANQUES	Aceite de Cilindro	Kl	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
		Aceite de Sistema	Kl	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
TANQUES DE SERVICIO	NIVEL DE TANQUES	Aceite de Cilindro	%	72	64	76	76	50	50

Fuente: Datos obtenidos del monitoreo a los sistemas generales de la central, 24-08-2005.

4.2.2.2 Medición y Registro de Datos de los Parámetros Operativos del Subproceso: Aceite de Sistema y Cilindros (Texaco).

Tabla 4.12 Registro de Tratamiento de Aceite Lubricante TEXACO.

<p style="text-align: center;">TERMOPICHINCHA S.A. CENTRAL TERMICA GUANGOPOLO REGISTRO DE TRATAMIENTO DE ACEITE PROCESO DE SUMINISTRO DE ACEITE LUBRICANTE TEXACO</p>									
FECHA :24/08/2005		DESCRIPCION	UNIDAD	HORAS					
				1	5	9	13	17	21
TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE LUBRICANTES	NIVEL DE TANQUES	Aceite de Cilindro	gal						
		Aceite de Sistema	gal						
	MEDIDOR DE FLUJO	Transferencia Aceite de Cilindro	Lts		5123062	5123161	5123161		5123062
		Transferencia Aceite de Sistema	Lts		2761203	2761203	2761203		2761203
PATIO DE TANQUES INTERMEDIOS	NIVEL DE TANQUES	Aceite de Cilindro	Kl	1,4	1,4	1,4	1,5	1,4	1,4
		Aceite de Sistema	Kl	4	4	4	4	4	4
TANQUES DE SERVICIO	NIVEL DE TANQUES	Aceite de Cilindro	Kl	76	76	76	76	76	76

Fuente: Datos obtenidos del monitoreo a los sistemas generales de la central, 24-08-2005.

4.2.3 SISTEMA DE PRODUCCIÓN DE VAPOR.



4.2.3.1 Medición y Registro de Datos de los Parámetros Operativos del Subproceso: Producción de Vapor en Calderas de Gases de Escape para Calentamiento de Bunker.

Tabla 4.13 Temperatura de gas de escape °C (Motor Nro. 3).

TEMPERATURA DE GAS DE ESCAPE °C Motor 3	Fecha:	HORAS						Temp. Máx.°C	Temp. Min.°C	Prom. °C
	24/08/2005	00H00	04H00	08H00	12H00	16H00	20H00			
Cilindro 1	383	380	385	398	394	390	398	380	388,33	
Cilindro 2	380	375	384	390	390	386	390	375	384,17	
Cilindro 3	381	380	390	392	392	388	392	380	387,17	
Cilindro 4	373	370	378	382	390	384	390	370	379,50	
Cilindro 5	392	391	400	400	399	400	400	391	397,00	
Cilindro 6	373	370	376	390	381	380	390	370	378,33	
Cilindro 7	387	392	386	398	386	370	398	370	386,50	
Cilindro 8	380	380	390	396	386	374	396	374	384,33	
Cilindro 9	368	364	378	378	386	382	386	364	376,00	
Cilindro 10	372	370	380	384	386	382	386	370	379,00	
Cilindro 11	380	375	386	388	392	387	392	375	384,67	
Cilindro 12	380	372	382	386	393	390	393	372	383,83	
Cilindro 13	378	370	381	388	388	382	388	370	381,17	
Cilindro 14	403	398	404	406	400	392	406	392	400,50	
Cilindro 15	375	371	384	390	388	382	390	371	381,67	
Cilindro 16	384	379	386	396	391	388	396	379	387,33	
Cilindro 17	381	372	386	390	391	388	391	372	384,67	
Cilindro 18	380	374	386	389	388	386	389	374	383,83	

Fuente: Datos obtenidos en el monitoreo realizado en la unidad 3, 24-08-2005.

Tabla 4.14 Temperatura de gas de escape °C (Motor Nro. 4).

TEMPERATURA DE GAS DE ESCAPE °C Motor 4	Fecha:	HORAS						Temp. Máx. °C	Temp. Min. °C	Prom. °C
	24/08/2005	00H00	04H00	08H00	12H00	16H00	20H00			
Cilindro 1	381	377	378	390	394	385	394	377	384,17	
Cilindro 2	390	385	390	400	400	395	400	385	393,33	
Cilindro 3	374	369	373	384	390	382	390	369	378,67	
Cilindro 4	379	380	381	393	392	390	393	379	385,83	
Cilindro 5	368	372	370	385	395	396	396	368	381,00	
Cilindro 6	391	387	390	400	400	395	400	387	393,83	
Cilindro 7	392	386	389	400	400	395	400	386	393,67	
Cilindro 8	388	387	385	396	400	398	400	385	392,33	
Cilindro 9	393	389	383	394	400	408	408	383	394,50	
Cilindro 10	378	369	380	406	397	388	406	369	386,33	
Cilindro 11	389	382	396	407	403	386	407	382	393,83	
Cilindro 12	380	372	370	398	388	375	398	370	380,50	
Cilindro 13	375	375	384	386	412	392	412	375	387,33	
Cilindro 14	386	390	378	390	396	396	396	378	389,33	
Cilindro 15	385	380	384	400	399	390	400	380	389,67	
Cilindro 16	388	386	389	405	400	392	405	386	393,33	
Cilindro 17	395	382	388	405	400	395	405	382	394,17	
Cilindro 18	391	383	387	404	398	390	404	383	392,17	

Fuente: Datos obtenidos en el monitoreo realizado en la unidad 4, 24-08-2005.

4.2.4 SISTEMA DE REFRIGERACIÓN.

4.2.1 MEDICIÓN Y REGISTRO DE DATOS DE LOS PARÁMETROS OPERATIVOS DEL SUBPROCESO: ENFRIAMIENTO DE AGUA.

Tabla 4.15 Subproceso de obtención de agua clarificada.

CENTRAL TERMICA GUANGOPOLO REGISTRO DE TRATAMIENTO DE AGUA SUBPROCESO DE OBTENCION DE AGUA CLARIFICADA											
HORAS	PH				CLORO ppm				TURBIDEZ NTU		
	AGUA CRUDA	CENTRO TANQUE DE SEDIMENTACION	AGUA RETORNO TORRE ENFRIAMIENTO	CISTERNA	AGUA CRUDA	CENTRO TANQUE DE SEDIMENTACION	AGUA RETORNO TORRE ENFRIAMIENTO	CISTERNA	AGUA CRUDA	CENTRO TANQUE DE SEDIMENTACION	CISTERNA
08H00	7.86	7.60	8.36	0	0.1	0.1	0	0	5.21	1.90	0
12H00	7.81	7.54	8.28	0	0.1	0.1	0	0	6.1	1.80	0
16H00	8.00	8.06	8.32	0	1.0	0.2	0	0	5.7	3.36	0
20H00	7.84	7.68	8.29	0	1.0	0.15	0	0	6.0	3.18	0
24H00	7.89	7.71	8.28	0	0.6	0.1	0	0	6.0	2.99	0

Fuente: Datos obtenidos del monitoreo de los sistemas generales de la central, 24-08-05

Tabla 4.16 Subproceso de obtención de agua clarificada.

TERMOPICHINCHA S.A. CENTRAL TERMICA GUANGOPOLO REGISTRO DE TRATAMIENTO DE AGUA SUBPROCESO DE OBTENCION DE AGUA CLARIFICADA											
HORAS	PH				CLORO ppm				TURBIDEZ NTU		
	AGUA CRUDA	CENTRO TANQUE DE SEDIMENTACION	AGUA RETORNO TORRE ENFRIAMIENTO	CISTERNA	AGUA CRUDA	CENTRO TANQUE DE SEDIMENTACION	AGUA RETORNO TORRE ENFRIAMIENTO	CISTERNA	AGUA CRUDA	CENTRO TANQUE DE SEDIMENTACION	CISTERNA
08H00	7.77	7.58	8.26		0.1	0.1	0		9.4	2.0	
12H00	7.66	7.41	8.37		0.1	0	0		10.1	1.81	
16H00	7.86	7.52	8.30		0	0	0		11.6	1.61	
20H00	7.91	7.60	8.26		0	0	0		10.7	1.38	
24H00	7.63	7.45	8.28		0.6	0.1	0		10.03	1.54	

Fuente: Datos obtenidos del monitoreo de los sistemas generales de la central, 24-08-05

Tabla 4.17 Subproceso agua desmineralizada.

TERMOPICHINCHA S.A. CENTRAL TERMICA GUANGOPOLO REGISTRO DE TRATAMIENTO DE AGUA SUBPROCESO DE OBTENCION DE AGUA DESMINERALIZADA								
HORAS	TANQUE DE AGUA PURA	FILTRO DE TORRE DE ENFRIAMIENTO		FILTRO DE ANTRACITA Y CARBON ACTIVADO		CONDUCTIVIDAD AGUA PURA	ALTURA EN TANQUE INTERMEDIO	
		PE	PS	PE	PS			
		m3 H2O		Kg/cm2				Ω/cm
04H00	90						30	
08H00	320	1.2	1	1	0.8	35	40	
12H00	190	1.2	1	1	0.8	90	30	
16H00	220	1.2	1				20	
20H00	310	1.2	1	0.9	0.8	35	20	
24H00	145	0	0	1	0.7	60	30	

Fuente: Datos obtenidos del monitoreo de los sistemas generales de la central, 24-08-05

4.3 SISTEMA GENERADOR

4.3.1 MEDICIÓN Y REGISTRO DE DATOS DE LA ENERGÍA BRUTA ENTREGADA [KW-H]

Tabla 4.18 Registro de Operación de Tableros.

TERMOPICHINCHA S.A.				
CENTRAL TERMICA GUANGOPOLO				
REGISTRO DE OPERACIÓN DE TABLEROS				
FECHA: 24/08/2005				
HORAS	GENERADOR Nro. 3		GENERADOR Nro. 4	
	LECTURA	DIFERENCIA [MWH]	LECTURA	DIFERENCIA [MWH]
0	158419		420265	
1	158939	5,2	420743	4,78
2	159459	5,2	421221	4,78
3	159980	5,21	421700	4,79
4	160502	5,22	422177	4,77
5	161023	5,21	422656	4,79
6	161545	5,22	423135	4,79
SUBTOTAL		31,26		28,70
7	162067	5,22	423614	4,79
8	162590	5,23	424094	4,8
9	163110	5,20	424573	4,79
10	163630	5,2	425048	4,75
11	164151	5,21	425527	4,79
12	164668	5,17	426008	4,81
SUBTOTAL		31,23		28,73
13	165187	5,19	426488	4,8
14	165706	5,19	426970	4,82
15	166224	5,18	427448	4,78
16	166746	5,22	427925	4,77
17	167263	5,17	428395	4,7
18	167781	5,18	428865	4,7
SUBTOTAL		31,13		28,57
19	168299	5,18	429336	4,71
20	168819	5,2	429807	4,71
21	169340	5,21	430279	4,72
22	169862	5,22	430745	4,66
23	170384	5,22	431226	4,81
24	170906	5,22	431709	4,83
SUBTOTAL		31,25		28,44
TOTAL		124,87		114,44
MAXIMA	170906	31,26	431709	28,73
MINIMA	158419	5,17	420265	4,66
PROMEDIO	164664	-	425998,16	-
TOTAL ACUMULADO POR MES	-	-	-	-

Fuente: Datos obtenidos del monitoreo de las unidades 3 y 4, 24-08-05

Tabla 4.19 Registro de datos Generador Nro.3.

HORAS	GENERADOR No. 3										
	ALTERNADOR									EXITACIÓN	
	Voltaje (V)	AMPERAJE (A)			POTENCIA		Frec.	Revol	Temp. De Bobina °C	Voltaje	Amperaje
		R	S	T	MW	MVAR	Hz	r.p.m		V	A
1	6550	455	455	455	2.2	0	60	400	55	29	3.9
2	6550	455	455	455	5.2	0	60	400	55	29	38
3	6550	455	455	455	5.2	0	60	400	54	29	39
4	6550	455	455	455	5.2	0	60	400	54	29	39
5	6500	455	455	455	5.2	0	60	400	53	29	38
6	6500	455	455	455	5.2	0	60	400	53	29	38
7	6500	460	460	460	5.2	0	60	400	53	29	38
8	6500	460	460	460	5.2	0	60	400	54	30	38
9	6450	460	460	460	5.2	0	60	400	54	30	38
10	6450	460	460	460	5.2	0	60	400	56	29	39
11	6700	520	520	520	5.2	3	60	400	62	46	6.5
12	6700	520	520	520	5.2	3	60	400	65	47	6.7
13	6700	520	520	520	5.2	3	60	400	65	47	6.7
14	6700	520	520	520	5.2	3	60	400	70	47	6.3
15	6700	520	520	520	5.2	3	60	400	71	47	6.2
16	6800	510	510	510	5.2	3	60	400	70	49	6.5
17	6800	510	510	510	5.2	3	60	400	71	46	6.4
18	6750	510	510	510	5.2	3	60	400	70	47	6.3
19	6700	510	510	510	5.2	3	60	400	69	47	6.3
20	6800	510	510	510	5.2	3	60	400	67	48	6.3
21	6820	510	510	510	5.2	3	60	400	66	48	6.3
22	6800	510	510	510	5.2	3	60	400	63	47	6.3
23	6500	455	455	455	5.2	0	60	400	58	30	3.9
24	6500	455	455	455	5.2	0	60	400	55	30	3.9

Fuente: Datos obtenidos del monitoreo del generador # 3, 24-08-2005.

Tabla 4.20 Registro de datos Generador Nro.4.

HORAS	GENERADOR No. 4										
	ALTERNADOR								EXITACIÓN		
	Voltaje (V)	AMPERAJE (A)			POTENCIA		Frec.	Revol	Temp. De Bobina °C	Voltaje	Amperaje
R		S	T	MW	MVAR	Hz	r.p.m	V		A	
1	6550	420	420	420	4.8	0	60	400	71	29	4.1
2	6500	420	420	420	4.8	0	60	400	71	29	4.1
3	6500	420	420	420	4.8	0	60	400	71	29	4.2
4	6500	420	420	420	4.8	0	60	400	71	29	4.1
5	6500	420	420	420	4.8	0	60	400	71	29	4.2
6	6500	420	420	420	4.8	0	60	400	71	29	4.2
7	6500	420	420	420	4.8	0	60	400	71	29	4.2
8	6500	420	420	420	4.8	0	60	400	71	30	4.2
9	6450	420	420	420	4.8	0	60	400	71	30	4.2
10	6450	420	420	420	4.8	0	60	400	71	29	4.3
11	6700	410	410	410	4.8	0	60	400	72	33	4.5
12	6700	410	410	410	4.8	0	60	400	73	33	4.4
13	6700	410	410	410	4.8	0	60	400	74	33	4.4
14	6700	410	410	410	4.8	0	60	400	76	32	4.3
15	6700	410	410	410	4.8	0	60	400	77	29	4.3
16	6750	400	400	400	4.8	0	60	400	77	31	4.4
17	6750	400	400	400	4.8	0	60	400	77	31	4.4
18	6700	405	405	405	4.8	0	60	400	77	30	4.4
19	6700	405	405	405	4.8	0	60	400	77	30	4.4
20	6750	400	400	400	4.8	0	60	400	75	30	4.4
21	6800	400	400	400	4.8	0	60	400	73	30	4.4
22	6800	400	400	400	4.8	0	60	400	73	30	4.4
23	6500	420	420	420	4.8	0	60	400	73	29	4.2
24	6550	420	420	420	4.8	0	60	400	73	29	4.2

Fuente: Datos obtenidos del monitoreo del generador # 4, 24-08-2005.

4.4 ANÁLISIS Y EVALUACIÓN TÉCNICA DE LOS DATOS RECOLECTADOS

4.4.1 SISTEMA MOTOR.

Motor # 3

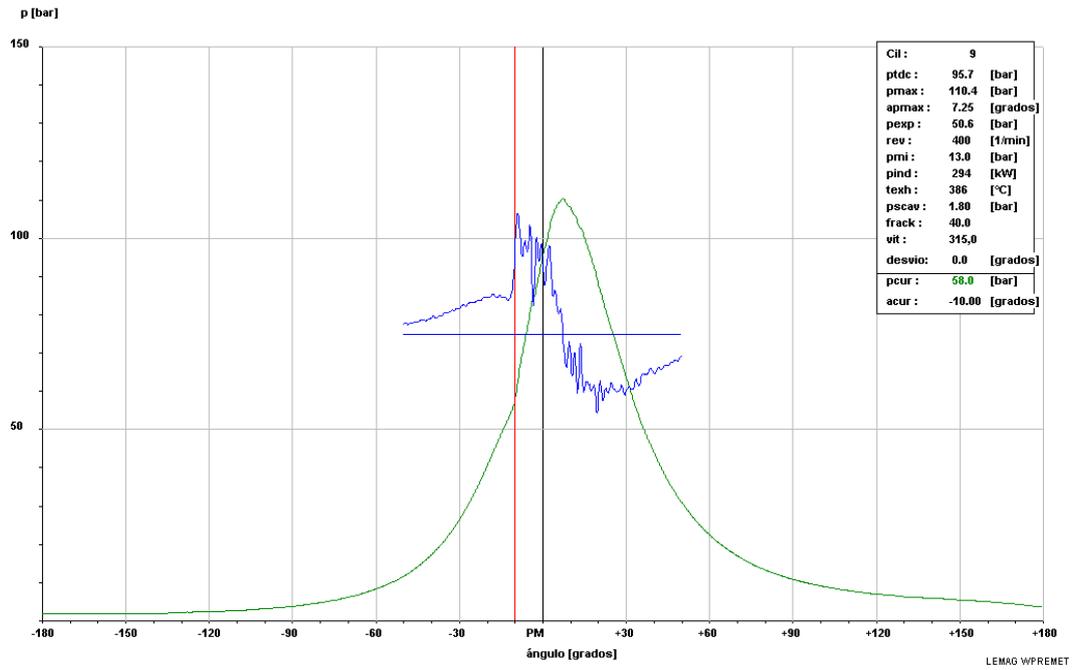


Figura 4.2 Curva de presión de un solo cilindro.

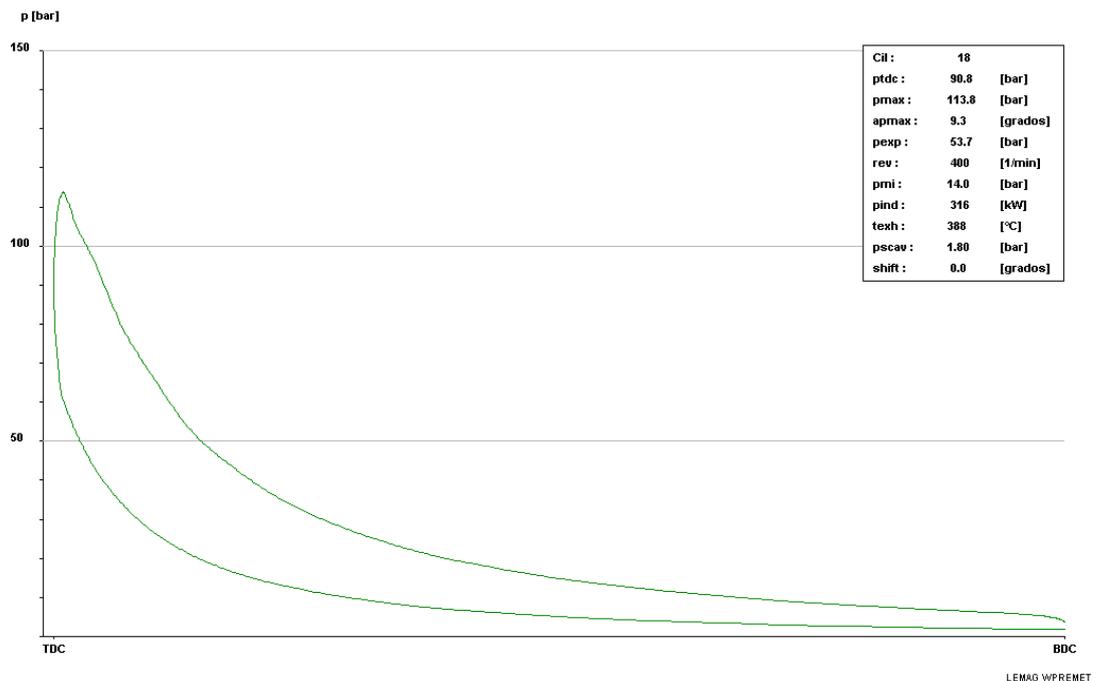


Figura 4.3 Diagrama P-V para un solo cilindro.

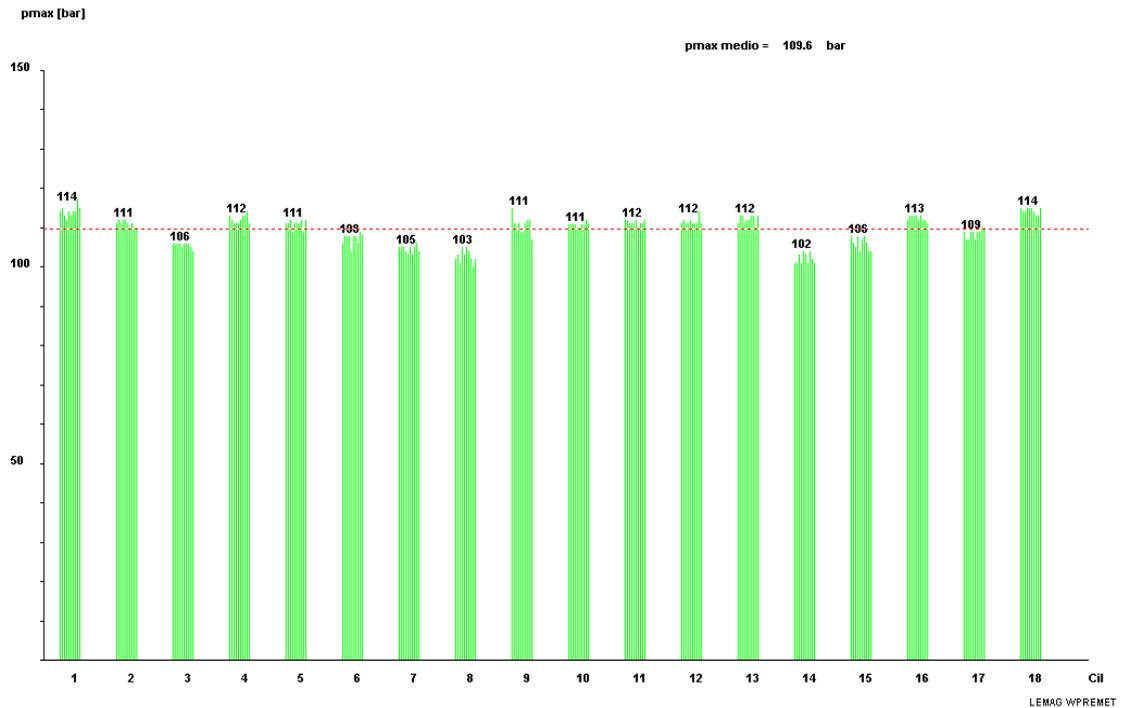


Figura 4.4 Presión máxima, todos los cilindros y todas las carreras.

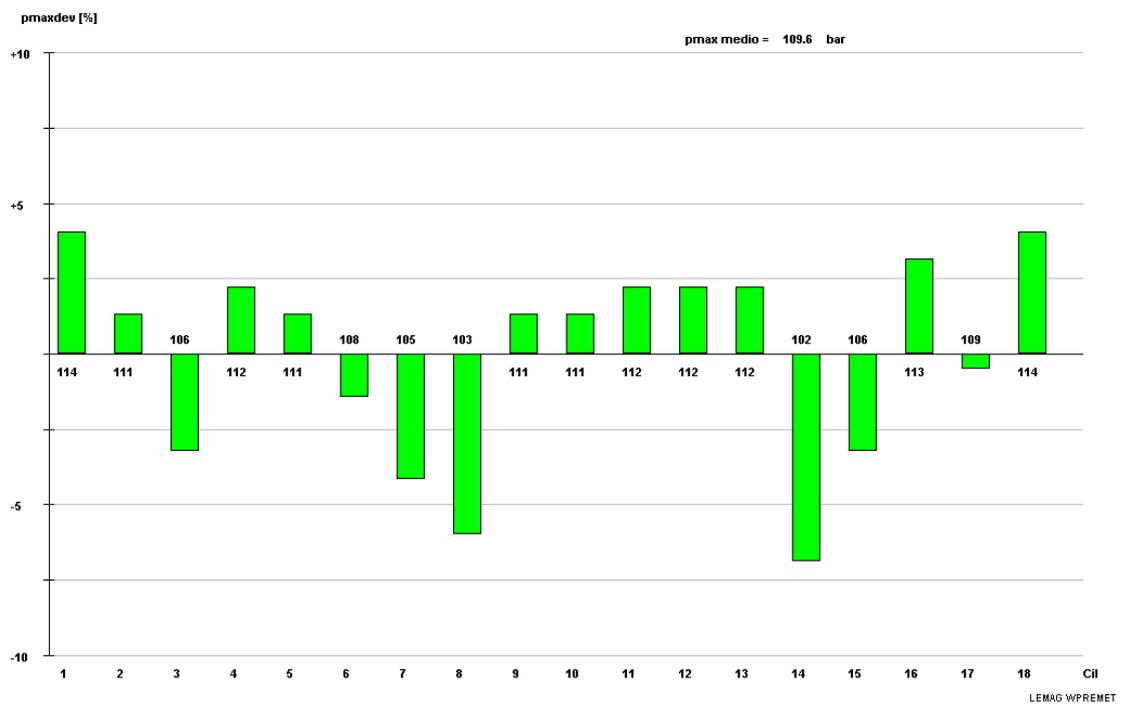


Figura 4.5 Desviación de la presión máxima de carga.

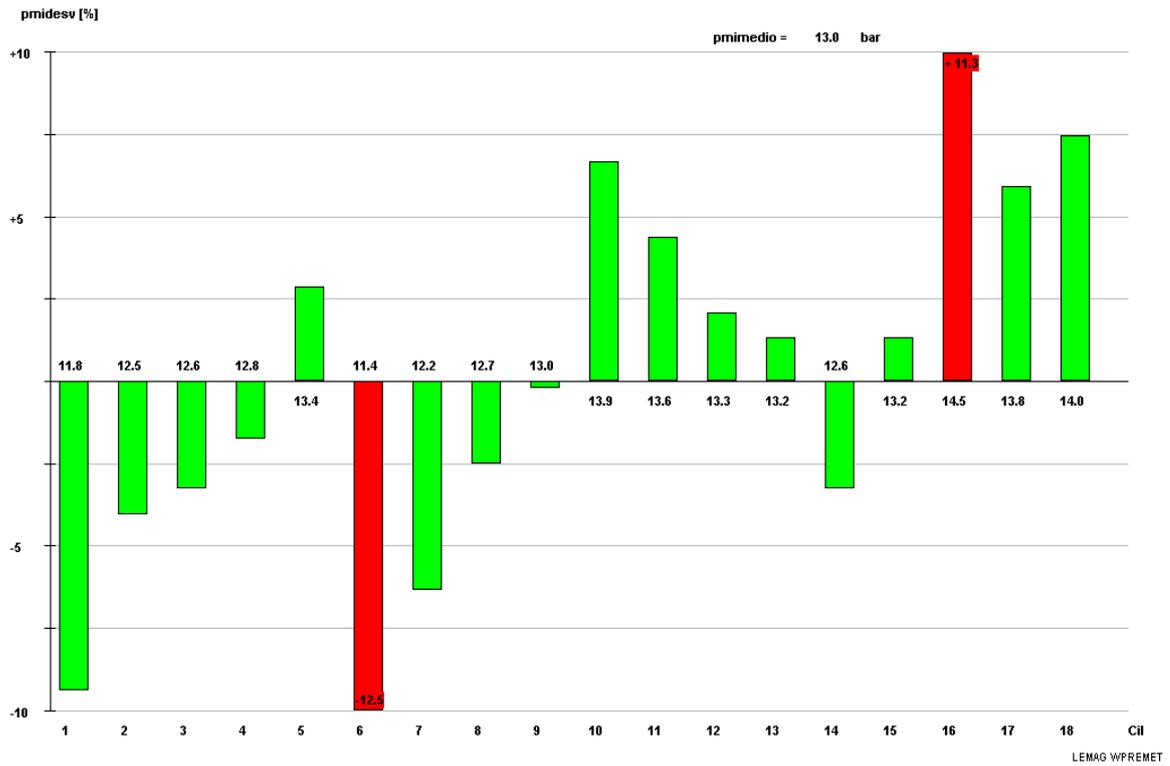


Figura 4.6 Desvío de la PMI de carga de todos los cilindros.

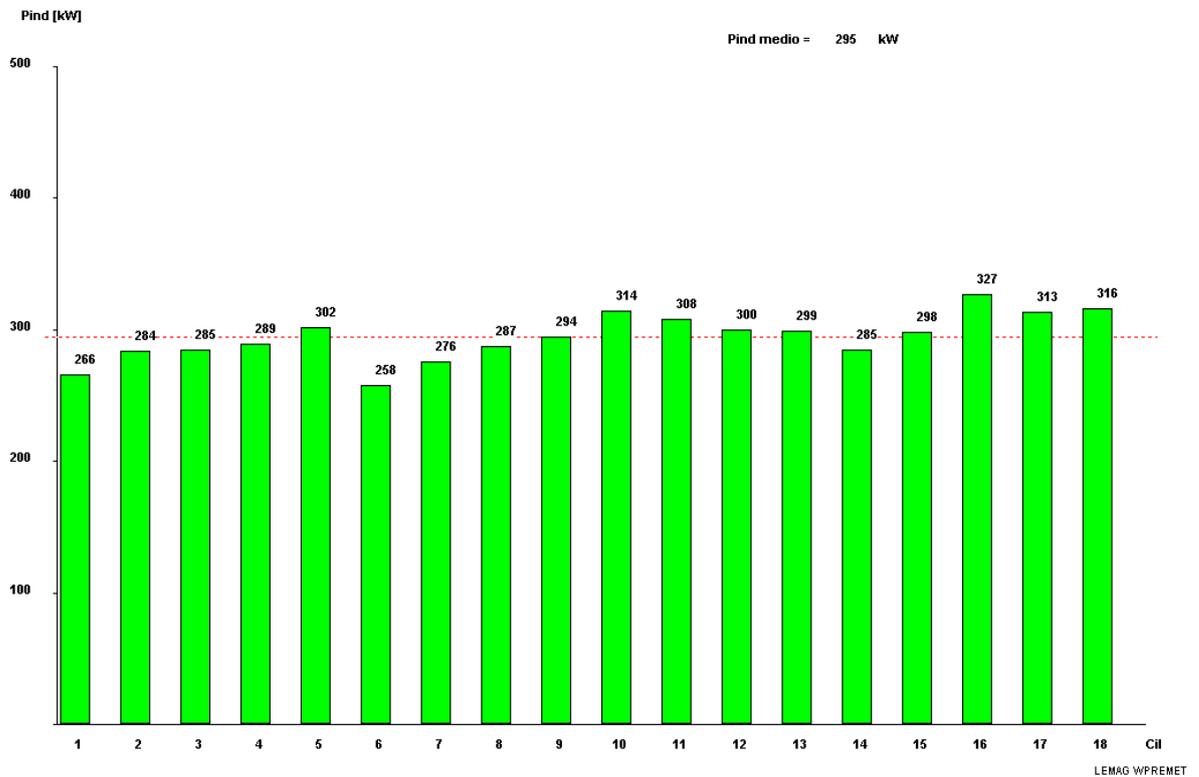


Figura 4.7 Potencia Indicada en todos los cilindros.

Motor # 4

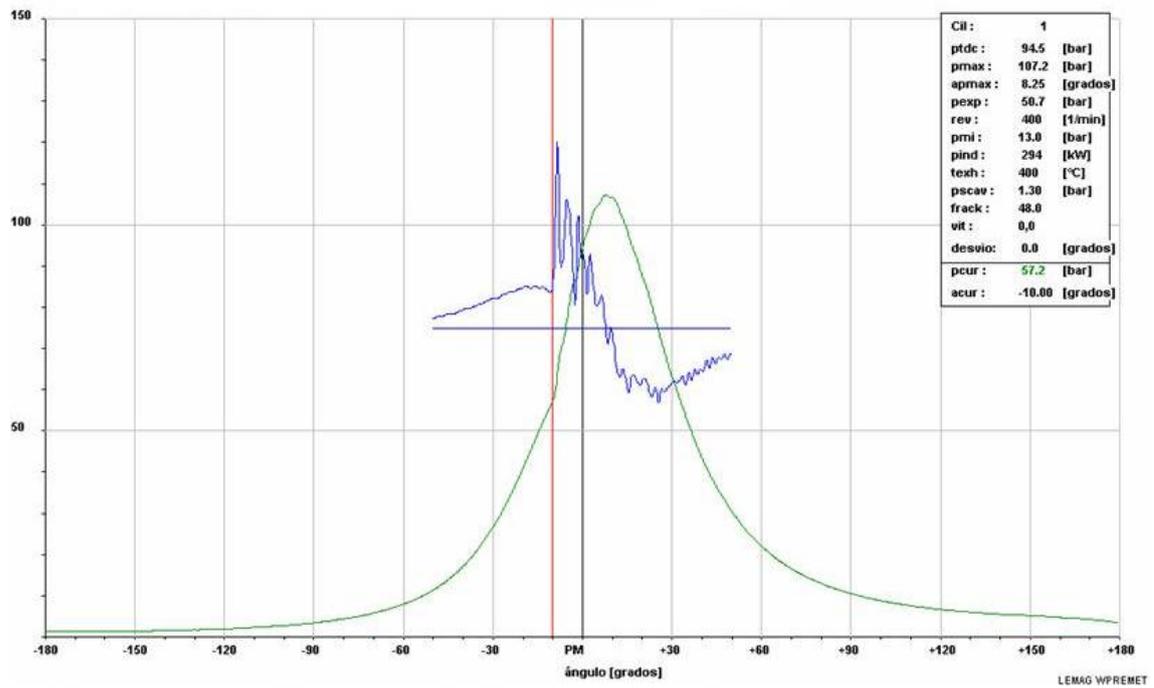


Figura 4.8 Curva de presión de un solo cilindro.

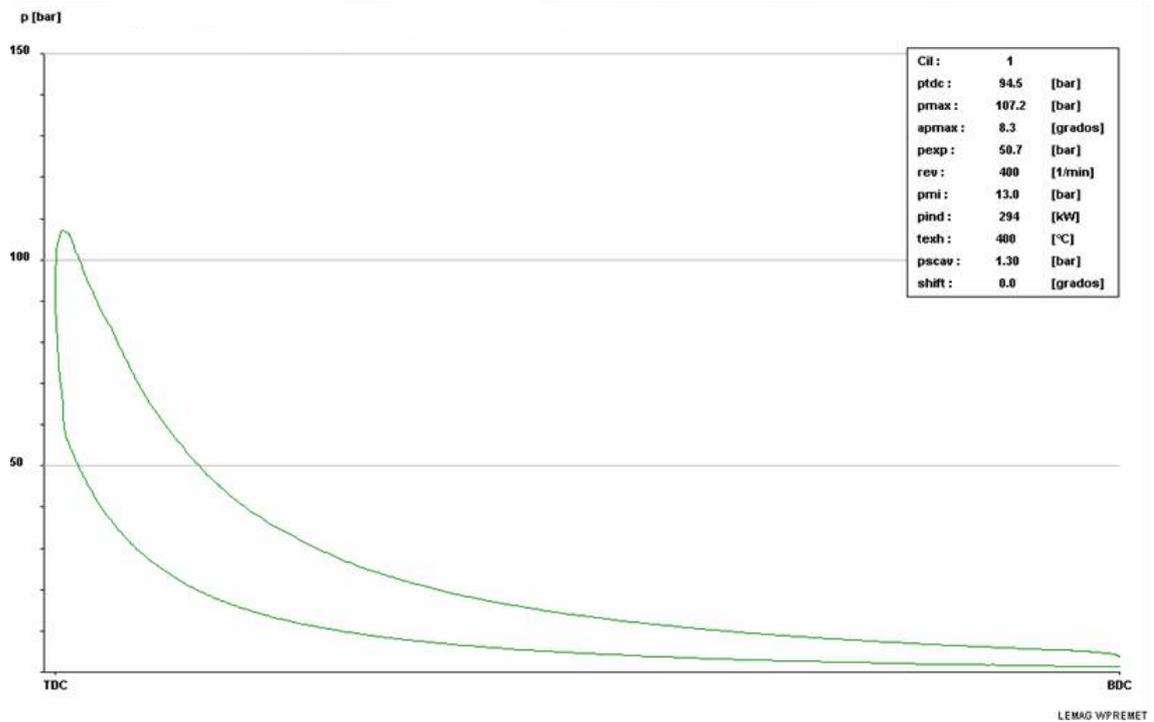


Figura 4.9 Diagrama P-V para un solo cilindro.



Figura 4.10 Presión máxima, todos los cilindros y todas las carreras.

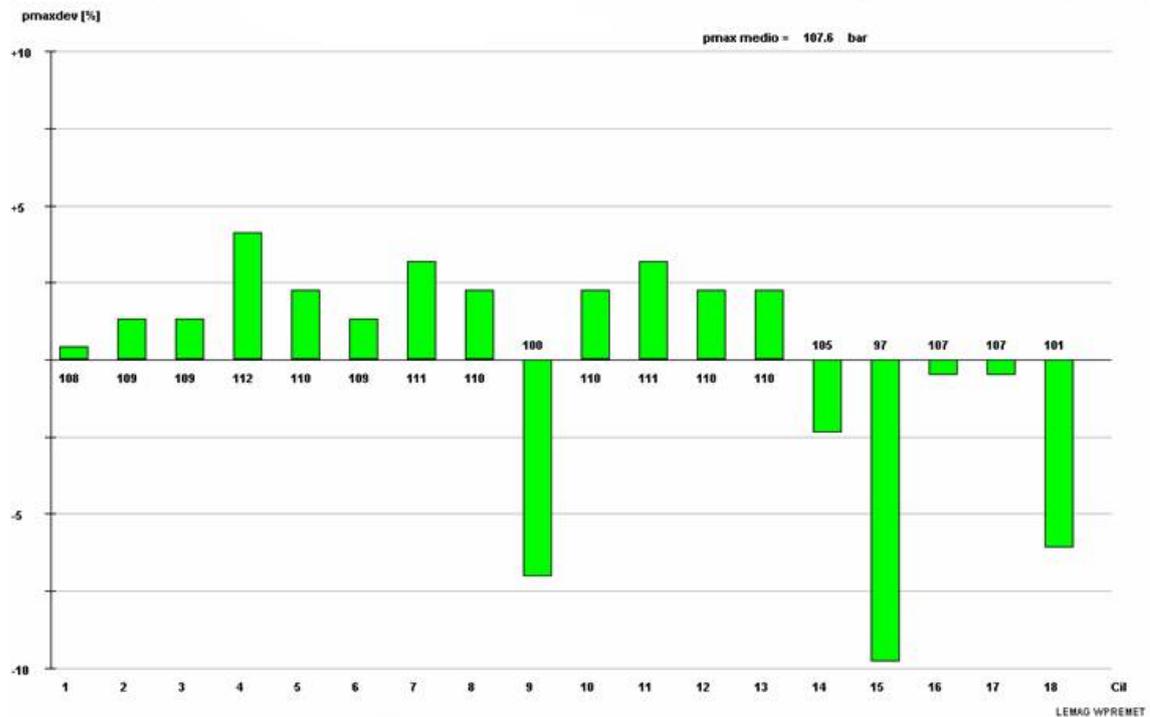


Figura 4.11 Desviación de la presión máxima de carga.

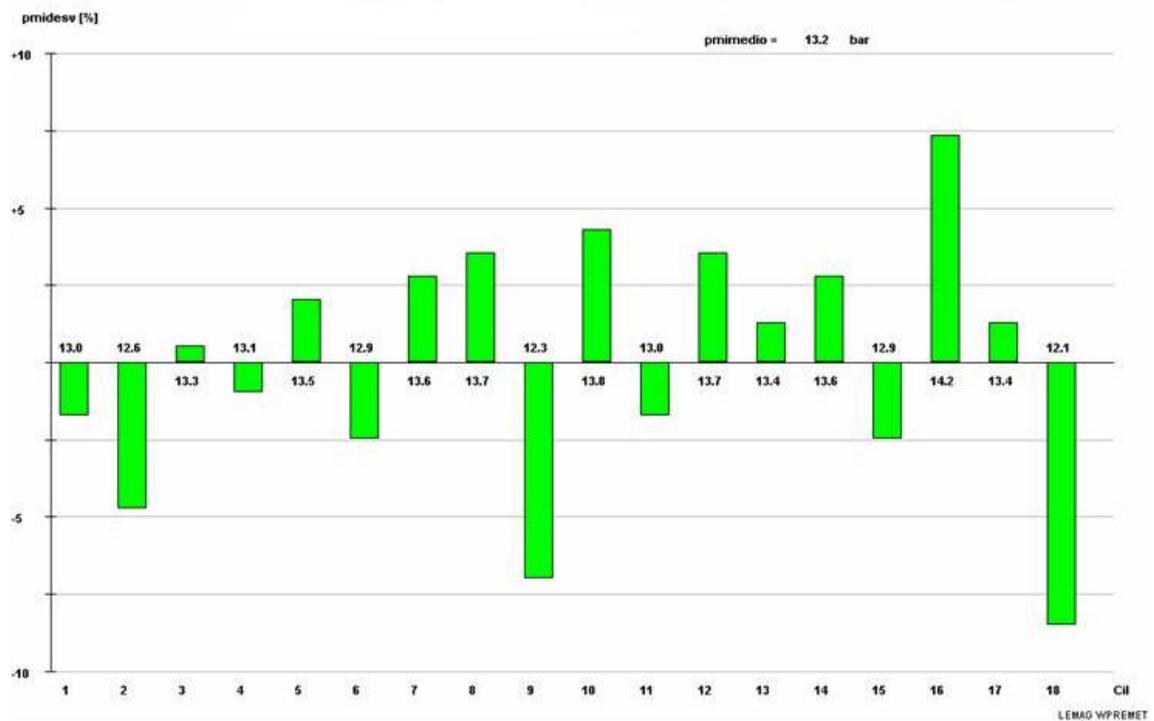


Figura 4.12 Desvío de la PMI de carga de todos los cilindros.

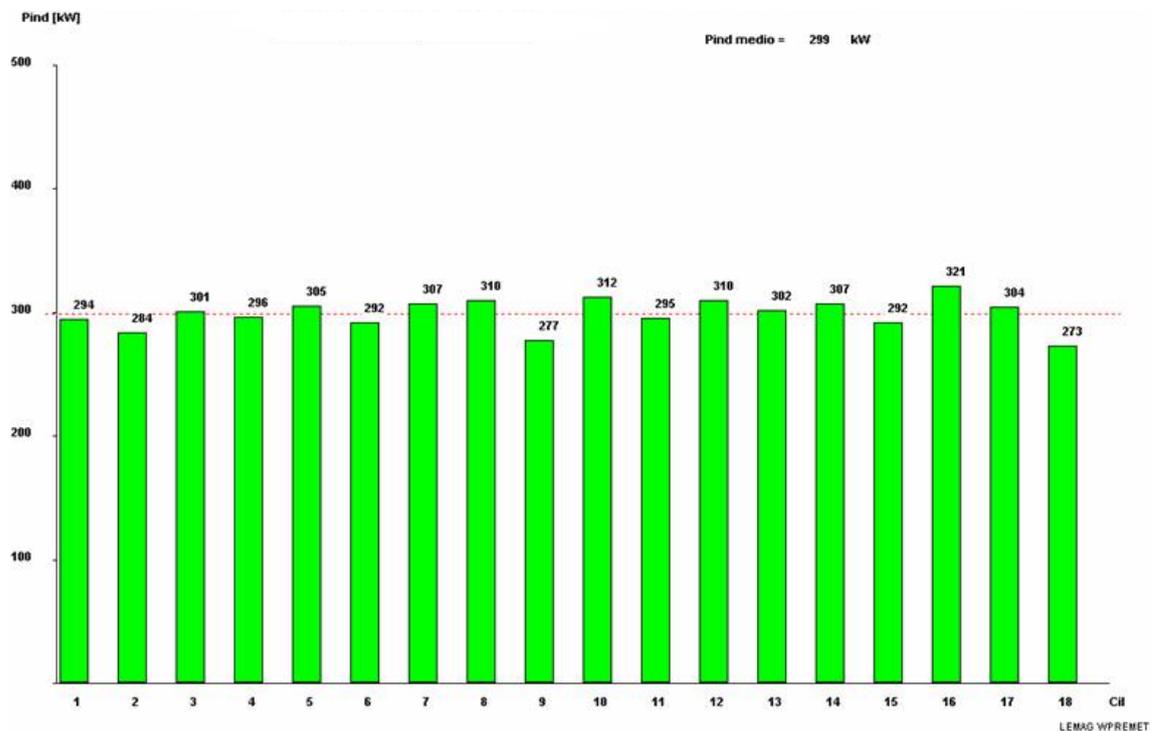


Figura 4.13 Potencia Indicada en todos los cilindros.

De acuerdo con los datos operativos obtenidos tanto en la unidad 3 como en la unidad 4 podemos observar que existen pequeñas variaciones en cuanto a los rangos normales recomendados por el fabricante, esto lo podemos verificar con los parámetros de operación enunciados en el capítulo 3. Estas variaciones en si no son significativas y se dan principalmente por que la mayoría de los instrumentos de medición ya no presentan la misma confiabilidad o han cumplido su vida útil, de la misma manera sus máquinas presentan un desgaste normal debido al uso frecuente con el que operan.

En cuanto a las mediciones realizadas con el instrumento de medición de presión de combustión (Equipo PREMET), las cuales podemos observar en las tablas y gráficas anteriores, podemos deducir que los principales parámetros de control de cada unidad, presentan una variación significativa o no se encuentran debidamente calibrados, lo cual influye notablemente en el comportamiento del motor así como en su eficiencia, rendimiento y potencia generada

Objetivos principales de la afinación:

- Mejora la eficiencia del motor (menor consumo de combustible)
- Mejora e iguala los parámetros operacionales: Presiones de encendido y temperatura de los gases de escape de cada cilindro.
- Distribución uniforme de carga en todos los cilindros.
- Reducir el desgaste innecesario.
- Reducir los niveles e vibración.

Calibraciones

1. **Calibración de válvulas.-** Esto permite que la apertura y cierre de válvulas de admisión y de escape se realice en el momento exacto y además deja un juego para permitir que las válvulas puedan dilatarse por el aumento de temperatura. Tanto las válvulas de admisión como las de escape se calibran con un juego de 1.0 mm. Esta calibración se la realiza siguiendo el orden de encendido que es 1-11-2-13-4-15-6-17-8-18-9-16-7-14-5-12-3-10.

2. **Calibración de cremalleras.**- El movimiento de las cremalleras nos permite aumentar o disminuir la cantidad de combustible, suministrada por la bomba de inyección al inyector. Las cremalleras deben ser calibradas de tal manera que no exista una diferencia mayor que 1.5 mm.
3. **Calibración de la presión de apertura de un inyector.**- Una presión demasiado baja reduce la atomización de combustible causando una mala combustión y pérdida de potencia en el cilindro. Una presión demasiado alta retrasa el tiempo de inyección y la bomba realiza más esfuerzo.

La adecuada atomización del combustible, permite obtener partículas de combustible muy pequeñas rodeadas de oxígeno lo que produce la inflamación casi instantánea aumentando la potencia del cilindro. Los inyectores se calibran a una presión de 250 kg/cm².

Las presiones de encendido de todos los cilindros no deben variar en +- 2.5 kg/cm².

La temperatura a la salida de los gases de escape puede variar en 20 °C.

Si la presión máxima de un cilindro es alta y la temperatura de escape es alta, este defecto se elimina reduciendo la longitud de la cremallera.

Si la presión máxima de un cilindro es baja y la temperatura de escape es baja este defecto se puede corregir, incrementando la longitud de la cremallera.

Si la presión máxima de un cilindro es alta y la temperatura de escape es baja este defecto puede corregirse, retardando el tiempo de inyección (retardando el camón de la bomba de inyección).

Si la presión máxima de un cilindro es baja y la temperatura de escape es alta este defecto puede corregirse, adelantando el tiempo de inyección (adelantando el camón de la bomba de inyección).

90° de giro en los pernos de ajuste de los camones representa un cambio en la presión de encendido de 1.5 kg/cm².

4.4.1.1 PÉRDIDAS

Las mayores pérdidas en el motor que pueden presentarse en todas las unidades en general son a consecuencia de una mala calibración y de la calidad de combustibles, como lo expresamos anteriormente, lo cual influye principalmente en la potencia de salida del motor.

A continuación presentamos otro tipo de pérdidas las cuales son debidas a una mala cuantificación por parte de los instrumentos de medida en la central.

Consideramos que la Central Térmica Guangopolo, factura el valor de la energía total activa neta basado en la confiabilidad que presentan sus instrumentos de medida. De acuerdo a las pruebas de medición del régimen térmico en todas las unidades de la central en julio 2005 por la empresa PACACEVI (ver tabla 4.43 y. 4.45), notamos que existe una variación en cuanto a la cuantificación de medida por parte de dicha empresa, en base a este estudio, realizamos una cuantificación aproximada de la energía no registrada en las unidades 3 y 4, las cuales son consideradas en nuestro proyecto de tesis.

Tabla 4. 21 Datos de producción Central Térmica Guangopolo.

	Unidad 1	Unidad 2	Unidad 3	Unidad 4	Unidad 5	Unidad 6	TOTAL
A. DATOS DE PRODUCCIÓN							
a.1Energía Activa Bruta [MWh]	3.631,07	3.754,01	3.844,15	3.359,20	3.818,08	1.647,06	20.053,57
a.2Energía Auxiliares Propios[MWh]	100,83	104,24	106,74	93,28	106,02	45,74	556,85
a.3Energía Auxiliares Comprados[MWh]	0,13	0,14	0,14	0,12	0,14	0,06	0,73
a.4Energía Activa Neta[MWh]	3.530,24	3.649,77	3.737,41	3.265,92	3.712,06	1.601,32	19.496,72

Fuente: Central Térmica Guangopolo-Reporte de producción y Operación agosto 2005.

- **Unidad # 3**

Energía Activa Neta = 3737.41 [MWh]/ mes

Factor de Planta = 99.36 [%]

Utilización de la unidad = 99.23 [%]

- Datos tomados del Reporte de Producción y Operación Agosto 2005.

Potencia Bruta Promedio = 5416.77 [KWh]

Energía Auxiliares = 126.12 [KWh]

- Datos tomados de la tablas 4.43 y 4.33 (Medición de la Potencia Bruta y Auxiliares respectivamente).

Energía Activa Neta = 5290.65 [KWh]

Energía Activa Neta al mes:

$$= 5.290[\text{MWh}] \times 24 [\text{h}] \times 31[\text{días}] \times 0.9923 = \mathbf{3905.45 [\text{MWh}/\text{mes}]}$$

$$\text{Pérdidas} = 3737.41 [\text{MWh}/\text{mes}] - 3905.45 [\text{MWh}/\text{mes}] = - 168.04 \text{ MWh}/\text{mes}$$

Precio Ponderado Promedio Agosto 2005 = 7.02 ctv USD /KWh

$$\text{CostoEstimado} = 168040 \left[\frac{\text{KWh}}{\text{mes}} \right] \times 7.02 \left[\frac{\text{ctv USD}}{\text{KWh}} \right] \times 0.9923 = 11705.57 \left[\frac{\text{USD}}{\text{mes}} \right]$$

- **Unidad # 4**

Energía Activa Neta = 3265.92 [MWh]/ mes

Factor de Planta = 86.83 [%]

Utilización de la unidad = 88.59 [%]

- Datos tomados del Reporte de Producción y Operación Agosto 2005.

Potencia Bruta Promedio = 5314.410 [KWh]

Energía Auxiliares = 126.12 [KWh]

- Datos tomados de la tablas 4.45 y 4.33 (Medición de la Potencia Bruta y Auxiliares respectivamente).

Energía Activa Neta = 5188.29 [KWh]

Energía Activa Neta al mes:

$$5.188[\text{MWh}] \times 24 [\text{h}] \times 31[\text{días}] \times 0.8859 = \mathbf{3419.65 [\text{MWh}/\text{mes}]}$$

$$\text{Pérdidas} = 3265.92 [\text{MWh}/\text{mes}] - 3419.65 [\text{MWh}/\text{mes}] = - 154.23 \text{ MWh}/\text{mes}$$

$$\text{Precio Ponderado Promedio Agosto 2005} = 7.02 \text{ ctv USD /KWh}$$

$$\text{CostoEstimado} = 154230 \left[\frac{\text{KWh}}{\text{mes}} \right] \times 7.02 \left[\frac{\text{ctv USD}}{\text{KWh}} \right] \times 0.8859 = 9591.51 \left[\frac{\text{USD}}{\text{mes}} \right]$$

DIAS	PRECIO PONDERADO ctv/kWh
1	6,5 ¢USD/kWh
2	5,19 ¢USD/kWh
3	6,1 ¢USD/kWh
4	6,49 ¢USD/kWh
5	6,94 ¢USD/kWh
6	6,8 ¢USD/kWh
7	6,96 ¢USD/kWh
8	7,37 ¢USD/kWh
9	7,22 ¢USD/kWh
10	5,17 ¢USD/kWh
11	5,71 ¢USD/kWh
12	5,33 ¢USD/kWh
13	5,96 ¢USD/kWh
14	5,98 ¢USD/kWh
15	7,81 ¢USD/kWh
16	7,77 ¢USD/kWh
17	7,29 ¢USD/kWh
18	7,27 ¢USD/kWh
19	7,3 ¢USD/kWh
20	7,37 ¢USD/kWh
21	7,19 ¢USD/kWh
22	7,65 ¢USD/kWh
23	7,88 ¢USD/kWh
24	8,16 ¢USD/kWh
25	8,85 ¢USD/kWh
26	8,87 ¢USD/kWh
27	7,33 ¢USD/kWh
28	6,5 ¢USD/kWh
29	7,69 ¢USD/kWh
30	7,49 ¢USD/kWh
31	7,49 ¢USD/kWh
Promedio:	7,02 ¢USD/kWh

Fuente: CENACE - Precios en Barra de Mercado Agosto 2005.

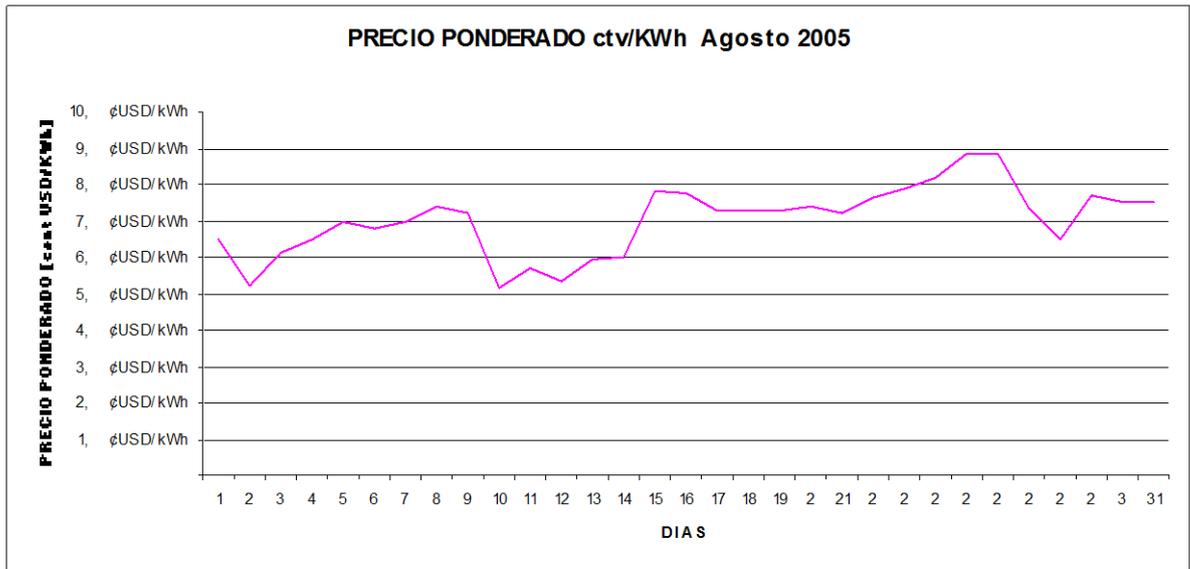


Figura 4.14 Variación del Precio Ponderado Agosto 2005.

4.4.1.2 Eficiencia Térmica.

En termodinámica se define el rendimiento térmico para un ciclo con objeto de mostrar el rendimiento de la conversión de calor en trabajo. De igual manera, la eficiencia térmica de un motor indica, el grado de aprovechamiento del poder calórico del combustible, al desarrollar una unidad de potencia.

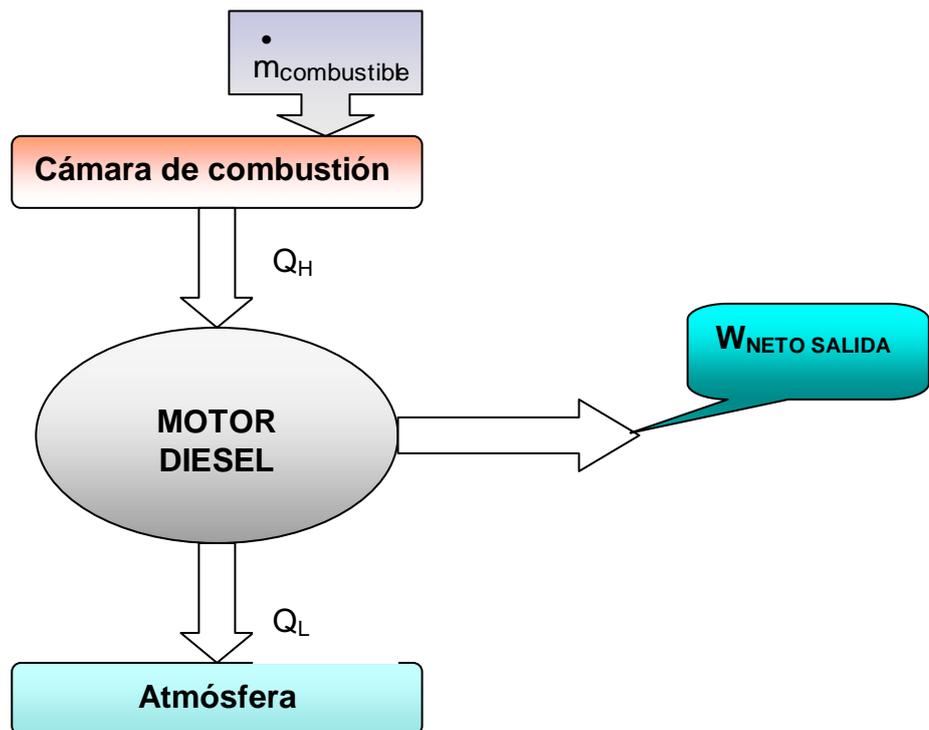


Figura 4.15 Dibujo esquemático de una máquina térmica.

$$\text{Eficiencia Térmica} = \frac{W_{\text{NETO SALIDA}}}{Q_H}$$

$$W_{\text{NETO SALIDA}} = Q_H - Q_L$$



Fotografía 4.3 Motores de la Central Térmica Guangopolo.

$$\eta_{\text{TÉRMICA MOTOR \# 3}} = \frac{W_{\text{NETO SALIDA}}}{Q_H}$$

Poder calórico alto del combustible :

$$H_s = \frac{(\Delta T w - e_1 - e)}{m}$$

$$T_{\text{inicial}} = 24.892^{\circ}\text{C}$$

$$\Delta T = 2.615^{\circ}\text{C}$$

$$T_{\text{final}} = 27.507^{\circ}\text{C}$$

$$w = 2270.8087 \left(\frac{\text{kcal}}{\text{kg}} \right)$$

$$\text{Vol} = 13.2 \text{ ml.}$$

$$e_1 = 5 \text{ cm.}$$

$$\text{Longi} = 10.4 \text{ cm.}$$

$$e_2 = 7.7 \text{ cm.}$$

$$\text{Longf} = 2.7 \text{ cm.}$$

$$m = 0.581 \text{ gr.}$$

$$\text{Cápsula} = 12.8289 \text{ gr.}$$

$$C + M = 13,4099 \text{ gr.}$$

w = Estandarización del ácido Benzóico.

$$H_s = 10198,73 \left(\frac{\text{kcal}}{\text{kg}} \right) \Rightarrow 18361.018 \left(\frac{\text{Btu}}{\text{lbm}} \right)$$

$$\text{Consumo de combustible} : 1093 \left(\frac{\text{kg}}{\text{h}} \right) \Rightarrow 2409.65 \left(\frac{\text{lbm}}{\text{h}} \right)$$

$$\dot{m}_{\text{COMB}} = \frac{Q_H}{H_s} \Rightarrow Q_H = (18361.018 \text{ Btu/lbm}) (2409.65 \text{ lbm/h})$$

$$Q_H = 44243627.02 \left(\frac{\text{Btu}}{\text{h}} \right)$$

$$W_{\text{NETO SALIDA}} = 5530 \text{ kw} \Rightarrow (5530 \text{ kw} \times 3412.14 \text{ Btu/h})$$

$$W_{\text{NETO SALIDA}} = 18869134.2 \left(\frac{\text{Btu}}{\text{h}} \right)$$

$$\eta_{\text{TÉRMINICA}} = \frac{W_{\text{NETO SALIDA}}}{Q_H}$$

$$\eta_{\text{TÉRMINICA MOTOR \# 3}} = \frac{18869134.2 \left(\frac{\text{Btu}}{\text{h}} \right)}{44243627.02 \left(\frac{\text{Btu}}{\text{h}} \right)} = 0.4264 \cong 42.64 \%$$

$$\eta_{\text{TÉRMINICA MOTOR \# 4}} = \frac{W_{\text{NETO SALIDA}}}{Q_H}$$

$$\text{Consumo de combustible promedio} : 1137 \left(\frac{\text{kg}}{\text{h}} \right) \Rightarrow 2506.65 \left(\frac{\text{lbm}}{\text{h}} \right)$$

$$\dot{m}_{\text{COMB}} = \frac{Q_H}{H_s} \Rightarrow Q_H = (18361.018 \text{ Btu/lbm}) (2506.65 \text{ lbm/h})$$

$$Q_H = 46024645.76 \left(\frac{\text{Btu}}{\text{h}} \right)$$

$$W_{\text{NETO SALIDA}} = 5426 \text{ kw} \Rightarrow (5426 \text{ kw} \times 3412.14 \text{ Btu/h})$$

$$W_{\text{NETO SALIDA}} = 18514271.64 \left(\frac{\text{Btu}}{\text{h}} \right)$$

$$\eta_{\text{TÉRMINICA}} = \frac{W_{\text{NETO SALIDA}}}{Q_H}$$

$$\eta_{\text{TÉRMINICA MOTOR \# 4}} = \frac{18514271.64 \left(\frac{\text{Btu}}{\text{h}} \right)}{46024645.76 \left(\frac{\text{Btu}}{\text{h}} \right)} = 0.4022 \cong 40.22 \%$$

4.4.2 SISTEMAS AUXILIARES.

4.4.2.2 Sistema de Suministro de Combustible.

Este sistema comprende los dos subprocesos siguientes:

- Subproceso: búnker – residuo de petróleo.
- Subproceso: diesel.

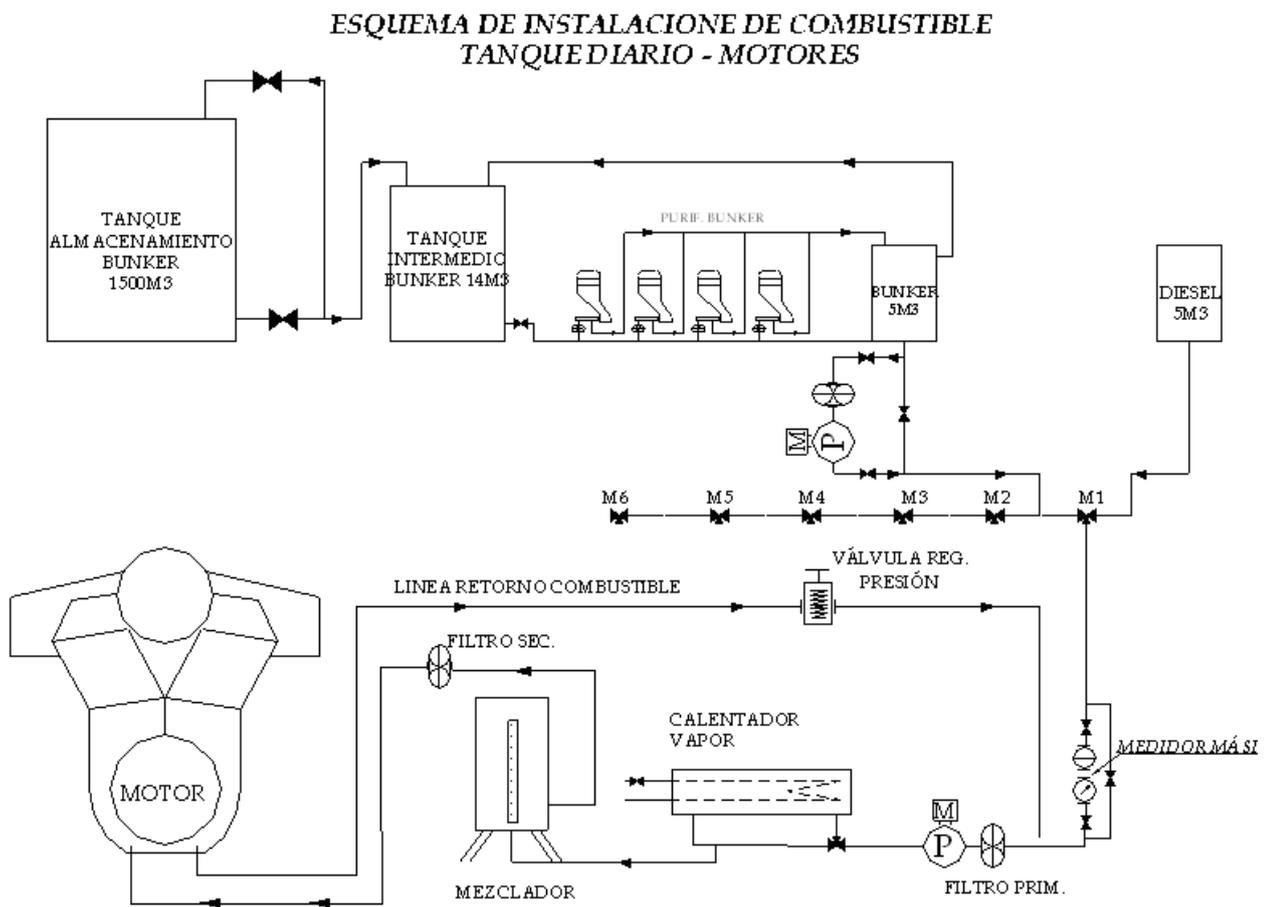


Figura 4.16 Esquema del sistema de suministro de combustible.

El combustible pesado es en realidad una mezcla de aceites combustibles destilados, con residuos de destilación o del cracking del petróleo. La mezcla debe mantenerse homogénea y estable incluso después de un almacenaje largo y no debe tener un efecto corrosivo sobre los elementos del sistema de inyección del motor.

4.4.2.1.1 Características de los Combustibles

Tabla 4.22 Características combustible diesel recomendado por el fabricante

Densidad a 15 °C (g/ cm ³)	< 0.915
Viscosidad a 20 °C (cSt)	< 17.00
Contenido de sedimentos % en peso	< 0.05
Agua % en volumen	< 0.25
Azufre % en peso	< 1.80
Sedimentos % en peso	< 0.02
Residuos de carbonización	< 1.50
Número cetano	> 35
Especificación ASTM 396	Nro. 4

Fuente: Central Térmica Guangopolo, Manual de Instrucciones para la operación de la Planta.

Tabla 4.23 Características combustible Bunker recomendado por el fabricante.

Densidad a 15 °C (g/ cm ³)	< 0.970
Viscosidad a 100 °F segundos Redwood Nro.1	< 1500 (180 cSt a 40 °C)
Agua % en volumen	< 0.2
Azufre % en peso	< 2.50
Sedimentos % en peso	< 0.02
Residuos de carbonización	< 8
Contenido de Vanadio ppm	< 200
Contenido de sodio ppm	< 200
Número cetano	> 40
Punto de inflamación del crisol grande °C	> 65

Fuente: Central Térmica Guangopolo, Manual de Instrucciones para la Operación de la Planta.

Tabla 4.24 Combustibles usados en la Central Termoeléctrica Guangopolo.

MUESTRA/PARÁMETROS	DIESEL	RESIDUO	MIX * RESIDUO DIESEL
Gravedad específica 60°F /60 °F	0.940	0.9916	0.9875
°API	16.8	11.2	11.8
Punto de Inflamación °C	94	130	130
Contenido de Agua	Ausencia	Ausencia	Ausencia
Viscosidad cSt 100 °C	-	48.19	41.27
Viscosidad cSt 50 °C	-	725.2	710.9
Poder calórico Kcal/kg	11411.2	9895.3	9072.3
Contenido de carbón residual (Conradson)	-	6.20	-

*= Mezcla de Residuo 95.9 % y 6.1 % de Diesel

Fuente: Central Térmica Guangopolo, Laboratorio Químico.

DETERMINACIÓN DEL PODER CALORICO DE COMBUSTIBLE RESIDUAL

Laboratorio Químico.
Guangopolo, 11 de agosto de 2005

TLR – 302

Tipo de muestra : Combustible de la bandeja del motor No. 3

Muestreado y realizado por : Ramiro Reyes

Poder Calórico (Kcal / Kg): 10198,73

4.4.2.1.2 Pérdidas en el Subproceso: Búnker – Residuo de Petróleo.

Estas pérdidas se producen principalmente por:

- En el transporte de combustible mezclado residuo diesel, desde el tanque de recepción al intermedio, la temperatura en las tuberías aumenta a los

82°C que opera, en este caso se gasifica el diesel en la línea de suministro.

- De la misma manera en el tramo entre el tanque intermedio y la purificadora, se aumenta la temperatura sobre los 105 °C, se produce la rotura del sello agua de la purificadora.
- Una vez que llega el combustible al tanque de servicio después de haber pasado por la purificadora, este envía el combustible hacia un intercambiador de calor que aumenta la temperatura hasta los 120 °C, que es la temperatura con la cual ingresa al motor. Una falla que se encuentra es que si el nivel de agua que no fue posible sacar del combustible esta rebozando hacia la línea de entrada al motor, en este caso se gasifica el combustible por que la temperatura sube drásticamente, se produce también caída de presión, disparando (parando) el motor.

4.4.2.1.3 Pérdidas en el Subproceso: Diesel.

El Subproceso Diesel entra en operación cuando se tiene que arrancar o apagar los motores, esto involucra que el período de tiempo destinado para el suministro de diesel es relativamente corto y en ocasiones nulo en comparación al suministro de bunker. Por otra parte el subproceso diesel es también utilizado en caso emergente cuando se han agotado las reservas de bunker en la central, esta situación es poco probable ya que el costo de generación sería muy alto y perjudicial para los intereses de la empresa.

En consecuencia, las pérdidas de diesel por derrame o por otros factores no son significativas, como lo que se pudo observar durante los meses de Julio y Agosto en los que la central operó 24 horas al día sin interrupciones, por lo tanto se generó utilizando solamente bunker.

Las pérdidas estimadas por derrames de combustible son de 645 galones, valor correspondiente a la cantidad de diesel utilizado para limpieza, mantenimiento general como en el overhaul de la unidad 6.

4.4.2.1.4 Pérdidas por Desperdicios de Combustible.

Los desperdicios de combustible no se los puede cuantificar con exactitud en cada instancia de ocurrencia, más la cantidad de combustible desperdiciado si se puede determinar en masa total, comprobando los volúmenes de consumo y de recepción de combustible, la variación de estos volúmenes se estima como perdida por desperdicios.

Tabla 4.25 Pérdidas por desperdicios de combustible.

PERDIDAS POR DESPERDICIOS DE COMBUSTIBLE			
MES: JULIO - 2005			
DESCRIPCION	Unidad	COMBUSTIBLE	
		DIESEL	BUNKER
REGISTRO BODEGA			
TANQUES ALMACENAMIENTO	gal	68035	
TANQUE INTERMEDIO	gal	3171	
TOTAL VOLUMEN ENTRADA	gal	71206	858106
REGISTRO DE OPERACIÓN			
CALDERO AUXILIAR	gal	2023	
CONSUMO EN MOTORES	gal	16874	
MEZCLA D/B	gal	48493	809613
MANTENIMIENTO	gal	-645	
PURIFICACION	gal	3171	
TANQUE IMPUREZAS (CIENO)	gal		4426
TOTAL VOLUMEN SALIDA	gal	69916	814039
PERDIDAS DESPERDICIOS	gal	1290	44067

Fuente: Central Térmica Guangopolo, Reporte de Producción y Operación Agosto 2005.

4.4.2.2 Sistema de Suministro de Aceite Lubricante.

4.4.2.2.1 Características de los Aceites Lubricantes (Shell – Texaco).

Tabla 4.26 Aceite lubricante SHELL Argina X-40.

CARACTERÍSTICAS	ESPECIFICAS	RESULTADO	MÉTODOS
Viscosidad cSt 100 °C	13.7 / 15.1	14.04	ASTM D 445
TBN	Típico 40	41.86	ASTM D 2896
Densidad 15 °C	Reportar	0.90761	ASTM D 4052
Punto Inflamación °C	200 min	225	ASTM D 93
Apariencia	Café-Norm-Brill	Café-Norm-Brill	VISUAL
Pto. De Fluidez °C	- 18 max	- 18	ASTM D 97
Contenido Agua	Negativo	Negativo	CRACKING TEST

Fuente: Certificado de análisis Departamento Control de Calidad.

Tabla 4.27 Aceite lubricante SHELL Argina S-40.

CARACTERÍSTICAS	ESPECIFICAS	RESULTADO	MÉTODOS
Viscosidad cSt 100°C	13.7 / 15.1	14.81	ASTM D 445
TBN	Típico 20	20.32	ASTM D 2896
Densidad 15 °C	Reportar	0.89904	ASTM D 4052
Punto Inflamación °C	200 min	224	ASTM D 93
Apariencia	Café-Norm-Brill	Café-Norm-Brill	VISUAL
Pto. De Fluidez °C	- 18 max	- 18	ASTM D 97
Contenido Agua	Negativo	Negativo	CRACKING TEST

Fuente: Certificado de análisis Departamento Control de Calidad.

Tabla 4.28 Aceite lubricante TEXACO.

Parámetro	Unidades	Norma ASTM-D	Motor Nro.1	Motor Nro.2	Motor Nro.3	Motor Nro.4	Motor Nro.5
Horas de Servicio	Horas	-----	2009.6	8244.2	1636.2	164.1	9526.5
Gravedad Específica	----- (60/60°F)	1298	0.9070	0.9022	0.9096	0.9096	0.9070
Punto de Inflamación	°C	92	244	235	244	246	244
Contenido de agua	Análisis cualitativo	95	Ausencia	Ausencia	Ausencia	Ausencia	Ausencia
Nro.de Neut (TBN)	mg KOH/g	2896	22.20	24.92	24.17	25.25	24.72
Viscosidad (40 °C)	cSt /s	445	145.56	136.29	148.66	151.34	139.53
Viscosidad (100 °C)	cSt /s	445	15.04	14.36	15.01	14.80	14.52
Indice de viscosidad	-----	2270	103.00	103.08	100.81	96.82	102.30
Insolubles en Pentano	% Peso	893	1.87	0.50	1.79	1.53	1.06

*Observaciones: El Motor Nro. 6 esta fuera de funcionamiento.

Fuente: Central Térmica Guangopolo Laboratorio Químico 13-07-2005.

4.4.2.2.2 Pérdidas en el Subproceso: Aceite de Sistema y Cilindros (Shell).

En lo que a este subproceso se refiere, cabe señalar que en la central se cambió la configuración de la distribución de aceite, es decir el subproceso SHELL, abastecía anteriormente a tres unidades, mientras que en la actualidad solo a la unidad 6, razón por la cual las pérdidas no son significativas.

Por otra parte en el análisis del presente proyecto, se destinó las unidades 3 y 4 respectivamente, razón por la cual no se tomó en cuenta la unidad 6, la misma que para el período de estudio se encontraba en su overhaul de rutina e inoperativa.

4.4.2.2.3 Pérdidas en el Subproceso: Aceite de Sistema y Cilindros (Texaco).

En el sistema de suministro de aceite para lubricación, el aceite se distribuye hacia tres partes, esto es aceite para sistema, para válvulas y para cilindros. Aquí podemos mencionar las siguientes fallas:

- Caída de presión en el suministro de aceite de sistema, debido a que falla una de las dos bombas, esto produce el disparo del motor.
- En suministro de aceite para válvulas existen dos bombas, una eléctrica que se utiliza para el arranque y otra manual que entra a operar una vez que arranco el motor, la falla común es que la bomba eléctrica se remuerda y no arranque al motor y/o la bomba mecánica pierda presión y dispare al motor.
- Las bombas de aceite para cilindros fallan por rotura de varillaje, el motor puede seguir trabajando hasta 20 horas después de haber sucedido la rotura.
- Fallo de la bomba de aceite del turbo cargador, por lo cual se produce el disparo del motor.

4.4.2.2.4 Pérdidas por Desperdicios de Aceite Lubricante.

Las pérdidas por desperdicios de aceite lubricante, son principalmente por derrames accidentales, derrames por falta de control en la operación del sistema, derrames por fallas en los retenedores de las purificadoras de aceite, de filtros, derrames por averías en el sistema propiamente dicho o derrames por averías en el motor.

4.4.2.3 Sistema de Refrigeración.

Las centrales eléctricas, los grandes sistemas de aire acondicionado y algunas industrias generan grandes cantidades de calor de desecho que con frecuencia se arroja hacia al agua de enfriamiento de lagos o ríos cercanos. Si embargo, en algunos casos el suministro de agua es limitado o la contaminación térmica alcanza niveles preocupantes. En estos casos, el calor de desecho debe arrojarse hacia la atmósfera, con el agua de enfriamiento recirculando y sirviendo como un medio de transporte para el calor entre la fuente y el sumidero (atmósfera). Una manera de lograr esto es por medio del uso de torres de enfriamiento húmedo.

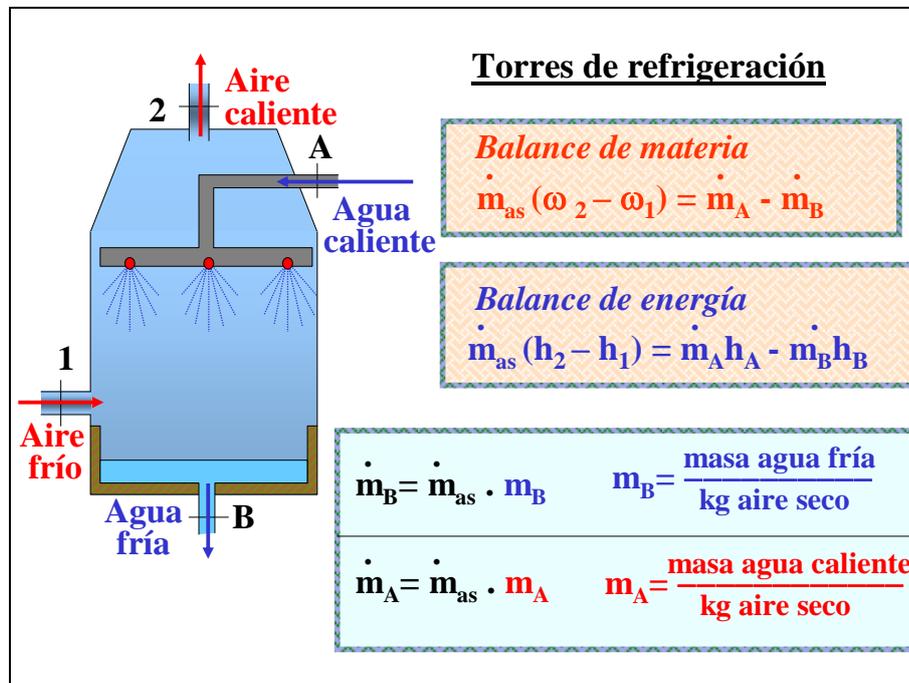


Figura 4.17 Esquema general Torre de refrigeración.

4.4.2.3.1 Pérdidas en el Subproceso: Enfriamiento de Agua.

Estas pérdidas están relacionadas específicamente con el enfriador evaporativo semicerrado (torre de enfriamiento), en el cual debe añadirse agua de reemplazo al ciclo, para sustituir el agua perdida por evaporación y por el arrastre del aire.

Para minimizar la cantidad de agua que se lleva el aire se podría instalar mamparas deflectoras en las torres de enfriamiento encima de la sección de rociado.



Fotografía 4.4 Torre de enfriamiento Central Térmica Guangopolo.

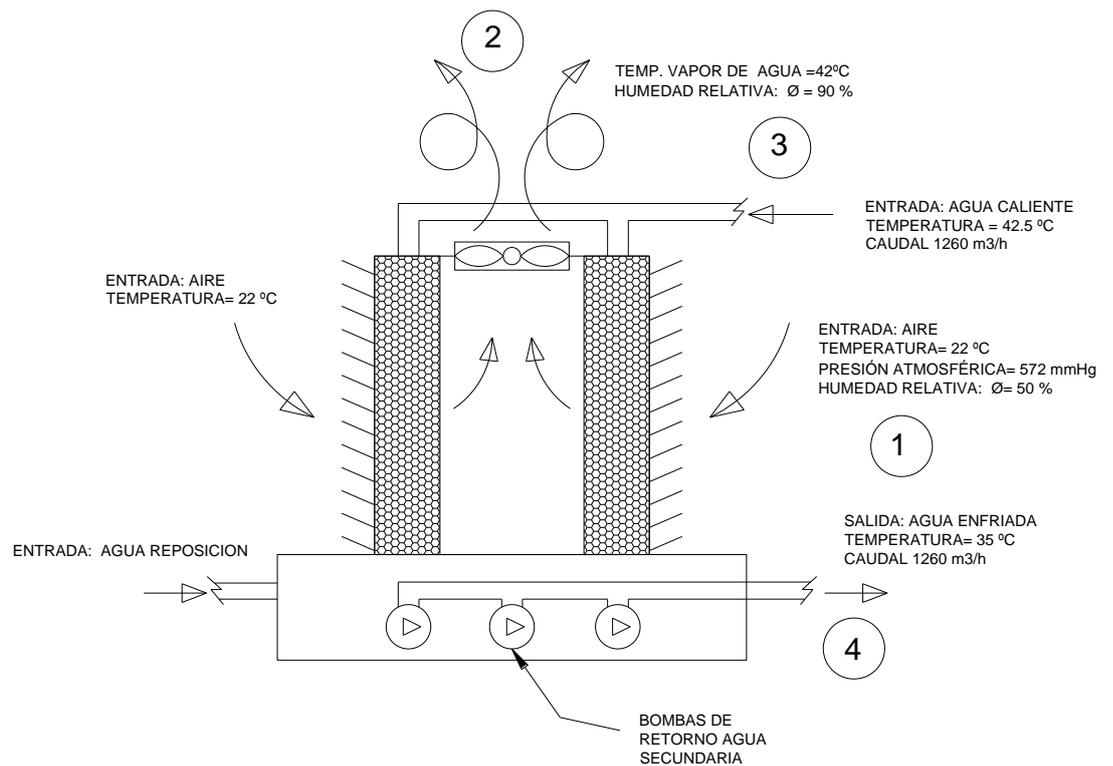


Figura 4.18 Esquema torre de enfriamiento a contra flujo de tiro forzado.

Si aplicamos las ecuaciones de conservación de masa y de energía tenemos:

Para los puntos 1, 2, 3 y 4 expresados en la figura se tiene:

Masa de aire seco: $\sum \dot{m}_{a,e} = \sum \dot{m}_{a,s} \Rightarrow \dot{m}_{a1} = \dot{m}_{a2} = \dot{m}_a$

Masa de agua:
$$\sum \dot{m}_{\text{agua,e}} = \sum \dot{m}_{\text{agua,s}} \Rightarrow \dot{m}_3 + \dot{m}_{a1} \omega_1 = \dot{m}_{a2} \omega_2 + \dot{m}_4$$

$$\dot{m}_3 - \dot{m}_4 = \dot{m}_a (\omega_2 - \omega_1) = \dot{m}_{\text{reemplazo}}$$

Energía:

$$Q - W = \sum \dot{m}_s h_s - \sum \dot{m}_e h_e$$

$$0 = \dot{m}_{a2} h_2 + \dot{m}_{a4} h_4 - \dot{m}_{a1} h_1 - \dot{m}_{a3} h_3$$

$$0 = \dot{m}_a (h_2 - h_1) + \left(\dot{m}_3 - \dot{m}_{\text{reemplazo}} \right) h_4 - \dot{m}_3 h_3$$

Al resolver para \dot{m}_a resulta:

$$\dot{m}_a = \frac{\dot{m}_3 (h_3 - h_4)}{(h_2 - h_1) - (\omega_2 - \omega_1) h_4}$$

El esquema de la torre de enfriamiento se muestra en la fig. 4.18 La relación de flujo de aire seco a través de la torre permanece constante ($\dot{m}_{a1} = \dot{m}_{a2} = \dot{m}_a$), pero la relación de flujo de masa del agua líquida disminuye en una cantidad igual a la cantidad de agua que se evapora en la torre durante el proceso de enfriamiento. El agua que se pierde por evaporación debe restituirse después en el ciclo para mantener la operación permanente.

Datos generales:

- Altura: 2440 msnm.
- Presión Atmosférica: 572 mmHg (nivel suelo) y 567 mmHg (zona de calderos).
- Humedad Relativa: 50 % al 98 % mínima y máxima respectivamente.
- Bomba de agua secundaria: Capacidad: 630 m³/h c/u.

Rapidez de flujo de volumen \dot{m}_3 :

- Capacidad 2 Bombas agua secundaria: 1260 m³/h o 0.35 m³/s.
- Densidad del agua, temperatura promedio: 993 kg/m³.

$$\dot{m}_3 = (993 \text{ kg/m}^3)(0.35 \text{ m}^3/\text{s}) = 347.55 \text{ kg/s}$$

De la carta psicrométrica a 572 mm Hg o 70.260 Kpa de presión atmosférica y una temperatura ambiente de 22 °C , o mediante el programa PSY, caso Nro. 2 obtenemos:

$$h_1 = 30.392 \frac{\text{KJ}}{\text{Kg}_{\text{aire seco}}} \Rightarrow \text{entalpía en 1}$$

$$\omega_1 = 0.011955 \frac{\text{Kg}_{\text{agua}}}{\text{kg}_{\text{aire seco}}} \Rightarrow \text{humedad específica en 1}$$

$$v_1 = 1.2297 \frac{\text{m}^3}{\text{kg}_{\text{aire seco}}} \Rightarrow \text{volumen específico en 1}$$

$$h_2 = 208.864 \frac{\text{KJ}}{\text{Kg}_{\text{aire seco}}} \Rightarrow \text{entalpía en 2}$$

$$\omega_2 = 0.073179 \frac{\text{Kg}_{\text{agua}}}{\text{kg}_{\text{aire seco}}} \Rightarrow \text{humedad específica en 2}$$

De la tabla A-4 Agua saturada, o mediante el programa STEAM, caso Nro.2

$$h_3 = 175.92 \frac{\text{KJ}}{\text{kg}} \cong h_f @ 42.5 \text{ °C} \Rightarrow \text{entalpía líquidos saturado en 3}$$

$$h_4 = 146.68 \frac{\text{KJ}}{\text{kg}} \cong h_f @ 35 \text{ °C} \Rightarrow \text{entalpía líquidos saturado en 4}$$

Al sustituir tenemos:

$$\dot{m}_a = \frac{(347.55 \text{ kg/s})[(175.92 - 146.68)\text{KJ/kg}]}{[(208.864 - 30.392)\text{KJ/kg}] - (0.073179 - 0.011955)146.68 \text{ KJ/kg}}$$

$$\dot{m}_a = 59.957 \frac{\text{kg}}{\text{s}}$$

Entonces la relación de flujo de volumen de aire en la torre de enfriamiento es:

$$\dot{V}_1 = \dot{m}_a \times v_1 \Rightarrow (59.957 \text{ kg/s})(1.2297 \text{ m}^3/\text{kg}) = 73.729 \text{ m}^3/\text{s}$$

La relación de flujo de masa de agua restituida necesaria se determina de:

$$\dot{m}_{\text{reemplazo}} = \dot{m}_a (\omega_2 - \omega_1) \Rightarrow (59.957 \text{ kg/s})[(0.073179 - 0.011955)]$$

$$\dot{m}_{\text{reemplazo}} = 3.670 \text{ kg/s}$$

Con la densidad de agua a 35 °C determinamos el volumen de agua que se evapora

$$\text{densidad}_{\text{AGUA @ 35 °C}} = 993 \left(\frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right)$$

$$\text{Volumen}_{\text{agua evaporada}} = \frac{\dot{m}_{\text{reemplazo}}}{\text{densidad}_{\text{AGUA @ 35 °C}}} = \frac{3.670 \text{ kg/s}}{993 \text{ kg/m}^3}$$

$$\text{Volumen}_{\text{agua evaporada}} = 3.696 \times 10^{-3} \text{ m}^3/\text{s} \cong 13.308 \text{ m}^3/\text{h} \cong 319.392 \text{ m}^3/\text{día}$$

Por consiguiente el 98.94 % de agua de enfriamiento se ahorra, y recircula en este caso. El volumen de agua que se evapora en el proceso de enfriamiento (aproximadamente 320 m³/día), es compensado con agua fresca clarificada, luego de pasar por un filtro de arena y antracita de 82 m³/hora de capacidad.

4.4.2.3.2 Pérdidas de Calor Transferido Vía Combustible a los Sistemas.

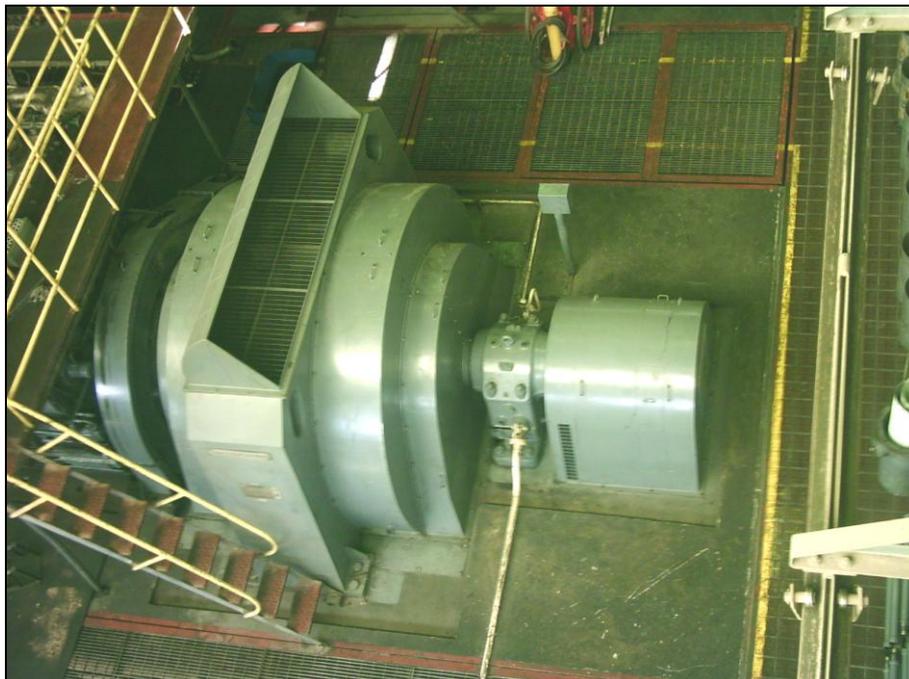
Tabla 4.29 Consumos de calor.

PUNTO DE MEDIDA	UNIDAD 3			UNIDAD 4		
	Consumo de calor [MBtu/h]	RTD [(KJ/h)/kw]	RTD [(Btu/h)/kw]	Consumo de calor [MBtu/h]	RTD [(KJ/h)/kw]	RTD [(Btu/h)/kw]
Punto 1 : 2.6 MW	23.95	10229.61	9695.64	23.24	10048.09	9523.59
Punto 2 : 3.0 MW	28.18	9850.74	9336.54	26.55	9677.73	9172.57
Punto 3 : 4.0 MW	37.77	9465.62	8971.52	34.69	9378.39	8888.85
Punto 4 : 5.2 MW	48.05	9359.36	8870.81	46.18	9159.83	8681.70

Fuente: Informe de medición del régimen térmico CENACE-PACACEVI Julio 2005.

4.4.3 SISTEMA GENERADOR

Un generador sincrónico es una máquina sincrónica utilizada como generador, que convierte potencia mecánica en potencia eléctrica trifásica. La fuente de potencia mecánica puede ser un motor diesel, una turbina de vapor, una turbina hidráulica o dispositivos similares. Cualquiera que sea la fuente, debe tener la propiedad de mantener casi constante la velocidad a cualquier carga.



Fotografía 4.5 Sistema Generador.

4.43.1 PÉRDIDAS DE POTENCIA EN EL GENERADOR

No toda la potencia mecánica que entra al generador sincrónico sale de la máquina como potencia eléctrica. La diferencia entre las potencias en la entrada y en la salida del generador corresponde a las pérdidas de la máquina.

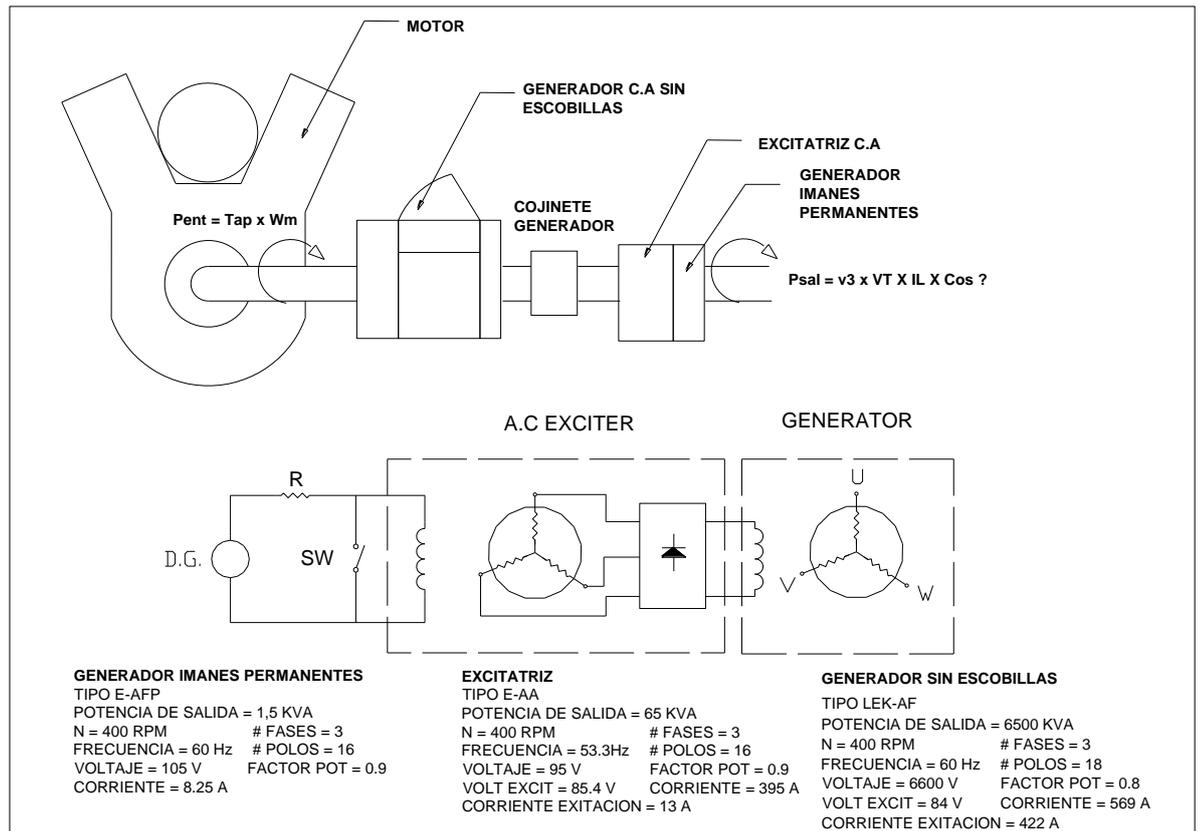


Figura 4.19 Esquema Sistema Generador.

Las pérdidas de potencia en el generador se pueden dividir en dos grandes clases: 1) Las que se producen por el flujo de la corriente a través de las diversas partes de los devanados del generador, que se llaman *pérdidas eléctricas o pérdidas en el cobre*, y 2) las que son función directa de la rotación dinámica del generador, que se llaman *pérdidas rotacionales o de potencia parásita*. La figura 4.20 presenta el diagrama de flujo de potencia del generador sincrónico. Las pérdidas más significativas y las cuales podemos calcular, las encontramos en el primer grupo.

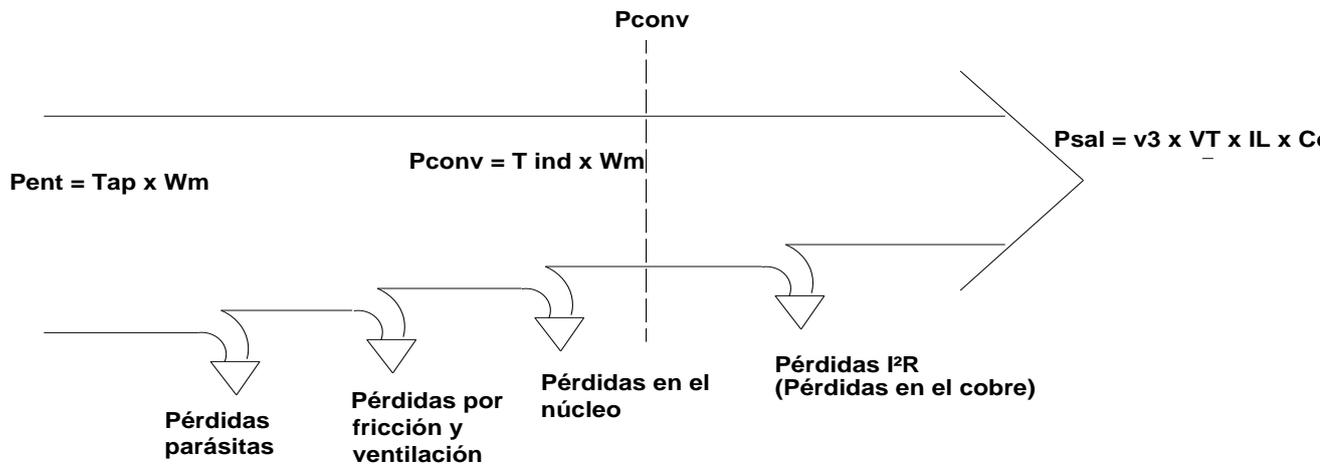


Figura 4.20 Pérdidas Sistema Generador.

GENERADOR UNIDAD 3

Pérdidas en el Cobre

$$\text{Pérdidas} = I^2 \times R$$

Potencia = 5416 Kw. \Rightarrow Valor obtenido Medidor de Potencia Cia. PACACEVI.

Amperaje (R, S, T) = 474.31 A.

Resistencias = 0.0475 Ω .

Factor de potencia = 1.0

$$\text{Pérdidas}_{3\phi} = 3 \times (474.31 \text{ A})^2 (0.0475 \Omega) = 32.058 \text{ kw.}$$

Pérdidas en el Cobre (Excitatriz)

$$\text{Pérdidas} = I^2 \times R$$

$$\text{Potencia} = 5416 \text{ Kw.}$$

$$\text{Amperaje (R, S, T)} = 286.5 \text{ A.}$$

$$\text{Resistencias} = 0.054 \Omega.$$

$$\text{Factor de potencia} = 1.0$$

$$\text{Pérdidas}_{3\phi} = 3 \times (286.5 \text{ A})^2 (0.054 \Omega) = 13.297 \text{ kw.}$$

$$\text{Pérdidas mecánicas} = 30 \text{ kw.}$$

$$\text{Pérdidas en el núcleo} = 26 \text{ kw.}$$

$$\text{Pérdidas spray load} = 10.5 \text{ kw.}$$

$$\text{Pérdidas exciter} = 2 \text{ Kw.}$$

- Valores interpolados obtenidos de la Tabla 4.30 (Eficiencia Sistema Generador con Factor de Potencia 1.0).

Pérdidas Sistema Generador:

$$\text{Pérdidas} = 32.058 + 13.297 + 30 + 26 + 10.5 + 2 = \mathbf{113.855 \text{ Kw.}}$$

Potencia a la Salida del generador Teórica:

$$P_{\text{SALIDA}} = \sqrt{3} \times V_T \times I_L \times \cos \theta$$

$$P_{\text{SALIDA}} = \sqrt{3} \times 6600 \times 474.31 \times \cos 1$$

$$P_{\text{SALIDA}} = 5421.25 \text{ Kw}$$

Potencia a la Salida del generador Real:

$$P_{\text{SALIDA}} = 5416.799 \text{ Kw.}$$

- Valor obtenido del Medidor de Potencia, ver *Tabla 4.43* (Medición de Potencia Bruta punto 4 para la unidad 3).

Potencia a la Entrada del generador:

$$\text{Pérdidas} = \text{Potencia}_{\text{entrada}} - \text{Potencia}_{\text{salida}}$$

$$\text{Potencia}_{\text{entrada}} = \text{Potencia}_{\text{salida}} + \text{Pérdidas}$$

$$\text{Potencia}_{\text{entrada}} = 5421.25 \text{ Kw} + 113.85 \text{ Kw} = 5530.1 \text{ Kw}$$

Potencia a la Entrada Real:

La potencia a la entrada del generador, es la potencia bruta generada por el motor, esta potencia teóricamente es de *5530.1 Kw*, la cual se obtuvo adicionando a la potencia de salida real las pérdidas en el generador. El valor obtenido del medidor de presión de combustión ver tabla 4.1 (Registro de Datos de Operación del Motor Nro. 3), de uso de la central, si bien es un elemento muy importante para el control del funcionamiento del motor, presento un valor mucho menor, ya que debido al uso frecuente, su calibración no esta a punto.

GENERADOR UNIDAD 4

Pérdidas en el Cobre

$$\text{Pérdidas} = I^2 \times R$$

Potencia = 5314.41Kw. \Rightarrow Valor obtenido Medidor de Potencia Cia. PACACEVI.

Amperaje (R, S, T) = 464.96 A.

Resistencias = 0.0475 Ω .

Factor de potencia = 1.0

$$\text{Pérdidas}_{3\phi} = 3 \times (464.96 \text{ A})^2 (0.0475 \Omega) = 30.806 \text{ kw.}$$

Pérdidas en el Cobre (Excitatriz Unidad 4)

$$\text{Pérdidas} = I^2 \times R$$

$$\text{Potencia} = 5314.41 \text{ Kw.}$$

$$\text{Amperaje (R, S, T)} = 283.77 \text{ A.}$$

$$\text{Resistencias} = 0.054 \Omega.$$

$$\text{Factor de potencia} = 1.0$$

$$\text{Pérdidas}_{3\phi} = 3 \times (283.77 \text{ A})^2 (0.054 \Omega) = 13.045 \text{ kw.}$$

$$\text{Pérdidas mecánicas} = 30 \text{ kw.}$$

$$\text{Pérdidas en el núcleo} = 26 \text{ kw.}$$

$$\text{Pérdidas spray load} = 9.85 \text{ kw.}$$

$$\text{Pérdidas exciter} = 2 \text{ Kw.}$$

- Valores interpolados obtenidos de la Tabla 4.30 (Eficiencia Sistema Generador con Factor de Potencia 1.0).

Pérdidas Sistema Generador:

$$\text{Pérdidas} = 30.806 + 13.045 + 30 + 26 + 9.85 + 2 = \mathbf{111.701 \text{ Kw.}}$$

Potencia a la Salida del generador Teórica:

$$P_{\text{SALIDA}} = \sqrt{3} \times V_T \times I_L \times \text{Cos } \theta$$

$$P_{\text{SALIDA}} = \sqrt{3} \times 6600 \times 464.96 \times \text{Cos } 1$$

$$P_{\text{SALIDA}} = 5314.39 \text{ Kw}$$

Potencia a la Salida del generador Real:

$$P_{\text{SALIDA}} = 5314.410 \text{ Kw.}$$

- Valor obtenido del Medidor de Potencia, ver *Tabla 4.45* (Medición de Potencia Bruta punto 4 para la unidad 4).

Potencia a la Entrada del geneador:

$$\text{Pérdidas} = \text{Potencia}_{\text{entrada}} - \text{Potencia}_{\text{salida}}$$

$$\text{Potencia}_{\text{entrada}} = \text{Potencia}_{\text{salida}} + \text{Pérdidas}$$

$$\text{Potencia}_{\text{entrada}} = 5314.39 \text{ Kw} + 111.701 \text{ Kw} = 5426.11 \text{ Kw}$$

Potencia a la Entrada Real:

La potencia a la entrada del generador, es la potencia bruta generada por el motor, esta potencia teóricamente es de *5426.11 Kw*, la cual se obtuvo adicionando a la potencia de salida real las pérdidas en el generador. El valor obtenido del medidor de presión de combustión ver tabla 4.5 (Registro de Datos de Operación del Motor Nro. 4), de uso de la central, si bien es un elemento muy importante para el control del funcionamiento del motor, presento un valor mucho menor, ya que debido al uso frecuente, su calibración no esta a punto.

Tabla 4.30 Eficiencia Sistema Generador con Factor de Potencia 1.0

POWER FACTOR 1.0																
Load (%)	output		Line (V)	loads amps (A)	Field volts (V)	Field amps (A)	Mech loss (KW)	Core loss (KW)	Coper loss (KW)	Stray load loss (KW)	field loss (KW)	exciter loss (KW)	total loss (KW)	Imput (KW)	Efficiency (%)	Guarantee (%)
	KWA	KW														
25	1625	1625	6600	142	46.9	236	30	26	3	1	11	2	73	1698	95.70	0
50	3250	3250	6600	285	50.9	256	30	26	14	4	13	2	89	3339	97.3	0
75	4875	4875	6600	427	55.0	276	30	26	31	8	15	2	112	4987	97.75	0
80	5200	5200	6600	462.5	56.025	281.25	30	26	37	9.25	15.75	2	120	5401.25	97.77	0
100	6500	6500	6600	569	59.1	297	30	26	55	13	18	2	144	6644	97.83	0
110	7150	7150	6600	626	60.7	305	30	26	67	15	19	2	159	7309	97.82	0

Fuente: Central Térmica Guangopolo -Manual de Mantenimiento del Generador.

Tabla 4.31 Eficiencia Sistema Generador con Factor de Potencia 0.8

POWER FACTOR 0.8																
Load (%)	output		Line (V)	loads amps (A)	Field volts (V)	Field amps (A)	Mech loss (KW)	Core loss (KW)	Coper loss (KW)	Stray load loss (KW)	field loss (KW)	exciter loss (KW)	total loss (KW)	Imput (KW)	Efficiency (%)	Guarantee (%)
	KWA	KW														
25	1625	1300	6600	142	53.1	267	30	26	3	1	14	2	76	1376	94.48	0
50	3250	2600	6600	285	63.5	319	30	26	14	4	20	2	96	2696	96.44	95.9
75	4875	3900	6600	427	73.6	370	30	26	31	8	27	3	125	4025	96.89	96.6
80	5200	4160	6600	455.3	76.2	383	30	26	37	9.25	29	3	134.25	4109.25	96.91	96.62
100	6500	5200	6600	569	84.0	422	30	26	55	13	35	3	162	4362	96.98	96.7
110	7150	5720	6600	626	88.2	443	30	26	67	15	39	3	180	5900	96.95	0

Fuente: Central Térmica Guangopolo -Manual de Mantenimiento del Generador.

4.4.3.2 Consumo Propio de Energía.

La Central Térmica Guangopolo no dispone de un instrumento para medir los consumos de potencia de los Auxiliares por cada unidad. En la Central se midieron los consumos de auxiliares propios de cada unidad = 69046.67 (W), y los auxiliares generales de la planta = 756749.37 (W). Para valorar los consumos de los auxiliares de cada una de las unidades, se dividió el consumo de los auxiliares generales para 6 unidades = 126.12 (Kw).

Tabla 4.32 Características Medidor de Auxiliares

Marca :	LEM
Tipo :	Analizador de comportamiento de una red eléctrica
Modelo :	MEMOBOX 300 SMART
País de origen:	Austria
Nivel de precisión:	Menos del 0.3 %
Características:	3 entradas de voltaje y 4 entradas de corriente Interfaces RS 232 Velocidad de muestreo 10.24 KHz Disco duro de 4 MB Temperatura de funcionamiento de -10 a +55 °C
Protección:	IP65
Variables que opera:	Potencia, energía, factor de potencia, frecuencia, armónicos, fluctuaciones, THD.

Fuente: Informe de medición del régimen térmico CENACE-PACACEVI julio 2005.

Tabla 4.33 Medición Potencia de Auxiliares para las unidades 3 y 4.

PUNTOS DE MEDIDA	UNIDAD 3		UNIDAD 4	
	INSTRUMENTO PACACEVI	INSTRUMENTO CENTRAL	INSTRUMENTO PACACEVI	INSTRUMENTO CENTRAL
	[kW]	[MW]	[kW]	[MW]
PUNTO 1 : 2.6 [MW]	126.12	-	126.12	-
PUNTO 2 : 3.0 [MW]	126.12	-	126.12	-
PUNTO 3 : 4.0 [MW]	126.12	-	126.12	-
PUNTO 5 : 5.2 [MW]	126.12	-	126.12	-
Auxiliares propios de cada unidad: 69046.67 [W]				
Auxiliares generales de la planta: 756749.37 [W]				

Fuente: Informe de medición del régimen térmico CENACE-PACACEVI julio 2005.

Energía Activa Bruta

E_{GEN} = Energía producida por cada unidad

$E_{GEN \text{ MOTOR } \# 3} = 5416.779 \text{ KW.}$

$E_{GEN \text{ MOTOR } \# 4} = 5314.410 \text{ KW.}$

Energía Activa Neta

$\text{Energía Activa Neta} = \text{Energía Activa Bruta} - \text{Energía Auxiliares}$

$\text{Energía Activa Neta MOTOR } \# 3 = 5416.779 \text{ KW} - 126.12 \text{ KW}$

$\text{Energía Activa Neta MOTOR } \# 3 = 5290.65 \text{ KW}$

$\text{Energía Activa Neta MOTOR } \# 4 = 5314.410 \text{ KW} - 126.12 \text{ KW}$

$\text{Energía Activa Neta MOTOR } \# 4 = 5188.29 \text{ KW}$

En el sistema eléctrico también se producen fallas, estas pueden ser:

- Fallo del regulador automático de voltaje (AVR), debido a desequilibrio de corriente en la línea de transmisión, esto se produce por rayos caídos sobre la línea, por el disparo de alguna subestación externa o por disparo de algún generador.
- Falla en el generador produciendo el disparo de la unidad debido a anomalías en la línea de transmisión, el motor de dispara por sobre velocidad, esto es que llega a las 460 RPM.
- Disparo por la apertura de la línea (Parada forzada del motor por haberse desconectado la central de la línea de transmisión en la Vicentina).
- Disparo de las unidades ocasionado por fallas en el transformador o en el disyuntor.
- Falla por humedad en el aceite dieléctrico de los terminales de interconexión.

4.5 CÁLCULOS.

Consumo de Combustible [kg /s]

Este parámetro, determinado experimentalmente indica “la rapidez de consumo” de un motor. Se determina, en un determinado lapso de tiempo la medida de masa o de volumen que ha ingresado a los motores de combustión y por tanto que han sido consumidos en el proceso de generación.

Determinación del consumo másico:

1. Elegir un período de tiempo para realizar la medición y registrar todos los datos pertinentes (tipo de combustible, unidades a monitorear).
2. Registrar el valor de consumo de combustible señalado por el medidor másico ubicado en la línea de entrada de cada motor.

$$m_c = V_c \times \delta_c \quad [\text{kg/s}]$$

$$\text{Donde: } V_c = V_{\text{prueba}} / t$$

Punto 4 : 5.2 MW

Medidor másico:

$$T = 96.4 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\delta_{\text{BUNKER}} = 0.92 \text{ g/cm}^3$$

Masa comb motor # 3 = **1093 Kg/h** (valor medio).

Masa comb motor # 4 = **1137 Kg/h** (valor promedio de todas las unidades, por no poseer medidor másico en dicha unidad).

$$m_{c \text{ MOTOR } \# 3} = \mathbf{0.3036} \quad [\text{kg /s}]$$

$$m_{c \text{ MOTOR } \# 4} = \mathbf{0.3158} \quad [\text{kg /s}]$$

Tabla 4.34 Características Medidor de Caudal (Compañía PACACEVI).

Marca:	CONTROLOTRON
TIPO:	Ultrasónico
Modelo :	1010P
País de origen:	USA
Tipos de tuberías:	Aceros, hierro fundido, cobre, aluminio, plástico, vidrio, etc
Rango de diámetros:	Desde 10 mm hasta 9 m.
Tipo de fluidos:	Agua, combustibles, ácidos, alcohol, aceites, etc.
Nivel de precisión.	Hasta 1% de error.
Tipos de sensores:	De precisión.

Fuente: Compañía PACACEVI (Informe de medición del régimen térmico 07/08/05).

Los datos obtenidos de la prueba se adjuntan en las siguientes tablas y son los que han servido para realizar el cálculo del régimen térmico en los cuatro puntos representativos de la unidad.

Tabla 4.35 Medición de caudal de combustible punto 1 y punto 2 para la unidad 3.

PUNTO 1 : 2.6 MW						PUNTO 2 : 3.0 MW					
NÚMERO MEDIDA	HORA	INSTRUMENTO PACACEVI			INSTRUMENTO CENTRAL	NÚMERO MEDIDA	HORA	INSTRUMENTO PACACEVI		CAUDAL TOTAL (Kg/h)	INSTRUMENTO CENTRAL
		CAUDAL MEDIDO	CAUDAL CORREGIDO	CAUDAL TOTAL	FLUJO INGRESO			CAUDAL MEDIDO	CAUDAL CORREGIDO ¹		FLUJO INGRESO
		(Gal/min)	(Gal/min)	(Kg/h)	(Kg/h)			(Gal/min)	(Gal/min)		(Kg/h)
1	9:15	2.769	2,622	571,691		1	9:40	3.271	3,102	676,261	
2	9:16	2.794	2,646	576,852		2	9:41	3.237	3,070	669,232	626
3	9:17	2.809	2,660	579,949		3	9:42	3.291	3,121	680,396	
4	9:18	2.711	2,567	559,716	521	4	9:43	3.257	3,089	673,367	
5	9:19	2.732	2,587	564,052		5	9:44	3.284	3,114	678,949	
6	9:20	2.856	2,705	589,653		6	9:45	3.237	3,070	669,232	
7	9:21	2.768	2,621	571,484		7	9:46	3.261	3,092	674,194	626
8	9:22	2.824	2,674	583,046		8	9:47	3.259	3,091	673,781	
9	9:23	2.894	2,741	597,499	520	9	9:48	3.295	3,125	681,223	
10	9:24	2.886	2,733	595,847		10	9:49	3.289	3,119	679,983	
11	9:25	2.737	2,592	565,084		11	9:50	3.329	3,157	688,253	
12	9:26	2.705	2,562	558,477		12	9:51	3.315	3,144	685,358	627
13	9:27	2.791	2,643	576,233		13	9:52	3.268	3,099	675,641	
14	9:28	2.818	2,669	581,808	521	14	9:53	3.278	3,109	677,709	
15	9:29	2.761	2,615	570,039		15	9:54	3.248	3,080	671,506	
16	9:30	2.790	2,642	576,027		16	9:55	3.278	3,109	677,709	
17	9:31	2.808	2,659	579,743		17	9:56	3.352	3,179	693,008	627
18	9:32	2.823	2,673	582,840		18	9:57	3.260	3,091	673,987	
19	9:33	2.773	2,626	572,517	522	19	9:58	3.341	3,168	690,734	
20	9:34	2.856	2,705	589,653		20	9:59	3.319	3,147	686,185	
PROMEDIO		2.795	2,647	577,111	521	PROMEDIO		3.283	3,114	678,835	627

¹ **Observaciones:** El caudal para los puntos 1 y 2 se corrige con un factor de 0.947 y 0.9483 tomado de la tabla ASTM-IP Nr0. 54 para una densidad referencial de 960 (Kg/m³) a una temperatura de 95 °C y 93 °C respectivamente.

Fuente: Informe de medición del régimen térmico CENACE-PACACEVI julio 2005.

Tabla 4.36 Medición de caudal de combustible punto 3 y punto 4 para la unidad 3.

PUNTO 3 : 4.0 MW						PUNTO 4 : 5.2 MW					
NÚMERO MEDIDA	HORA	INSTRUMENTO PACACEVI			INSTRUMENTO CENTRAL	NÚMERO MEDIDA	HORA	INSTRUMENTO PACACEVI			INSTRUMENTO CENTRAL
		CAUDAL MEDIDO	CAUDAL CORREGIDO ⁰	CAUDAL TOTAL	FLUJO INGRESO			CAUDAL MEDIDO	CAUDAL CORREGIDO ²	CAUDAL TOTAL	FLUJO INGRESO
		(Gal/min)	(Gal/min)	(Kg/h)	(Kg/h)			(Gal/min)	(Gal/min)	(Kg/h)	(Kg/h)
1	10:05	4.412	4,187	912,734		1	10:35	5.612	5,318	1159,394	
2	10:06	4.425	4,199	915,424	853	2	10:36	5.622	5,327	1161,460	1093
3	10:07	4.340	4,118	897,839		3	10:37	5.602	5,308	1157,328	
4	10:08	4.440	4,213	918,527		4	10:38	5.639	5,344	1164,972	
5	10:09	4.393	4,169	908,804		5	10:39	5.644	5,348	1166,005	
6	10:10	4.372	4,149	904,459		6	10:40	5.620	5,326	1161,047	
7	10:11	4.419	4,193	914,182	855	7	10:41	5.600	5,307	1156,915	1094
8	10:12	4.457	4,229	922,044		8	10:42	5.636	5,341	1164,352	
9	10:13	4.355	4,132	900,942		9	10:43	5.593	5,300	1155,469	
10	10:14	4.401	4,176	910,459		10	10:44	5.618	5,324	1160,634	
11	10:15	4.376	4,152	905,287		11	10:45	5.591	5,298	1155,056	
12	10:16	4.397	4,172	909,631	854	12	10:46	5.593	5,300	1155,469	1093
13	10:17	4.472	4,243	925,147		13	10:47	5.587	5,294	1154,229	
14	10:18	4.445	4,218	919,561		14	10:48	5.617	5,323	1160,427	
15	10:19	4.359	4,136	901,770		15	10:49	5.621	5,326	1161,253	
16	10:20	4.369	4,146	903,839		16	10:50	5.560	5,269	1148,651	
17	10:21	4.380	4,156	906,114	854	17	10:51	5.554	5,263	1147,412	1090
18	10:22	4.435	4,208	917,492		18	10:52	5.604	5,310	1157,741	
19	10:23	4.372	4,149	904,459		19	10:53	5.592	5,299	1155,262	
20	10:24	4.344	4,122	898,667		20	10:54	5.567	5,275	1150,097	

² **observaciones:** El caudal para los puntos 3 y 4 se corrige con un factor de 0.9489 y 0.9476 tomado de la tabla ASTM-IP Nr0. 54 para una densidad referencial de 960 (Kg/m³) a una temperatura de 92 °C y 94 °C respectivamente.

PROMEDIO	4.398	4,173	909,869	854	PROMEDIO	5.604	5,310	1157,659	1093
-----------------	--------------	--------------	----------------	------------	-----------------	--------------	--------------	-----------------	-------------

Fuente: Informe de medición del régimen térmico CENACE-PACACEVI julio 2005.

Tabla 4.37 Medición de caudal de combustible punto 1 y punto 2 para la unidad 4.

PUNTO 1 : 2.6 MW						PUNTO 2 : 3.0 MW					
NÚMERO MEDIDA	HORA	INSTRUMENTO PACACEVI			INSTRUMENTO CENTRAL	NÚMERO MEDIDA	HORA	INSTRUMENTO PACACEVI			INSTRUMENTO CENTRAL
		CAUDAL MEDIDO	CAUDAL CORREGIDO	CAUDAL TOTAL	FLUJO INGRESO			CAUDAL MEDIDO	CAUDAL CORREGIDO ³	CAUDAL TOTAL	FLUJO INGRESO
		(Gal/min)	(Gal/min)	(Kg/h)	(Kg/h)			(Gal/min)	(Gal/min)	(Kg/h)	(Kg/h)
1	10:40	2.725	2,581	562,607		1	11:07	3.069	2,906	633,629	
2	10:41	2.704	2,561	558,271	566	2	11:08	3.103	2,939	640,649	660
3	10:42	2.785	2,637	574,994		3	11:09	3.103	2,939	640,649	
4	10:43	2.639	2,499	544,851		4	11:10	3.094	2,930	638,791	
5	10:44	2.770	2,623	571,897		5	11:11	3.174	3,006	655,308	
6	10:45	3.163	2,995	653,037		6	11:12	3.116	2,951	643,333	
7	10:46	2.705	2,562	558,477	568	7	11:13	3.077	2,914	635,281	663
8	10:47	2.749	2,603	567,562		8	11:14	3.121	2,956	644,365	
9	10:48	2.606	2,468	538,038		9	11:15	3.114	2,949	642,920	
10	10:49	2.692	2,549	555,793		10	11:16	3.073	2,910	634,455	
11	10:50	2.663	2,522	549,806		11	11:17	3.094	2,930	638,791	
12	10:51	2.696	2,553	556,619		12	11:18	3.110	2,945	642,094	665
13	10:52	2.598	2,460	536,386	569	13	11:19	3.083	2,920	636,520	
14	10:53	2.700	2,557	557,445		14	11:20	3.078	2,915	635,487	
15	10:54	2.648	2,508	546,709		15	11:21	3.114	2,949	642,920	
16	10:55	2.710	2,566	559,510		16	11:22	3.109	2,944	641,888	
17	10:56	2.659	2,518	548,980		17	11:23	3.037	2,876	627,023	667
18	10:57	2.630	2,491	542,993	567	18	11:24	3.120	2,955	644,159	
19	10:58	2.692	2,549	555,793		19	11:25	3.095	2,931	638,997	

³ **Observaciones:** El caudal para los puntos 1 y 2 se corrige con un factor de 0.947 tomado de la tabla ASTM-IP Nr0. 54 para una densidad referencial de 960 (Kg/m³) a una temperatura de 95°C

20	10:59	2.712	2,568	559,923		20	11:26	3.071	2,908	634,042	
PROMEDIO		2.712	2,569	559,985	568	PROMEDIO		3.098	2,934	639,565	664

Fuente: Informe de medición del régimen térmico CENACE-PACACEVI julio 2005.

Tabla 4.38 Medición de caudal de combustible punto 3 y punto 4 para la unidad 4.

PUNTO 3 : 4.0 MW						PUNTO 4 : 5.2 MW					
NÚMERO MEDIDA	HORA	INSTRUMENTO PACACEVI			INSTRUMENTO CENTRAL	NÚMERO MEDIDA	HORA	INSTRUMENTO PACACEVI			INSTRUMENTO CENTRAL
		CAUDAL MEDIDO	CAUDAL CORREGIDO	CAUDAL TOTAL	FLUJO INGRESO			CAUDAL MEDIDO	CAUDAL CORREGIDO ⁴	CAUDAL TOTAL	FLUJO INGRESO
		(Gal/min)	(Gal/min)	(Kg/h)	(Kg/h)			(Gal/min)	(Gal/min)	(Kg/h)	(Kg/h)
1	11:35	4.063	3,838	836,637		1	12:02	5.409	5,095	1110,734	
2	11:36	4.068	3,842	837,667	858	2	12:03	5.447	5,131	1118,537	1136
3	11:37	4.100	3,872	844,256		3	12:04	5.410	5,096	1110,940	
4	11:38	4.063	3,838	836,637		4	12:05	5.383	5,070	1105,395	
5	11:39	4.040	3,816	831,901		5	12:06	5.441	5,125	1117,305	
6	11:40	4.076	3,850	839,314		6	12:07	5.456	5,139	1120,386	
7	11:41	4.082	3,855	840,550	856	7	12:08	5.404	5,090	1109,707	1138
8	11:42	4.061	3,836	836,225		8	12:09	5.375	5,063	1103,752	
9	11:43	4.063	3,838	836,637		9	12:10	5.467	5,149	1122,644	
10	11:44	4.073	3,847	838,696		10	12:11	5.428	5,113	1114,636	
11	11:45	4.061	3,836	836,225		11	12:12	5.394	5,081	1107,654	
12	11:46	4.071	3,845	838,284	854	12	12:13	5.417	5,102	1112,377	1137
13	11:47	4.031	3,807	830,048		13	12:14	5.402	5,088	1109,297	
14	11:48	4.038	3,814	831,489		14	12:15	5.439	5,123	1116,895	
15	11:49	4.062	3,837	836,431		15	12:16	5.403	5,089	1109,502	
16	11:50	4.050	3,825	833,960		16	12:17	5.426	5,111	1114,225	
17	11:51	4.055	3,830	834,990	852	17	12:18	5.398	5,084	1108,475	1135
18	11:52	4.059	3,834	835,813		18	12:19	5.415	5,100	1111,966	
19	11:53	4.023	3,800	828,401		19	12:20	5.402	5,088	1109,297	

⁴ Observaciones: El caudal para los puntos 3 y 4 se corrige con un factor de 0.9445 y 0.9419. tomado de la tabla ASTM-IP Nro. 54 para una densidad referencial de 960 (kg/m³) a una temperatura de 99°C Y 103°C respectivamente.

20	11:54	4.039	3,815	831,695		20	12:21	5.447	5,131	1118,537	
PROMEDIO		4.059	3,834	835,793	855	PROMEDIO		5.418	5,103	1112,613	1137

Fuente: Informe de medición del régimen térmico CENACE-PACACEVI julio 2005.

Observaciones:

- Tomando en cuenta las características del medidor de caudal utilizado y las condiciones en las que se realizó las medidas, el caudal se corrige considerando un factor de reducción de volumen a las temperaturas indicadas en cada punto de potencia (tomado de la tabla ASTM-IP Nr0. 54) y a una densidad referencial de 960 (Kg/m³).
- Al no depender la masa del combustible de la temperatura a la que se encuentra, es un parámetro referencial más confiable que el volumen.
- La confiabilidad de los resultados obtenidos depende del estado de calibración de los medidores másicos, por tanto es necesario mantener calibrados los instrumentos de medición y comprobar aquello antes de cada monitoreo.

Consumo Específico de Combustible (CEC) [kg / Kw-h]

Es la cantidad de combustible consumida referida a la potencia mecánica consumida. Este parámetro comparativo muestra con cuanta eficiencia convierte un motor el combustible en trabajo.

Motor Nro. 3

$$CEC = \frac{m_c}{P_i} \left[\frac{\text{kg}}{\text{kw} - \text{h}} \right]$$

$$CEC = \frac{1093 \text{ (kg)} \rightarrow \text{promedio medidor másico}}{125089 \text{ (kw} - \text{h)} \rightarrow \text{promedio energía generada en 24 h}}$$

$$CEC = 8.7377 \times 10^{-3} \left[\frac{\text{kg}}{\text{kw} - \text{h}} \right] \Rightarrow 8.7377 \left[\frac{\text{g}}{\text{kw} - \text{h}} \right]$$

Motor Nro. 4

$$CEC = \frac{m_c}{P_i} \left[\frac{\text{kg}}{\text{kw-h}} \right]$$

$$CEC = \frac{1137 (\text{kg})}{123174 (\text{kw-h})}$$

$$CEC = 9.2308 \times 10^{-3} \left[\frac{\text{kg}}{\text{kw-h}} \right] \Rightarrow 9.2308 \left[\frac{\text{g}}{\text{kw-h}} \right]$$

Consumos de combustible [gal]

Ejemplo de consumo de combustible para la *unidad Nro.3* en el mes de agosto del 2005. Datos obtenidos de la Central Térmica Guangopolo del Reporte de Producción y Operación Agosto 2005.

$$\text{ConsumoDiesel}[\text{gal}] = \frac{\text{Consumo diesel por unidad (kg)}}{\text{Densidad diesel [Kg/gal]}}$$

$$\text{ConsumoDiesel}[\text{gal}] = \frac{887 (\text{kg})}{0.83 \left(\frac{\text{kg}}{\text{l}} \right) \times \left(\frac{3.7854 \text{l}}{1 \text{gal}} \right)} = 282.31 (\text{gal})$$

$$\text{ConsumoBunker} [\text{gal}] = \frac{\text{Consumo Bunker por unidad (kg)}}{\text{Densidad bunker [Kg/gal]}}$$

$$\text{ConsumoBunker} [\text{gal}] = \frac{785927 (\text{kg})}{0.92 \left(\frac{\text{kg}}{\text{l}} \right) \times \left(\frac{3.785 \text{l}}{1 \text{gal}} \right)} = 225698.4 (\text{gal})$$

$$\text{Bunker Corregido} = 225698.4 (\text{gal}) - 10837 (\text{gal}) = 214861.4 (\text{gal})$$

Porcentaje mezcla Diesel+ Bunker :

$$\% \text{ mezcla D/B} = \frac{56534}{56534 + 1099980} \times 100 = 4.88 \%$$

$$\% \text{ Total D/B} = \frac{282 + 10837 + 26}{282 + 10837 + 26 + 214861} \times 100 = 4.93 \%$$

Ejemplo de consumo de combustible para la *unidad Nro.4* en el mes de agosto del 2005. Datos obtenidos de la Central Térmica Guangopolo del Reporte de Producción y Operación Agosto 2005.

$$\text{ConsumoDiesel[gal]} = \frac{\text{Consumo diesel por unidad (kg)}}{\text{Densidad diesel [Kg/gal]}}$$

$$\text{ConsumoDiesel[gal]} = \frac{5159 \text{ (kg)}}{0.83 \left(\frac{\text{kg}}{\text{l}} \right) \times \left(\frac{3.7854 \text{ l}}{1 \text{ gal}} \right)} = 1642.0 \text{ (gal)}$$

$$\text{ConsumoBunker [gal]} = \frac{\text{Consumo Bunker por unidad (kg)}}{\text{Densidad bunker [Kg/gal]}}$$

$$\text{ConsumoBunker [gal]} = \frac{689183 \text{ (kg)}}{0.92 \left(\frac{\text{kg}}{\text{l}} \right) \times \left(\frac{3.785 \text{ l}}{1 \text{ gal}} \right)} = 197915.97 \text{ (gal)}$$

$$\text{Bunker Corregido} = 197915.97 \text{ (gal)} - 9470 \text{ (gal)} = 188445.97 \text{ (gal)}$$

Porcentaje mezcla Diesel+ Bunker :

$$\% \text{ mezcla D/B} = \frac{9470}{9470 + 188446} \times 100 = 4.78 \%$$

$$\% \text{ Total D/B} = \frac{1642 + 9470 + 23}{1642 + 9470 + 23 + 188446} \times 100 = 5.58 \%$$

Tabla 4. 39 Consumo de combustibles.

CONSUMO DE COMBUSTIBLES		Unid 1	Unid 2	Unid 3	Unid 4	Unid 5	Unid 6	TOTAL
Bunker corregido	[gal]	202547	215820	214861	188446	212902	65404	1099980
Impurezas + tanque Intermedio	[gal]							1120
Total Bunker	[gal]							1101100
Diesel	[gal]	1966	1297	282	1642	803	27275	33266
Diesel para mezcla	[gal]	10237	10583	10837	9470	10764	4643	56534
Diesel Caldero	[gal]	25	26	26	23	26	11	138
Diesel Mantenimiento	[gal]							1110
Diesel Purificación + tanque Inter.	[gal]							2302
Total Diesel	[gal]							93.350

Fuente: Central Térmica Guangopolo (Reporte de Producción y Operación Agosto 2005).

RENDIMIENTO VOLUMÉTRICO

Se define como la relación entre el volumen real de la carga de aire fresco tomado durante la carrera de admisión y el volumen teórico del desplazamiento total del pistón.

Tabla 4.40 Eficiencia de combustión.

UNIDAD Nro:		3		4	
FECHA:		27/Jul/05	01/Ago/05	27/Jul/05	01/Ago/05
ITEM					
Eficiencia de combustión	%	74.6	74.0	70.3	69.1
Exceso de aire	%	105.2	106.5	107.9	109.2
Pérdidas en combustión	%	25.4	26.0	29.7	30.9

Fuente: Datos obtenidos Equipo: TESTO T350 XL.

Consumo Específico de Aceite [gr/KWh]

Ejemplo de consumo específico en la unidad Nro.3 de aceite Argina S-40 y Taro 40 para sistema y cilindros respectivamente.

$$\text{Aceite Sistema} = 3.785 \times \delta_{\text{AceiteSistema}} \times \left[\frac{\text{Consumo Aceite Sistema [gal]}}{\text{Energía Generada por unidad[MWh]}} \right]$$

DENSIDAD :

$$\text{ARGINA S40} = 0,8968 \text{ gr/cm}^3$$

$$\text{ARGINA X40} = 0,9013 \text{ gr/cm}^3$$

$$\text{TARO 20} = 0,8942 \text{ gr/cm}^3$$

$$\text{TARO 40} = 0,9046 \text{ gr/cm}^3$$

$$\text{Aceite Sistema} = 0.8968 \left(\frac{\text{gr}}{\text{cm}^3} \right) \times \left[\frac{5099 (\text{gal}) \left(\frac{3.785 \text{ l}}{1 \text{ gal}} \right) \left(\frac{1000 \text{ cm}^3}{1 \text{ l}} \right)}{3844150 (\text{kWh})} \right]$$

$$\text{Aceite Sistema} = 4.50 \left(\frac{\text{gr}}{\text{kwh}} \right)$$

$$\text{Aceite Cilindros} = 3.785 * \delta_{\text{AceiteCilindros}} \times \left[\frac{\text{Consumo Aceite Cilindros [gal]}}{\sum (\text{E. Generada}_{\text{Grupo aceite utilizado}} [\text{MWh}])} \right]$$

$$\text{Aceite Cilindros} = 3.785 \times 0.9046 \times \left[\frac{5076 (\text{gal})}{3631.07 + 3754.01 + 3844.15 + 3359.2 + 3818.08 [\text{MWh}]} \right]$$

$$\text{Aceite Cilindros} = 0.94 \left(\frac{\text{gr}}{\text{kwh}} \right)$$

Consumo de Agua (Planta)

Antes del ingreso a las piscinas de clarificación, el caudal de agua cruda es regulado mediante una válvula y un medidor de flujo a un valor de 60 m³ /h. Cuando la Central Térmica se encuentra a plena carga (operando con todas sus unidades), la captación de agua cruda se la realiza por período de tiempo promedio de 12 h, de manera que el consumo de agua la planta es de 720 m³ por día promedio.

4.5.1 POTENCIA REAL GENERADA.

Es la potencia bruta generada por las unidades, la cual es transformada a potencia eléctrica, a través de un generador.

Tabla 4.41 Características Medidor de Potencia (Compañía PACACEVI).

Marca :	LEM
Tipo :	Analizador de calidad de potencia
Modelo :	Topas 1000
País de origen:	Austria
Nivel de precisión:	Menos al 1% o a 2.5 KHz.
Características:	8 entradas de corriente o voltaje Interfaces tipo Ethernet, RS 232 y Módem Velocidad de muestreo 1 MHz. Disco duro de 540 MB Temperatura de funcionamiento de 0 a 40 °C
Protección:	IP65
VARIABLES que opera:	Potencia, energía, factor de potencia, frecuencia, armónicos, fluctuaciones, THD.

Fuente: Informe de medición del régimen térmico CENACE-PACACEVI julio 2005.



Fotografía 4.6 Paneles Principales de Control.

Tabla 4.42 Medición de Potencia Bruta punto 1 y punto 2 para la unidad 3.

PUNTO 1: 2.6 MW				PUNTO 2 : 3.0 MW			
NÚMERO DE MEDIDA	HORA	INSTRUMENTO PACACEVI	INSTRUMENTO CENTRAL	NÚMERO DE MEDIDA	HORA	INSTRUMENTO PACACEVI	INSTRUMENTO CENTRAL
		[W]	[MW]			[W]	[MW]
1	9:15	2477360	2.60	1	9:40	3007540	3.00
2	9:16	2479350	2.60	2	9:41	3006730	3.00
3	9:17	2477140	2.60	3	9:42	3010740	3.00
4	9:18	2474900	2.60	4	9:43	3011370	3.00
5	9:19	2472600	2.60	5	9:44	3011910	3.00
6	9:20	2470350	2.60	6	9:45	3013670	3.00
7	9:21	2471160	2.60	7	9:46	3014790	3.00
8	9:22	2473790	2.60	8	9:47	3016870	3.00
9	9:23	2471800	2.60	9	9:48	3017630	3.00
10	9:24	2471010	2.60	10	9:49	3015280	3.00
11	9:25	2470350	2.60	11	9:50	3017130	3.00
12	9:26	2470900	2.60	12	9:51	3017850	3.00
13	9:27	2469300	2.60	13	9:52	3018740	3.00
14	9:28	2469040	2.60	14	9:53	3020550	3.00
15	9:29	2470090	2.60	15	9:54	3026740	3.00
16	9:30	2470770	2.60	16	9:55	3024620	3.00
17	9:31	2465910	2.60	17	9:56	3027120	3.00
18	9:32	2464760	2.60	18	9:57	3026240	3.00
19	9:33	2459880	2.60	19	9:58	3025560	3.00
20	9:34	2461990	2.60	20	9:59	3025650	3.00
PROMEDIO		2470623	2.60	PROMEDIO		3017837	3.00

Fuente: Informe de medición del régimen térmico CENACE-PACACEVI julio 2005.

Tabla 4.43 Medición de Potencia Bruta punto 3 y punto 4 para la unidad 3.

PUNTO 3 : 4.0 MW				PUNTO 4 : 5.2 MW			
NÚMERO DE MEDIDA	HORA	INSTRUMENTO PACACEVI	INSTRUMENTO CENTRAL	NÚMERO DE MEDIDA	HORA	INSTRUMENTO PACACEVI	INSTRUMENTO CENTRAL
		[W]	[MW]			[W]	[MW]
1	10:05	4193710	4.08	1	10:35	5410590	5.27
2	10:06	4195090	4.08	2	10:36	5415970	5.27
3	10:07	4198990	4.08	3	10:37	5420250	5.27
4	10:08	4197790	4.08	4	10:38	5416970	5.27
5	10:09	4202180	4.08	5	10:39	5418140	5.27
6	10:10	4206360	4.08	6	10:40	5416460	5.27
7	10:11	4210730	4.08	7	10:41	5413320	5.27
8	10:12	4213550	4.08	8	10:42	5414110	5.27
9	10:13	4213510	4.08	9	10:43	5418830	5.27
10	10:14	4209900	4.08	10	10:44	5417980	5.27
11	10:15	4214050	4.08	11	10:45	5422000	5.27
12	10:16	4212390	4.08	12	10:46	5416840	5.27
13	10:17	4213280	4.08	13	10:47	5416520	5.27
14	10:18	4217460	4.08	14	10:48	5416640	5.27
15	10:19	4217690	4.08	15	10:49	5419770	5.27
16	10:20	4216540	4.08	16	10:50	5416930	5.27
17	10:21	4217360	4.08	17	10:51	5418120	5.27
18	10:22	4213790	4.08	18	10:52	5413230	5.27
19	10:23	4212330	4.08	19	10:53	5414240	5.27
20	10:24	4214460	4.08	20	10:54	5418670	5.27
PROMEDIO		4209558	4.08	PROMEDIO		5416779	5.27

Fuente: Informe de medición del régimen térmico CENACE-PACACEVI julio 2005.

Tabla 4.44 Medición de Potencia Bruta punto 1 y punto 2 para la unidad 4.

PUNTO 1: 2.6 MW				PUNTO 2 : 3.0 MW			
NÚMERO DE MEDIDA	HORA	INSTRUMENTO PACACEVI	INSTRUMENTO CENTRAL	NÚMERO DE MEDIDA	HORA	INSTRUMENTO PACACEVI	INSTRUMENTO CENTRAL
		[W]	[MW]			[W]	[MW]
1	10:40	2465900	2.60	1	11:07	2890580	3.00
2	10:41	2462430	2.60	2	11:08	2885290	3.00
3	10:42	2457030	2.60	3	11:09	2888520	3.00
4	10:43	2453460	2.60	4	11:10	2897040	3.00
5	10:44	2446960	2.60	5	11:11	2894730	3.00
6	10:45	2446220	2.60	6	11:12	2894840	3.00
7	10:46	2442480	2.60	7	11:13	2894600	3.00
8	10:47	2441600	2.60	8	11:14	2895090	3.00
9	10:48	2437470	2.60	9	11:15	2888900	3.00
10	10:49	2437690	2.60	10	11:16	2890480	3.00
11	10:50	2436610	2.60	11	11:17	2894310	3.00
12	10:51	2432720	2.60	12	11:18	2895320	3.00
13	10:52	2432560	2.60	13	11:19	2893220	3.00
14	10:53	2434730	2.60	14	11:20	2897960	3.00
15	10:54	2431930	2.60	15	11:21	2896280	3.00
16	10:55	2431850	2.60	16	11:22	2895910	3.00
17	10:56	2431960	2.60	17	11:23	2897300	3.00
18	10:57	2431820	2.60	18	11:24	2896920	3.00
19	10:58	2428860	2.60	19	11:25	2898260	3.00
20	10:59	2430000	2.60	20	11:26	2897000	3.00
PROMEDIO		2440714	2.60	PROMEDIO		2894128	3.00

Fuente: Informe de medición del régimen térmico CENACE-PACACEVI julio 2005.

Tabla 4.45 Medición de Potencia Bruta punto 3 y punto 4 para la unidad 4.

PUNTO 3 : 4.0 MW				PUNTO 4 : 5.2 MW			
NÚMERO DE MEDIDA	HORA	INSTRUMENTO PACACEVI	INSTRUMENTO CENTRAL	NÚMERO DE MEDIDA	HORA	INSTRUMENTO PACACEVI	INSTRUMENTO CENTRAL
		[W]	[MW]			[W]	[MW]
1	11:35	3894640	4.00	1	12:02	5317760	5.25
2	11:36	3897320	4.00	2	12:03	5314870	5.25
3	11:37	3902360	4.00	3	12:04	5322710	5.25
4	11:38	3903570	4.00	4	12:05	5325080	5.25
5	11:39	3903590	4.00	5	12:06	5319720	5.25
6	11:40	3899090	4.00	6	12:07	5322230	5.25
7	11:41	3896680	4.00	7	12:08	5318690	5.25
8	11:42	3901980	4.00	8	12:09	5319560	5.25
9	11:43	3905330	4.00	9	12:10	5321880	5.25
10	11:44	3909980	4.00	10	12:11	5320890	5.25
11	11:45	3902440	4.00	11	12:12	5319610	5.25
12	11:46	3904370	4.00	12	12:13	5317450	5.25
13	11:47	3902170	4.00	13	12:14	5314620	5.25
14	11:48	3898590	4.00	14	12:15	5312880	5.25
15	11:49	3901570	4.00	15	12:16	5211010	5.25
16	11:50	3907040	4.00	16	12:17	5309330	5.25
17	11:51	3910550	4.00	17	12:18	5319230	5.25
18	11:52	3907600	4.00	18	12:19	5328010	5.25
19	11:53	3903390	4.00	19	12:20	5326520	5.25
20	11:54	3903860	4.00	20	12:21	5326140	5.25
PROMEDIO		3902806	4.00	PROMEDIO		5314410	5.25

Fuente: Informe de medición del régimen térmico CENACE-PACACEVI julio 2005.

4.5.2 ÍNDICES DE RENDIMIENTO.

Rendimiento [kWh/gal]

Es la relación entre la potencia efectiva producida por el motor y la potencia térmica consumida.

UNIDAD #3

$$\text{Rendimiento} = \frac{\text{Energía Producida por unidad [KWh]}}{\text{Consumo diesel [gal]} + \text{Consumo Bunker [gal]}}$$

Total energía generada = 3844150 kwh

$$\delta_{\text{BUNKER}} = 0.92 \left(\frac{\text{kg}}{\text{cm}^3} \right)$$

$$\delta_{\text{DIESEL}} = 0.83 \left(\frac{\text{kg}}{\text{cm}^3} \right)$$

$$\text{Consumo Diesel} = \frac{887 \text{ (kg)}}{0.83 \left(\frac{\text{kg}}{\text{l}} \right) \times \left(\frac{3.7854 \text{ l}}{1 \text{ gal}} \right)} = 282.31 \text{ (gal)}$$

$$\text{Consumo Bunker} = \frac{785927 \text{ (kg)}}{(0.92)(3.785)} = 225698.4 \text{ [gal]}$$

$$\text{Rendimiento} = \frac{3844150 \text{ (kwh)}}{282.31 + 225698.4 \text{ [gal]}} = 17.01 \frac{\text{[kwh]}}{\text{[gal]}}$$

- Los valores obtenidos para el cálculo del rendimiento, provienen de instrumentos de medición propios de la Central Térmica Guangopolo.

UNIDAD #4

$$\text{Rendimiento} = \frac{\text{Energía Producida por unidad [KWh]}}{\text{Consumo diesel [gal]} + \text{Consumo Bunker [gal]}}$$

Total energía generada = 3359200 kwh

$$\delta_{\text{BBUNKER}} = 0.92 \left(\frac{\text{kg}}{\text{cm}^3} \right)$$

$$\delta_{\text{DIESEL}} = 0.83 \left(\frac{\text{kg}}{\text{cm}^3} \right)$$

$$\text{Consumo Diesel} = \frac{5159 \text{ (kg)}}{0.83 \left(\frac{\text{kg}}{\text{l}} \right) \times \left(\frac{3.785 \text{ l}}{1 \text{ gal}} \right)} = 1642.18 \text{ (gal)}$$

$$\text{Consumo Bunker} = \frac{689183 \text{ (kg)}}{(0.92)(3.785)} = 197915.97 \text{ [gal]}$$

$$\text{Rendimiento} = \frac{3359200 \text{ (kwh)}}{1642.18 + 197915.97 \text{ [gal]}} = 16.83 \frac{\text{[kwh]}}{\text{[gal]}}$$

El rendimiento efectivo máximo solo se alcanza en determinadas condiciones de funcionamiento. Los índices de rendimiento para las unidades 3 y 4 son basados en el Reporte de Producción y Operación Agosto 2005.

4.5.3 ÍNDICE DE CONFIABILIDAD.

El índice de confiabilidad de las unidades de generación y de cualquier equipo se calcula tomando en cuenta la indisponibilidad y las horas de operación.

De acuerdo a estos conceptos, se expone a continuación las horas de operación, las horas de parada por falla y el índice de confiabilidad para las unidades 3 Y 4 de la Central Térmica Guangopolo para agosto del año 2005.

UNIDAD 3

CONFIABILIDAD [%]

$$\text{Confiabilidad} = \frac{\text{Período [h]} - \text{Mantenimiento Correctivo [h]}}{\text{Período [h]}} \times 100$$

$$\text{Confiabilidad} = \frac{744 \text{ [h]} - 0 \text{ [h]}}{744 \text{ [h]}} \times 100 = 100\%$$

UNIDAD 4

CONFIABILIDAD [%]

$$\text{Confiabilidad} = \frac{\text{Período [h]} - \text{Mantenimiento Correctivo [h]}}{\text{Período [h]}} \times 100$$

$$\text{Confiabilidad} = \frac{744 \text{ [h]} - 19.90 \text{ [h]}}{744 \text{ [h]}} \times 100 = 97.32\%$$

DISPONIBILIDAD DE LA UNIDAD [%]

$$\text{Disponibilidad unidad 3} = \frac{\text{disponibilidad}}{\text{período}} = \frac{744 \text{ [h]}}{744 \text{ [h]}} \times 100 = 100 \%$$

$$\text{Disponibilidad unidad 4} = \frac{\text{disponibilidad}}{\text{período}} = \frac{665 \text{ [h]}}{744 \text{ [h]}} \times 100 = 89.38\%$$

UTILIZACIÓN DE LA UNIDAD [%]

$$\text{Utilización unidad3} = \frac{\text{operación}}{\text{período}} = \frac{738.3 \text{ [h]}}{744 \text{ [h]}} \times 100 = 99.23 \%$$

$$\text{Utilización unidad4} = \frac{\text{operación}}{\text{período}} = \frac{659.1 \text{ [h]}}{744 \text{ [h]}} \times 100 = 88.58\%$$

FACTOR DE PLANTA [%]

Conocido también como factor de utilización de una central, es la relación entre la energía eléctrica producida por un generador o conjunto de generadores, durante un intervalo de tiempo determinado y la energía que habría sido producida si este generador o conjunto de generados hubiese funcionado durante ese intervalo de tiempo, a su potencia máxima posible en servicio. Se expresa generalmente en por ciento.

$$\text{Factor de planta} = \frac{\text{Energía activa bruta}}{\text{Período} \times \text{Potencia activa efectiva}} \times 100$$

$$\text{Factor de planta unidad3} = \frac{3844.15 \text{ (MW)}}{744 \text{ (h)} \times 5.2 \text{ (MW)}} \times 100 = 99.36 \%$$

$$\text{Factor de planta unidad4} = \frac{3359.20 \text{ (MW)}}{744 \text{ (h)} \times 5.2 \text{ (MW)}} \times 100 = 86.82 \%$$

4.5.4 ÍNDICES DE COSTO DE GENERACIÓN.

Por cada KWh generados existe un costo por cada uno de estos subprocesos, la sumatoria total representa el costo variable de producción.

$$CV = CC + CTC + CLYO + CM + CEE$$

Donde:

CV = Costo variable

CC = Costo de combustible

CTC = Costo de transporte de combustible

CLYO = Costo de lubricantes y otros insumos

CM = Costo de mantenimiento

CEE = Costo de energía auxiliar

Costos variables.- Los costos variables son la parte de los costos totales que varían en el corto plazo según cambia la producción. Proviene de todos los pagos aplicados a los recursos que varían directamente en función del volumen de producción; es decir, el valor de las materias primas que se utilicen en función del número de productos, la energía consumida, los salarios pagados al personal de producción y en general cualquier tipo de gasto que igualmente puede variar en función de lo producido.

Los costos variables de producción se declaran al CENACE para efectos de despacho de unidades de generación cada mes. Para el mes de Julio de 2005, los costos variables para cada unidad de la Central térmica son los siguientes, ver tabla4.46.

Tabla 4. 46 Costos Variables para unidades Julio 2005.

CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA											
DIRECCIÓN DE PLANEAMIENTO											
Costos Variables de Producción											
100% de la Potencia Efectiva											
PERÍODO: 07 al 31 de julio del 2005											
	COSTO VARIABLE UNITARIO (US\$/kWh)										POTENCIA
UNIDAD	Rendimiento	Combustible	Transporte	Lubricantes, Quimicos y Otros	Agua Potable	Mantenimientos RPTM, OIM, MOAM	Control Ambiental	Servicios Auxiliares	TOTAL US\$/kWh	TOTAL ctvs US\$/kWh	EFFECTIVA (MW)
	kWh/galón										
GUANGOPOLO 1	16,50	0,039037	0,007350	0,005967	0,000000	0,008498	0,000000	0,002470	0,063322	6,3322	5.2
GUANGOPOLO 3	16,50	0,039037	0,007350	0,007388	0,000000	0,008498	0,000000	0,002527	0,064800	6,4800	5.2
GUANGOPOLO 4	16,50	0,039037	0,007350	0,007782	0,000000	0,008498	0,000000	0,002543	0,065210	6,5210	5.2
GUANGOPOLO 2	16,50	0,039037	0,007350	0,007831	0,000000	0,008498	0,000000	0,002545	0,065262	6,5262	5.2
GUANGOPOLO 5	16,50	0,039037	0,007350	0,007871	0,000000	0,008498	0,000000	0,002547	0,065303	6,5303	5.2
GUANGOPOLO 6	16,50	0,039037	0,007350	0,007881	0,000000	0,008498	0,000000	0,002547	0,065313	6,5313	5.2

Fuente: CENACE (Costos variables de Producción julio 2005).

4.6 ANÁLISIS DE RESULTADOS.

Tabla 4.47 Control de variables unidades 3 y 4.

VARIABLE	UNIDAD 3	UNIDAD 4
Potencia real generada [MW]	5.417	5.319
Eficiencia Térmica [%]	42.64	40.22
Pérdidas sistema Generador [Kw]	113.885	111.701
Eficiencia de combustión[%]	74.3	69.7
Exceso de aire [%]	105.8	108.5
Pérdidas en combustión [%]	25.7	30.3
Mezcla D/B [%]	4.88	4.78
Total D/B [%]	4.93	5.58
Consumo de combustible [Kg/h]	1093	1137
Consumo específico de combustible [gr/Kwh]	8.737	9.230
Consumo específico aceite sistema [gr/Kwh]	4.50	3.11
Consumo específico aceite cilindros [gr/Kwh]	0.94	0.94
Rendimiento [Kwh/gal]	17.01	16.83
Confiabilidad [%]	100	97.32
Disponibilidad de la Unidad [%]	100	89.38
Utilización de la Unidad [%]	99.23	88.58
Factor de planta [%]	99.36	86.82

Tabla 4.48 Comparación de variables mas importantes.

VARIABLE	UNIDAD 3		UNIDAD 4	
	INSTRUMENTO CENTRAL	INSTRUMENTO PACACEVI	INSTRUMENTO CENTRAL	INSTRUMENTO PACACEVI
Potencia Bruta [MW]	5.27	5.417	5.25	5.319
Potencia Auxiliares[KW]	86,03	137.54	84,86	137.54
Consumo de combustible [Kg/h]	1093	1157,659	1137	1112,613
Consumo específico de combustible [gr/Kwh]	8.737	8.906	9.230	8.723
Rendimiento [Kwh/gal]	17.01	17.00	16.83	17.37

Tabla 4.49 Resultados régimen Térmico Unidad Nro. 3 en los cuatro puntos representativos de la unidad.

VARIABLE	TOLERANCIA	PUNTO 1: 2.6 MW	PUNTO 2 : 3.0 MW	PUNT 3 : 4.0 MW	PUNTO 4 : 5.2 MW
Potencia Bruta (W)	+/- 2 %	2470623	3017837	4209558	5416779
Factor de Potencia	+/- 2 %	0.73	0.76	0.81	0.90
Velocidad del Generador (rpm)	+/- 1 %	400.02	399.91	400.15	399.88
Temperatura Ambiente (°C)	+/- 2 °c	27.5	28.9	30.1	31.2
Presión suministro de combustible (kg/cm2)	+/- 10 %	2.69	2.68	2.65	2.62
Consumo de combustible (gal/min)	+/- 3 %	2.64	3.11	4.17	5.31
Temperatura suministro de combustible (°C)	+/- 5 °c	94.85	93.05	92.10	93.95
Consumo de calor (MBtu/h)		23.95	28.18	37.77	48.05
RTD [(KJ/h)/KW]		10229.61	9850.74	9465.62	9359.36
RTD [(Btu/h)/KW]		9695.64	9336.54	8971.52	8870.81
Rendimiento [Kwh/gal]		15.56	16.15	16.81	17.00
Potencia Auxiliares(W)		126.12	126.12	126.12	126.12

Tabla 4.50 Resultados régimen Térmico Unidad Nro. 4 en los cuatro puntos representativos de la unidad.

VARIABLE	TOLERANCIA	PUNTO 1: 2.6 MW	PUNTO 2 : 3.0 MW	PUNT 3 : 4.0 MW	PUNTO 4 : 5.2 MW
Potencia Bruta (W)	+/- 2 %	2440614	2894128	3902806	5314410
Factor de Potencia	+/- 2 %	0.79	0.81	0.90	0.96
Velocidad del Generador (rpm)	+/- 1 %	400.01	399.95	400.03	399.97
Temperatura Ambiente (°C)	+/- 2 °C	28.1	30.0	31.6	32.2
Presión suministro de combustible (kg/cm2)	+/- 10 %	2.77	2.72	2.63	2.58
Consumo de combustible (gal/min)	+/- 3 %	2.56	2.93	3.83	5.10
Temperatura suministro de combustible (°C)	+/- 5 °c	94.95	94.85	99.10	102.95
Consumo de calor (MBtu/h)		23.24	26.55	34.69	46.18
RTD [(KJ/h)/KW]		10048.09	9677.73	9378.39	9159.83
RTD [(Btu/h)/KW]		9523.59	9172.57	8888.85	8681.70
Rendimiento [Kwh/gal]		15.84	16.44	16.97	17.37
Potencia Auxiliares(W)		126.12	126.12	126.12	126.12

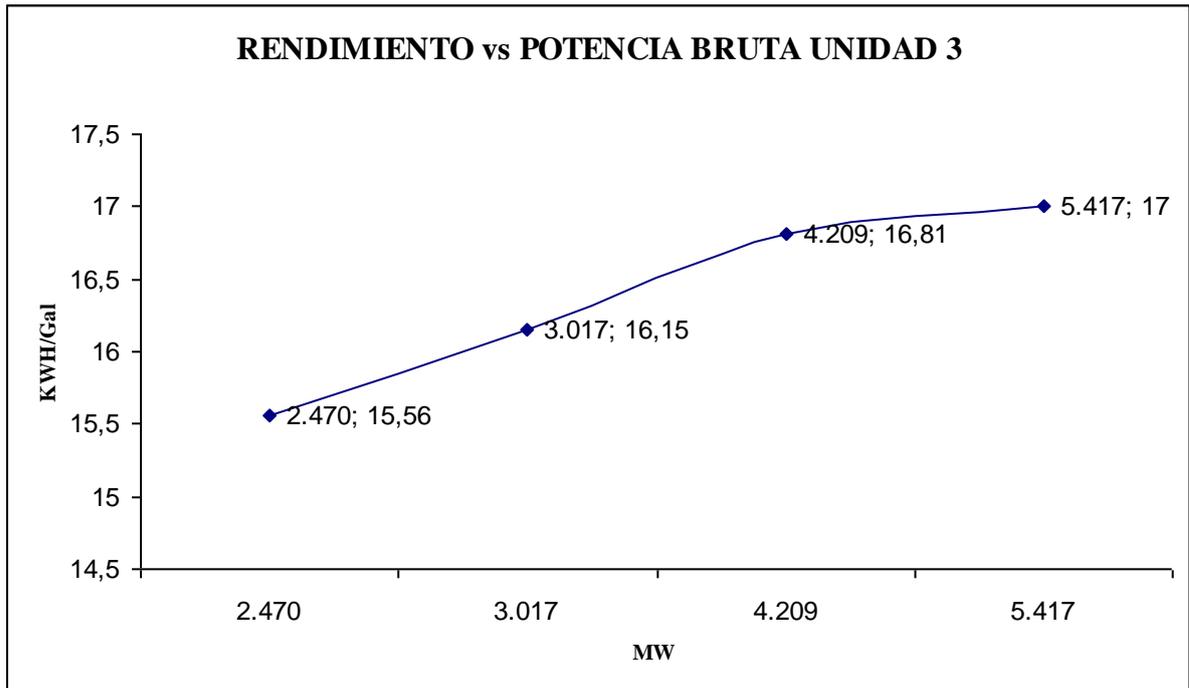


Figura 4.21 Diagrama Potencia Bruta vs Rendimiento Unidad 3.

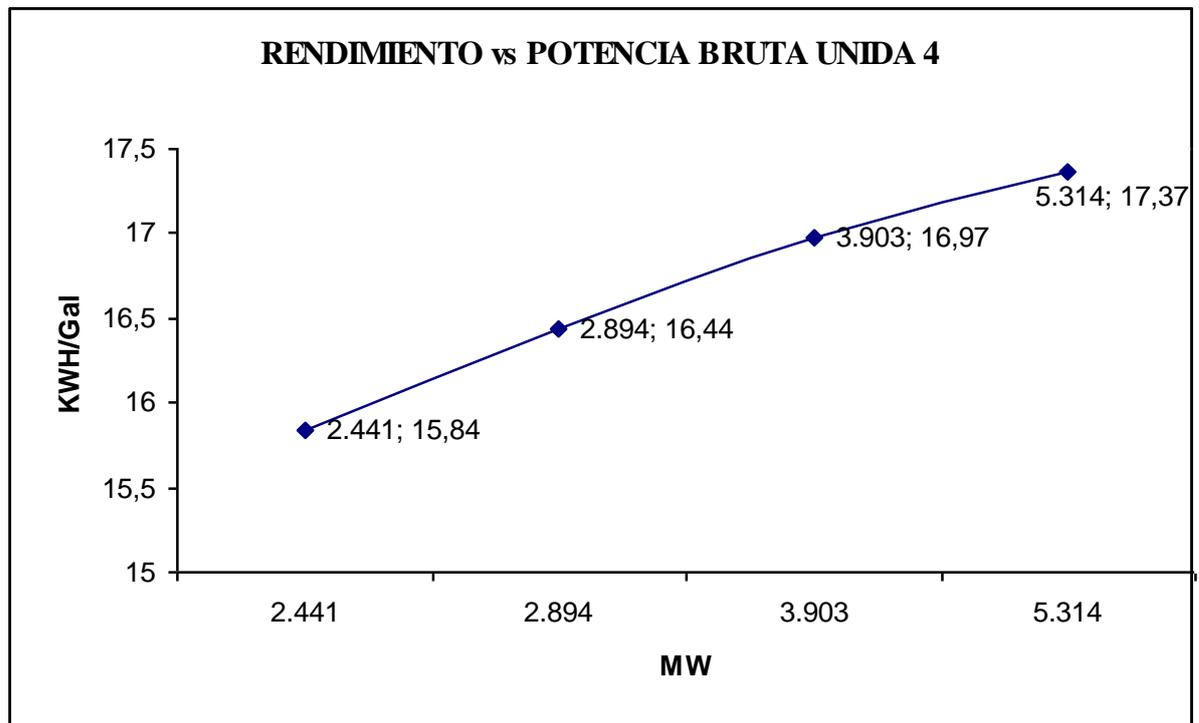


Figura 4.22 Diagrama Potencia Bruta vs Rendimiento Unidad 4.

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS DEL IMPACTO AMBIENTAL

5.1 ANÁLISIS DE LA NORMA Y REGULACIÓN AMBIENTAL.

5.1.1 NORMA DE EMISIONES AL AIRE DESDE FUENTES FIJAS DE COMBUSTIÓN

Norma técnica dictada bajo el amparo de la Ley de Gestión Ambiental y del Reglamento a la Ley de Gestión Ambiental para la Prevención y Control de la Contaminación Ambiental, es de aplicación obligatoria y rige en todo el territorio nacional, cuyo objetivo principal es el preservar o conservar la salud de las personas, la calidad del aire ambiente, el bienestar de los ecosistemas y del ambiente en general.

La presente norma técnica determina o establece:

- Los límites permisibles, disposiciones y prohibiciones para emisiones de contaminantes del aire hacia la atmósfera desde fuentes fijas de combustión.
- Los métodos y procedimientos destinados a la determinación de las cantidades emitidas de contaminantes del aire desde fuentes fijas de combustión.

A continuación se definen las siguientes terminologías:

AIRE.- También aire ambiente, es cualquier porción no confinada de la atmósfera, y se define como mezcla gaseosa cuya composición normal es, del 20% de oxígeno, 77% de nitrógeno y proporciones variables de gases inertes y vapor de agua, en relación volumétrica.

COMBUSTIÓN.- Oxidación rápida, que consiste en una combinación del oxígeno con aquellos materiales o sustancias capaces de oxidarse, dando como resultado la generación de gases, partículas, luz y calor.

COMBUSTIBLES FÓSILES.- Son aquellos hidrocarburos encontrados en estado natural como por ejemplo el petróleo, carbón, gas natural, y sus derivados.

COMBUSTIBLES FÓSILES LÍQUIDOS.- Son aquellos derivados del petróleo, tales como petróleo crudo, diesel, bunker, kerosén, naftas, etc.

CONDICIONES NORMALES.- Cero grados centígrados (0 °C) y mil trece milibares de presión (1013 mbar).

CONTAMINANTE DEL AIRE.- Cualquier sustancia o material emitido a la atmósfera, sea por actividad humana o por procesos naturales, y que afecta adversamente al hombre o al ambiente.

CONTAMINANTES COMUNES DEL AIRE.- Cualquier contaminante del aire para los cuales se especifica un valor máximo de concentración permitida, a nivel del suelo, en el aire ambiente, para diferentes períodos de tiempo, según la normativa aplicable.

CONTAMINACIÓN DEL AIRE.- La presencia de sustancias en la atmósfera, que resultan de actividades humanas o de procesos naturales, presentes en concentración suficiente, por un tiempo suficiente y bajo circunstancias tales que interfieren con el confort, la salud o el bienestar de los seres humanos o del ambiente.

EMISIÓN.- Descarga de sustancias provenientes de actividades humanas.

FUENTE FIJA DE COMBUSTIÓN.- Es aquella instalación o conjunto de instalaciones, que tiene como finalidad desarrollar operaciones o procesos industriales, comerciales o de servicios, y que emite o puede emitir

contaminantes al aire, debido a proceso de combustión, desde un lugar fijo o inamovible.

FUENTE FIJA EXISTENTE.- *Es aquella instalación o conjunto de instalaciones ya sea en operación o que cuenta con autorización para operar, por parte de la Entidad Ambiental de Control, antes de Enero de 2003.*

FUENTE FIJA MODIFICADA.- Es aquella fuente fija existente que experimenta un incremento en su capacidad operativa y que implica mayores emisiones.

ISO.- Organización Internacional para la Normalización.

MONITOREO.- Proceso programado de coleccionar muestras, efectuar mediciones, y realizar el subsiguiente registro, de varias características del ambiente.

NORMA DE CALIDAD DE AIRE.- Es el valor que establece el límite máximo permisible de concentración, a nivel del suelo, de un contaminante del aire durante un tiempo promedio de muestreo determinado, definido con el propósito de proteger la salud y el ambiente.

NORMA DE EMISIÓN.- Es el valor que señala la descarga máxima permitida de los contaminantes del aire definidos.

OPACIDAD.- Grado de reducción de luminosidad que ocasiona una sustancia al paso por ella de la luz visible.

CELDA ELECTROQUÍMICA.- Parte del sistema de medición de emisiones, mediante analizador portátil de gases, que mide el gas interés y genera una salida proporcional a la concentración de dicho gas.

DIÁMETRO EQUIVALENTE.- Para un conducto o chimenea de sección cuadrada, se define con la siguiente expresión:

$$De = (2LW)/(L+W)$$

Donde L es la longitud y W el ancho de la sección interior del conducto o chimenea, en contacto efectivo con la corriente de gases.

LÍNEA DE MUESTREO.- Es el eje en el plano de muestreo a lo largo del cual se localiza los puntos de medición cantidad de desechos originados por una determinada fuente en un intervalo de tiempo.

PUERTO DE MUESTREO.- Son los orificios circulares que se hacen en las chimeneas o conductos para facilitar la introducción de los elementos necesarios para mediciones y toma de muestras.

PUNTOS DE MEDICIÓN.- Son los puntos específicos, localizados en las líneas de muestreo, en los cuales se realizarán las mediciones y se extrae la muestra respectiva.

La Norma establece la siguiente clasificación:

1. Límites permisibles de emisión de contaminantes al aire desde combustión en fuentes fijas.
2. Métodos y equipos de medición de emisiones desde fuentes fijas de combustión.
3. Límites permisibles de emisión de contaminantes al aire para procesos productivos.

Límites permisibles de emisiones al aire para fuentes fijas de combustión

Para la aplicación de la presente norma técnica, se definen fuentes fijas significativas y fuentes fijas no significativas, de emisiones al aire por proceso de combustión.

Serán designadas como “*fuentes fijas significativas*” todas aquellas que utilizan combustibles fósiles sólidos, líquidos, gaseosos, o cualquiera de sus combinaciones, y cuya potencia calorífica (heat input) sea igual o mayor a $3 \times 10^6 \text{ W}$ o $10 \times 10^6 \text{ BTU/h}$.

De la misma forma, serán designadas como “*fuentes fijas no significativas*” todas aquellas que utilizan combustibles fósiles sólidos, líquidos, gaseosos, o cualquiera de sus combinaciones, y cuya potencia calorífica (heat input) sea menor $3 \times 10^6 \text{ W}$ o $10 \times 10^6 \text{ BTU/h}$. Estas fuentes fijas de combustión no estarán obligadas a efectuar mediciones de sus emisiones actuales, y deberán proceder según se indica en el siguiente artículo.

Para nuestro caso en la Central Térmica Guangopolo se cuenta con fuentes fijas no significativas.

Las fuentes fijas no significativas, aceptadas como tal por parte de la Entidad Ambiental de Control, demostrarán cumplimiento con la normativa mediante alguno de los siguientes métodos:

- a. El registro interno disponible ante la Entidad Ambiental de Control, el seguimiento de las prácticas de mantenimiento de los equipos de combustión, acordes con los programas establecidos por el operador o propietario de la fuente, o recomendados por el fabricante del equipo de combustión.
- b. resultados de análisis de características físicas y químicas del combustible utilizado, en particular del contenido de azufre y nitrógeno en el mismo.
- c. La presentación de certificados por parte del fabricante del equipo de combustión en cuanto a la tasa esperada de emisiones de contaminantes, en base a las características del combustible utilizado.
- d. Mediante inspección del nivel de opacidad de los gases de escape de la fuente.

Tabla 5.1 Límites máximos permisibles de emisiones al aire para fuentes fijas de combustión. Norma para fuentes de operación antes de Enero del 2003.

CONTAMINANTE EMITIDO	COMBUSTIBLE UTILIZADO	VALOR	UNIDADES ⁵
Partículas Totales	Sólido	355	mg/m ³
	Líquido ^[2]	355	mg/m ³
	Gaseoso	No Aplicable	No Aplicable
Óxidos de Nitrógeno	Sólido	1100	mg/m ³
	Líquido ^[2]	700	mg/m ³
	Gaseoso	500	mg/m ³
Dióxido de Azufre	Sólido	1650	mg/m ³
	Líquido ^[2]	1650	mg/m ³
	Gaseoso	No Aplicable	No Aplicable

Fuente: TULAS

Tabla 5.2 Límites máximos permisibles de emisiones al aire para fuentes fijas de combustión. Norma para fuentes de operación a partir de Enero del 2003.

CONTAMINANTE EMITIDO	COMBUSTIBLE UTILIZADO	VALOR	UNIDADES ¹
Partículas Totales	Sólido	150	mg/m ³
	Líquido ⁶	150	mg/m ³
	Gaseoso	No Aplicable	No Aplicable
Óxidos de Nitrógeno	Sólido	850	mg/m ³
	Líquido	550	mg/m ³
	Gaseoso	400	mg/m ³
Dióxido de Azufre	Sólido	1650	mg/m ³
	Líquido	1650	mg/m ³
	Gaseoso	No Aplicable	No Aplicable

Fuente: TULAS.

La Entidad Ambiental de Control utilizará los límites máximos permisibles de emisiones indicados en las tablas para fines de elaborar su respectiva norma, así mismo podrá establecer normas de emisión de mayor exigencia, esto si los resultados de las evaluaciones de calidad de aire que efectúe indicaren dicha necesidad.

⁵ Nota: mg/m³. miligramos por metro cúbico de gas a condiciones normales de 1013 mbar de presión y temperatura de 0 °C en base seca y corregidos a 7% de oxígeno.

⁶ Combustibles líquidos comprenden los combustibles fósiles líquidos, tales como diesel, kerosén, búnker C, petróleo crudo o gas.

Dentro de los términos que especifiquen las respectivas reglamentaciones, todas las fuentes fijas deberán obtener su respectivo permiso de funcionamiento, el cual será renovado con la periodicidad que determine la Entidad Ambiental de Control. Esta última queda también facultada para fijar las tasas que correspondan por la retribución del servicio.

- Métodos y equipos de medición de emisiones desde fuentes fijas de combustión

Para demostración de cumplimiento con la presente norma de emisiones al aire desde fuentes fijas de combustión, los equipos, métodos y procedimientos de medición de emisiones deberán cumplir requisitos técnicos mínimos, establecidos a continuación. Además, la fuente fija deberá proveer de requisitos técnicos mínimos que permitan la ejecución de las mediciones.

Requisitos y métodos de medición.

A fin de permitir la medición de emisiones de contaminantes del aire desde fuentes fijas de combustión, estas deberán contar con los siguientes requisitos técnicos mínimos:

- a. Plataforma de trabajo, con las características descritas en la figura 5.1.
- b. Escalera de acceso a la plataforma de trabajo.
- c. Suministro de energía eléctrica cercano a los puertos de muestreo.

Método 1.- Definición de puertos de muestreo y de puntos de medición en chimeneas, este método provee los procedimientos para definir el número y ubicación de los puertos de muestreo, así como de los puntos de medición al interior de la chimenea.

Número de puertos de muestreo.- El número de puertos de muestreo requeridos se determinará de acuerdo al siguiente criterio:

- a. Dos (2) puertos para aquellas chimeneas o conductos de diámetro menor 3,0 metros.
- b. Cuatro (4) puertos para chimeneas o conductos de diámetro igual o

mayor a 3,0 metros.

Ubicación de puertos de muestreo.- Los puertos de muestreo se colocarán a una distancia de, al menos, ocho diámetros de chimenea corriente abajo y dos diámetros de chimenea corriente arriba de una perturbación al flujo normal de gases de combustión (ver figura 5.1). Se entiende por perturbación cualquier codo, contracción o expansión que posee la chimenea o conducto. En conductos de sección rectangular, se utilizará el mismo criterio, salvo que la ubicación de los puertos de muestreo se definirá en base al diámetro equivalente del conducto.

Número de puntos de medición.- Cuando la chimenea o conducto cumpla con el criterio establecido anteriormente, el número de puntos de medición será el siguiente:

- a. Doce (12) puntos de medición para chimeneas o conductos con diámetro equivalente o mayor a 0,61 metros.
- b. Ocho (8) puntos de medición para chimeneas o conductos con diámetro equivalente o estimado entre 0,30 y 0,60 metros.
- c. Nueve (9) puntos de medición para conductos de sección rectangular con diámetro equivalente o estimado entre 0,30 y 0,61 metros.

Método 2.- Procedimiento para la determinación de la velocidad y gasto volumétrico de gases de escape en chimenea o conducto. Este método comprende:

- a. Uso de un tubo de Pitot, del tipo estándar o del tipo S, para medir la presión dinámica de la corriente de gases de escape.
- b. Medición de la temperatura del gas dentro de la chimenea.
- c. Analizador de gases para determinar el peso molecular húmedo del gas en chimenea (ver método 3).
- d. Cálculo de la velocidad del gas.
- e. Determinación del área transversal del ducto o chimenea.

Uso de analizadores portátiles.- Se utilizarán equipos disponibles en el mercado, que reporten las emisiones de dióxido de azufre y/o de óxidos de nitrógeno en base a técnicas tales como de fluorescencia, ultravioleta, e

infrarrojo no dispersivo, para el caso de dióxido de azufre, o, de quimiluminiscencia, para el caso de óxidos de nitrógeno. Otra opción consiste en la utilización de analizadores portátiles, que operan con tecnología de **celdas electroquímicas** (Ver fotografía 5.6), y diseñados para medición también de dióxido de azufre y de óxidos de nitrógeno.

De utilizarse analizadores portátiles, sea con cualquiera de las técnicas descritas, estos equipos deberán contar con los respectivos certificados de calibración, otorgados por el fabricante de los mismos.

Los analizadores deberán contar con los accesorios que permitan el acondicionamiento de la muestra de gases en chimenea, previo al ingreso de la misma a la sección de medición. El sistema de medición deberá contar con una sonda de admisión del gas en chimenea, provista de sección de calentamiento o similar, que garanticen la no condensación de vapor de agua presente en la muestra y evitar así la consiguiente absorción de dióxido de azufre o de óxidos de nitrógeno en el líquido condensado. Si el analizador reporta los resultados en base seca, el sistema de medición deberá contar con una unidad de condensación, o dispositivo similar, que garanticen la purga o evacuación del vapor de agua condensado, y al mismo tiempo, minimice el contacto entre la muestra de gases y el líquido condensado. Se aceptarán también equipos analizadores que determinen concentraciones de SO₂ y/o de NO_x en base húmeda, siempre que los resultados sean convertidos a concentración en base seca mediante métodos apropiados.

Los analizadores que utilicen la técnica de celdas electroquímicas deberán contar con celdas individuales tanto para medir el óxido nitroso NO como el dióxido de nitrógeno NO₂ y reportarán los resultados de emisión de óxidos de nitrógeno como la suma de óxido nitroso (NO) y de dióxido de nitrógeno (NO₂). En el caso de analizadores que utilicen la técnica de quimiluminiscencia, los resultados se reportarán directamente como total de óxidos de nitrógeno expresados como NO₂.

La medición de NO_x y de SO₂, utilizando cualquier tipo de equipo analizador portátil, se efectuará seleccionando el número de puntos al interior de la sección de chimenea que se determine según lo descrito en el método 1 de esta norma técnica.

- **Frecuencia de medición de emisiones al aire desde fuentes fijas de combustión.-**

Las fuentes fijas que se determine requieran de monitoreo de sus emisiones al aire, efectuarán los respectivos trabajos de medición y reporte de resultados, al menos, una vez cada seis meses.

Requerimientos de Reporte.- Se elaborará un reporte con el contenido mínimo siguiente:

- a) Identificación de la fuente fija (Nombre o razón social, responsable, dirección);
- b) Ubicación de la fuente fija, incluyendo croquis de localización y descripción de predios vecinos;
- c) Nombres del personal técnico que efectuó la medición;
- d) Introducción, la cual describirá el propósito y el lugar de la medición, fechas, contaminantes objeto de medición, identificación de observadores presentes, tanto de la fuente como representantes de la Entidad Ambiental de Control (de aplicarse);
- e) Resumen de resultados, incluyendo los resultados en sí obtenidos, datos del proceso de combustión, emisiones máximas permitidas para la fuente;
- f) Características de operación de la fuente fija, esto es, descripción del proceso y de equipos o técnicas de control o reducción de emisiones (de aplicarse), descripción de materias primas o combustibles utilizados, propiedades relevantes de estos, y cualquier información relevante para con la operación de la fuente;
- g) Métodos de muestreo y de análisis utilizados, describiendo la ubicación de los puertos de muestreo y de los puntos de medición al interior de la chimenea, descripción de los equipos y/o accesorios utilizados en la recolección de muestras o medición, procedimientos o certificados de calibración empleados, y una breve discusión de los procedimientos de muestreo y de análisis de resultados seguidos, incluyendo cualquier desviación en el procedimiento, y las debidas justificaciones técnicas;
- h) Anexos, los cuales incluirán cualquier información de respaldo.

- **Límites máximos permisibles de emisiones al aire para procesos específicos.-**

TABLA 5.3. LÍMITES MÁXIMOS PERMISIBLES DE EMISIONES AL AIRE PARA MOTORES DE COMBUSTIÓN INTERNA.

CONTAMINANTE EMITIDO	OBSERVACIONES	FUENTES EXISTENTES	FUENTES NUEVAS	UNIDADES ⁷
Partículas Totales	--	350	150	mg/m ³
Óxidos de Nitrógeno	--	2 300	2 000	mg/m ³
Dióxido de Azufre	--	1 500	1 500	mg/m ³

Fuente: TULAS.

7

Notas: mg/m³: miligramos por metro cúbico de gas a condiciones normales de de 1 013 milibares de presión y temperatura de 0°C, corregidos a 15% de O₂, en base seca.

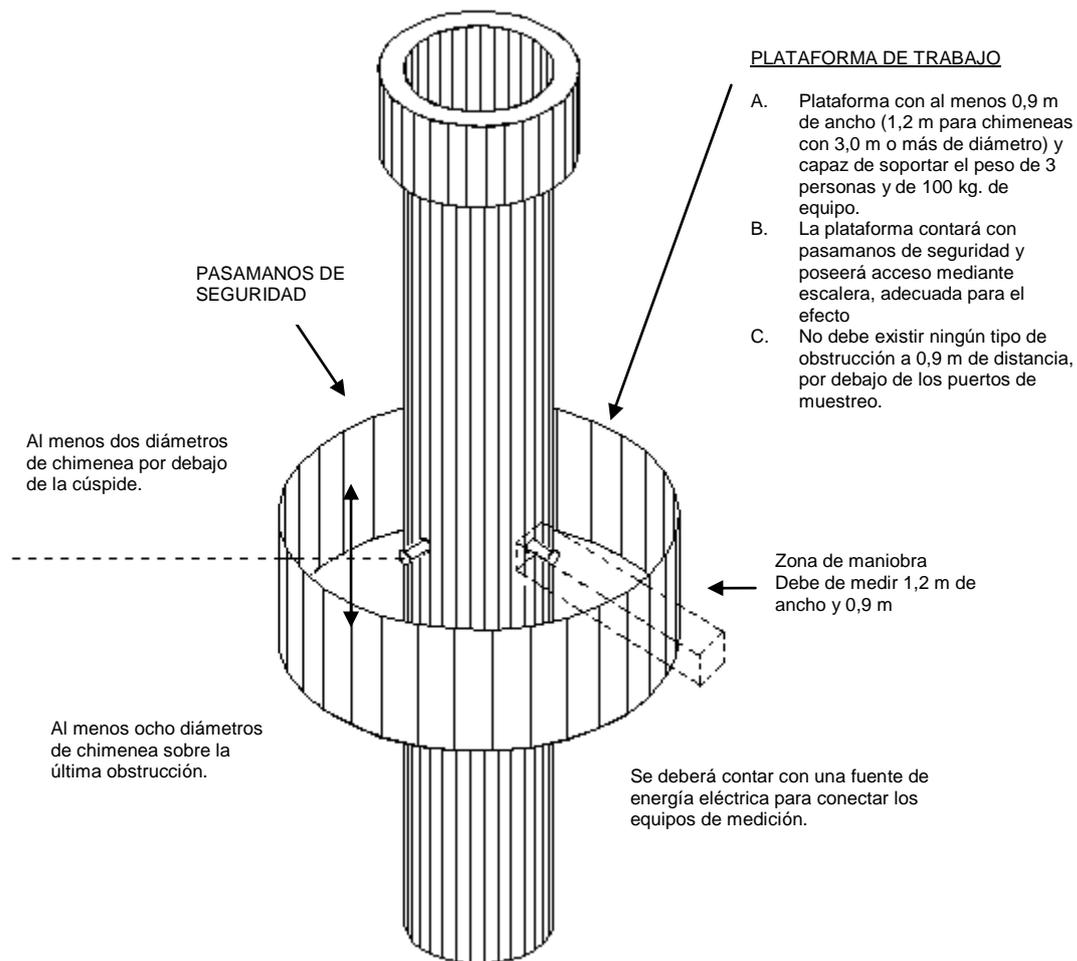


FIGURA 5.1 REQUISITOS PARA EJECUCIÓN DE MEDICIÓN DE EMISIONES AL AIRE DESDE FUENTES FIJAS

5.1.2 EVALUACIÓN DEL IMPACTO AMBIENTAL (EIA).

5.1.2.1 Identificación de Aspectos Ambientales

Para realizar el reconocimiento de la zona se utilizó la evaluación medio ambiental del sitio como metodología del trabajo.

Se inició con una inspección de las emisiones de gases de combustión de los motores (Ver Fotografía 5.1), así como también por medio de entrevistas con los técnicos y operadores de la planta.



Fotografía 5.1 Chimeneas de los motores 1, 2, 3, 4, (Nótese que cumplen con el requisito para la ejecución de medición que la norma ambiental exige).

Una vez realizado el reconocimiento de las actividades del proyecto, se elaboró un procedimiento para la medición de gases por medio del equipo TESTO 350 M/XL CONTROL UNIT. (Ver Anexo)

5.1.2.2 Análisis de Impacto Ambiental

Para la identificación de impacto ambiental relacionado a cada uno de los aspectos ambientales identificados previamente, se utilizó un análisis causa – efecto, luego se clasificó los impactos de acuerdo a su carácter (positivo o negativo), tipo (directo o indirecto), magnitud (alta, media o baja), riesgos (alto, medio o bajo), duración (temporal, permanente o intermitente); y, reversibilidad (reversible o irreversible), (Ver Tabla 5.5).

La valoración de los impactos ambientales se realizó utilizando tres niveles de significancia, con signo positivo o negativo, según su carácter. Se elaboró una escala arbitraria para el ordenamiento de los resultados de esta valoración, (Ver Tabla 5.6).

Los resultados de los impactos, se resumen de acuerdo al criterio de valoración, esto es según la cuantificación de los niveles de significancia que predominan en cada proceso, (Ver Tabla 5.7)

5.1.2.3 Aspecto Biótico

La Central Termoeléctrica de Guangopolo se halla en la zona de vida del bosque del llaló, en el sector de El Tingo. Dada su conversión total al uso urbano, no existen remanentes vegetales con vegetación nativa.

La vegetación de las riveras del Río San Pedro en el sector de la Central es escasa y compuesta principalmente por: sauces, eucaliptos, alisos, tilos, pencos o ágapes, sigses, resino, tupirrosas, chilcas y retamas.

En relación con el estado de alteración en el que actualmente se encuentra el hábitat natural, las especies de mamíferos que generalmente se hallan en el sector son vacunos, porcinos, perros, ratas negras y ratones chicos, los cuales se refugian en la vegetación existente, estos últimos especialmente en la orilla del Río San Pedro o en las laderas ubicadas detrás de la central térmica.

Son pocas las aves que se observan en el área. Se estima una diversidad avifaunística baja y de sensibilidad ambiental nula.

Por el estado de deterioro de los ecosistemas terrestres, las especies presentes son indicadoras de hábitat alterados.

El Río San Pedro, exhibe aparentemente una imagen aceptable, con un lecho rocoso, pedregoso y arenoso. El nivel de agua promedio oscila d 1 a 1,50 m, el ancho del cauce entre 3 a 5 m y la velocidad del escurrimiento del agua va de 0,60 a 1,50 m/s. Las aguas tienen un color ligeramente pardo y un olor fétido, consecuencia que el río arrastra muchos residuos orgánicos generados por las poblaciones aguas arriba.

Por otra parte el I. Municipio de Rumiñahui ha previsto un Plan de Recuperación de los ríos Pita, Santa Clara, Cachaco, San Nicolás, que confluyen al río San Pedro; este programa está en marcha y ha iniciado con los estudios del río Santa Clara y del río Cachaco; este último es actualmente el depósito de todos los elementos orgánicos del faenaje de ganado que se realiza diariamente en el camal de Sangolquí.



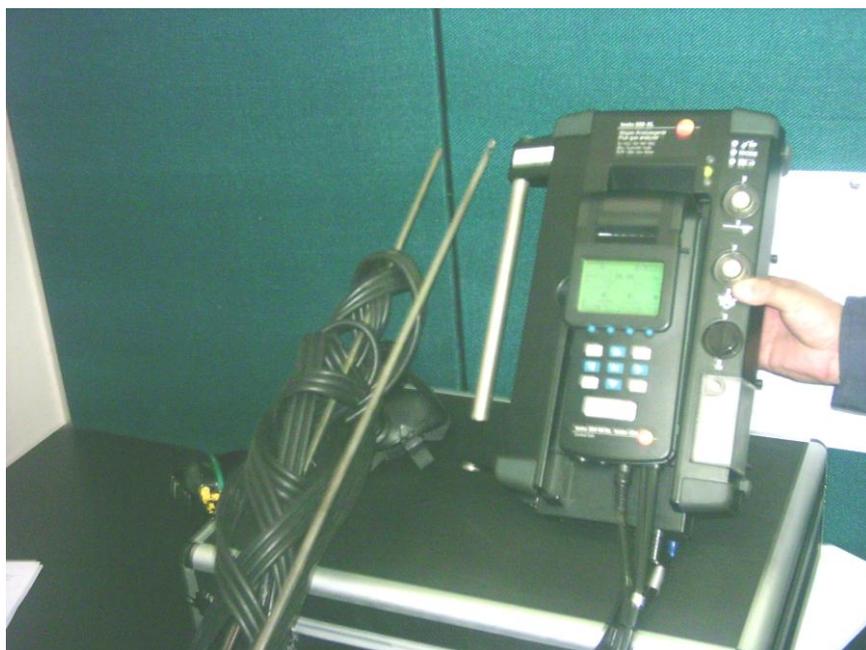


Fotografía 5.2 Riveras del Río San Pedro en el sector de la Central.

Fotografía 5.3 Lecho del Río San Pedro aguas abajo de la Central.

Por otra parte, la contaminación generada por los gases de combustión de los motores está monitoreada por los agentes del Distrito Metropolitano y por los funcionarios de la planta.

TERMOPICHINCHA S.A., para determinar la contaminación generada por los motores, adquirió un equipo de medición de contaminantes del aire desde fuentes fijas, el mismo que se utiliza para los diferentes controles periódicos de emisiones de gases a la atmósfera.



Fotografía 5.4 Equipo de medición de gases de combustión TESTO 350
M/XL CONTROL UNIT.

5.1.2.4 Impactos Ambientales

En la Central Térmica Guangopolo se identificaron los siguientes aspectos ambientales, los mismos que producen los impactos ambientales descritos a continuación:

Tabla 5.4 Análisis de causa – efecto para la determinación de impactos ambientales en la Central Térmica Guangopolo.

ASPECTOS AMBIENTALES	IMPACTOS AMBIENTALES
Emisiones al aire desde fuentes fijas de combustión.	Contaminación del aire.
Aumento de los niveles sonoros (continuos / puntuales).	Impacto sobre la salud del personal.
Consumo de Agua.	Pérdida de recursos naturales.
Uso de sustancias químicas.	Impacto en la salud del personal; contaminación del aire.
Derrames accidentales.	Contaminación del suelo, aire, agua.
Consumo energético.	Pérdidas de recursos naturales; contaminación del aire.
Emisión de calor.	Cambio de temperatura en el medio.
Creación de fuentes de ingresos para personal.	Mejora en la calidad de vida del personal.
Relaciones comunitarias.	Mejora en la calidad de vida de los pobladores locales.
Descarga del efluente de trabajo.	Contaminación del Río San Pedro.
Salud y seguridad del personal.	Mantenimiento de la integridad física del personal
Producción de desechos sólidos.	Contaminación del suelo y agua.
Regeneración de aceites dieléctricos.	Mejora en la reutilización de los aceites dieléctricos.
Reforestación.	Mejora del recurso natural.

Fuente: Determinación de Aspectos Ambientales e Impactos Ambientales.

5.1 2.5 Valoración de Impactos Ambientales en la Central Térmica Guangopolo

Tabla 5.5 Matriz de Identificación del Impacto Ambiental.

TERMOPICHINCHA S.A. CENTRAL TERMICA GUANGOPOLO MATRIZ DE IDENTIFICACION DEL IMPACTO AMBIENTAL						
FACTORES AMBIENTALES		PROCESO DE GENERACION TERMoeLECTRICA				
		OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS				
MEDIO	COMPONENTE	MOTOR	SUNIMISTRO COMBUSTIBLE	SUMINISTRO ACEITE	TRATAMIENTO DE AGUA	PRODUCCION DE VAPOR
Suelos	Alteración				X	
	Erosión		X	X		
	Paisaje		X		X	X
Agua	Calidad	X			X	
	Cantidad	X			X	X
Aire	Calidad	X				X
	Ruido	X				X
Socioeconómico	Uso de Suelos	X	X	X	X	X
	Empleo	X	X	X	X	X
	Clima Social	X	X	X	X	X
	Seguridad	X		X	X	X
Numero de impactos		8	5	5	8	8
TOTAL						34

Fuente: Identificación de los factores ambientales analizados a la Central Térmica Guangopolo.

Tabla 5.6. Matriz de Valoración del Impacto Ambiental.

TERMOPICHINCHA S.A. CENTRAL TERMICA GUANGOPOLO MATRIZ DE VALORACION DEL IMPACTO AMBIENTAL PROCESO DE GENERACION TERMOELECTRICA										
FACTOR AMBIENTAL	IMPACTO AMBIENTAL	IMPACTOS IDENTIFICADOS	CLASE DE IMPACTO	AREA DE INFLUENCIA	DURACION	REVERSIVILIDAD	PROBABILIDAD OCURRENCIA	MAGNITUD	MITIGABLE	
			+ / -	P / L / R	C / M / L	R / I	S / A / M / B	A / M / B	S / N	
Suelos	Alteración	Contaminación por evacuación de desechos sólidos en el tratamiento de agua	(-)	P	M	I	M	M	S	
	Erosión	Derrames de combustible, aceite o cieno	(-)	P	C	I	B	B	S	
	Paisaje	Probabilidad de incendio		(-)	L	M	R	S	A	S
		Derrame de desechos sólidos por tratamiento de agua		(-)	P	C	I	M	M	S
		Evacuación de vapor desde Torre de enfriamiento		(-)	P	L	R	S	B	S
Agua	Calidad	Calentamiento de agua	(-)	P	L	R	S	B	N	
		Desmineralización de agua	(+)	P	M	R	S	B	N	
		Clarificación de agua	(+)	P	M	R	S	B	N	
	Cantidad	Desperdicio de agua	(-)	P	L	R	M	B	S	
Aire	Calidad	Contaminación por emisiones gaseosas desde los motores	(-)	L	L	I	S	A	S	
		Alteración de la calidad de aire por evacuación de vapor desde torre de enfriamiento	(-)	L	L	I	M	A	S	
	Ruido	Contaminación por ruido al entorno	(-)	L	L	I	S	A	S	
Socio - Económico	Uso de Suelos	Ocupación de terreno por instalaciones	(+)	L	L	R	S	M	N	
	Empleo	Generación de fuentes de trabajo	(+)	L	M	R	S	B	N	
	Clima Social	Relaciones interpersonales	(+)	P	L	R	S	A	S	
	Seguridad	Seguridad industrial		(+)	P	M	R	S	A	N
Vigilancia			(+)	P	M	R	S	A	N	

Fuente: Realización de la Matriz de Valoración del Impacto Ambiental.

Tabla 5.7. Resumen de Resultados de la Valoración del Impacto Ambiental

TERMOPICHINCHA S.A. CENTRAL TERMICA GUANGOPOLO RESUMEN DE RESULTADOS DE LA VALORACION DEL IMPACTO AMBIENTAL PROCESO DE GENERACION TERMOELECTRICA								
CRITERIOS DE VALORACION DE IMPACTOS			OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS					
DESCRIPCION	CLASE	SIMBOLO	MOTOR	SUMINISTRO COMBUSTIBLE	SUMINISTRO ACEITE	TRATAMIENTO DE AGUA	PRODUCCION DE VAPOR	SUMATORIA
Clase de Impacto	Positivo	+	7	3	5	7	5	27
	Negativo	-	5	4	1	6	5	21
Área de Influencia	Puntual	P	7	4	4	10	5	30
	Local	L	5	3	2	3	5	18
	Regional	R	0	0	0	0	0	0
Duración	Corto	C	0	2	1	1	0	4
	Mediano	M	5	2	3	7	3	20
	Largo	L	7	3	2	5	7	24
Reversibilidad	Reversible	R	9	5	5	11	7	37
	Irreversible	I	3	2	1	2	3	11
Probabilidad de Ocurrencia	Segura	S	10	5	5	10	8	38
	Alta	A	0	0	0	0	0	0
	Media	M	2	1	0	3	2	8
	Baja	B	0	1	1	0	0	2
Magnitud	Alta	A	6	2	3	4	6	21
	Moderada	M	1	2	1	3	1	8
	Baja	B	5	3	2	6	3	19
Mitigable	Si	S	5	5	2	6	6	24
	No	N	7	2	4	7	4	24
Numero de impactos			12	7	6	13	10	48

Fuente: Aplicación de los Criterios de Valoración de Impactos realizada a la Central Térmica Guangopolo.

5.1.2.6 Caracterización de los Impactos Ambientales Identificados

- **Pérdida del hábitat:** Este es un impacto negativo y de tipo directo porque implica la pérdida del espacio físico para especies animales y vegetales, para este caso, se considera de baja magnitud porque las especies del sector provienen de hábitats alterados.
- **Erosión del suelo:** Se trata de un impacto negativo y de tipo directo. La magnitud está en relación con el área afectada por lo que se la considera como de nivel medio. El riesgo es bajo por cuanto el área de la Central es definida, se realizó un programa de reforestación para que el impacto sea reversible.
- **Pérdida de recursos naturales:** Es un impacto negativo aunque de tipo indirecto, puesto que la materia proviene de un área fuera de la de influencia. La magnitud es baja, así como el riesgo sobre los elementos ambientales, la duración es permanente y considerada como un impacto irreversible.
- **Contaminación del aire:** Este impacto es de carácter negativo por cuanto implica la reducción de la calidad del aire en el entorno ambiental inmediato. Es de tipo directo ya que los contaminantes se mezclan con los gases propios del aire. La magnitud es alta ya que de alguna manera no se está cumpliendo con uno de los estándares de la norma de emisiones a la atmósfera por lo tanto el impacto es seguro e irreversible.
- **Impactos sobre la salud del personal:** Es un impacto negativo y de tipo directo, sin embargo las afectaciones sobre la salud del personal son mínimas por lo que la magnitud del impacto es baja. El riesgo es considerado bajo ya que los niveles de ruido no son tan importantes

como para producir afectaciones mayores si se concientiza en el personal el uso debido de las protecciones.

- **Contaminación del agua:** Este es un impacto negativo que afecta directamente al recurso agua. Su magnitud es media por cuanto varias son las fuentes de contaminación, aunque los niveles no son alarmantes. Dado que la magnitud es media, se considera que el riesgo para el elemento ambiental también es medio. Este impacto es de largo plazo ya que el tiempo de operación de la Central es constante, además reversible si se mitigan los riesgos.
- **Mejora de la calidad el agua:** Se trata de un impacto positivo ya que tiene que ver con el sistema de tratamiento empleado para poder utilizar el agua en los sistemas de generación de la Central. Es de tipo directo, su magnitud tiene que se alta para que el agua pueda ser utilizada convenientemente. No implica ningún tipo de riesgo para el elemento ambiental agua, aunque su duración es temporal y por lo tanto reversible.
- **Mejora en la calidad de vida de los pobladores locales:** Este es un impacto positivo y de tipo directo. Su magnitud es alta ya que la mayoría de trabajadores provienen de áreas locales. Esto no conlleva ningún riesgo, aunque la duración del impacto también es temporal ya que se están expuestos a la terminación de sus contratos. También la comunidad se beneficia de los servicios que presta la central, colaborando a que el riesgo sea bajo y reversible.

5.2 ANÁLISIS DE LOS CONTAMINANTES EN LOS GASES DE COMBUSTIÓN DE LOS DOS MOTORES

5.2.1 PROCEDIMIENTO PARA LA MEDICION DE EMISIONES DE CONTAMINANTES EN LOS GASES DE COMBUSTIÓN DE LOS MOTORES

Para el monitoreo y mediciones de los contaminantes en los gases de combustión se utilizó el equipo analizador de gases TESTO 350 M/XL CONTROL UNIT (Ver Fotografía 5.4).

Componentes del equipo analizador de gases:

- 1) Control Unit – Módulo Superior.
- 2) Testo 350 Analyzer Box – Módulo inferior.
- 3) Celdas Electroquímicas.
- 4) Sondas para Medición de Gases.
- 5) Tubo Pitot.

5.2.1.1 Metodología

Los equipos, métodos y procedimientos de medición de emisiones deberán cumplir requisitos técnicos mínimos, establecidos en el Texto Unificado de Legislación Ambiental Secundaria (TULAS). Además, la fuente fija deberá proveer de requisitos técnicos mínimos que permita la ejecución de las mediciones, citadas a continuación:

5.2.1.3 Requisitos y Métodos de Medición

Con la finalidad de permitir la medición de emisiones de contaminantes del aire desde fuentes fijas de combustión, estas deberán contar con los siguientes requisitos técnicos mínimos ubicados en el lugar de trabajo.

Las Chimeneas deben estar provistas de:

- Plataforma de trabajo.
- Escalera de acceso a la plataforma.
- Suministro de energía eléctrica cercana a los puertos de trabajo

La Central Térmica Guangopolo cumple con las exigencias que la norma plantea (Ver Fotografía 5.1).

5.2.1.3 Definición de Puertos de Muestreo y Puntos de Medición en Chimeneas

Este método provee los procedimientos para definir el número y ubicación de los puertos de muestreo, así como los de medición al interior de la chimenea.

El número de puertos de muestreo requeridos según la norma es de dos puertos para las chimeneas de forma circular con diámetro ≥ 0.61 m, para lo cual el diámetro de las chimeneas de la planta es de 0.76 m. Los puertos de muestreo se colocarán a una distancia de al menos ocho diámetros de chimenea corriente abajo y dos diámetros de chimenea corriente arriba de una perturbación al flujo normal de gases de combustión.

El número de puntos de medición cuando la chimenea o conducto cumpla con lo establecido anteriormente el número de puntos de medición será el siguiente:

Doce (12) puntos de medición para chimeneas o conductos con diámetro equivalente o mayor a 0,61 metros.

Para las chimeneas (sección circular) de la Central Térmica Guangopolo cuyo diámetro = 0.76 m, se tiene:

Tabla 5.8 Número de puntos de medición para un diámetro

Número de puntos de medición para un diámetro	Porcentaje de distancia de muestreo
1	2,1 %
2	6,7 %
3	10,8 %
4	17,7 %
5	25,0 %
6	35,6 %
7	64,4 %
8	75,0 %
9	82,3 %
10	88,2 %
11	93,3 %
12	97,9 %

Fuente: TULAS.

Nota: Valores como porcentajes del diámetro de la chimenea, y a ser contados desde la pared interior de la chimenea hasta el punto de medición.

Se calculará en base a la tabla anterior las distancias de los puntos de muestreo en un plano de la chimenea, de la siguiente manera;

Para la Central Térmica Guangopolo:

Datos:

Diámetro de la chimenea: 0.76 m.

Número de puntos de muestreo: 12

0.76 m ← 100% X= 1.60 cm

X = ← 2.1%

Este valor de 1.60 cm corresponde a la distancia desde la pared interior de la chimenea, en la que se debe realizar el monitoreo de gases, para ese punto de muestreo. De igual manera para los otros valores calculados.

De igual forma se realizará los cálculos de las distancias en los puntos de muestreo, que a continuación se detallan los datos ya calculados en la siguiente tabla:

Para las chimeneas de la Central Térmica Guangopolo:

Tabla 5.9 Puntos de muestreo en las chimeneas de la planta.

Número de punto de muestreo	Distancia del punto de muestreo (cm)
1	1.60
2	5.1
3	9.0
4	13.5
5	19.0
6	27.1
7	48.9
8	57.0
9	62.6
10	67.0
11	70.9
12	74.3

Fuente: TULAS.

5.2.1.4 Procedimiento para la determinación del flujo de gas seco

Este método comprende:

- a) Uso de un tubo de Pitot, del tipo estándar del tipo S, para medir la presión dinámica de la corriente de gases de escape.
- b) Medición de la temperatura del gas dentro de la chimenea.
- c) Analizador de gases para determinar el peso molecular húmedo del gas en chimenea.
- d) Determinación del área transversal del ducto o chimenea.

Para la aplicación del procedimiento, el tubo Pitot, previamente calibrado, se introducirá en el conducto o chimenea, en el punto de medición seleccionado, y se tomará lectura de la presión de velocidad. Este procedimiento se repetirá para cada uno de los puntos (12) de mediciones seleccionadas.

La velocidad promedio en el conducto o chimenea será el valor obtenido, mediante, para el promedio aritmético de todas las lecturas de presión registradas. Mediante el equipo TESTO 350 M/XL CONTROL UNIT.

En el caso del equipo analizador TESTO 350 M/XL CONTROL UNIT se ha configurado con el ingreso de datos ambientales de las Centrales Térmicas de TERMOPICHINCHA y el valor del coeficiente del tubo Pitot, provisto por el fabricante del equipo analizador de gases. (Coeficiente: 0.67).

5.2.1.5 Frecuencia del Monitoreo de Gases

Se realizará mediciones mensuales en cada una de las chimeneas o cuando se considere necesario.

En las fuentes fijas que se determine requieran del monitoreo de sus emisiones al aire, se efectuarán los respectivos trabajos de medición y reporte de resultados, al menos una vez cada seis meses.

5.2.1.6 Observaciones Generales

El personal que esté involucrado en todas estas actividades del monitoreo de emisiones de gases, debe realizarlos con su equipo de seguridad personal (zapatos punta de acero, mandil, guantes de tela, guantes térmicos, gafas, mascarilla de gases, y protectores auditivos) y tomando todas las precauciones del caso. Se manipulará el equipo analizador de gases con sus accesorios y la seguridad personal del trabajador con las debidas precauciones durante todo el proceso de medición en las chimeneas de las fuentes fijas de combustión.



Fotografía 5.5 Equipo de medición de gases de combustión.



Fotografía 5.6 Celdas Electro – Químicas del equipo: TESTO 350 M/XL CONTROL UNIT.



Fotografía 5.7 Equipo de seguridad personal utilizado para la medición de gases de combustión.



Fotografía 5.8 Toma de datos con equipo TESTO 350 M/XL CONTROL UNIT en la chimenea del motor Nro. 3



Fotografía 5.9 Toma de datos con equipo TESTO 350 M/XL CONTROL UNIT en la chimenea del motor Nro. 4

5.2.2 MEDICION DE EMISIONES GASEOSAS EN LOS MOTORES No.3 Y 4

Equipo: TESTO T350 XL

Tabla 5.10 Medición de las emisiones gaseosas en las chimeneas de los motores Nro. 3 y 4

MOTOR Nro.:		3		4		
FECHA		27/Jul/05	01/Ago/05	27/Jul/05	01/Ago/05	
ITEM	Unidad					
Potencia Máxima disponible	MW	5.2	5.2	5.2	5.2	
Consumo de Diesel	Kg / h	25	25	25	25	
Consumo de Bunker		1150	1150	1150	1150	
Temperatura de salida de los gases	° C	338.7	339.5	407.1	408.1	
Altura de la chimenea	m	18	18	18	18	
Diámetro de chimenea	m	0.76	0.76	0.76	0.76	
Análisis de las emisiones	CO ₂	%	7.81	7.76	7.70	7.65
	O ₂	%	11.15	11.21	11.29	11.35
	CO	ppm	192	181	313	301
	NO _x	ppm	2537	2537	2314	2372
	SO ₂	ppm	448	356	487	396
	NO	ppm	2492	2487	2278	2330
	NO ₂	ppm	44.5	50.7	36.4	42.1
	Eficiencia de combustión	%	74.6	74.0	70.3	69.1
	Exceso de aire	%	105.2	106.5	107.9	109.2
	Pérdidas en combustión	%	25.4	26.0	29.7	30.9

Fuente: Monitoreo realizado con el Equipo TESTO 350 M/XL CONTROL UNIT.

5.1.3 MEDICION DE LA VELOCIDAD DE LOS GASES DE COMBUSTIÓN DE LOS MOTORES Nro. 3 Y 4

AREA	0.29 m ²
TEMPERATURA	20 °C
HUMEDAD	50 %
PRESION	540 Mm Hg
DENSIDAD	517.4 g/m ³
FACTOR DE PITOT	0.67
FACTOR DE CORRECCION	1.00

Tabla 5.11 Medición de la velocidad de los gases de combustión de los motores Nro. 3 y 4

MOTOR Nro.	3			4		
FECHA	08/Ago/05			08/Ago/05		
Puntos de muestreo	P	V	Temp	P	V	Temp
	mbar	m/s	°C	mbar	m/s	°C
1	9,8	41,1	329,3	7,7	36,6	346,6
2	8,5	38,4	334,5	8,9	39,3	377,2
3	9,8	41,3	336,9	8,4	38,1	394,6
4	8,5	38,5	337,8	7,8	36,9	401,7
5	8	37,4	338,3	7,8	36,8	404,4
6	10,2	42,1	338,5	7,5	36,1	405,3
7	10,3	42,2	338,5	5,8	31,8	405,8
8	9	39,5	338,4	8,1	37,5	406,1
9	8,6	38,5	338,5	8,3	38	406,2
10	8,7	38,8	338,6	7,5	36,1	406,1
11	5,8	31,8	338,5	7,9	37,1	406,3
12	8,2	37,7	338,6	7,3	35,7	406,6
PROMEDIO	8,78	38,94	337,20	7,75	36,67	397,24

Fuente: Monitoreo realizado con el Equipo TESTO 350 M/XL CONTROL UNIT.

5.1.4 REPORTE DE EMISIONES DE FLUJO DE GAS SECO

- **MOTOR Nro. 3**

Tabla 5.12 Caracterización de emisiones gaseosas (Reporte: Motor Nro. 3)

Residuo gal/h	326,35	326,35
Flujo gas seco m3/h	10997,66	17341,08
Potencia [KW]	5200	5200
Horas Día	24	24
Condiciones referencia	1847,04	1847,04
Condiciones contaminante	1343,5	1363,6

Fuente: Datos obtenidos con el equipo TESTO 350 M/XL CONTROL UNIT.

Tabla 5.13 Base de emisiones gaseosas (Reporte: Motor Nro. 3)

FECHA		01/Ago/2005	27/Jul/2005	NORMA	CUMPLE
PARAMETRO	UNIDAD	CALCULO DMA		DMA	
CO	g/KW-H	0,44	0,47	8	SI
NOx	g/KW-H	10,09	10,09	6,4	NO
Partículas	g/KW-H	0,23	0,37	0,4	SI

Fuente: Análisis realizado en el equipo TESTO 350 M/XL CONTROL UNIT

- **MOTOR Nro. 4**

Tabla 5.14 Caracterización de emisiones gaseosas (Reporte: Motor Nro. 4)

Residuo gal/h	326,35	326,35
Flujo gas seco m3/h	9311,29	15347,18
Potencia	5200	5200
Horas Día	24	24
Condiciones referencia	1847,04	1847,04

Condiciones contaminante	1098,8	1093,5
--------------------------	--------	--------

Fuente: Datos obtenidos con el equipo TESTO 350 M/XL CONTROL UNIT.

Tabla 5.15 Base de emisiones gaseosas (Reporte: Motor Nro. 3)

FECHA		01/Ago/2005	27/Jul/2005	NORMA	CUMPLE
PARAMETRO	UNIDAD	CALCULO DMA		DMA	
CO	g/KW-H	0,62	0,64	8	SI
NOx	g/KW-H	7,99	7,8	6,4	NO
Partículas	g/KW-H	0,2	0,32	0,4	SI

Fuente: Análisis realizado en el equipo TESTO 350 M/XL CONTROL UNIT.

5.3 ANÁLISIS DE RESIDUOS.

5.3.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE OBTENCIÓN DEL RESIDUO

(CIENO).

La Central Térmica Guangopolo para su funcionamiento, utiliza lubricantes, combustibles (diesel y bunker) y agua (cruda y pura). Durante la operación se producen desperdicios de combustible, aceite y agua, los que en conjunto se denominan CIENO.

5.3.1.1 Descripción del Tratamiento Aplicado al Residuo.

El cieno producido en la operación es recolectado en dos fosas, ubicadas en la sala de máquinas y en la sala de combustible. Por medio de bombas, el cieno es trasladado a un tanque recolector.

El tanque recolector es un tanque separador de agua y cieno (API) en el cual se purga el agua y se almacena el cieno, el cual es trasladado mediante un tanquero al tanque final de almacenamiento. Posteriormente el cieno es transportado hacia tanques de PETROECUADOR. donde es tratado.

5.3.1.2 Condiciones para el Transporte de los Residuos.

- TIPO DE TRANSPORTE A SER UTILIZADO

La Compañía Jarrín- Carrera, encargada de transportar el bunker, realiza también el transporte del cieno. Los tanqueros de la empresa se encuentran registrados en PETROECUADOR.

- SEGURIDADES ESTABLECIDAS PARA LA TRANSPORTACIÓN

Cabe señalar que la distancia aproximada de recorrido del tanquero con cieno es corta (300 m), y el recorrido se realiza dentro de los predios de la empresa. Para evitar posibles derrames, se realizan los acoples de la manguera al tanquero, y de este hacia el tanque con extremo cuidado, ya que este constituye un punto crítico en el transporte.

En caso de producirse un derrame, la empresa cuenta con paños absorbentes para hidrocarburos, los mismos que en caso de ser utilizados, serán enviados para su posterior incineración.

- FRECUENCIA REQUERIDA PARA LA TRANSPORTACIÓN

De acuerdo a las necesidades de la empresa.

5.3.1.3 Caracterización Microbiológica de los Residuos

Debido a las elevadas temperaturas a las que estos residuos son sometidos durante su procesamiento y reutilización, no tiene sentido realizar tal tipo de caracterización.

5.3.1.4 Manejo de Residuos Sólidos y Efluentes Líquidos

En lugar de construir un incinerador de residuos sólidos, la Central Guangopolo estableció un convenio con EMASEO por el cual adquirió un contenedor de basura de 2m³, en donde son depositados todos los residuos sólidos de la Central, mismos que son retirados semanalmente por camiones recolectores de EMASEO.

En la Evaluación del Impacto Ambiental (EIA) se establece que deberán separarse los desechos orgánicos de los inorgánicos. No se cree pertinente esta clasificación ya que posteriormente todos los residuos recolectados se depositan en un mismo lugar.

- MEJORAMIENTO DEL TANQUE DE CIENO.

TERMOPICHINCHA S.A., modificó su sistema de transporte y tratamiento de cieno. El cieno producido en la central es recolectado en dos piscinas, una ubicada en la casa de máquinas y otra en la sala de tratamiento de combustible. Posteriormente es bombeado a un tanque separador de lodos en donde se separa el agua, la cual es enviada a un segundo tanque API, en donde en caso de que exista algún remanente de combustible es separado y el agua libre de contaminación es descargada al Río San Pedro. El cieno es almacenado en un tanque de 60000 gal. y posteriormente tratado para eliminar el agua y ser reutilizado.

Tabla 5.16 Características Físico - Químicas del Residuo Final (CIENO)

PARÁMETRO	UNIDAD	RESULTADO
PH		7.0
Densidad	Kg/l	0.8963
Humedad	%	14.3
Sólidos Totales	%	85.7
Sustancias solubles	%	84.1
Materia orgánico	%	80
Plomo	mg/Kg	18.3
Cromo	mg/Kg	3.9
Cobre	mg/Kg	4.6
Cinc	mg/Kg	72.3
Níquel	mg/Kg	50.1
Cobalto	mg/Kg	18.7
Cianuros	mg/Kg	0.005
Sulfuros	mg/Kg	0.4

Fuente: Análisis realizado en el Laboratorio de la Central Térmica Guangopolo.

5.4 ANÁLISIS DE RIESGO DE EXPOSICIÓN HUMANA.

5.4.1 CONTROL DE RUIDO

- USO DE EQUIPO DE PROTECCIÓN AURICULAR

El Comité de Seguridad e Higiene Industrial controla estrictamente el uso del equipo de protección auricular, tanto para los trabajadores del lugar como en el caso de visitantes externos.

- CÁMARA DE AISLAMIENTO ACÚSTICO

No es necesaria la construcción de esta cámara de aislamiento acústico ya que la bodega de repuestos fue reubicada.

- CONTROL AUDIOMÉTRICO

El departamento médico de la Compañía llevó a cabo un control audiométrico en julio del año 2002, y no se encontraron mayores problemas en el personal. Esta previsto realizar un nuevo control en el año 2004.

Tabla 5.17 Límites máximos permisibles de ruido en función del número de horas permitidas

Duración diaria Por horas	Nivel de ruido (dB_A)
16	80
8	85
4	90
2	95
1	100
1 / 2	105
1 / 4	110
1 / 8	115

Fuente: TULAS.

Los resultados de las mediciones realizadas en el control auditivo de las dependencias de la Central, cumplen con la regulación de la seguridad industrial.

En la Central se han determinado los siguientes niveles:

Tabla 5.18 Niveles de Ruido detectados en la Central Térmica Guangopolo

NIVELES DE RUIDO CON 6 UNIDADES EN OPERACION	
AREA	Db (A)
Taller Mecánico	80
Bodega	73
Laboratorio Químico	71
Enfermería	65
Comedor	72
Tratamiento de Agua	82
Tratamiento Combustible	92
Oficinas Área Técnica	65
Sala de Control	65
Taller Mecánico (CM)	74
Subestación 138 KV	73
Guardianía	64
Oficinas Administrativas	70
Casa de Máquinas (Tableros Motores)	105
Casa de Máquinas (Generadores)	103
Casa de Máquinas (Planta Baja Filtros)	116
Casa de Máquinas (Planta Baja Cubículos)	100
Casa de Máquinas (Segundo Piso Calderos)	96
Área Lavado de Filtros	98
Área Exterior Este	103
Patio de Tanques	64

Fuente: Puntos de medición de ruido en la Central Térmica Guangopolo.

- **CONSTRUCCIÓN DE PANTALLAS SÓNICAS**

En el año 2001, se sembró una hilera, de aproximadamente 200m, con árboles de pino, a fin de cubrir el ruido en dirección de la población de Guangopolo. Este año se cubrirán dos filas adicionales, a fin de completar la pantalla sónica a esta población.

5.4.2PROGRAMA DE EDUCACIÓN AMBIENTAL

- **CONFERENCIAS DE EDUCACIÓN AMBIENTAL**

TERMOPICHINCHA S.A., considerando la importancia de la temática ambiental, está capacitando a su personal y ha previsto una mayor difusión de esta información a través de conferencias, charlas y boletines.

- **SEÑALIZACIÓN**

La Central cuenta con vías de seguridad debidamente señaladas, así como también señales de que advierten las operaciones de riesgo y los implementos que deberán usar los trabajadores y/o visitantes para su protección personal, en base a las recomendaciones del Cuerpo de Bomberos. (Ver. Gráfico)

- **SEGURIDAD INDUSTRIAL Y SALUD OCUPACIONAL**

La Central cuenta con un Comité de Seguridad e Higiene Industrial, un dispensario médico y se ha contratado un seguro de vida y accidentes para los trabajadores.

MAPA DE RIESGOS CENTRAL TÉRMICA GUANGOPOLO

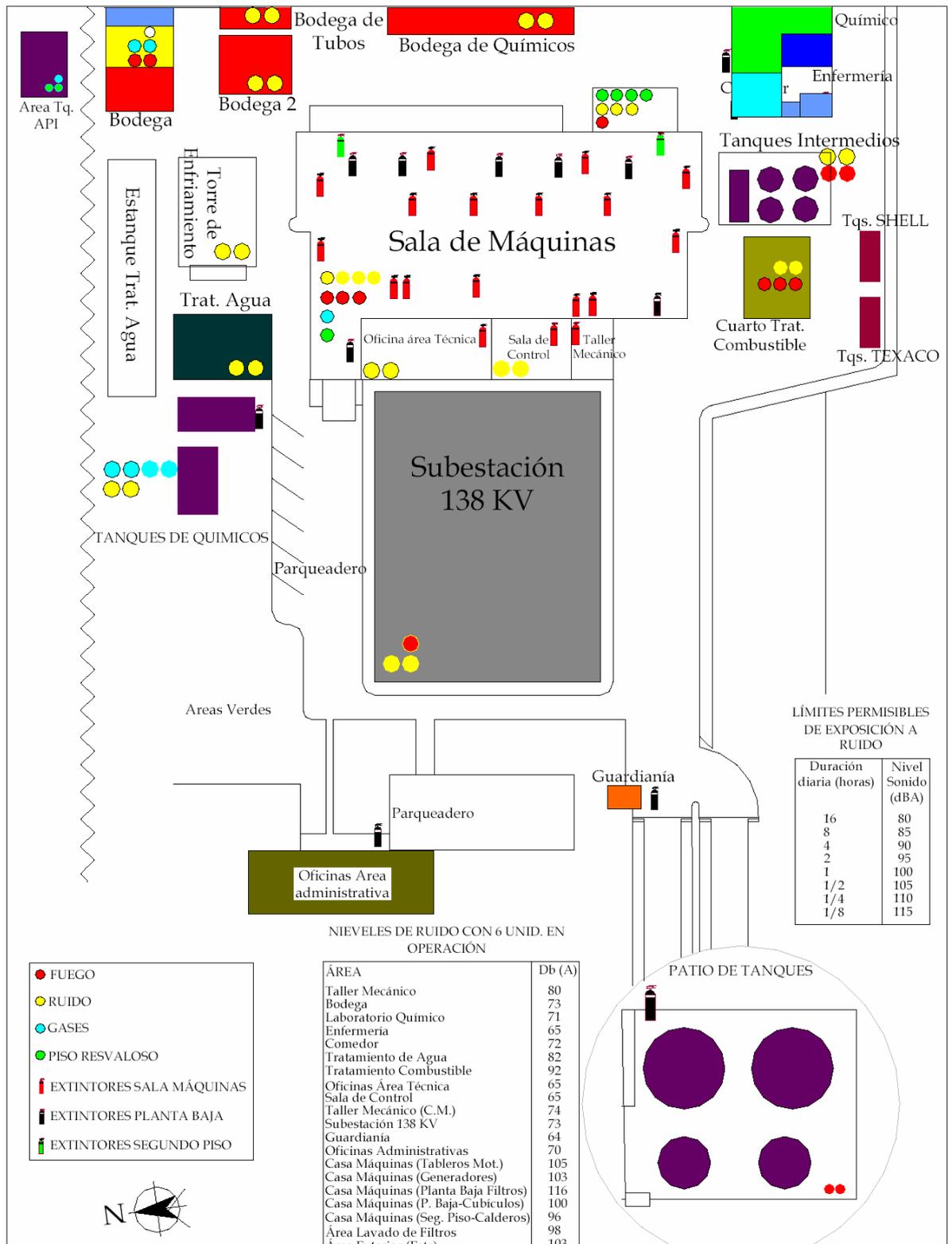


Figura 5.2 Mapa de Riesgos de la Central Térmica Guangopolo.

UBICACIÓN EXTINGUIDORES PARTE BA

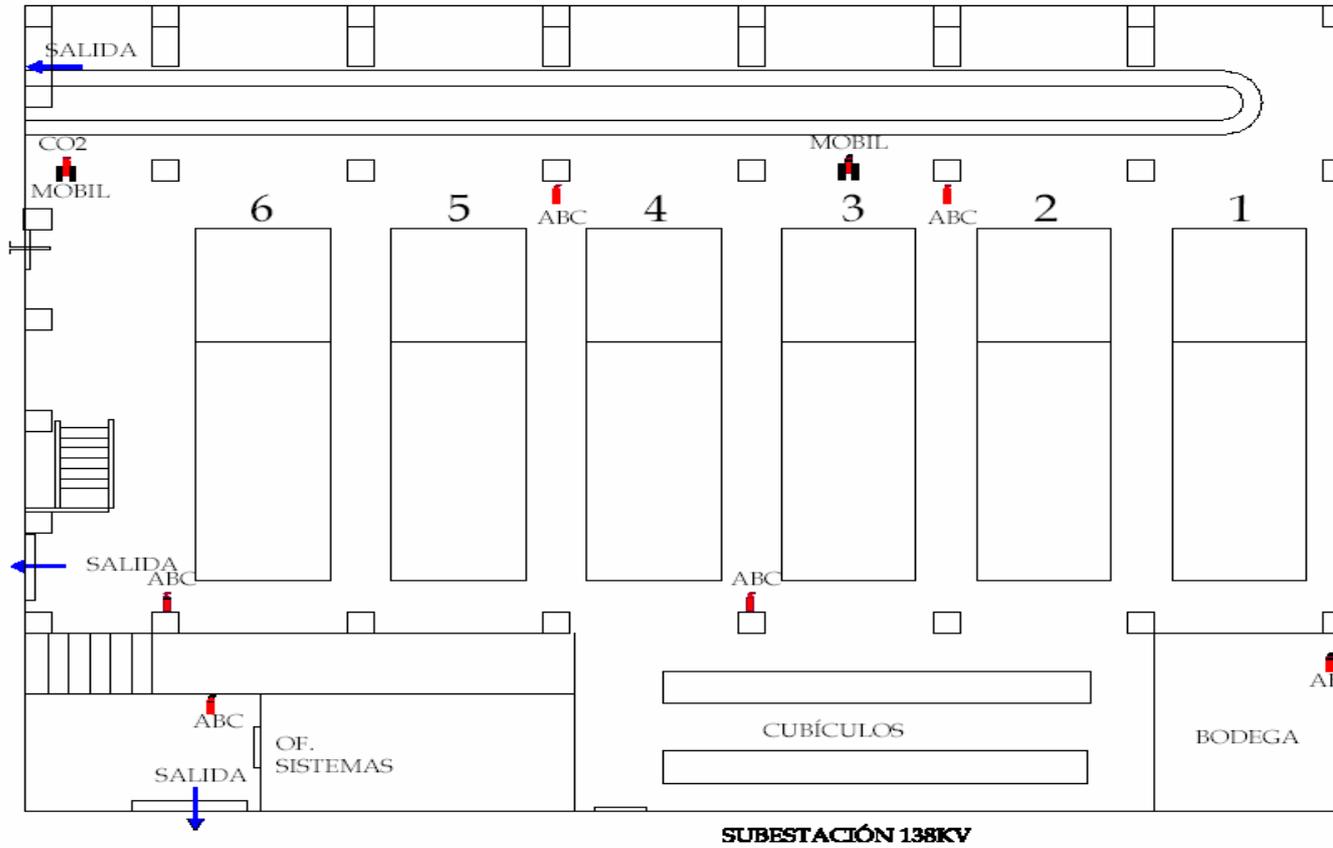


Figura 5.3 Mapa de ubicación de extintores en la planta baja.

UBICACIÓN EXTINGUIDORES 2DO PISO

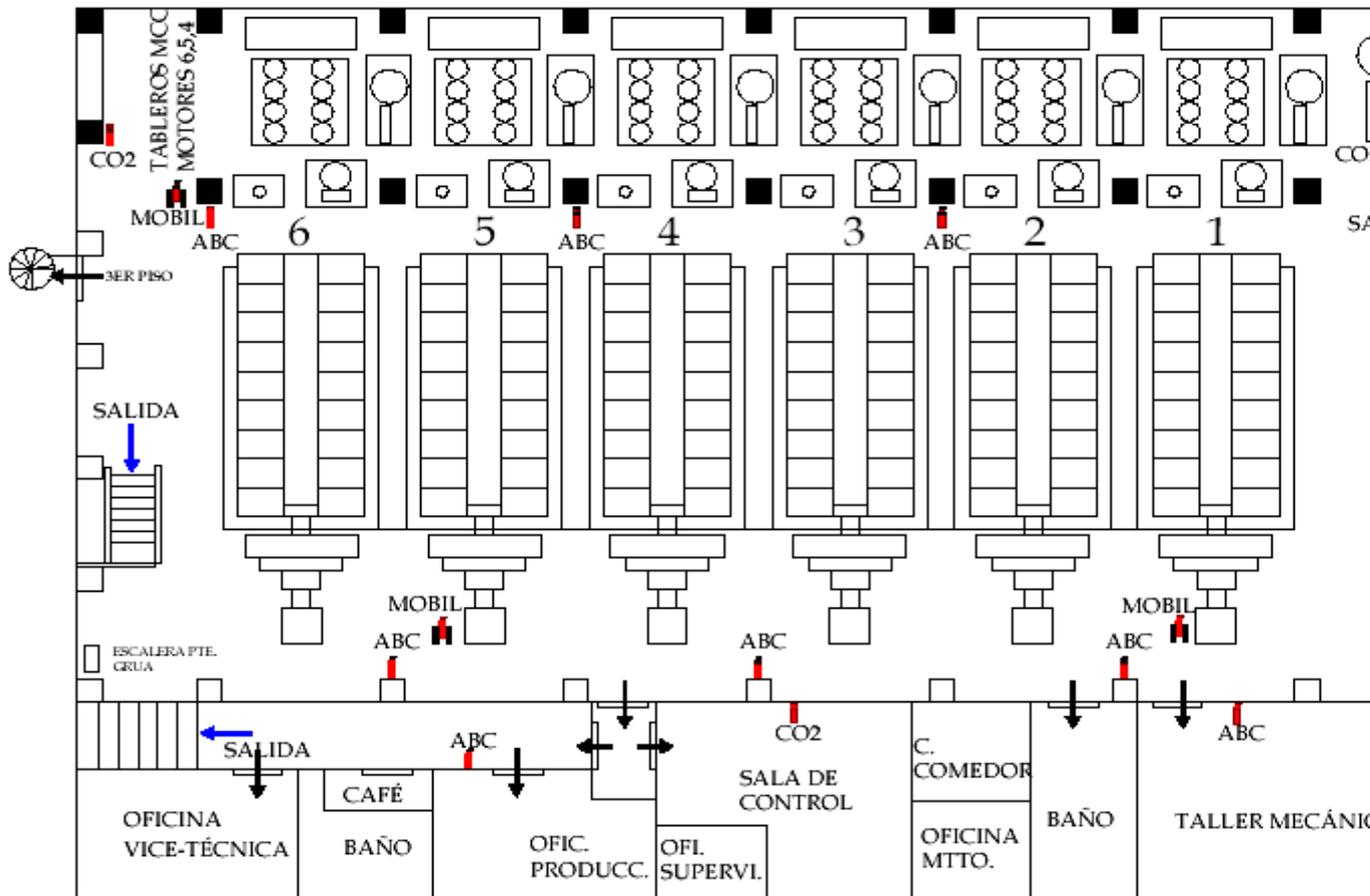


Figura 5.4 Mapa de ubicación de extintores contra incendios en el 2do Piso.

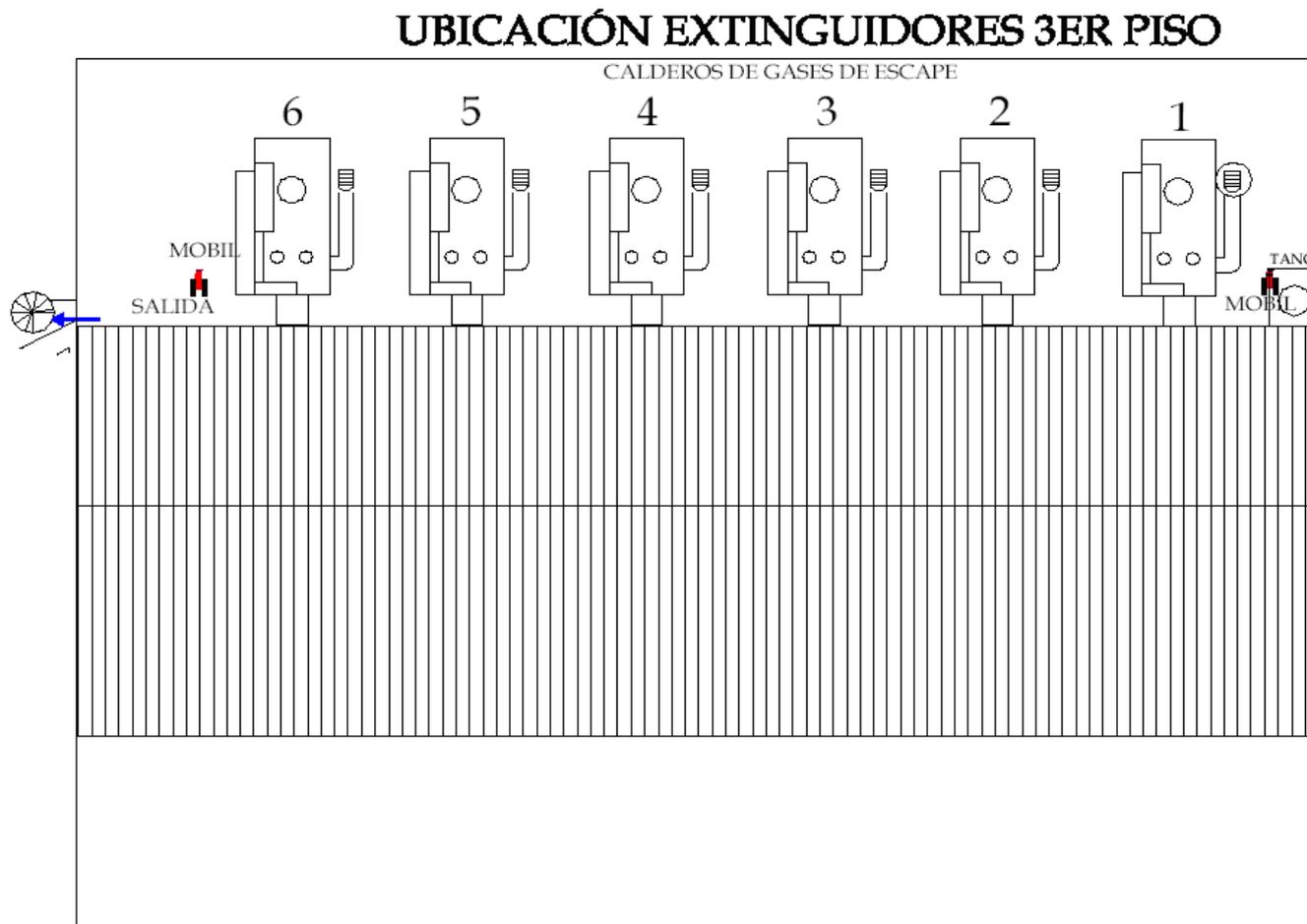


Figura 5.5 Mapa de ubicación de extinguidores contra incendios en el 3er Piso.

CAPITULO 6

PROYECTO DE MEJORAMIENTO

6.1 INTRODUCCION

El mejoramiento de la operación de la central termoeléctrica, es una preocupación permanente de todas las instancias que intervienen en el proceso de generación, ya que una mejor operación siempre es traducible en beneficios financieros, así como de bienestar colectivo.

Es así que el proyecto surge de la necesidad que tiene TERMOPICHINCHA S.A. en la Central Térmica Guangopolo, de implementar sistemas de control de datos de operación por medio de software en sus seis unidades y sistemas auxiliares de generación termoeléctrica.

Debido a que en la actualidad no se cuenta con este tipo de herramienta, el control en la operación de la Central se ha realizado mediante el registro manual de datos por parte de los operadores, este procedimiento no permite monitorear el funcionamiento de los sistemas en tiempo real.

En el control de la operación de la central se ven involucrados algunos parámetros; para el caso correspondiente a este proyecto, el parámetro de funcionamiento más representativo en el comportamiento de los sistemas de generación es la temperatura, al mismo que añadiendo una interfase de control por medio de un software, se puede monitorear en tiempo real la operación de los sistemas, para de esta manera poder detectar anomalías, fallas, irregularidades, programar mantenimientos (preventivos, predictivos) y controlar el desempeño de los mismos.

Es así que este proyecto es de suma importancia para los intereses de la Central Térmica Guangopolo.

6.2 TITULO DEL PROYECTO

“IMPLEMENTACION DE UNA INTERFASE DE CONTROL POR MEDIO DE SOFTWARE PARA EL MONITOREO DE LA TEMPERATURA EN LA OPERACION DE LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA EN LA CENTRAL TERMICA GUANGOPOLO”.

6.3 AREA DE INFLUENCIA

El proyecto tiene una influencia directa en el desarrollo de los proyectos importantes que se realizarán en la Central Térmica Guangopolo, el mejorar el monitoreo de sus sistemas en tiempo real por medio de interfases lógicas.

6.4 OBJETIVO GENERAL

Proponer la implementación de una interfase de control por medio de software para el monitoreo de la temperatura en la operación de los sistemas de generación termoeléctrica en la Central Térmica Guangopolo.

6.5 OBJETIVOS ESPECIFICOS

1. Establecer los puntos principales de control de temperatura correspondientes al motor y sus sistemas auxiliares.
2. Proponer la instalación de los instrumentos, aparatos y/o equipos necesarios para la implementación del software con los existentes en la central.
3. Realizar un software que permita monitorear las temperaturas de operación de los sistemas de generación en tiempo real.

6.6 ALCANCE DEL PROYECTO

Implementar un software para la transmisión de información de la temperatura de operación de los sistemas de generación en tiempo real, utilizando instrumentos, aparatos y/o equipos de medición que permitan monitorearlos.

6.7 IMPORTANCIA

La temperatura es la magnitud física más utilizada cuya influencia en las instalaciones de la central, hace que su medición y control sea constante.

La mayoría de los procesos de generación dependen de la temperatura en mayor o menor grado, por lo cual la importancia de la medida y control de temperatura es evidente.

6.8 JUSTIFICACION

El monitoreo de los parámetros de funcionamiento en la operación de la central involucra algunos procedimientos, para el caso del monitoreo de las temperaturas se debe tomar en cuenta que la mayoría de los instrumentos y aparatos de medición se encuentran en un estado regular. Por otra parte la adquisición de datos de operación de este parámetro es rudimentario, tomando en cuenta que es el operador quien debe realizar esta función, teniendo que en ocasiones obviar ciertos cambios en el comportamiento de las unidades debido a que el registro de los datos operativos se realiza cada cierto período de tiempo, más no en tiempo real.

Para el desarrollo del proyecto se han tomado en cuenta los siguientes aspectos:

6.8.1 TECNICO

La implementación de nueva tecnología que permita controlar los parámetros de funcionamiento de la central es una temática muy discutida, ya que desde el punto de vista técnico, la planta cuenta con instrumentos y aparatos de medición que han cumplido de cierta manera su vida útil, por esta razón surge la necesidad de incorporar nuevos elementos de medición que permitan obtener datos verídicos y confiables.

Actualmente en la central se ejecuta las mediciones de parámetros de manera manual, registrando los datos en hojas de control. El operador es quien realiza esta actividad, uno de los problemas frecuentes con los que el operador y luego el supervisor de control se encuentran es en ciertos casos la falta del instrumento o aparato de medición, así como también desperfectos en su funcionamiento, descalibración, defectos en la lectura, etc., otra situación que se presenta es que no existe dicho instrumento o aparato, en estos casos el operador asume el valor que debería dictarle el instrumento.

De esta manera se ha mantenido el control de las operaciones, teniendo en cuenta que en el overhaul de cada unidad se realiza la calibración de los instrumentos y aparatos de medición de dicha unidad, más el equipo de calibración que se utiliza es obsoleto, debiéndose calibrar los instrumentos y aparatos con riesgo de fallas.

Según lo mencionado, surgen las siguientes interrogantes:

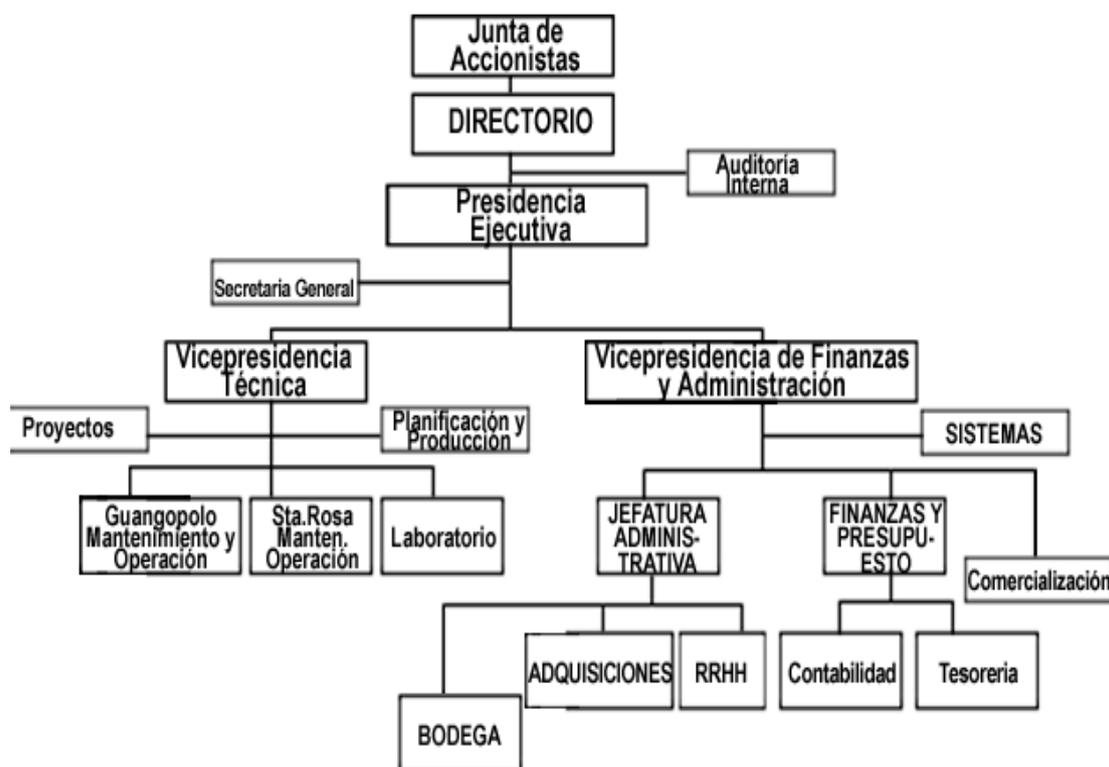
- ¿Cuál es el costo de mediciones erróneas basadas en el resultado de mediciones de instrumentos no calibrados o mal calibrados?
- ¿Cuántos resultados de medición tienen que ser obviados?
- ¿Cuántas horas de generación son perdidas?
- ¿Cuál es el costo de reparación de máquinas, equipos o aparatos?
- ¿Cómo se afecta al medio?

Las respuestas a estas interrogantes justifican la inversión en el equipamiento técnico y de personal en el campo de termometría además se trata de satisfacer una necesidad de la planta ya que pese a la importancia de la medición y control de temperatura, esta todavía no cuenta con instrumentos, aparatos y una interfase de control de temperaturas que esté a la vanguardia de la tecnología.

Por otra parte se ha planteado la creación de una interfase lógica que permita controlar el parámetro temperatura. En base a la tecnología actual, se puede implementar un sistema de interfase lógica con adquisición de datos de señales de voltaje por medio de un software que permita monitorear los procesos de generación en tiempo real ó RT

6.8.2 ADMINISTRATIVO

De acuerdo al organigrama estructural presentado a continuación:



Fuente: Departamento Recursos Humanos TERMOPICHINCHA S.A.

Figura 6.1 Organigrama estructural de TERMOPICHINCHA S.A.

El proyecto de implementación de un sistema de monitoreo de temperaturas en la Central Térmica Guangopolo está directamente relacionado con el departamento de Proyectos, teniendo en cuenta que este debe ser avalado por la Vicepresidencia Técnica, la misma que autoriza el que se ejecute o no el proyecto y bajo esta se encuentra la Central Térmica Guangopolo con su departamento de Mantenimiento y Operaciones.

6.8.3 CAPITAL HUMANO

La capacitación para el manejo del software al personal que maneja la planta debe ser realizada por un técnico entrenado en este campo, quien será el responsable en dar el entrenamiento al personal en aspectos tales como instalación de los componentes, selección de señales, distribución de canales de recepción de datos, instalación y manejo del software, así como interpretación de los datos y capacitación permanente, para de esta manera poder obtener un eficiente y correcto funcionamiento del programa y sus componentes. Con estos aspectos se ofrece un mejor control de la operación del software para el correcto uso subsiguiente.

En base a lo anterior, el primer beneficiario será el operador teniendo que preocuparse necesariamente de la operación de los sistemas, más no del registro de los parámetros de funcionamiento ya que el software lo hace automáticamente después de que el supervisor de operaciones haya pulsado el botón de almacenamiento de datos.

Los datos de control de operación se almacenan en una base de datos a la cual se puede acceder fácilmente, estos pueden ser observados por cualquier departamento, teniendo en cuenta que de esta manera se podrá mantener la información de operación de la central disponible.

6.9 DESARROLLO DEL PROYECTO

6.9.1 DESCRIPCIÓN DEL CONTROL DE LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN

Desde que la central inició su operación del 25 de Abril de 1977, los controles en el comportamiento de los sistemas de generación, se han venido realizando mediante el registro de datos en hojas de control, bitácoras y libros de vida de cada componente. En la actualidad existe un software que controla el flujo de combustible por peso, más los otros parámetros de control operacional continúan controlándose mediante el registro manual de los datos durante períodos de tiempo establecidos en los mismos.

Esta actividad la realizan los operadores de los motores y sistemas auxiliares, se reportan fallas, daños, averías o desórdenes en el comportamiento de los mismos, pero lamentablemente no siempre se detectan a tiempo, por esta razón el retraso en la detección de las irregularidades en los sistemas de generación en ciertos casos puede llegar a ser muy significativa.

TERMOPICHINCHA S.A., por la razón anteriormente citada, planea la implementación de sistemas de control empleando softwares, los mismos que permitan monitorear el comportamiento de los sistemas de generación; así como también detectar, determinar y alertar anomalías, averías o desórdenes en la operación de estos.

Es así que la propuesta de la implementación de una interfase de control de temperatura por medio de un software para monitorear los sistemas de generación termoeléctrica en la Central Térmica Guangopolo está encaminada a cumplir con las nuevas perspectivas de modernización que TERMOPICHINCHA S.A. planea ejecutar a futuro, para estar acorde al avance tecnológico que el MEM y el CENACE buscan establecer en el sector eléctrico nacional.

6.9.2 CONDICION ACTUAL DE LOS MEDIDORES DE TEMPERATURA

La Central Térmica Guangopolo, en la actualidad cuenta con 4 tipos de medidores de temperatura en las diferentes localidades destinadas para la medición de este parámetro, que se los puede clasificar de la siguiente manera:

- a. Termómetros de Base Líquida (alcohol, tintura, otro).
- b. Termómetros de Bulbo Capilar con contactores eléctricos.
- c. Termocuplas Tipo K de señal de voltaje variable.
- d. Dilatadores Térmicos de Base Líquida con equivalencias de temperatura.

Durante el proceso de generación, el operador debe cuidar de no pasar ciertos límites en el gradiente de temperatura de los sistemas en operación. La necesidad de incrementar la confiabilidad y disponibilidad en la central de generación de electricidad ha permitido que se requiera modificar y modernizar los sistemas de adquisición y de control de datos con los que cuenta dicha Central, puesto que en la mayoría de los casos se trata de equipos construidos con base en sistemas electromecánicos y mecánicos, que tienen anomalías en su operación y mantenimiento por problemas de obsolescencia y desgaste físico.

Según el diseño de la central, la distribución de los medidores de temperatura se estableció considerando el grado de magnitud que tiene cada punto técnicamente determinado para censar este parámetro, así también se han dispuesto alarmas que comunican a lo operadores cualquier desorden; no todos los medidores cuentan con su dispositivo de alerta, más es responsabilidad del operador el verificar, controlar, comunicar y/o intervenir si se presentase cualquier irregularidad en la lectura o en el desempeño del punto que está censando, para aplicar las medidas correctivas correspondientes.

A continuación se describen los puntos de medición y el tipo de medidor instalado en uno de los sistemas de generación. Cabe recalcar que la Central

cuenta con seis sistemas de similares características, por lo cual la descripción se puede resumir en la siguiente tabla:

Tabla 6.1 Descripción de los puntos de medición existentes en un sistema de generación.

LOCALIDAD DE MEDICION DE TEMPERATURA	TIPO DE MEDIDOR ¹²	UNIDAD	CANTIDAD
Entrada Aceite de Sistema	TBL	° C	1
Salida Aceite de Sistema	TBC	° C	1
Entrada Aceite Turbo Cargador	TBL	° C	1
Salida Aceite Turbo Cargador	TBL	° C	1
Entrada Agua Motor	TBL	° C	1
Salida Agua Motor	TBC	° C	1
Entrada Agua Inyector	TBL	° C	1
Entrada Agua Secundaria	TBL	° C	1
Entrada Aire Turbo Cargador	TBL	° C	1
Entrada Izquierda Aire Turbo Cargador	TBL	° C	1
Salida Izquierda Aire Turbo Cargador	TBL	° C	1
Entrada Derecha Aire Turbo Cargador	TBL	° C	1
Salida Derecha Aire Turbo Cargador	TBL	° C	1
Entrada de Combustible al Motor	TBC	° C	1
Cojinete del Generador	TBC	° C	1
Gases de Escape	TTK	° C	18
Cremalleras de Bombas de Inyección de Combustible	DT	° C	18
Salida Agua de Cabezotes	TBL	° C	18
Cojinetes del Motor	TBC	° C	10

¹² NOTA: Las siglas en la columna del Tipo de Medidor representan las siguientes nomenclaturas: TBL = Termómetro Base Líquida; TBC = Termómetro de Bulbo Capilar; TTK = Termocupla Tipo K y DT = Dilatador Térmico.

6.9.3 DETERMINACION DE LOS PUNTOS PRINCIPALES PARA EL CONTROL DE LA TEMPERATURA

En el proceso de generación termoeléctrica, el principio de transformación de energía calorífica en energía eléctrica demanda que los componentes involucrados en dicho proceso se deban monitorear permanentemente durante su operación, debido a que cualquier irregularidad en la misma puede afectar su normal funcionamiento.

En la Central, los sistemas de control con la más avanzada tecnología permiten mejorar su seguridad y disponibilidad, así como incrementar su vida útil, aumentar las interfaces de información al operador y disminuir sustancialmente las posibilidades de fallas.

Estos equipos, además de controlar automáticamente el proceso y presentar la información al operador en tiempo real de una operación anormal, pueden calcular el comportamiento y rendimiento del ciclo.

Uno de los principales parámetros de control es la temperatura, ya que por la variación de este se pueden determinar diversos factores que afectan el comportamiento de los sistemas de generación.

Es fácil realizar medidas de la temperatura con un sistema de adquisición de datos, pero la realización de medidas de temperatura *exactas y repetibles* no es tan fácil.

La temperatura es un factor de medida engañoso debido a su simplicidad. A menudo pensamos en ella como un simple número, pero en realidad es una estructura estadística cuya exactitud y repetitividad pueden verse afectadas por la masa térmica, el tiempo de medida, el ruido eléctrico y los algoritmos de medida.

Dicho de otra forma, la temperatura es difícil de medir con exactitud aún en circunstancias óptimas, y en las condiciones de prueba en entornos reales es

aún más difícil. Entendiendo las ventajas y los inconvenientes de los diversos enfoques que existen para medir la temperatura, resultará más fácil evitar los problemas y obtener mejores resultados.

La Central cuenta con seis unidades y sus respectivos sistemas auxiliares, cada uno de similares características, es por esto que si se efectúan cambios en una unidad y sus sistemas auxiliares, se puede implementar en los demás.

Por esta razón y de acuerdo al diseño original de las unidades y sus sistemas auxiliares, se han determinado las siguientes localidades como puntos principales para la toma de datos de temperatura, así también se debe considerar el grado de magnitud, para determinar el tipo de Termocupla o sensor a ser utilizado para poder transferir la información de éstos al software de control a fin de expresar su señal eléctrica en un display como un valor de temperatura.

El software permitirá monitorear la variación de la temperatura en el funcionamiento de los sistemas de generación, así como también alertará irregularidades del mismo en tiempo real, en el caso de que los valores de temperatura sobrepasen los límites permitidos.

Para el control de la temperatura se utilizarán transductores eléctricos de temperatura, estos utilizan diversos fenómenos que son influidos por la temperatura y entre los cuales figuran:

- ✓ Variación de resistencia en un conductor (sondas de resistencia).
- ✓ Variación de resistencia de un semiconductor (termistores).
- ✓ Intensidad de la radiación total emitida por el cuerpo (pirómetros de radiación).
- ✓ Otros fenómenos utilizados en laboratorio (velocidad del sonido en un gas, frecuencia de resonancia de un cristal, etc.).

Ningún transductor es el mejor en todas las situaciones de medida, por lo que tenemos que saber cuándo debe utilizarse cada uno de ellos. Como podemos

ver, en la Tabla 6.1 se están comparando los cuatro tipos de transductores de temperatura más utilizados, y refleja los factores que deben tenerse en cuenta: las prestaciones, el alcance efectivo, el precio y la comodidad.

Tabla 6.2 Tipos de transductores de temperatura.

	RTD	Termistor	Sensor de IC	Termopar
Ventajas	Más estable. Más preciso. Más lineal que los Termopares.	Alto rendimiento Rápido Medida de dos hilos	El más lineal El de más alto rendimiento Económico	Autoalimentado Robusto Económico Amplia variedad de formas físicas Amplia gama de temperaturas
Desventajas	Caro. Lento. Precisa fuente de alimentación. Pequeño cambio de resistencia. Medida de 4 hilos Autocalentable	No lineal. Rango de Temperaturas limitado. Frágil. Precisa fuente de alimentación. Autocalentable	Limitado a < 250 °C Precisa fuente de alimentación Lento Autocalentable Configuraciones limitadas	No lineal Baja tensión Precisa referencia El menos estable El menos sensible

El instrumento de medición de temperatura que se recomienda utilizar es la termocupla o termopar, el comportamiento se basa en la teoría del gradiente, según la cual los propios hilos constituyen el sensor.

Tabla 6.3 Datos Técnicos de Referencia de las termocuplas o termopares.

Tipo de termocupla	Materiales	Rango (°C)	mV
B	Platino 30% Rodio (+) Platino 6% Rodio (-)	38 – 1799	0.007-13.499
C	W5Re Tungsten 5% Renio (+) W26Re Tungsten 26% Rhenio (-)	1648 - 2315	-
E	Cromo (+) Constantan (-)	0 – 982.2	0 – 75.12
J	Hierro (+) Constantan (-)	-184.4 – 871	-7.52 – 50.05
K	Cromo (+) Alumel (-)	-184.4 – 1260	-5.51 – 51.05
N	Nicrosil (+) Nisil (-)	648.8 - 1260	-
R	Platino 13% Rodio (+) Platino (-)	0 – 1593.3	0 – 18.636
S	Platino 10% Rodio (+) Platino (-)	0 – 1537.7	0 – 15.979
T	Cobre (+) Constantan (-)	-184.4 – 398.8	-5.28 – 20.80

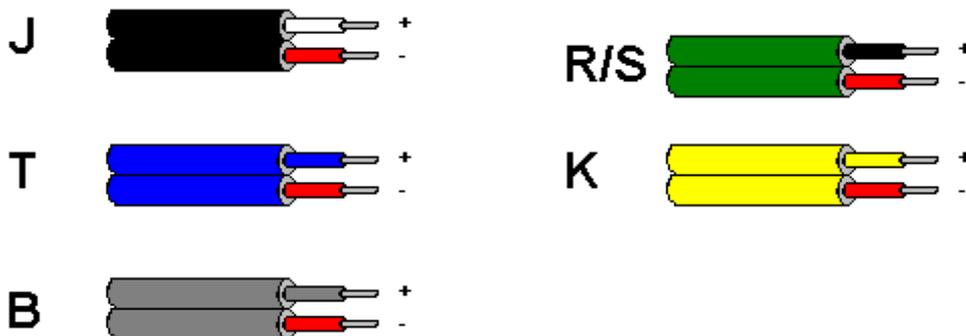
Códigos de color de las Termocuplas o Termopares

El alambrado de las termocuplas esta codificado dependiendo del tipo.

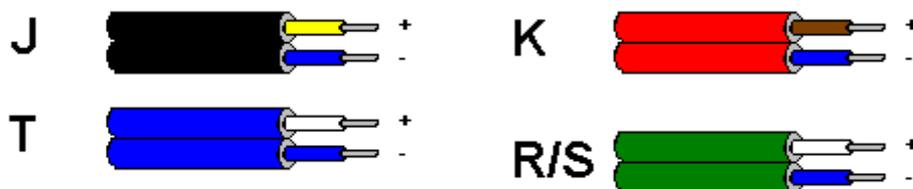
Diferentes países utilizan códigos diferentes para los colores. Los códigos más comunes son:

.

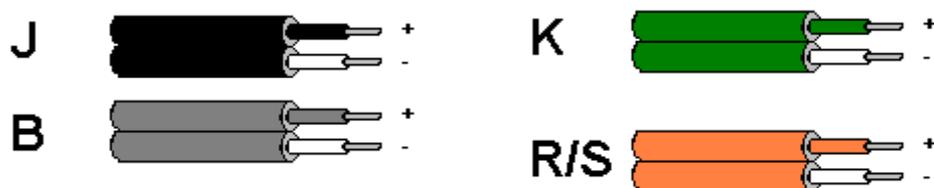
United States ASTM:



British BS1843: 1952:



British BS4937: Part 30: 1993:



French NFE:



Figura 6.2 Códigos de color de las termocuplas o termopares.

La localización de los instrumentos, aparatos y equipos de medición de temperatura por medio de señal de voltaje se describe en la siguiente tabla:

Tabla 6.4 Localización de los instrumentos, aparatos y equipos de medición de temperatura por medio de señal de voltaje.

LOCALIZACION DE MEDIDOR DE TEMPERATURA	TIPO DE TERMOCUPLA	UNIDAD	CANTIDAD
Entrada Aceite de Sistema	E	° C	1
Salida Aceite de Sistema	E	° C	1
Entrada Aceite Turbo Cargador	E	° C	1
Salida Aceite Turbo Cargador	E	° C	1
Entrada Agua Motor	E	° C	1
Salida Agua Motor	E	° C	1
Entrada Agua Inyector	E	° C	1
Entrada Agua Secundaria	E	° C	1
Entrada Aire Turbo Cargador	E	° C	1
Entrada Izquierda Aire Turbo Cargador	E	° C	1
Salida Izquierda Aire Turbo Cargador	E	° C	1
Entrada Derecha Aire Turbo Cargador	E	° C	1
Salida Derecha Aire Turbo Cargador	E	° C	1
Entrada de Combustible al Motor	E	° C	1
Cojinete del Generador	E	° C	1
Gases de Escape	E	° C	18
Cremalleras de Bombas de Inyección de Combustible	-	-	-
Salida Agua de Cabezotes	E	° C	18
Cojinetes del Motor	E	° C	10

Para el control de las irregularidades que se presentan por desviación del gradiente de temperatura permitido en los principales componentes de los sistemas de generación, se han ubicado alarmas que facultan determinar la dimensión de la falla, avería o daño. Estas se describen a continuación:

Tabla 6.5 Descripción de las alarmas por irregularidad de la temperatura.

DESCRIPCION DEL DESORDEN O DEFECTO	TIPO DE ALERTA
Alta temperatura de agua de enfriamiento de cilindros.	Parada de la unidad
Alta temperatura de salida de aceite de cilindros.	Parada de la unidad
Alta temperatura de cojinetes de motor.	Parada de la unidad
Alta temperatura de cojinete del generador.	Parada de la unidad
Alta temperatura de agua de enfriamiento del motor.	Alarma preventiva
Alta temperatura de salida de aceite del motor.	Alarma preventiva
Alta temperatura del combustible (Bunker).	Alarma preventiva
Baja temperatura del combustible	Alarma preventiva
Alta temperatura de gases de escape.	Alarma preventiva
Alta temperatura de agua de enfriamiento de cilindros.	Alarma preventiva

En el caso de presentarse una alerta de parada de la unidad, los operadores tienen un lapso de tiempo corto para poder realizar este procedimiento, debido a que en la mayoría del tiempo el motor trabaja con bunker, por esta razón no se puede efectuar la parada del motor inmediatamente, este proceso requiere que se cambie el combustible a diesel y una vez realizada esta transferencia, se procede a detener el motor.

Así también si se presentase una alarma preventiva, es responsabilidad del operador el tomar las medidas preventivas y correctivas para rectificar dicha irregularidad, sin necesidad de parar la unidad.

6.9.4 DISEÑO DEL SOFTWARE

El software trabaja por medio del computador personal (PC) constituye la Interfase Hombre - Máquina (HMI) y cuenta con los programas de aplicación que permiten al operador, a través de menús, realizar las siguientes operaciones:

- Consulta de datos en tiempo real.
- Iniciación del equipo de control.
- Selección y configuración de pruebas de control.
- Controlar el inicio, paro, reinicio o aborto del monitoreo.
- Monitoreo a través de despliegues de información.

Este software implementa las estrategias de control y adquisición de datos que son desarrollados en lenguaje de programación y bajo un ambiente operativo de tiempo real.

La comunicación entre PC y los controladores es por puerto serial, a través de la conversión estándar eléctrica. Este esquema permite el envío de información entre éstos de manera segura.

La recepción de la información que se transmite desde los controladores es procesada por el software y presentada en pantalla, de esta manera se puede tener acceso a dicha información por medio virtual en tiempo real, así se puede realizar el monitoreo de las temperaturas en la operación de la unidad.

A continuación se presenta el software que permitirá realizar el monitoreo de las temperaturas de operación de los sistemas.

6.9.4.1 Programa Demostrativo para el Monitoreo de las Temperaturas de Operación en la Unidad No. 3 de la Central Térmica Guangopolo.

- CONTROL DE TIEMPO REAL (RT)

Aunque los PLCs siguen siendo fundamentales en ambientes industriales, cada vez surgen nuevas aplicaciones que requieren las características de las PCs como procesadores de punto flotante (en contraste con la lógica puramente digital de los PLCs), RAM, comunicación y publicación de datos en red, herramientas de software poderosas e interfaces gráficas más avanzadas. Los sistemas de control de Tiempo Real cumplen con las características de robustez para ambiente industrial de los PLCs y con las ventajas de los PCs.

Es necesario entender algunos términos técnicos relacionados con los sistemas de Tiempo Real (Real-Time ó RT) antes de explicar sus ventajas, equipos y aplicaciones.

El primer término a esclarecer es justamente lo que se entiende por Tiempo Real, una concepción general es que RT significa realmente rápido. Según esta interpretación, cuando vemos por ejemplo un gráfico que muestra la temperatura en función del tiempo, de modo que en la pantalla aparece la temperatura actual, decimos que es un gráfico de tiempo real.

Es decir, la pantalla va graficando lo que sucede en ese momento, y no solamente datos históricos pasados. Este concepto es válido en sistemas en los cuales un retraso de tiempo que va desde algunos milisegundos hasta a unos diez segundos no es importante, como en sistemas de monitoreo, HMI.

Cuando hablamos de sistemas de Control de Tiempo Real RT, el concepto cambia. Una definición válida es: ***Respuesta de Tiempo Real es la capacidad de un sistema de responder a un evento o ejecutar una acción de manera eficiente, confiable y garantizada dentro de un período de tiempo determinado.***

- **SISTEMAS DE TIEMPO REAL**

Un sistema de control RT está compuesto de tres elementos: el software, el hardware, y la aplicación.

- **SOFTWARE (RT)**

Existen varias capas de software:

- ◆ La primera es el Firmware que es comparable al BIOS.
- ◆ La segunda es el sistema operativo y drivers, que conforman la base del software sobre la cual funciona todo el resto de programas.
- ◆ La tercera capa es el LabVIEW Real Time Engine, que es el motor que permite ejecutar los programas creados en LabVIEW.
- ◆ La capa final es la aplicación, que es el programa realizado por el usuario, y de la que se hablará en detalle en un siguiente punto.

- **HARDWARE (RT)**

Es el equipo físico que contiene básicamente un procesador o memoria, módulos de entrada y salida de señales, y alguna forma de comunicaciones. El sistema RT que se propone, utiliza componentes de la National Instruments, la opción de hardware RT para esta aplicación es:

Tarjetas DAQ. Van insertadas dentro del computador, y están compuestas de una tarjeta madre que contiene el procesador y la memoria, y de una tarjeta hija que se encarga de la entrada y salida de señales.

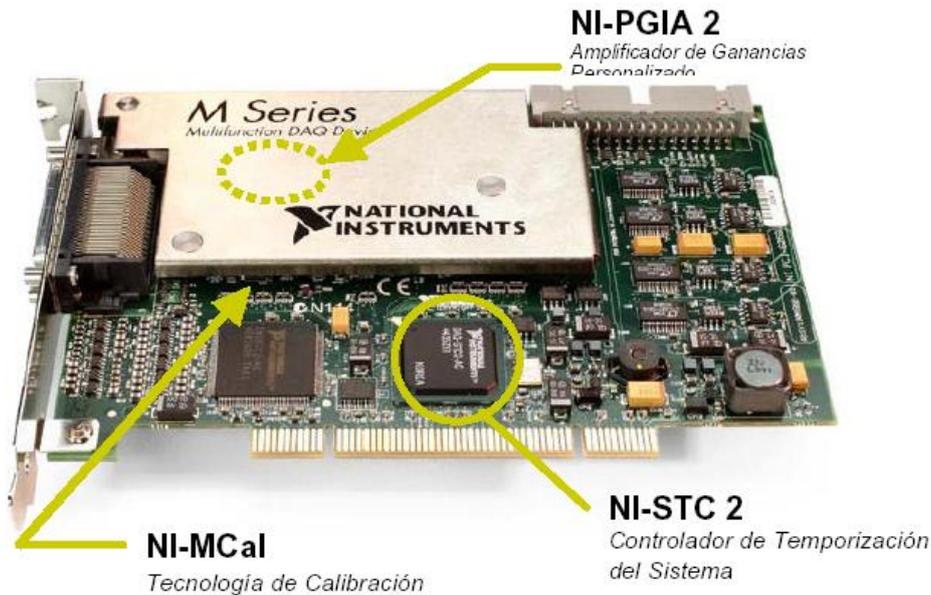


Figura 6.3 Tarjeta de Adquisición de Datos NI-DAQmx de Nacional Instruments.

Aplicación

El paradigma de programación de sistemas de tiempo real es el siguiente:

- El programador crea su aplicación utilizando el diseño de una interfase dinámica creada en Macromedia Flash Player 7.0, conjuntamente con el software de control de tiempo real de temperatura realizado en LabVIEW 7.0 (Ver programa anexo), bajo Windows. Puesto que la aplicación final correrá en un sistema operativo RT, el programador puede utilizar todas las herramientas de LabVIEW que no se relacionen con el sistema operativo Windows, se prueba y depura la aplicación hasta dejarla lista para correr.
- Una vez que el programa está listo para correr, se dirige la ejecución al hardware de tiempo real. Esta operación se llama Switch Execution Target, y se logra con una simple selección del menú de LabVIEW. Entonces el programa es descargado al hardware RT mediante una simple instrucción Download Application. De esta manera el programa reside en el hardware RT y está listo para correr.

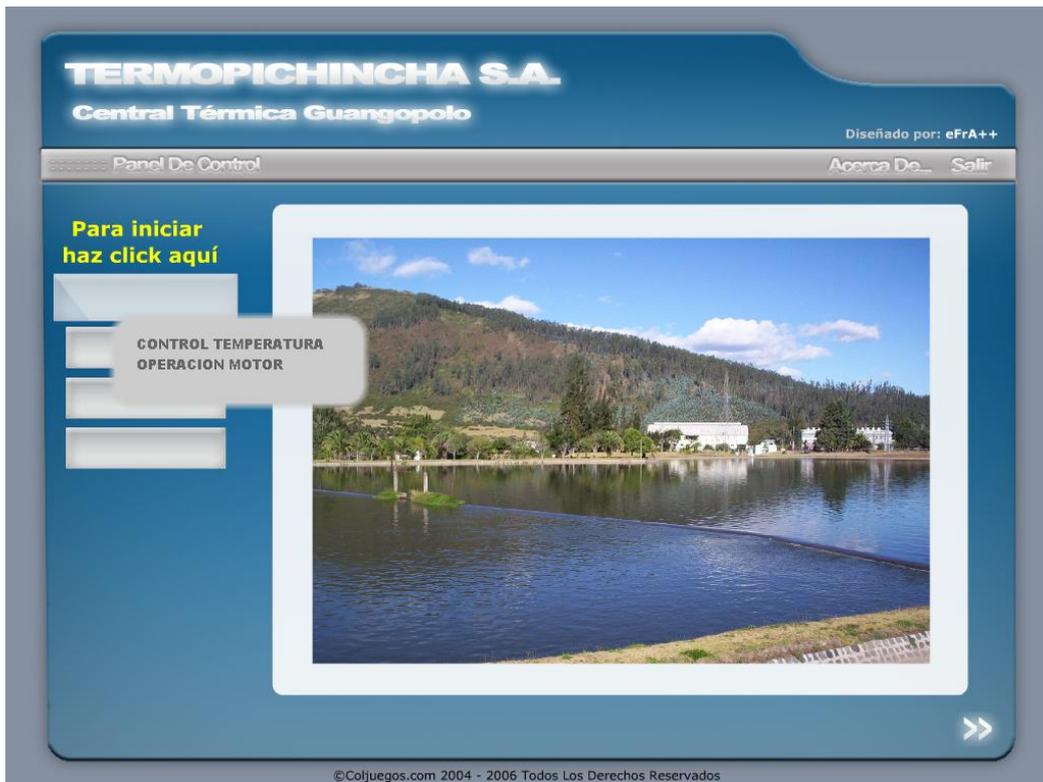


Figura 6.4 Diseño: Interfase Dinámica en Macromedia Flash Player 7.0

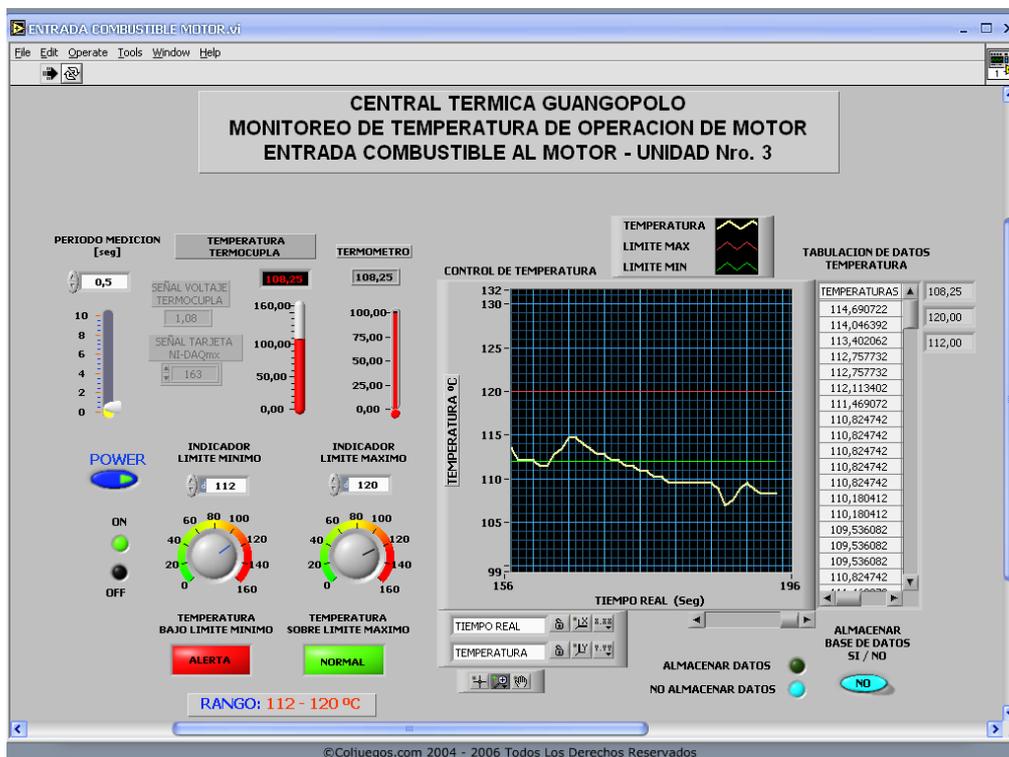


Figura 6.5 Diseño: Panel de Control de Temperatura (RT) en LabVIEW 7.0

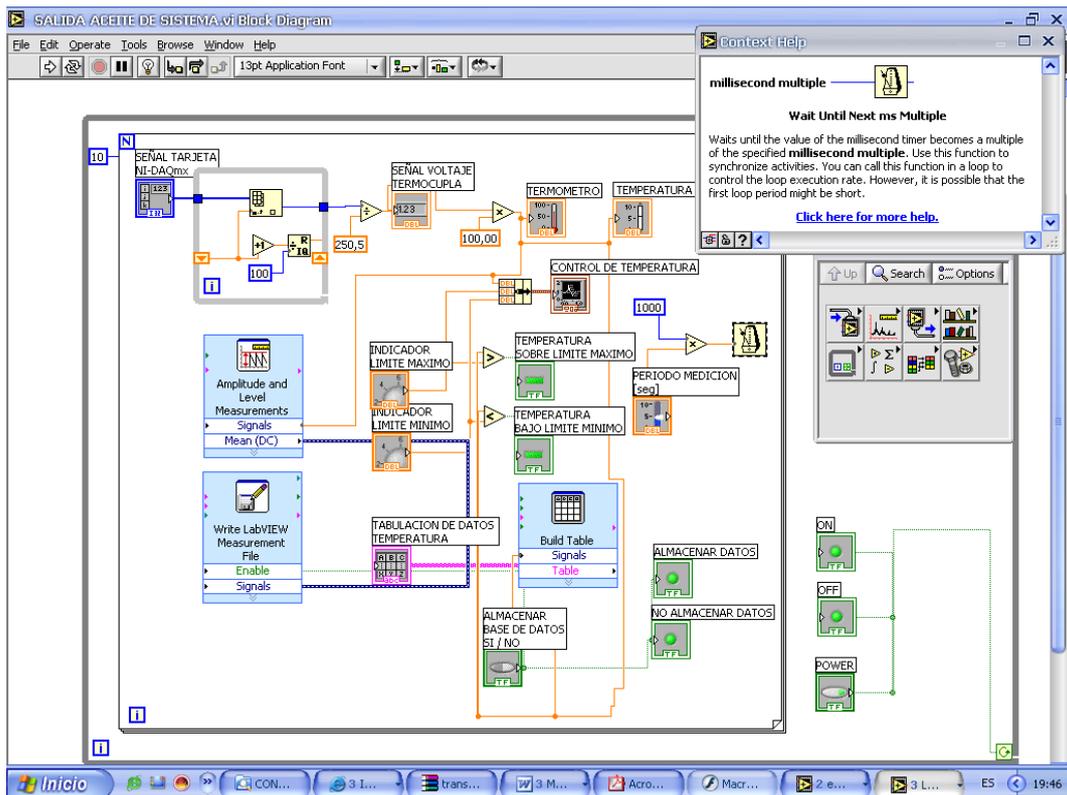


Figura 6.6 Diseño del Diagrama de Control para la ejecución del programa de monitoreo RT en LabVIEW 7.0

Comunicaciones

Para que el sistema funcione con un rango mas exacto o determinístico es preferible que tenga el menor interfaz de usuario posible; es decir, no lleva teclado, ratón, impresora, etc. Incluso es preferible limitar el monitoreo local a pantallas de caracteres ASCII de pocas líneas. Sin embargo en la mayoría de los casos es necesario comunicar el sistema RT con un PC cliente donde reside el programa de monitoreo. Esta comunicación se puede hacer de varias formas, entre las cuales Ethernet es la más utilizada. La aplicación RT publica sus datos en la red utilizando protocolos como TCP/IP, FrontPanel, ó DataSocket, de modo que cualquier computador conectado a la red y con los permisos de acceso debidos puede leer estos datos.

La comunicación puede hacerse también en sentido inverso para cambiar parámetros desde el PC, descargar recetas, realizar operaciones de control basadas en el sistema HMI, etc. Otra característica de los sistemas RT es que soportan FTP (File Transfer Port), por lo tanto se pueden transferir archivos utilizando el Explorador de Windows.

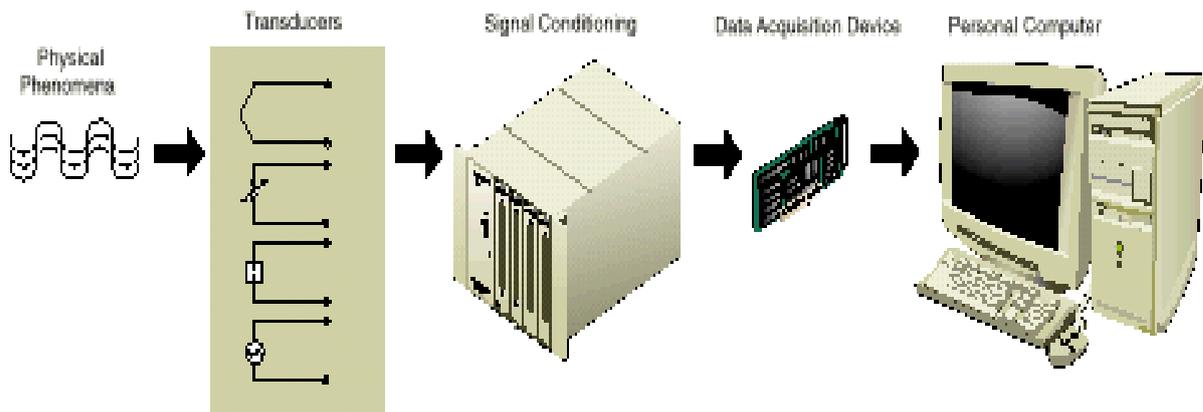


Figura 6.7 Configuración de componentes requerida para comunicación de interfases HMI.

Registro de Datos

A menudo se necesitan registrar datos de forma confiable. Todos los sistemas RT poseen memoria no volátil para almacenar no solamente los programas sino también datos, reportes creados desde LabVIEW. Ya que los sistemas RT soportan FTP, recuperar los datos desde el PC es tan fácil como abrir el Explorador de Windows y direccionar al dispositivo RT (por ejemplo: C:\LABVIEW\data\nombre de la aplicación.lvm) y copiar los reportes al disco duro del PC.

```
LabVIEW Measurement
Writer_Version 0.92
Reader_Version 1
Separator Tab
Multi_Headings No
X_Columns Multi
Time_Pref Absolute
Operator ROMMEL SALAZAR YANEZ
Description ASIGNACION A BASE DE DATOS
Date 2005/09/22
Time 11:51:04,342
***End_of_Header***

Channels 1
Samples 1
Date 2005/09/22
Time 11:51:03,358999
X_Dimension Time
X0 0.000000000000000000E+0
Delta_X 1.000000
***End_of_Header***
X_Value DC Voltage Comment
0.000000 79.589844
0.297000 79.589844
0.610000 79.589844
0.907000 79.589844
1.219000 79.589844
1.532000 80.566406
1.828000 82.519531
2.141000 83.984375
2.438000 84.472656
2.750000 83.984375
3.047000 83.984375
```

Figura 6.8 Registro de datos almacenados en una aplicación XML.

6.9.5 PRESUPUESTO PARA LA IMPLEMENTACION DEL PROYECTO

En la implementación del programa de monitoreo se han determinado los siguientes componentes:

- **NI ELVIS - Suite de Instrumentos Virtuales para Laboratorios de Ingeniería**

NI ELVIS consiste de instrumentos virtuales basados en LabVIEW, una tarjeta de adquisición de datos (DAQ) y una estación de trabajo personalizable y un protoboard. Esta combinación proporciona un conjunto o suite de instrumentos comúnmente usados en los laboratorios educativos listos para usarse.



Figura 6.9 NI ELVIS - Suite de Instrumentos Virtuales para Laboratorios de Ingeniería

- **Bloques de conexión**

Conectores BNC para AI/AO, dos conectores BNC configurables, encoder de cuadratura, conector para termopar, Sensor de Temperatura IC, generador de funciones., terminales de tornillo, LED's para líneas digitales.



BNC-2120

Figura 6.10 Bloques de Conexión de interfase HMI.

Starter Kits y Conjuntos de Productos

Los paquetes de iniciación contienen el equipo necesario de National Instruments para ser evaluado. Todos los paquetes de iniciación contienen una copia de LabVIEW, tarjeta insertable adecuada, cable y bloque conector



Figura 6.11 Starter Kits y Conjuntos de Productos.

Tabla 6.6 Lista de precios de equipos National Instruments.

LISTA DE PRECIOS DE EQUIPOS National Instruments			
Ord.	Descripción	Precio USD Cantidad 1 - 4	Precio USD Cantidad 5+
1	Soluciones de Software Licencia LabVIEW	4,995	
2	Conjunto NI ELVIS 6014 Incluye estación de trabajo, protoboard, tarjeta PCI-6014, cable blindado de 2m, LabVIEW drivers	1860	1395
3	Conectores BNC para AI/AO, dos conectores BNC configurables, encoder de cuadratura, conector para termopar, Sensor de Temperatura IC , generador de funciones., terminales de tornillo, LED's para líneas digitales	395	295
4	LabVIEW para Windows, DAQCard-6062E, RC68-68 1m, CB-68LP	1495	1495
5	Conjunto SCXI Incluye el chasis SCXI-1000, tarjeta de Adquisición de Datos PCI-6024E, cable SCXI-1349, y panel de alimentación directa SCXI-1180, bloque de terminales SCXI-1302 y LabVIEW FDS.	1195	1195
6	Cable de alimentación cada metro	10	10
7	Programación, interfaz por Coluegos	1500	1500
8	Instalación de componentes	1500	-
9	Computador Pentium IV, 256 MB RAM, Procesador 2.3 GHz, Disco Duro 120 GB, Tarjeta Aceleradora de Gráfica, Tarjeta de Conexiones de Red.	900	850
10	Termocuplas Tipo E Cantidad = 46	53	53
TOTAL USD		16288	

6.10 CONCLUSIONES

La simulación es una herramienta de análisis cada vez más utilizada para diseñar y optimizar sistemas de control complejos.

De forma general, la simulación consiste en la introducción de algoritmos de comportamiento de un sistema para poder observar, mediante un proceso de cálculo, cómo éste evoluciona.

La simulación pretende, por tanto, representar el comportamiento de un proceso ante diferentes condiciones de operación y obtener así una información que permita llegar al comportamiento óptimo de los sistemas de generación, más no es una técnica de optimización sino que se trata de una técnica de comprobación.

El software realiza la simulación ejecutando el modelo dinámico simplificado del control de las temperaturas en la operación de los sistemas y se lo puede utilizar como una herramienta fundamental para la aplicación de pruebas exhaustivas a los sistemas de control y adquisición de datos.

El software a utilizarse permite el mejoramiento en el desempeño de los sistemas de control ante distintas situaciones sin disponer del proceso real.

El presente software permite realizar pruebas del equipo de control previo a su instalación en campo, así como también ejecutar numerosas pruebas en un medio ambiente muy semejante al real, a fin de efectuar las correcciones necesarias antes de su instalación.

Permite elaborar hipótesis sobre el cómo y el por qué de ciertos comportamientos.

Permite modificar variables para estudiar diferentes alternativas.

Permite el conocimiento del comportamiento del proceso y control, aun cuando no se conozca ni se tenga experiencia en la operación de la central.

La tendencia de desarrollo del software será integrar las funciones que se llevan a cabo en la interfase Hombre – Máquina (IHM) y el software de control en la PC, con la interacción del usuario a través de ventanas simultáneas de diálogo, bajo un sistema operativo en tiempo real, empleando tarjetas de entradas y salidas analógicas y digitales compatibles para interactuar con diferentes plataformas de desarrollo.

CAPÍTULO 7

EVALUACION ECONOMICA – FINANCIERA

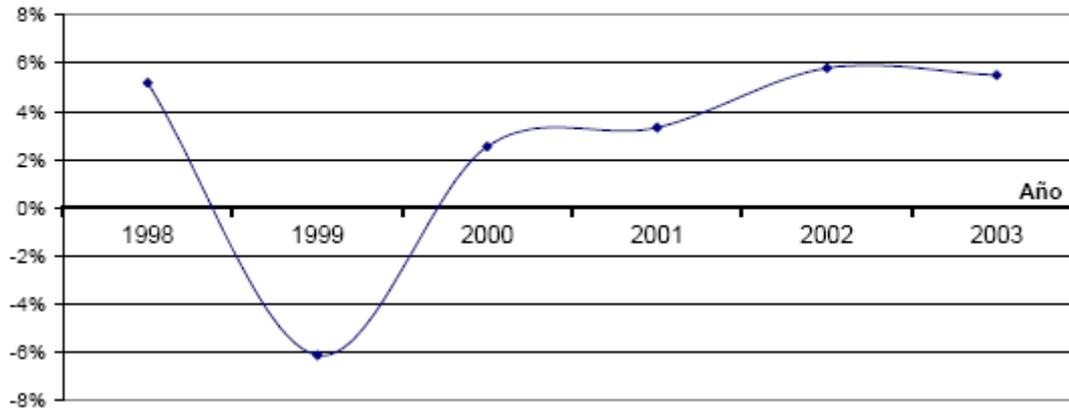
7.4 EVALUACIÓN ECONÓMICA

- ***Perspectivas para el Sector Eléctrico***

El sector eléctrico ecuatoriano continúa dentro del proceso de modernización. Bajo la responsabilidad del Consejo Nacional de Modernización (CONAM) avanzan las actividades programadas para el traspaso parcial a inversionistas privados de 25 empresas eléctricas (5 de generación, 19 de distribución y una de transmisión). Esta constituye al momento la perspectiva de mayor trascendencia.

La evolución del mercado ecuatoriano, en lo que a demanda de energía y potencia se refiere, ha mantenido una situación de crecimiento sostenido durante los cuatro últimos años.

**CRECIMIENTO ANUAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA
CONSUMO TOTAL DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO**



Fuente: CONELEC - Plan de Electrificación 2004-2013.

Las dificultades de carácter económico que había tenido el país entre 1998 y 2000 se reflejaron como el principal factor de incertidumbre para la proyección de la demanda, por lo que fue necesario un seguimiento más frecuente a la evolución del comportamiento de las variables y de los respectivos indicadores, con el fin de introducir, mediante estudios de demanda, los correspondientes ajustes a las proyecciones.

Las perspectivas por concesiones para nuevos equipamientos de generación, así como los planes de expansión presentados por TRANSELECTRIC y las empresas distribuidoras, requerirán una inversión estimada cercana a tres millones de dólares en el período del plan. Las inversiones estimadas para el período decenal del Plan en las diversas etapas del servicio eléctrico se indican en el siguiente cuadro.

Tabla 7.1 Inversiones proyectadas.

INVERSIONES REQUERIDAS	Millones de US \$
<i>Inversiones en generación</i>	1600
<i>Inversiones en transmisión</i>	200
<i>Inversiones en distribución (incluyendo FERUM)</i>	1164
TOTAL EN EL PERÍODO 2004 - 2013	2 964

Fuente: CONELEC - Plan de Electrificación 2004-2013.

Los proyectos de generación considerados son aquellos que cuentan con contratos de concesión o sus procesos se hallan bastante avanzados. Estos son: Sibimbe, Loreto, Termoriente, San Francisco, Mazar y Bajo Alto (Machala Power - EDC) los cuales aportarán en total unos 1 018 MW adicionales al SNI hasta el año 2008 (436 MW en centrales hidroeléctricas y 582 MW son termoeléctricos de los cuales 312 MW corresponden a gas natural).

- **Aspectos Tarifarios**

En los Artículos 53 y 57 de la LRSE (Ley de Régimen del Sector Eléctrico), se asigna al CONELEC la facultad de fijar y aprobar los pliegos tarifarios que deben regir para la facturación a los consumidores finales. Las tarifas de transmisión y distribución se fijarán y publicarán anualmente, así como sus fórmulas de reajuste, las cuales entrarán en vigencia el 30 de octubre del año en que corresponda.

Las tarifas deben calcularse mediante la aplicación de criterios referentes a empresas eficientes, sobre la base de procedimientos internacionalmente aceptados, en mercados similares a aquel para el cual se definirán las tarifas y la rentabilidad del capital invertido en el país, la tasa interna de retorno de las diferentes empresas distribuidoras y de la empresa de transmisión, la depreciación de los activos, la calidad y la economía del servicio eléctrico a los consumidores finales.

- **Protección y Conservación del Medio Ambiente**

El Estado Ecuatoriano, reconoce a las personas el derecho a vivir en un ambiente libre de contaminación, ecológicamente equilibrado, garantizando así un desarrollo sustentable. En tal virtud, es de fundamental importancia en el desarrollo de todas las actividades relativas a la generación, transmisión; y, distribución y comercialización de energía eléctrica, la conservación de la

naturaleza y la protección del medio ambiente, en estricto apego a la legislación ecuatoriana vigente.

Por lo tanto, es obligación de los organismos e instituciones interesadas en desarrollar actividades en el sector, realizar para cada proyecto, un Estudio de Impacto Ambiental (EIA) conteniendo su respectivo Plan de Manejo Ambiental (PMA).

En los estudios de centrales de generación que usen combustibles, se deberán cuantificar las distintas emisiones hacia el aire y su consecuente dispersión hacia el agua, el suelo y el subsuelo del área circundante, en función de las normas pertinentes.

Como aspectos específicos, en principio, se ha establecido que todos los proyectos de generación de energía eléctrica igual o mayor de 1 MW y las líneas de transmisión y distribución cuyo voltaje y longitud sean iguales o mayores a 40 kV y 5 km, respectivamente, deberán presentar el EIA, e incluir la evaluación de las posibles afectaciones respecto del terreno, el medio biótico, la atmósfera y las edificaciones, dentro de la franja de seguridad, de conformidad con las normas aplicables.

- **FINANCIAMIENTO DE LOS PROYECTOS**

Los precios y tarifas que los diferentes Agentes del MEM cobren por sus servicios, deben ser suficientes para cubrir los costos de las obras que se deban realizar en el Sector Eléctrico para el mejoramiento y expansión de los sistemas y para ofrecer una utilidad razonable a los inversionistas.

El financiamiento de los proyectos, en consecuencia, estará soportado, fundamentalmente, por la inversión privada; pues se sustentará en los resultados financieros de cada empresa, provenientes de los cobros mediante precios y tarifas, más los aumentos de capital y los créditos que cada empresa pueda conseguir en el mercado financiero.

La Ley y los reglamentos correspondientes, permiten también el financiamiento, especialmente para obras de distribución, por parte de los consumidores, Municipios, Consejos Provinciales y organismos no gubernamentales.

7.5 EVALUACIÓN FINANCIERA

El análisis financiero que mostramos en este capítulo fue elaborado a partir de la información obtenida de la página Web de Termopichincha, anexos suministrados por la Compañía y otras bases de datos. Esta información financiera no tiene el suficiente nivel de detalle como para profundizar en nuestra interpretación de los números; así por ejemplo no pudimos acceder a consultar el estado de pérdidas y ganancias de la Compañía para el año 2003.

7.2.1 BALANCE GENERAL

En el anexo adjunto mostramos la evolución de los Balances Generales de Termopichincha S.A. para los últimos 5 años:

Tabla 7.2 Balances Generales Termopichincha S.A.

BALANCE GENERAL	2004	2003	2002	2001	2000
	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$
ACTIVO CORRIENTE					
CAJA - BANCOS MAS INV. FINANCIERAS TEMPORALES	65,400	156,176	1,272,438	410,921	664,488
CUENTAS Y DOCUMENTOS POR COBRAR	27,601,592	17,697,904	15,195,162	10,601,772	7,302,940
INVENTARIOS	2,938,590	3,694,217	3,576,127	2,906,816	2,674,064
OTROS ACTIVOS CORRIENTES	604,295	103,896	556,318	591,286	130,093
TOTAL ACTIVO CORRIENTE	31,209,877	21,652,193	20,600,045	14,510,795	10,771,585
TOTAL ACTIVO FIJO NETO	18,144,891	20,495,895	22,648,337	26,672,188	18,396,469
PERDIDAS EN CAMBIO DIFERIDAS **	0	0	1,112,771	3,614,815	6,042,175
OTROS ACTIVOS NO CORRIENTES	222,263	600,034	413,346	225,221	85,734
TOTAL ACTIVO NO CORRIENTE	18,367,154	21,095,929	24,174,455	30,512,224	24,524,377
TOTAL ACTIVO	49,577,032	42,748,122	44,774,500	45,023,019	35,295,962
PASIVO CORRIENTE					
CUENTAS POR PAGAR	4,898,523	5,850,835	5,460,688	6,141,109	2,631,705

INTERESES POR PAGAR	3,080,191	2,679,502	2,562,778	1,939,184	1,092,089
COMPAÑÍAS RELACIONADAS	5,127,936	3,899,258	4,277,414	3,205,171	1,001,055
OTROS PASIVOS CORRIENTES	5,654,986	1,406,330	821,317	242,714	1,845,014
TOTAL PASIVO CORRIENTE	18,761,636	13,835,925	13,122,197	11,528,178	6,569,863
PASIVO LARGO PLAZO					
CUENTAS Y DOCUMENTOS POR PAGAR (LARGO PLAZO)	5,297,695	4,594,105	6,670,952	5,393,080	10,991,385
OTROS PASIVOS LARGO PLAZO	70,082	53,986	47,805	1,022,139	1,012,180
TOTAL PASIVO A LARGO PLAZO	5,367,777	4,648,091	6,718,757	6,415,218	12,003,565
TOTAL PASIVO	24,129,413	18,484,016	19,840,954	17,943,396	18,573,428
PATRIMONIO					
CAPITAL MAS APORTES FUTURAS CAPITALIZACIONES	4,437,883	4,437,883	4,437,883	4,415,850	4,415,850
RESERVAS POR REVALORIZACION Y OTROS SUPERAVIT	24,105,004	24,105,004	24,075,847	26,535,523	15,200,566
REEXPRESION MONETARIA					
UTILIDAD O (PERDIDA) ACUMULADA	-4,278,781	-3,580,185	-3,871,751	-2,893,882	-1,481,295
UTILIDAD DEL EJERCICIO	1,183,513	-698,596	291,566	-977,869	-1,412,587
TOTAL PATRIMONIO NETO	25,447,619	24,264,106	24,933,545	27,079,622	16,722,534
PASIVO Y PATRIMONIO NETO	49,577,032	42,748,122	44,774,500	45,023,019	35,295,962
** Información no disponible para los años 2003 - 2004					

Fuente: Central Térmica Guangopolo, Departamento de Contabilidad y página Web.

- **Activos Corrientes**

El activo corriente más importante es cuentas y documentos por cobrar. Dentro de este rubro se encuentran contabilizadas las ventas de energía eléctrica pendientes de cobro. El precio de venta y la cantidad de energía a ser suministrada es regulado por el CENACE.

Tabla 7.3 Activos corrientes.

ACTIVOS CORRIENTES	2004	2003	2002	2001	2000	Total
Ctas por cobrar/Total activos	56%	41%	34%	24%	21%	56%
Cuentas por cobrar en US\$	27,601,592	17,697,904	15,195,162	10,601,772	7,302,940	27,601,592
Crecimiento en ctas por cobrar %	56%	16%	43%	45%	0%	278%
Ventas en US\$ **	26,364,014	24,888,225	23,412,435	17,659,775	8,700,815	101,025,264
Crecimiento en ventas %	6%	6%	33%	103%	0%	203%
** Las ventas del año 2003 fueron calculadas como un promedio de las ventas del año 2002 y 2004						

Fuente: Central Térmica Guangopolo, Departamento de Contabilidad y página Web.

Termopichincha depende de las distribuidoras para recuperar las cuentas pendientes de cobro. Si el Ecuador atraviesa una crisis fiscal esta afecta la cantidad de dinero que el Estado destinará para el Sector Eléctrico. Podemos evidenciar que esto ha sucedido al mirar el crecimiento en ventas versus el incremento en el saldo de cuentas por cobrar a clientes en los últimos 5 años. Mientras las ventas crecieron en un 203% acumulado; las cuentas por cobrar de la Compañía sufrieron un incremento del 278%. Adicionalmente El saldo de esta cuenta de balance representa el 56% del total de los activos de la Compañía. Si fuera posible reducir este valor, que actualmente se encuentra por sobre los US\$ 27 millones la Compañía podría utilizar estos recursos en la compra de máquinas adicionales que le permitan generar una mayor cantidad de energía eléctrica.

- **Activo no corriente**

Los activos no corrientes más importantes son el Activo fijo neto y el valor de pérdidas en cambio diferidas.

Tabla 7.4 Activo no corriente.

ACTIVO NO CORRIENTE	2004	2003	2002	2001	2000
TOTAL ACTIVO FIJO NETO	18,144,891	20,495,895	22,648,337	26,672,188	18,396,469
PERDIDAS EN CAMBIO DIFERIDAS **	0	0	1,112,771	3,614,815	6,042,175
** Información no disponible para los años 2003 - 2004					

Fuente: Central Térmica Guangopolo, Departamento de Contabilidad y página Web.

Como activo fijo neto se encuentra contabilizado todos los bienes muebles e inmuebles con que cuenta la Compañía para generar ingresos; así por ejemplo; dentro de este rubro se encuentran registradas las máquinas de generación termoeléctrica; terrenos; edificios; vehículos; equipos de computación; tanques de almacenamiento, entre otros, y la depreciación acumulada de estos ítems.

Como se puede ver en el cuadro anterior la adición más importante de activos fijos de los últimos 5 años ocurrió en el año 2001, pues, este rubro se incrementó, neto de depreciaciones, en US\$ 8.3 millones; lo cual nos indica

que las compras de activos fijos en dicho año fueron superiores a los US\$ 9 millones.

Dentro del rubro denominado “Pérdidas en cambio diferidas” se contabilizan los incrementos en el valor de las deudas que la Compañía mantenía en moneda extranjera en la época del sucre. Al 31 de diciembre del año 2000 este valor ascendía a US\$ 6 millones los cuales debieron ser enviados al estado de pérdidas y ganancias, como gasto, en los años posteriores.

- **Pasivo Corriente**

Se consideran pasivos corrientes a las obligaciones que la Compañía tiene que pagar dentro de un período inferior a un año. En el cuadro que se muestra a continuación se detalla la estructura de esta sección del balance general durante los últimos 5 años. Así:

Tabla 7.5 Pasivo corriente.

PASIVO CORRIENTE	2004	2003	2002	2001	2000
CUENTAS POR PAGAR	4,898,523	5,850,835	5,460,688	6,141,109	2,631,705
INTERESES POR PAGAR	3,080,191	2,679,502	2,562,778	1,939,184	1,092,089
COMPAÑÍAS RELACIONADAS	5,127,936	3,899,258	4,277,414	3,205,171	1,001,055
OTROS PASIVOS CORRIENTES	5,654,986	1,406,330	821,317	242,714	1,845,014
TOTAL:	18,761,636	13,835,925	13,122,197	11,528,178	6,569,863

Fuente: Central Térmica Guangopolo, Departamento de Contabilidad y página Web.

Como se puede observar la Compañía ha incrementado sostenidamente el valor de sus cuentas por pagar a corto plazo. Los números hasta ahora mostrados nos indican que como consecuencia de no poder transformar en efectivo el valor de sus cuentas por cobrar Termopichincha ha tenido que financiar sus operaciones con deuda con costo; cuentas por pagar a compañías relacionadas; cuentas por pagar a proveedores y con el incremento de la cuenta denominada “Otros pasivos corrientes”.

- **Pasivo no corriente**

Dentro de este rubro se han contabilizado obligaciones, principalmente con el Ministerio de Finanzas, cuyo vencimiento ocurrirá en períodos superiores a un año. Nuestra interpretación a los números de la Compañía es que esta deuda genera el pago de intereses.

Tabla 7.6 Pasivo no corriente.

PASIVO LARGO PLAZO	2004	2003	2002	2001	2000
CUENTAS Y DOCUMENTOS POR PAGAR (LARGO PLAZO)	5,297,695	4,594,105	6,670,952	5,393,080	10,991,385
OTROS PASIVOS LARGO PLAZO	70,082	53,986	47,805	1,022,139	1,012,180
TOTAL PASIVO A LARGO PLAZO	5,367,777	4,648,091	6,718,757	6,415,218	12,003,565

Fuente: Central Térmica Guangopolo, Departamento de Contabilidad y página Web.

Desde el año 2000 y hasta diciembre del 2004 la Compañía ha logrado disminuir US\$ 6.6 millones de su deuda de largo plazo trasladando toda esta necesidad de financiamiento al pasivo corriente. Termopichincha debe buscar la forma de reestructurar su deuda con la finalidad de trasladar mucho de su pasivo corriente al largo plazo. Esto le ayudará a contar con mayores recursos para atender sus necesidades operativas.

- **Patrimonio de los accionistas**

Actualmente el patrimonio de la Compañía representa el 51.33% del total de activos lo cual le da una capacidad adicional de endeudamiento pues la mayor parte de los activos han sido financiado con aportes de accionistas.

En el año 2001 la cuenta de “Reservas por revalorización y otros superávit” tuvo un incremento de US\$ 11.3 millones. Al comparar este incremento con el movimiento de la cuenta de activo fijo neto nos damos cuenta que el aparente crecimiento en activos fijos de la Compañía no fue una compra real sino que

obedeció a un incremento contable de revalorización de activos el cual fue corregido en US\$ 2 millones en el año 2002.

Tabla 7.7 Patrimonio de los accionistas.

PATRIMONIO	2004	2003	2002	2001	2000
CAPITAL MAS APORTES FUTURAS CAPITALIZACIONES	4,437,883	4,437,883	4,437,883	4,415,850	4,415,850
RESERVAS POR REVALORIZACION Y OTROS SUPERAVIT	24,105,004	24,105,004	24,075,847	26,535,523	15,200,566
REEXPRESION MONETARIA					
UTILIDAD O (PERDIDA) ACUMULADA	-4,278,781	-3,580,185	-3,871,751	-2,893,882	-1,481,295
UTILIDAD DEL EJERCICIO	1,183,513	-698,596	291,566	-977,869	-1,412,587
TOTAL PATRIMONIO NETO	25,447,619	24,264,106	24,933,545	27,079,622	16,722,534
Patrimonio/Total Activo	51.33%	56.76%	55.69%	60.15%	47.38%

Fuente: Central Térmica Guangopolo, Departamento de Contabilidad y página Web.

Hasta el 31 de diciembre del 2004 la Compañía lleva acumulada una pérdida de US\$ 4.2 millones de los cuales sabemos que al menos US\$ 6 millones de pérdidas tienen que ver con la diferencia en cambio ocurrida hasta febrero del año 2000. Desde este punto de vista; si la compañía no hubiese tenido deudas en dólares en esta época actualmente no tendría pérdidas acumuladas.

- **Estado de Pérdidas y Ganacias**

A continuación mostramos los estados de resultados de los últimos cinco años. Esta información fue tomada de la base de datos del sistema "Indicador" la cual resume la información reportada a la Superintendencia de Compañías. Lamentablemente no pudimos encontrar información para el año 2003.

Tabla 7.8 Estado de pérdidas y ganancias.

	2004		2003	2002		2001		2000	
	US\$	%	US\$	US\$	%	US\$	%	US\$	%
VENTAS	26,364,014	100.00%	N.D.	23,412,435	100.00%	17,659,775	100.00%	8,700,815	100.00%
(-) COSTO DE VENTAS	15,074,396	57.18%	N.D.	15,337,745	65.51%	14,297,881	80.96%	7,361,299	84.60%
(=) UTILIDAD BRUTA	11,289,618	42.82%	0	8,074,690	34.49%	3,361,894	19.04%	1,339,516	15.40%

(-) TOTAL GASTOS DE ADMINISTRACION Y VENTAS	8,781,209	33.31%	N.D.	7,869,135	33.61%	1,998,452	11.32%	1,621,463	18.64%
(=) UTILIDAD OPERACIONAL	2,508,410	9.51%	0	205,555	0.88%	1,363,442	7.72%	-281,947	-3.24%
(+) INGRESOS NO OPERACIONALES	23,685	0.09%	N.D.	1,143,982	4.89%	152,952	0.87%	2,119,980	24.37%
(-) EGRESOS NO OPERACIONALES	17,178	0.07%	N.D.	229,537	0.98%	2,494,263	14.12%	3,250,621	37.36%
(-) IMPUESTOS Y PARTICIPACION DE TRABAJADORES	1,331,405	5.05%	N.D.	828,434	3.54%	0	0.00%	0	0.00%
(=) UTILIDAD NETA	1,183,513	4.49%	0	291,566	1.25%	-977,869	-5.54%	-1,412,587	-16.24%

Fuente: Base de Datos Sistema Indicador.

- **Margen Bruto**

Durante los últimos 5 años sólo en el 2002 y 2004 la compañía tuvo utilidad neta. La razón de este resultado en los años señalados se debe a una mejora en el margen bruto pues este llega a ser del 34% y 43% respectivamente.

Actualmente la Compañía no invierte en costos de control ambiental ni paga por el agua que utiliza. En los últimos años las autoridades están incrementando la presión por que la compañía incorpore controles ambientales a su proceso. La implementación de estos controles incrementará los costos variables disminuyendo la rentabilidad de la compañía por lo cual la única forma de que este negocio subsista es trasladando este incremento de costos al consumidor final.

El gobierno nacional tiene en carpeta la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas con costos de generación bajos. Si estas nuevas plantas de generación satisfacen la demanda energética del país las plantas termoeléctricas dejarían de funcionar.

- **Gastos de administración, ventas y otros egresos**

Hasta el año 2001 los gastos de administración y ventas se encontraban en alrededor del 15% de las ventas netas, en promedio. A partir del año 2002 este porcentaje sube al 33% lo cual hace que la Compañía pierda competitividad. De nuestro análisis presumimos que parte de este incremento, en el 2002, se debe a un cambio en la política contable de la amortización de pérdidas por diferencia en cambio; pues creemos que US\$ 2.5 millones de este valor se lo contabilizó en la cuenta de gastos de administración y ventas en lugar de registrarlos en la cuenta de “Otros egresos no operacionales”.

7.5.1 PRECIOS DE MERCADO

La liquidación de precios por energía se realiza en forma horaria de acuerdo al despacho económico programado por el CENACE, es decir que los precios de la energía en la barra de mercado son variables, de acuerdo al costo variable de la unidad más costosa que para determinada hora se encuentra funcionando.

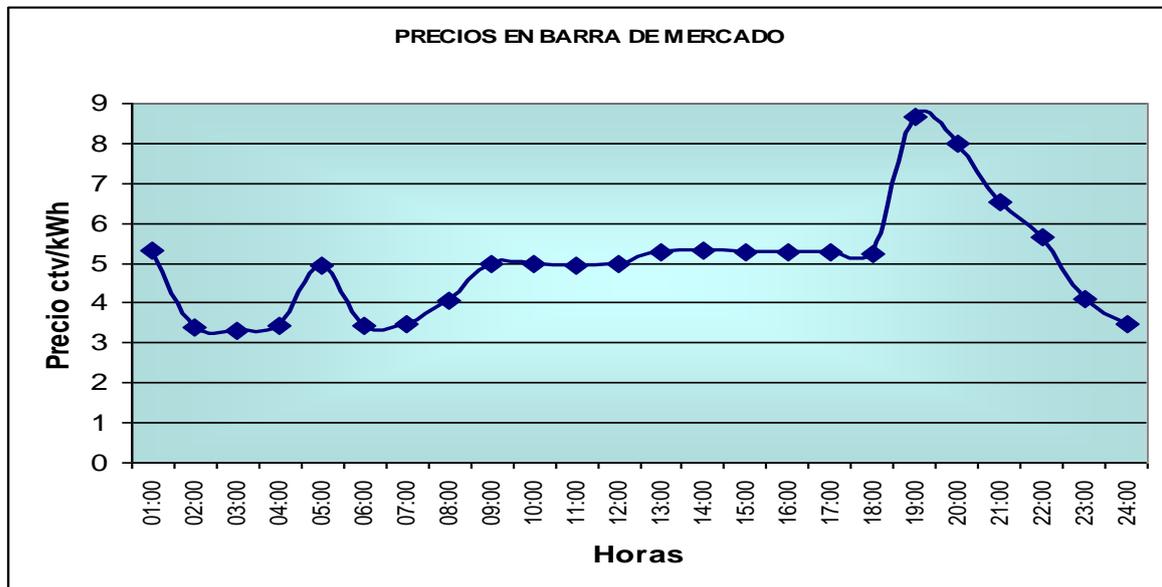
A continuación se presenta en la tabla 7.9, un cuadro del precio de la energía en la barra de mercado para el día 02/08/2005, obtenida de la página web del CENACE.

Tabla 7.9 Precios de energía en barra de mercado 02/08/05.

HORA	VERSION 1		
	PRECIO MERCADO ctv/kWh	UNIDAD MARGINAL	TOTAL POTENCIA (MW)
01:00	5,31011	IMCOLO23	1260,6
02:00	3,39163	IMCOLO23	1218,3
03:00	3,28972	IMCOLO23	1203,9
04:00	3,44536	IMCOLO23	1197,3
05:00	4,92573	IMCOLO23	1236,3
06:00	3,43948	IMCOLO23	1383,1
07:00	3,47573	IMCOLO23	1428,5
08:00	4,06133	TPGUANG3	1471,7
09:00	4,98137	MACHPOWB	1598,8
10:00	4,96201	MACHPOWB	1666,6
11:00	4,95955	MACHPOWB	1716,9
12:00	4,9668	MACHPOWB	1741,8
13:00	5,28367	EAUSDES1	1729,3
14:00	5,3115	EAUSDES1	1722,8

15:00	5,28806	EAUSDES1	1767,3
16:00	5,27861	EAUSDES1	1752,3
17:00	5,26667	EAUSDES1	1741,4
18:00	5,24224	EAUSDES1	1775,8
19:00	8,67163	E.GASAN2	2268,9
20:00	7,9937	ORO-CAG3	2279,7
21:00	6,5137	UPBARGEI	2103,9
22:00	5,63579	E.GZ.TV3	1873,1
23:00	4,09951	TPGUANG3	1601,6
24:00	3,48423	IMCOLO23	1396

Costo Ponderado en Banda Base	3,87 ¢USD/kWh	Energía en Banda Base	11925,6 MWh
Costo Ponderado en Banda Media	5,05 ¢USD/kWh	Energía en Banda Media	16908,9 MWh
Costo Ponderado Banda Máxima	6,94 ¢USD/kWh	Energía en Banda Máxima	10301,4 MWh
Costo Ponderado para el día	5,19 ¢USD/kWh	Energía del día	39135,9 MWh



Fuente: CENACE- Precios en Barra de Mercado para el día 02-08-05.

7.6 ÍNDICES E INDICADORES FINANCIEROS

En la presente sección mostramos tres grupos de índices financieros: rentabilidad; liquidez y endeudamiento; con los cuales pretendemos diagnosticar la situación financiera actual de la Compañía.

- **Rentabilidad**

Con la medición de estos índices pretendemos cuantificar si la Compañía está devolviendo a los accionistas un justo valor por la inversión de su capital. Los

índices utilizados par medir la rentabilidad de Termopichincha son los siguientes:

Tabla 7.10 Índice de Rentabilidad.

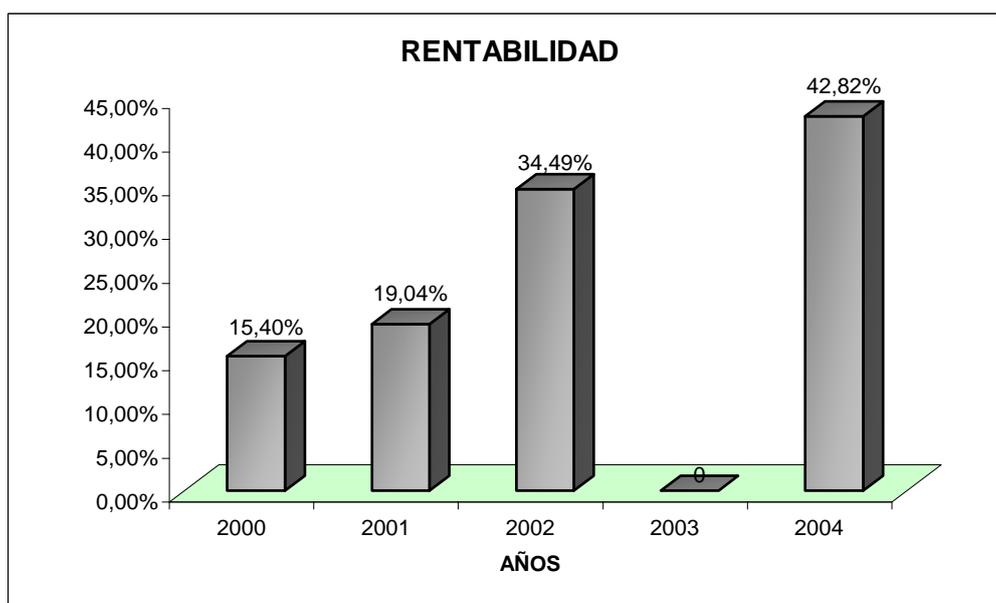
Rentabilidad	2004	2003	2002	2001	2000
Utilidad neta / Ventas	4.49%	N.D.	1.25%	-5.54%	-16.24%
Utilidad bruta / Ventas	42.82%	N.D.	34.49%	19.04%	15.40%
Utilidad neta / Patrimonio	4.65%	N.D.	1.17%	-3.61%	-4.00%
Utilidad neta / Activos	2.39%	N.D.	0.65%	-2.17%	-4.00%

Fuente: Central Térmica Guangopolo, Departamento de Contabilidad y página Web.

Cómo se puede ver en el cuadro anterior los años 2000 y 2001 fueron negativos para la Compañía pues la pérdida neta obtenida en dichos años destruyó cualquier expectativa de rentabilidad.

En los años 2002 y 2004 la compañía logró obtener una utilidad neta la razón mas importante para lograr este resultado fue la mejora en el margen bruto pues este llegó a ser del 34% y 43% respectivamente. Sabemos que no es posible subir los precios de venta de la energía eléctrica de tal forma que la razón de esta mejora en el margen bruto debe obedecer a eficiencias en el uso de los costos variables tales como bunker y otros combustibles.

Para mantener rentable a la Compañía; y debido a que no es posible subir el precio de venta de la energía, se debe trabajar mucho en optimizar el uso de los costos variables. A continuación mostramos un cuadro con la evolución de este indicador financiero:



- **Liquidez**

A través de estos índices miraremos la solvencia con la cual la Compañía enfrentará el futuro de corto plazo. Específicamente nos concentraremos en medir si Termopichincha puede cancelar sus obligaciones de corto plazo. Los indicadores utilizados para realizar estas mediciones son los siguientes:

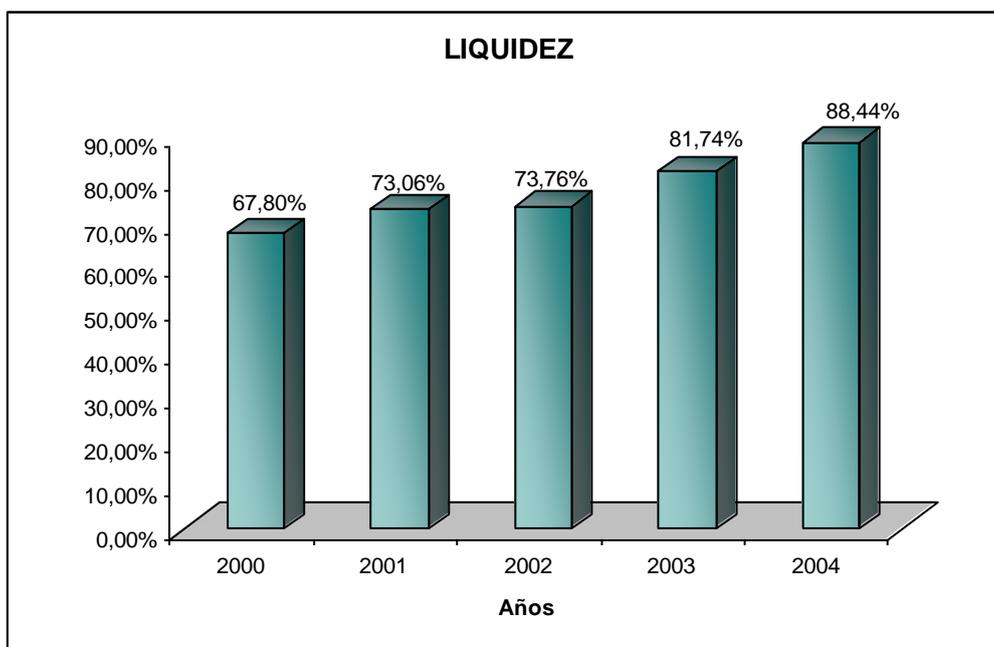
Tabla 7.11 Índice de Liquidez.

Liquidez	2004	2003	2002	2001	2000
Capital de trabajo	12,448,241	7,816,268	7,477,848	2,982,617	4,201,722
Cuenta por cobrar clientes	27,601,592	17,697,904	15,195,162	10,601,772	7,302,940
Cuentas por cobrar/Activo corriente	88.44%	81.74%	73.76%	73.06%	67.80%
Activo corriente / Pasivo corriente	1.66	1.56	1.57	1.26	1.64
Prueba ácida	1.51	1.30	1.30	1.01	1.23

Fuente: Central Térmica Guangopolo, Departamento de Contabilidad y página Web.

Como se puede ver en el cuadro anterior la Compañía tiene capacidad suficiente para cubrir sus obligaciones de corto plazo; sin embargo nos preocupa el tamaño de las cuentas por cobrar a clientes las cuales representan

el 88% de los activos corrientes lo cual refleja la deficiente gestión de las compañías de distribución al momento de cancelar sus cuentas. A continuación mostramos un cuadro comparativo de la evolución del tamaño de las cuentas por cobrar a clientes en relación con el total del activo corriente.



- **Endeudamiento**

En esta sección del análisis financiero determinaremos que tan endeudada se encuentra la Compañía y la capacidad que tiene de contraer deuda adicional. Los índices utilizados para realizar esta medición son los siguientes:

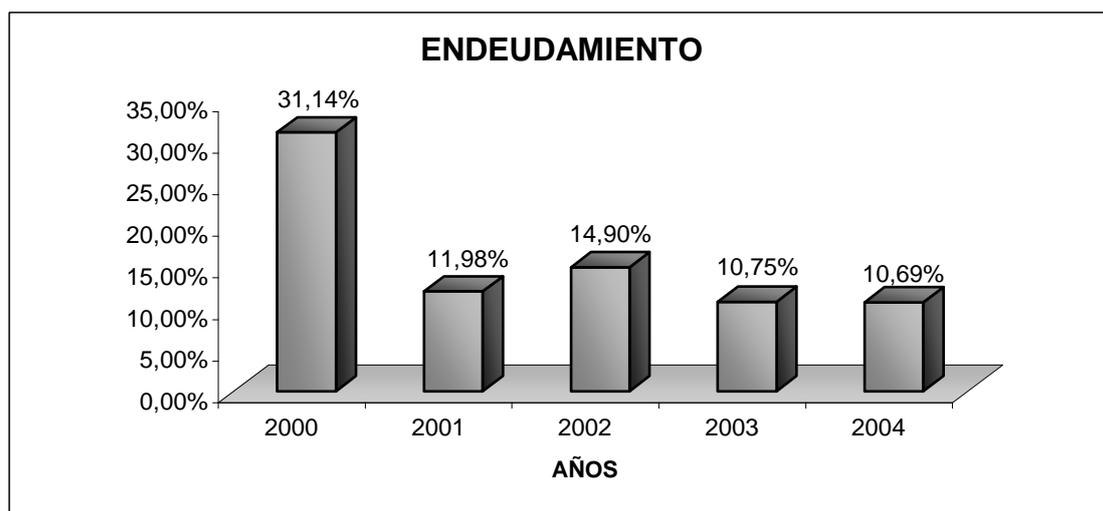
Tabla 7.12 Índice de Endeudamiento.

Endeudamiento	2004	2003	2002	2001	2000
Deuda/Patrimonio	94.82%	76.18%	79.58%	66.26%	111.07%
Deuda/Activos totales	48.67%	43.24%	44.31%	39.85%	52.62%
Deuda con costo/Total activos	10.69%	10.75%	14.90%	11.98%	31.14%

Fuente: Central Térmica Guangopolo, Departamento de Contabilidad y su página Web.

En el año 2004 el 51% de los activos han sido financiados con el patrimonio de los accionistas y el 49% con deudas de terceros. Del total de los activos de la

Compañía solo el 10% de estos se encuentran financiados con pasivos con costo lo cual permitiría contraer deuda adicional pues con seguridad contamos con activos no prendados a bancos que pueden servir de colateral para potenciales expansiones del negocio. A continuación mostramos un cuadro comparativo de la deuda con costo versus los activos totales.



CAPITULO 8

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

8.1 CONCLUSIONES

DE LA CARACTERIZACION DE LOS MOTORES Y SUS SISTEMAS AUXILIARES

- Reconocer los sistemas de generación es importante para poder determinar y ubicar las partes principales de estos, precisando su configuración, distribución dentro de la planta, monitoreo y control de operación, así como el número de operadores que intervienen para este fin.

- Se determinó que el monitoreo y control de las operaciones se realiza constantemente, siendo el operador quien reporta y registra los datos de operación en formatos establecidos por la central, así también se verificó que los sistemas de generación están provistos de su propio equipo de alerta, para que en caso de anomalías y desórdenes en su funcionamiento los operadores puedan realizar las maniobras correctivas y así reestablecer el normal funcionamiento de los mismos.

DE LA AUDITORIA ENERGETICA PRELIMINAR

- La inspección a los sistemas de generación permitió establecer en primera instancia el estado, operación y funcionamiento de las unidades, concluyendo que estas presentaron un 100% de confiabilidad.
- La identificación de los parámetros de operación de los sistemas de generación, por información disponible en la planta o por lo observado en varios recorridos a la misma, su análisis permitió identificar diferentes factores operacionales, como por ejemplo:
 - El mayor rendimiento de combustible establecido en base del consumo de la mezcla residuo – diesel, presenta la unidad No.1 con 17,04 [KWh/gal] durante el año 2004, debido a que esta unidad operó en forma continua, con un número mínimo de arranques y paradas lo que representa una reducción en el consumo de combustible; el menor rendimiento tiene la unidad No. 4 con 16,66 [KWh/gal]. Actualmente se utiliza una mezcla 94% de residuo y 6% de diesel, esta tiene un poder calórico equivalente a 10198,8 [Kcal/Kg] que el que presentado por el bunker C, cuyo valor aproximado es de 10485,9 [Kcal/Kg].
 - La operación continua (24 horas/día) de los sistemas de generación se la realiza durante los meses de Septiembre a Marzo, debido a que se presenta el estiaje en la Central Hidroeléctrica Paute y la

demanda de electricidad aumenta considerablemente en este período, a diferencia del período comprendido entre los meses de Abril hasta Agosto, donde la Central Térmica Guangopolo trabaja solo en horas pico, esto es de 18H00 a 23H00 ya que en parte los niveles de agua se mantienen altos (sobre 1960 mns), cubriendo la demanda.

DE LA AUDITORIA ENERGETICA DEFINITIVA

- El uso del equipo PREMET sigue siendo de gran ayuda para el mantenimiento predictivo, creándose una base de datos que permite conocer parámetros de funcionamiento de cada cilindro y motor, tales como: presiones máximas, tiempos de inyección, potencias, etc., datos que ayudan a monitorear las condiciones de operación y su tendencia, en función del número de horas de trabajo de cada motor, teniendo que la Unidad 3 presentó una potencia de 5301 [KW], mientras que la Unidad 4, con 5382 [KW] al 100 % de carga.
- En cuanto al cálculo de la Eficiencia Térmica realizado para las unidades 3 y 4 y teniendo en cuenta sus principales variables como: Poder calórico, consumo de combustible y potencia del motor concluimos una eficiencia térmica del 42.64% y del 40.22% respectivamente, valores que se encuentran dentro del rango normal para un motor de características semejantes.
- De acuerdo a los análisis realizados se logra apreciar que existe una ligera variación en cuanto a la medición de la potencia bruta de 5417 [KW] y 5319 [KW] en las unidades 3 y 4 respectivamente, estas pérdidas de energía no son registradas por los instrumentos de medición de la central. Gracias a las mediciones realizadas por la empresa PACACEVI, se pudo determinar que la unidad 3 a dejado de percibir un estimado de 11700 USD/mes, mientras que la unidad 4, unos 9590 USD/mes. Esta cuantificación de la energía no registrada se la obtiene en base a la disponibilidad de las unidades en ese mes equivalentes al 100 % para la Unidad 3 y 89.4% la Unidad 4, así como el promedio del precio

ponderado en la barra de mercado en el mes de agosto 2005 fue de 7,02 [cts US\$/KWh].

- La Central Térmica Guangopolo, en sus costos variables de producción no considera el consumo de agua potable, es por eso que la central invierte en químicos para el tratamiento de clarificación adecuado del agua proveniente del reservorio de la E.E.Q. La cantidad de agua que se desperdicia en la torre de enfriamiento es aproximadamente de 320 [m³/día], teniendo que compensar esta cantidad de agua perdida por agua fresca clarificada.

DEL ANALISIS DE IMPACTO AMBIENTAL

- Para realizar el análisis del impacto ambiental, es indispensable conocer las normas y ordenanzas ambientales que rigen en el sector eléctrico y sobre todo en el Distrito Metropolitano de Quito, para de acuerdo a estas llevar a cabo los procedimientos de monitoreo y medición de contaminantes. Como resultado del monitoreo de las emisiones a la atmósfera, se ha identificado un exceso en la concentración de óxidos de nitrógeno, conocidos como NO_x en los gases de escape, siendo el motor Nro. 3 el que más óxidos de nitrógeno genera con 10.09 [gr/KWh], mientras que el motor Nro. 4 con 7.99 [gr/KWh], en comparación al valor que impone la DMA con 6.40 [gr/KWh]. El No_x se forma en los procesos de combustión por dos vías: la oxidación del nitrógeno del aire a alta temperatura o por la oxidación de compuestos de nitrógeno contenido en los combustibles.

DEL PROYECTO DE MEJORAMIENTO

- Existen nuevas tecnologías para el control y monitoreo de la operación de los sistemas de generación como las presentadas por National Instruments y su producto LabVIEW 7.0, por esta razón se plantea la implementación de una interfase de control por medio de este software para el monitoreo de

las temperaturas en la operación de los sistemas de generación termoeléctrica, teniendo 61 puntos de medición existentes como posibles localidades por motor para la instalación de este proceso.

DE LA EVALUACIÓN ECÓNOMICA Y FINANCIERA

- Como se puede ver en los estados financieros; la Compañía obtuvo utilidades a partir del año 2002. Esta generación de utilidades vino relacionada con una mejora del margen bruto de Termopichincha. Nuestra interpretación de estos hechos es que esta utilidad se origina por un esfuerzo en la reducción de costos variables; principalmente el costo de combustibles pues se ha estudiado varias alternativas para reducir este costo. Otra situación que ayudará en el futuro a mantener la utilidad es que ya no existen pérdidas por diferencias en cambio pendientes de amortizar las cuales al 31 de diciembre, 2000 fueron de US\$ 6 mil millones.

8.2 RECOMENDACIONES

DE LA CARACTERIZACION DE LOS MOTORES Y SUS SISTEMAS AUXILIARES

- En vista de que cada operador controla la operación de por lo menos tres unidades, durante 6 veces al día, el registro de los parámetros de operación de cada unidad no siempre serán confiables debido a la diferente apreciación por parte de los operadores; se recomienda la implementación de tecnologías que permitan monitorear, registrar y manejar los datos de operación las unidades eficientemente, con el propósito de obtener directamente los parámetros de control mas importantes.

DE LA AUDITORIA ENERGETICA

- Según el análisis de los datos obtenidos en las mediciones realizadas con el equipo PREMET a los motores 3 y 4, se recomienda:
 - 1.- Calibrar la posición del punto muerto superior del cilindro 1 con el punto 0° del volante del motor, esto permitirá que las mediciones realizadas con el equipo PREMET sean más confiables. Por otro lado la configuración de programación propia del equipo PREMET, tiene que ser recalibrado en fábrica a mediano plazo; es obvio que el costo de este procedimiento es alto (7000 USD aprox), más las ventajas que este equipo brinda a la planta justifican la inversión en recalibrarlo, sería óptimo facilitar el trámite administrativo que esto involucra para disponer nuevamente de éste en el menor tiempo posible.
 - 2.- Para un mejor performance en los motores, se recomienda calibrarlos bajo los siguientes parámetros aproximados: Presión

máxima por cilindro ≈ 108 [Bar], Potencia Indicada por cilindro ≈ 295 [KW], de esta manera obtendremos una uniformidad en el desempeño del motor.

- Para mejorar la eficiencia térmica del motor se recomienda tener una buena calidad de combustible (mejorar el poder calórico), por otra parte el mantener debidamente afinado el motor garantizaría un mejor aprovechamiento del poder calórico del combustible, al desarrollar una mayor potencia bruta aproximada a los 5310 [KW].
- Consideramos que la Central Térmica Guangopolo, factura el valor de la energía total activa neta basado en la confiabilidad que presentan sus instrumentos de medida. Para evitar las pérdidas en el costo de la energía no registrada la cual es de -168 [MWh/mes] equivalentes a 11705 [US\$/mes] para la Unidad 3 y de -154 [MWh/mes]] equivalentes a 9591 [US\$/mes] para la Unidad 4, recomendamos se invierta en la adquisición de medidores electrónicos de energía por cuanto con los que actualmente cuenta la empresa se encuentran descalibrados y no presentan la precisión deseada.
- Poder regular, establecer y fijar el porcentaje de la mezcla del diesel con residuo, involucra disminuir las pérdidas por calidad de combustible, por esto se sugiere la instalación de equipos y/o mecanismos que permitan controlar la adecuada mezcla entre los combustibles mencionados así como la viscosidad en la calidad del residuo disponible, para así poder obtener un poder calórico del combustible equivalente a 10400 [Kcal/Kg] aproximadamente.
- Considerando la cantidad de agua que se pierde en el proceso de enfriamiento en promedio de 320 [m³/día], así como la variación de la temperatura de agua de 45°C a 35°C promedio en la torre de enfriamiento, permite proponer el estudio de la implementación de enfriadores en circuito cerrado, con esto la central evitaría el desperdicio significativo de agua al ambiente.

DEL ANALISIS DE IMPACTO AMBIENTAL

- Siendo el control del NOx una dificultad técnica considerable, la solución más prometedora actualmente es la reducción catalítica selectiva, por esta razón se recomienda instalar convertidores catalíticos que sean diseñados para motores de ciclo diesel estacionarios, de esta manera se puede reducir las emisiones de NOx en más de un 90 por ciento y evitar así el pago de multas por emisiones gaseosas al medio ambiente en la Dirección Metropolitana de Medio Ambiente, las cuales actualmente oscilan los 13.5 [USD/día] para la Unidad 3 y 31.3 [USD/día] para la Unidad 4; estos valores varían de acuerdo al contenido de NOx en las emisiones que se reportan en cada medición por parte de la DMA.
- **Se recomienda construir un tanque de enfriamiento y neutralización, en la parte posterior de las bodegas con el fin de bajar la temperatura de evacuación de agua secundaria por reposo y controlar el pH de descarga al Río San Pedro; además se podría reutilizar esta agua para recirculación en los sistemas, ahorrándose de esta manera el proceso de clarificación el agua proveniente del reservorio. Así también se puede realizar la instalación de mamparas deflectoras sobre la torre de enfriamiento, con el fin de condensar un buen porcentaje de agua caliente particulada para reutilizarla, sin desperdiciarla afectando al medio ambiente.**

DEL PROYECTO DE MEJORAMIENTO

- Proponer el cambio de los instrumentos de medición de los parámetros de operación más importantes de la central, como son los medidores de potencia, temperatura, presión, flujo, voltaje, amperaje, etc., para así poder obtener datos de operación confiables.
- Implementar un software que realice la simulación ejecutando el modelo dinámico simplificado del control de las temperaturas en la operación de los sistemas el cual se lo puede utilizar también como una herramienta

fundamental para la aplicación de pruebas exhaustivas a los sistemas de control y adquisición de datos, por esta razón se recomienda utilizar los controladores y paquetes que provee la National Instruments, debido al buen desempeño que presentan, contando también con asesoramiento técnico permanente, el costo estimado de estos equipos es aproximadamente 14700 USD por unidad, el mismo que puede variar conforme la demanda tecnológica del mercado.

DE LA EVALUACIÓN ECÓNOMICA Y FINANCIERA

- Recomendamos a La Compañía mantener su esfuerzo de disminución de costos variables de tal forma que se logre mantener un razonable nivel de margen bruto. Finalmente; debido a la importancia de las cuentas por cobrar a las compañías de distribución; recomendamos que todas las Compañías de generación se unan y gestionen ante el CONELEC una alternativa para la recuperación de sus cuentas por cobrar. Si no se logra un acuerdo sobre este tema; se podría iniciar una crisis de liquidez en el sector.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Autor. Título. Traductor. Edición. Ciudad. Casa Editora. Año.

- Dr. Yunus A. Cengel - Michael A. Boles. Termodinámica Aplicada. Segunda Edición – Tomo II. MCGRAW – HILL. Derechos Reservados 1996.
- Robert L. Mott. Mecánica de Fluidos Aplicada. Cuarta Edición. PEARSON. 1996.

- Nassir Sapag Chain – Reinaldo Sapag Chain. Preparación y Evaluación de Proyectos. Cuarta Edición, Chile. McGRAW – HILL. 2000.
- Freddy L. Cáceres. Evaluación del manejo ambiental en la construcción de un oleoducto dentro de la Reserva Ecológica Antisana. Tesis Master en Energía y Medio Ambiente. Quito. Escuela Politécnica del Ejército. Abril 2000.
- Mitsubishi - Man Corp. Manual de Operación y Mantenimiento para motor diesel tipo V9V 40/54 Nro. D808107S. Traducido por INECEL. Quito. 1977.
- www.termopichincha.com.ec,