

16
eeo



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO**



**FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
CUAUTITLAN**

**“ESTUDIO DE LA OPERACION Y CONTROL DE UN
GENERADOR DE VAPOR QUE ALIMENTA A
UN TURBOGENERADOR DE 32 MW.”**

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
P R E S E N T A N :
GABRIEL LEON DE LOS SANTOS
MARCO ANTONIO GARCIA BECERRIL

A s e s o r e s :

M. en I. José G. Alfonso Ramos
Ing. José Antonio Sánchez Gutiérrez

CUAUTITLAN IZCALLI, EDO. DE MEX.

1993

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

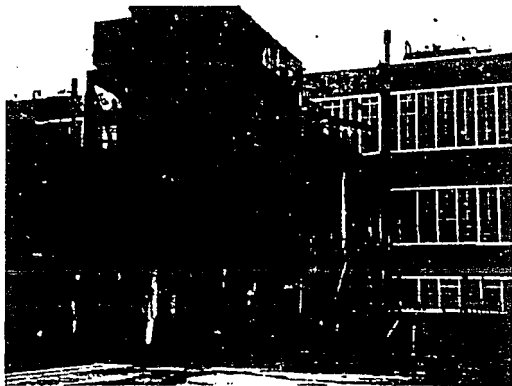
INDICE

Pag.

I. Introducción.	
II. Proceso de generación eléctrica.	
2.1 Descripción del proceso en las unidades de 32 MW.....	7
2.2 Ciclo de operación.....	13
III. El generador de vapor.	
3.1 Generalidades sobre calderas.....	22
3.2 Los generadores de vapor en las unidades de 32 MW....	34
3.3 Tratamiento de agua para alimentación a la caldera...	45
3.4 Sistema de agua de alimentación.....	51
3.5 Sistema de alimentación de combustible.....	56
3.6 Sistema de control.....	62
3.7 Proceso en el generador de vapor.....	93
IV. Operación y control.	
4.1 Demanda de carga y operación.....	99
4.2 Preparativos de encendido.....	104
4.3 Encendido y curvas de arranque.....	109
4.4 Control de agua de alimentación.....	114
4.5 Control de combustión.....	120
4.6 Control de temperatura de vapor.....	123
4.7 Apagado.....	129
4.8 Registros.....	132
V. Limpieza.	
5.1 Soplado.....	136
5.2 Acondicionamientos.....	140
5.3 Purgas.....	144
VI. Conclusión.	
VII. Bibliografía.	
Anexo.	

Objetivos:

1. Ubicar al generador de vapor dentro del proceso de generación eléctrica.
2. Realizar un análisis de las condiciones de funcionamiento del generador de vapor dentro de un balance de energía en la unidad.
3. Identificar los aspectos técnicos de funcionamiento que dan origen a las instrucciones y recomendaciones dadas para la operación y control del generador de vapor.



Generador de vapor tipo intemperie.

I. INTRODUCCION.

El presente trabajo se basa en un estudio del funcionamiento y características de operación del generador de vapor el cual se usa para generar electricidad en el turbogenerador, así como la forma en que se realiza su operación y control en forma coordinada con la demanda de energía eléctrica.

En una central de vapor para la generación de energía eléctrica se requiere para su funcionamiento de una gran diversidad de equipos básicos y auxiliares; los fundamentos teóricos para la operación de la planta y de los equipos están basados en leyes y procesos termodinámicos, hidráulicos, neumáticos, eléctricos y magnéticos; De estos procesos los termodinámicos ocupan la parte sobre la cual gira todo el proceso de generación; la termoeléctrica Ing. J. Luque de Lechería, implementa en su proceso de generación un ciclo de vapor regenerativo.

Para la implementación del ciclo termodinámico en la central se dispone de procesos y equipos básicos como: sistemas de extracción y bombeo de agua, el tratamiento de agua de alimentación, el suministro de combustible, generación de vapor en las calderas, expansión y generación en los turbogeneradores de 32 y 82 MW, condensación y realimentación a la caldera, circulación en torres de enfriamiento y entrega de la generación al sistema de distribución eléctrica por medio de la subestación de Lechería.

En la operación de la planta se requiere del conocimiento general del funcionamiento de cada equipo instalado y su función dentro del proceso de generación eléctrica, además de la forma en que se realiza su operación desde un centro de mando o tablero de control, coordinados con la demanda de energía.

Durante la operación se requiere que los equipos trabajen de la manera más óptima y sin riesgos, ya que por las características de los procesos y elementos de trabajo, la operación resulta peligrosa debido a que se manejan equipos de gran potencia y dimensiones, además de manejarse sustancias peligrosas y tóxicas como: gas, combustóleo, sosa, ácido sulfúrico, vapor a presiones y temperaturas elevadas (62 Kg/cm^2 y 488°C), altas tensiones, altos niveles de ruido, con lo que resulta de gran riesgo la operación e incluso la supervisión de la maniobras, razón por la cual se requiere de un conocimiento profundo de la operación de la planta, del equipo y de una amplia experiencia en su manejo. Para hacer de esta tarea un actividad de poco riesgo se requiere por parte de los ingenieros, sobrestantes y operarios un conocimiento firme de lo que se va a hacer y cómo se va a hacer, para cumplir con esto es necesario conocer el principio de funcionamiento de equipo y sus características de operación para no sobrepasar sus valores nominales de diseño que puedan ser peligrosos para el personal y el equipo.

Para entender el funcionamiento del equipo térmico, que es el que requiere de mayor operatividad y presenta más dificultades, nos auxiliamos de los estados termodinámicos que definen las variables que se deben de tomar en cuenta para un buen funcionamiento y control del equipo térmico. El equipo térmico principal en una central es la caldera, para auxiliar el funcionamiento de la caldera existen equipos que ayudan a aumentar su rendimiento, aunque estos equipos aumentan el costo de la instalación, su efecto es positivo a futuro porque disminuyen los gastos de operación al proporcionar un ahorro de combustible e incrementar la eficiencia total de la planta.

En la practica la operación y el control del generador de vapor se realiza por medio de procedimientos que con el paso del

tiempo se convierten en rutina de tal forma que el aspecto técnico de la operación cede su lugar al aspecto empírico del operario a través de experiencia.

Una de las finalidades de este trabajo es que este sirva a personas ajenas a la planta y al personal de operación nuevo como una guía acerca del funcionamiento del equipo y de su operación y control, además de mostrar los aspectos técnicos del funcionamiento en los equipos y condiciones de operación.

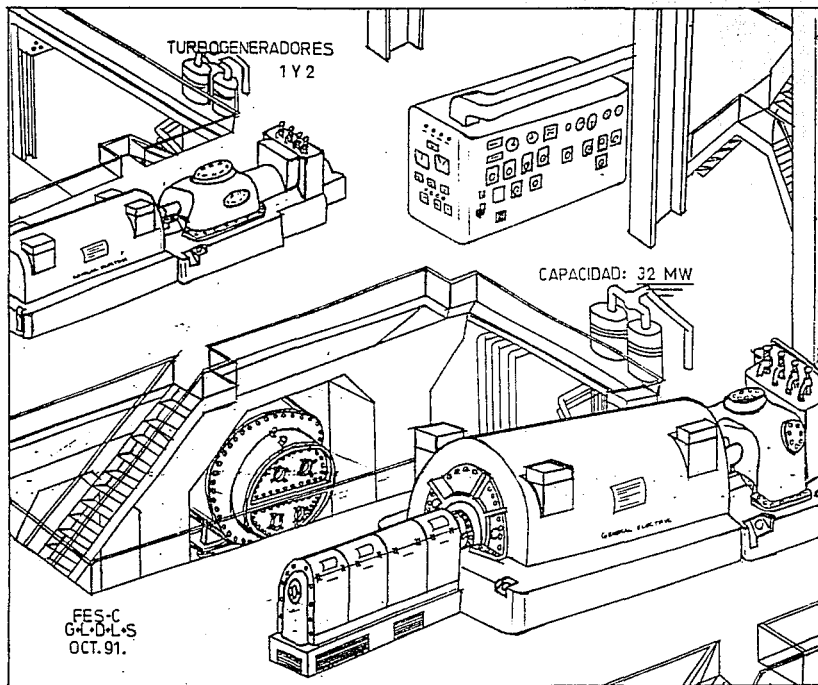


Fig. 1.1 Unidad No. 1

II. PROCESO DE GENERACION ELECTRICA.

2.1 DESCRIPCION DEL PROCESO EN LAS UNIDADES DE 32 MW.

La termoelectrica Ing. J. Luque cuenta con una potencia instalada de generacion de 228 MW, generados por dos unidades de 82 MW y dos de 32 MW. Las primeras son denominadas unidades 3 y 4, las segundas son identificadas como las unidades 1 y 2.

Una descripcion general de este proceso se basa en el ciclo termodinamico implementado en la central el cual es un ciclo de vapor regenerativo (variacion del ciclo Rankine), en el cual se realizan extracciones de vapor durante su expansion por la turbina de impulso, con la finalidad de aumentar el rendimiento del proceso al eliminarle mas calor al vapor por medio de su circulacion en precalentadores de baja y alta presion los cuales se incrementa la temperatura del agua de alimentacion antes de que esta entre al deareador y a la caldera, con la finalidad de reducir el proceso de adiccion de calor en la caldera, asf como disminuir las diferencias de temperaturas entre el pozo caliente (salida del condensador) y el domo de vapor de la caldera, evitandose con esto choques termicos perjudiciales a las uniones y materiales de las tuberias y equipos.

Un diagrama fisico del proceso expresa mas claramente los elementos y factores que intervienen en dicho proceso, ademas de que proporciona una vision global del mismo; en el diagrama se representan aspectos fisicos y tecnicos del proceso que se realiza en las unidades de 32 MW.

El ciclo de vapor se representa en un diagrama temperatura-entropia, en este diagrama se realizan procesos de evaporacion a presion constante en la caldera y en forma isotermica, en la misma caldera se recalienta el vapor para

obtener una mayor área de expansión en la turbina, realizándose el recalentamiento isobáricamente y la expansión isentrópicamente hasta una presión negativa en el condensador. la condensación es realizada isotérmicamente a presión constante (560 mmHg) y el líquido condensado es regenerado por el vapor de las extracciones isentrópicamente e inyectado a la caldera por una bomba.

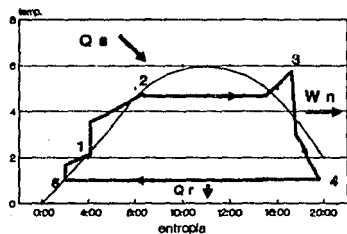


Fig. 2.1.2 Diagrama T-S.

De 2 a 3 evaporación y recalentamiento en la caldera.

De 3 a 4 expansión y extracciones en la turbina.

De 4 a 5 condensación.

De 5 a 2 regeneración e inyección por los precalentadores y la bomba.

El equipo instalado en las unidades realiza el siguiente proceso: las bombas de pozo extraen el agua del subsuelo, ésta agua es enviada a la planta desmineralizadora, la cual cuenta con dos módulos con capacidad para proporcionar 33 ton/hr de agua tratada libre de material mineral. de aquí el agua es almacenada en los tanques de repuesto con capacidad para 75 m^3 , de estos tanques una parte es enviada al condensador para compensar las pérdidas durante el proceso debido a su uso en auxiliares y servicios en una proporción aproximada al 3% del gasto manejado en el ciclo y la otra para el llenado de la caldera en el arranque. El agua dentro del condensador de tipo superficie de doble paso se mezcla con el condensado de la

turbina después de haber cedido su energía, condensándose y almacenándose en el pozo caliente de donde es extraída por dos bombas centrífugas horizontales a una temperatura de 40°C y enviada al eyector de aire, el cual extrae del condensador el aire y gases no condensables, el agua que llega a este eyector se usa para condensar el vapor usado en el eyector, del eyector el agua del proceso se hace pasar por los calentadores de baja presión en serie de tipo tubos de agua, los cuales elevan la temperatura del agua a 130°C , utilizando el vapor de las extracciones 4 y 3 para cada precalentador, el condensado de cada precalentador es enviado a un recuperador de calor y de ahí al pozo caliente. Después de pasar por los precalentadores el agua se manda a un tanque llamado deareador para eliminarle el oxígeno disuelto por medio de su rocío dentro del tanque y un flujo de vapor proveniente de la extracción 2, el agua desoxigenada se almacena en el fondo del tanque y de ahí pasa a un tanque denominado oscilador, el cual tiene un volumen de 54 m^3 y el agua en su interior tiene un contenido de oxígeno de 0.007 ppm aprox. a una temperatura de 170°C a este tanque se encuentra conectado un cabezal de succión donde 3 bombas centrífugas de 6 pasos alimentan (una a la vez) al domo de la caldera pero antes de que el agua sea inyectada al domo es pasada por un precalentador de alta presión el cual eleva su temperatura a 210°C con un chorro de vapor proveniente de la extracción 1, de esta forma el agua de alimentación a la caldera entra al domo superior o de vapor con una presión de 88 Kg/cm^2 y 210°C .

Una vez el agua dentro del domo de la caldera de tipo tubos de agua es circulada en forma natural por unos tubos hacia el domo inferior o de atemperación debido a la diferencia de densidades entre el agua caliente del domo y el agua un poco más fría que esta entrando. Las características de esta caldera son: presión de trabajo 62 Kg/cm^2 (aprox. 63 atm), temperatura de

vapor recalentado 485°C y una capacidad máxima de generación de vapor de 150 ton/hr.

El vapor generado con estas características sale del generador de vapor para alimentar a una turbina de impulso de un solo cilindro y secciones de alta y baja presión con 4 extracciones de vapor, cuyo rotor de acero aleado con níquel y molibdeno consta de un paso de doble velocidad y 21 pasos de impulso acoplado directamente a un generador eléctrico de 32 MW de potencia nominal, con un voltaje entre bornes de 11500 v, enfriado con hidrógeno y excitado por un generador de C.D. de 145 KW acoplado directamente a la flecha del generador.

A la salida del último paso de la sección de baja presión del rotor de la turbina se encuentra acoplado a la carcasa de la turbina el condensador de superficie, el cual tiene una doble circulación de agua de enfriamiento proporcionada por una bomba centrífuga horizontal de un paso, con un caudal de 107 m³/min, esta bomba recircula el agua por la torres de enfriamiento de tiro inducido, en estas torres el agua es enfriada de 40 a 32°C aprox., cabe mencionar que el agua de circulación es agua residual tratada en la planta de SAN MARTIN perteneciente a la SARH, en sus inicios el agua de circulación era agua de pozo, pero debido al agotamiento de sus reservas en el subsuelo se comenzó a adoptar el uso del agua residual.

El agua del proceso una vez dentro del condensador se acumula en el pozo caliente para repetir el proceso descrito.

En cuanto a la potencia generada, esta es entregada a la subestación por medio de un transformador trifásico de 13750 KVA, 11500/23000 V y de ahí, la subestación alimenta al sistema eléctrico que abastece a la zona metropolitana y al D.F.. El sistema eléctrico que alimenta a la zona central del país es un sistema de anillos concéntricos cuyo centro es el D.F., en su parte más externa este anillo maneja un voltaje de 400 000 V y

sucesivamente los anillos van disminuyendo su voltaje hasta 23,000 V que es el voltaje manejado por las subestaciones de las industrias y los transformadores de la vía pública, estos bajan el voltaje de 23 000 V a 220 o 127 V para uso doméstico. El sistema eléctrico es alimentado por termoeléctricas, hidroeléctricas y por plantas a base de turbinas de gas, pertenecientes a la C.F.E. en su parte más externa (EL SAUZ, TULA, VALLE DE MEXICO, etc.) y en su parte central por plantas de la CIA. DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO (NECAXA, LECHERIA, etc.).

2.2 CICLO DE OPERACION.

La operación de una unidad generadora de potencia a base de vapor se basa en un proceso termodinámico caracterizado por un ciclo de agua líquido-vapor. Desde el punto de vista termodinámico a este proceso se le denomina ciclo básico Rankine. Este proceso puede modificarse por medio de la regeneración y el recalentamiento con la finalidad de incrementar su rendimiento, esto implica un incremento en el costo inicial pero con el paso del tiempo el rendimiento extra del proceso justifica y proporciona beneficios económicos adicionales.

Las unidades 1 y 2 en la planta trabajan en base a un ciclo Rankine regenerativo con 4 extracciones y un recalentamiento, las extracciones representan una fuente de calor creciente que ayuda a disminuir la diferencia de entalpías entre el agua del pozo caliente y el agua dentro de la caldera. Al agregar etapas de regeneración se incrementa el rendimiento y con el fin de determinar el número de etapas óptimas en el proceso se hace un estudio económico que compare el interés anual del costo de la instalación con el ahorro anual de combustible o el incremento anual de generación debido al aumento del rendimiento.

Una forma cuantitativa de visualizar el beneficio económico que se obtiene en un proceso regenerativo esta representado en la fig. 2.2.1, la cual representa el ahorro de combustible dado por el porcentaje de disminución en el consumo específico del calor en el generador de vapor.

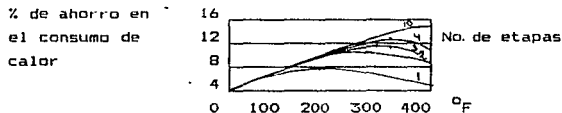


Fig. 2.2.1

Calentamiento total de agua de alimentación

La gráfica expresa que para un número dado de etapas de regeneración se tiene un máximo en el porciento de ahorro de calor consumido para un determinado incremento de temperatura a lo largo de las etapas de regeneración.

Así mismo indica que el beneficio al incrementar en más de 4 etapas de regeneración es decreciente, ya que tiende a no ser más significativo que el dado por 4 etapas esto para plantas de mediana capacidad. para un incremento de temperatura de 400°F (204.4°C), dado que al incrementar en 4 etapas más (10 calentadores) solo se obtiene un incremento de 2.4% que no es rentable dado el costo de la instalación de las 6 etapas de regeneración extras en plantas de mediana capacidad.

Para un proceso de regeneración de 4 etapas como el que se tiene instalado en las unidades y cuyo incremento de temperatura a lo largo de la regeneración es de 170°C, se obtiene un porcentaje de ahorro de 12.2% en el consumo de calor por unidad de masa en el generador de vapor, este ahorro corresponde al máximo dado por 4 etapas de regeneración.

Así, si el consumo de calor a carga máxima esta dado por un flujo de gas a quemadores de 9000 m³/hr, cuyo poder calorífico superior es de 8460 Kcal/m³.

$$Q_s = (9000 \text{ m}^3/\text{hr}) (8460 \text{ kcal/m}^3) = 76140000 \text{ Kcal/hr}$$

$$76140000 \text{ ----- } 100\%$$

$$Q_{s*} \text{ ----- } 12.2\%$$

$$Q_{s*} = 9289080 \text{ Kcal/hr}$$

$$F_c = 1098 \text{ m}^3/\text{hr}$$

* Tomado del medidor de flujo de combustible.

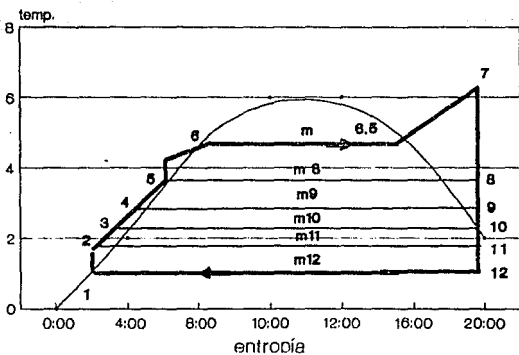
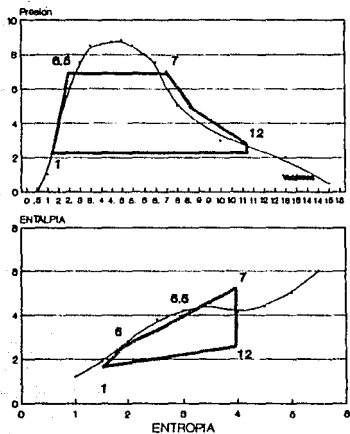
Al tener instaladas las 4 etapas de regeneración se obtiene un ahorro de $1098 \text{ m}^3/\text{hr}$ de gas a carga máxima.

La generación de potencia en el eje del rotor de la turbina es debida a la expansión del fluido de trabajo a través de sus álabes, los cuales transforman la energía térmica del vapor en un par de potencia, este par representa energía mecánica disponible para accionar al generador eléctrico.

El proceso por el cual el vapor puede expandirse por la turbina en forma continua está dado por el ciclo Rankine, el cual representa dos transformaciones de energía basadas en la primera ley de la termodinámica, en el primero se presenta una conversión de energía química proveniente de un combustible, el cual al quemarse genera calor que es el medio por el cual se incrementa la energía térmica del fluido de trabajo en el generador de vapor, y posteriormente la energía térmica del vapor se transforma en energía mecánica en el eje de la turbina, entre cada proceso de conversión esta presente la segunda ley de la termodinámica expresando el grado de irreversibilidad en cada proceso (entropía).

En el diagrama T-S se supone que los procesos son adiabáticos e isentrópicos (reversibles) y la adición de calor en la caldera es un proceso isobárico, el medio operante es agua trabajando en ciclo cerrado. El proceso de 1 a 6 es realizado por la bomba y los calentadores de baja y alta presión, de 6 a 7 es realizado por la caldera en los tubos del banco generador y en los recalentadores primario y secundario, de 7 a 12 es la potencia útil que se utiliza para generar trabajo en el eje (expansión en la turbina de potencia, con cuatro extracciones de vapor para la regeneración en el orden que lo muestra el diagrama T-S), de 12 a 1 es un proceso de rechazo de calor, disipado a un sumidero de calor (condensador de superficie enfriado por agua, recirculada en torres de enfriamiento de tiro inducido).

Fig. 2.2.2 EL PROCESO SE REPRESENTA EN LOS SIGUIENTES DIAGRAMAS



En el siguiente cuadro se presentan los valores de las propiedades o estados que caracterizan al ciclo realizado por las unidades 1 y 2.

Punto	Presión Abs.	T	hf	sf
Liq. Comp.	Kg/cm ²	°C	Kcal/Kg	Kcal/Kg
1	0.0721	40	38.10	0.1316
2	10.000	80	82.83	0.2549
3	9.000	130	128.03	0.3919
4	8.430	170	174.23	0.4916
5	88.000	210	216.06	0.5879
6	62.000	277	294.08	0.7275

Vap. Rec.	P	T	h	s
7	62.000	485	806.70	1.5879
8	19.20	260	706.60	1.5879
9	8.100	176.6	669.50	1.5879

Vap.Sat.	P	T	sf	sfg	h	hf	hfg	s	x
10	2.65	126	.382	1.304	614.1	128.03	525.6	1.58	.924
11	0.56	82.2	.263	1.515	567.4	82.80	554.4	1.58	.875
12	0.072	40.0	.129	1.853	508.6	38.10	558.8	1.58	.810

Con los datos es posible hacer un balance térmico del ciclo para determinar su rendimiento térmico, además comparar el rendimiento del ciclo con y sin regeneración.

Sin regeneración:

$$\text{Eficiencia Térmica} = \frac{h7 - h12}{h7 - hf12}$$

$$\text{Eficiencia Térmica} = \frac{806.7 - 508.6}{806.7 - 38.10} = 0.3879$$

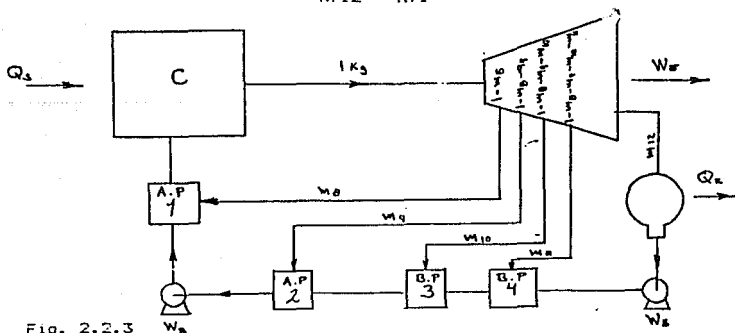
$$\eta_t = 38.79 \%$$

Con regeneración:

Primero realizamos el cálculo de las masas de vapor involucradas en la regeneración, tomando como base un Kg de vapor que se expande por la turbina, ver diagrama T-S.

La consideración importante es que el calor absorbido por el agua es igual al calor proveniente del vapor (ideal).

$$\begin{aligned} h8 &= hf5 \\ h9 &= hf4 \\ hf10 &= hf3 \\ hf11 &= hf2 \\ hf12 &= hf1 \end{aligned}$$



Esquema de distribución de la masa de vapor en el ciclo.

Para la primera extracción (m_8) que calienta al agua de alimentación cuando esta pasa por el calentador de alta presión, tenemos:

$$(1 - m_8)(h_{f5} - h_{f4}) = m_8 (h_8 - h_{f5})$$

$$\frac{1}{m_8} = \left[\frac{h_8 - h_{f5}}{h_{f5} - h_{f4}} \right] + 1$$

$$m_8 = 0.07857 \text{ Kg}$$

Para la segunda extracción (m_9) tenemos:

$$m_9 (h_9 - h_{f4}) = (1 - m_8 - m_9)(h_{f4} - h_{f5})$$

$$\frac{1 - m_8}{m_9} = \left[\frac{h_9 - h_{f4}}{h_{f4} - h_{f5}} \right] + 1$$

$$m_9 = 0.07862 \text{ Kg}$$

En forma análoga para (m_{10}) y (m_{11}) tenemos:

$$m_{11} = m_{10} = m_9 = m_8$$

Para obtener la eficiencia térmica tenemos:

$$\eta_t = \frac{m_8(h_7 - h_8) + m_9(h_7 - h_9) + m_{10}(h_7 - h_{10}) + m_{11}(h_7 - h_{11}) + m_{12}(h_7 - h_{12})}{h_7 - h_{f6}}$$

$$\eta_t = \frac{257.93876}{806.7 - 294.06} = 0.5015$$

$$\eta_t = 50.15 \%$$

Como se ve al comparar los dos rendimientos, se obtiene una mejoría en la eficiencia térmica del 11.36% con la regeneración.

Este resultado comparado con el porcentaje de ahorro de calor específico dado por la gráfica de la fig. 2.2.1, ratifica la veracidad en el mejoramiento de la eficiencia térmica lo que se traduce en el ahorro de combustible.

La eficiencia de la unidad es:

$$\eta_{\text{unidad}} = \frac{QA \cdot WE \cdot Ep \cdot Ee}{QS \cdot QA \cdot WE \cdot Ep \cdot QS} = \frac{EE}{QS}$$

$$\eta_{\text{unidad}} = \eta_{\text{proceso GV}} \eta_{\text{proceso TV}} \eta_{\text{proceso GE}}$$

QS - Calor suministrado.

QA - Calor aprovechado.

WE - Trabajo entregado.

Ep - Energía producida.

EE - Energía entregada.

A carga máxima: generador eléctrico 30⁺ MW (Ep) tenemos un consumo de calor (QS) de:

$$QS = 88.52 \text{ MW}$$

Y tenemos un calor aprovechado de :

$$QA = m \cdot v (h7 - hf6) = \left[\frac{132000 \text{ Kg}}{\text{hr}} \right] \left[\frac{806.7 - 294.06 \text{ Kcal}}{\text{Kg}} \right]$$

$$QA = 67668480 \text{ Kcal/hr}$$

$$QA = \left(67668480 \frac{\text{Kcal}}{\text{hr}} \right) \left(4185.663 \frac{\text{W} \cdot \text{seg}}{\text{Kcal}} \right) \left(\frac{1 \text{ hr}}{3600 \text{ seg}} \right)$$

$$QA = 78.677 \text{ MW}$$

En una sección más adelante se estudiará el proceso de 6 a 7 que es realizado por el generador de vapor dentro de la caldera.

+ Dado que la caldera no produce el flujo de vapor que demanda el turbogenerador para 32 MW, debido a su estado físico.

III. EL GENERADOR DE VAPOR.

3.1. GENERALIDADES SOBRE CALDERAS.

Un generador de vapor es un conjunto de aparatos diseñados y contruidos para realizar una transferencia de energía química de un combustible o de una fuente de calor a una sustancia de trabajo, para generar vapor a temperaturas y presiones predeterminadas para calefacción, procesos industriales y generación de fuerza. Técnicamente se llama caldera a la sección del generador de vapor donde se realiza dicha generación.

La caldera es una máquina térmica de combustión interna si el hogar esta dentro del cuerpo de la caldera o bien de combustión externa si la fuente que genera el calor lo disipa fuera de ella y la transferencia de la energía calorífica se realiza por medio de un flujo, como en el caso de una caldera regenerativa (planta de ciclo combinado, nucleoelectrica) o una caldera solar, etc.

El generador de vapor es un conjunto integrado por varios componentes básicos y auxiliares, los primeros generan el vapor a presión y temperatura de operación y los segundos ayudan a los primeros a incrementar el rendimiento del proceso.

El proceso de generación implica un cambio en las propiedades y estado físico del agua por medio de la transferencia de calor de un combustible que se oxida con el oxígeno de la atmósfera en una combustión, al agua de características bien específicas. Este proceso por lo general se realiza a presión constante, el agua líquida se inyecta con una bomba a la presión de operación, después que el calor ha vaporizado el líquido este queda listo para ser usado directamente o para ser recalentado y ceder su energía.

CLASIFICACION DE LAS CALDERAS.

La clasificación más importante de las calderas es la que se basa de acuerdo al tipo de superficie de calefacción, referida a la posición relativa de los gases de combustión y del agua dentro de la caldera.

Se tienen calderas igneotubulares (tubos de humo)
y calderas acuotubulares (tubos de agua)

Esta gran clasificación se puede hacer más específica si se consideran aspectos secundarios como la posición de los tubos (tubos rectos o doblados), en base al uso al que se destinan, en base a su capacidad, y de acuerdo al estado físico de las mismas.

La selección del tipo de caldera depende del servicio al cual está destinada, del combustible del que se dispone, valores de temperatura, presión y gasto requeridos, existen otros factores que intervienen, operatividad, instalación, seguridad, mantenimiento, resultando como factor decisivo global, el costo económico.

Las calderas tubos de humo son aquellas en las que los productos de la combustión pasan por dentro de los tubos y por el lado de afuera están rodeadas de agua. Así el flujo de calor de los gases al agua se hace por conducción en la pared del tubo y por convección del agua en la superficie de los tubos al agua más alejada de los tubos. generalmente se tienen hogares integrales o de tubo de combustión, limitado por superficies enfriadas por agua, estas calderas son empleadas en instalaciones de calefacción y producción de energía a presiones relativamente bajas. Las calderas de tubos de humo presentan una operación más sencilla y sin perturbaciones notables debido a la variación en la demanda de vapor, además de que su control puede realizarse por dispositivos automáticos sencillos, situación totalmente distinta a las que presentan las calderas de tubos de agua.

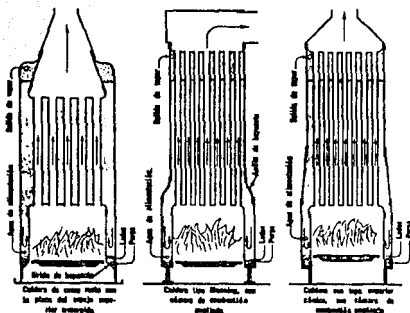


Fig. 3.1.1 Calderas tubos de humo

Las calderas de tubos de agua, constan de tubos y tambores (domos) y en ellas el agua pasa por el interior de los tubos que pueden ser rectos o doblados y los gases calientes se encuentran rodeandolos. Este tipo de calderas se emplea cuando se requieren rendimientos máximos a elevadas presiones y temperaturas, debido a que los esfuerzos desarrollados en los tubos son de tensión en vez de compresión, como ocurre en los tubos de humo.

Las calderas acuatubulares se caracterizan por ser grandes productoras de vapor debido a su gran superficie de calefacción y al largo recorrido de los gases de combustión, por esta razón pueden hacer frente en un corto tiempo al aumento en la demanda de vapor, razón por la cual son ampliamente usadas en las plantas de generación de fuerza.

Los generadores de vapor para plantas de fuerza son básicamente del tipo de caldera acuatubular, como los que se tienen instalados en la planta de Lechería, estos generadores de vapor están constituidos por los siguientes componentes básicos y auxiliares.

DOMO DE VAPOR.

Constituido en un recipiente a presión con una mitad de su volumen ocupado por agua y la otra por vapor de agua, su función es separar el vapor saturado de la mezcla de agua líquido-vapor, descargada por los tubos de la caldera de evaporación. El agua de alimentación es inyectada a este domo, y por circulación natural debida a diferencia de densidades producida por la diferencia de temperaturas del agua que entra y del agua dentro del domo, es bajada por los tubos al domo de agua y de ahí vuelve por los tubos de evaporación al domo de vapor. Así mismo este domo puede recibir acondicionamientos a base de sustancias químicas para la limpieza de las superficies en domos, tubos y válvulas. Estos domos en su interior contienen una serie de dispositivos mecánicos estáticos, por medio de los cuales se efectúa la separación líquido-vapor, a través de gravedad o por centrifugado, generalmente.

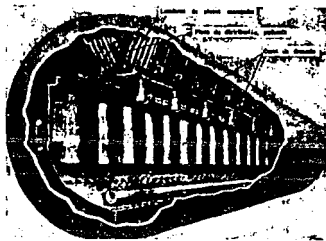


Fig. 3.1.2

Domo de vapor

La separación por gravedad es generalmente defectuosa, ya que es efectuada por las condiciones de operación en la caldera en determinado momento debido a la presión, demanda de vapor, nivel y

composición química del agua. Para facilitar esta separación se usan separadores primarios de placa deflectora y placa divisoria.

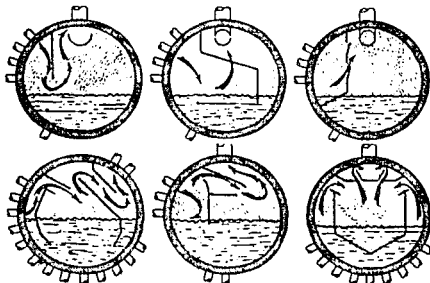


Fig. 3.1.3

Separación por gravedad

En la separación por centrifugado se usan los ciclones, que son secciones cilíndricas de acero con una rejilla de lámina corrugada en su parte superior. Estos dispositivos se colocan a lo largo del domo y la mezcla líquido-vapor se introduce tangencialmente, lo cual provoca un flujo circular que crea una fuerza centrífuga por lo que el agua forma una película contra las paredes del cilindro y el vapor por su menor densidad se mueve hacia el centro y luego hacia arriba. El agua resbala por las paredes hacia abajo y es descargada por el fondo, abajo del nivel del agua. De esta manera el agua llegará a los tubos de bajada libre de burbujas de vapor, lo cual evita alteraciones en la circulación natural de la caldera. El vapor moviéndose hacia arriba pasa por la rejilla de lámina corrugada, haciendo que éste choque varias veces contra la lámina en su trayectoria ascendente, dejando más humedad adherida. Si se requiere un mayor refinamiento en la separación se usa una segunda fila de rejillas en la parte alta del domo, justo antes de la salida de vapor saturado.

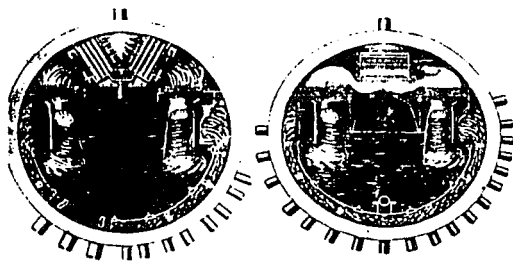


Fig. 3.1.4 Separación por centrifugado

DOMO DE AGUA.

Es un recipiente a presión colocado por debajo del domo de vapor, el domo de agua recibe el agua de baja temperatura que viene del domo de vapor a través de los tubos de bajada y la distribuye hacia los tubos generadores de subida y a los que forman las paredes de agua del hogar. A su vez sirve como depósito de sedimentos, los cuales son drenados periódicamente, este domo como tal existe sólo en las calderas con tubos curvos ya que en las de tubos rectos es sustituido por un cabezal de fangos.

TUBOS DE LA CALDERA.

Dentro de la caldera existe una variedad de tubos cuya función es específica, así tenemos:

Tubos del banco generador, estos tubos tienen la función de convertir agua en vapor o transportar agua del domo de vapor al de agua. esto depende de la demanda de vapor que a su vez depende de la demanda de la turbina, también son parte del soporte del domo de vapor.

Tubos pantalla, llamados así por que forman una división entre el hogar y el banco generador, además generan vapor y forman una mampara que conduce a los gases de combustión hasta el fondo del hogar.

Tubos del horno. dan forma al hogar y se encuentran en contacto con las temperaturas más altas, son generadores de vapor. Se colocan en paredes laterales, paredes frente a quemadores y pared posterior. En dichas paredes se localizan puertas de acceso para la inspección, mirillas y aberturas por lo general (presiones de hogar negativas).

Tubos de suministro, cuando se ponen en la caldera sirven para conducir el agua del domo de agua (valga la redundancia) a las paredes del horno.

Tubos de retorno, al igual que los de suministro sirven para conducir la mezcla líquido-vapor de las paredes del horno al domo de vapor.

Tubos de vapor saturado, conducen el vapor saturado casi seco de la salida del domo de vapor hacia su uso en servicios o al recalentador.

Tubos de recalentamiento. forman serpentines por donde el vapor seco es recalentado hasta la temperatura de operación y se localizan en el hogar mismo o atrás de los tubos pantalla.

QUEMADORES.

Situados en conjunto, en una caja de quemadores, situada frente a los tubos del horno, está formada por varios quemadores dependiendo de la capacidad de la caldera, la función de un quemador es introducir combustible atomizado o pulverizado y regular el aire para producir y mantener la combustión. Teniendo que cumplir con las siguientes condiciones para un buen diseño:

Establecer una buena relación aire-combustible en función a la demanda de vapor. Mantener la eficiencia de la combustión con un mínimo de desperdicio de combustible y de exceso de aire. Diseño adecuado para los requerimientos de operación, mantenimiento y costo económico.

EL RECALENTADOR.

El recalentador (sobrecalentador de vapor) se usa para elevar la temperatura del vapor antes de que pase a la turbina, este proceso se realiza en teoría a la presión de operación, y refiriéndonos a un diagrama T-S (temperatura-entropía) se inicia en el punto situado en la línea de vapor saturado a presión constante. Como se estudió en el ciclo de operación este proceso se realiza para agrandar el área de trabajo útil en la turbina al incrementar la temperatura de entrada a la misma. Este proceso ofrece las siguientes ventajas:

Aumenta la eficiencia térmica del ciclo al incrementar la temperatura de entrada a la turbina, disminuye las pérdidas por condensación en tuberías y últimos pasos en la turbina. Permite un menor desgaste en las últimas etapas por erosión en los álabes de la turbina.

Este recalentamiento es realizado por convección, radiación o una combinación de ambos, dependiendo del tipo de recalentador, si el proceso es por convección este (recalentador) se instala por el paso de los gases de combustión una vez que salieron del hogar, y si es por radiación se coloca en el hogar atrás de los tubos pantalla, sus tubos pueden ser lisos, aleteados, anillados o con pernos.

ATEMPERADOR.

Con la finalidad de regular la temperatura del vapor a la salida de la caldera se instala un atemperador, el cual funciona cuando hay variaciones en la cantidad de calor absorbido por los elementos del recalentador. El atemperador puede localizarse antes del recalentador o entre un recalentador primario y uno secundario. los atemperadores se dividen en dos tipos: de superficie y de contacto. En el primero el vapor está separado del medio de enfriamiento por una superficie de calefacción, dentro de este tipo se encuentra el de domo y el de intercambiador. En los de contacto

directo el vapor se mezcla con el medio de enfriamiento (agua) y el más común es el de rocío.

ECONOMIZADOR.

Es un equipo instalado en las calderas cuyo funcionamiento no es esencial para la generación del vapor, el cual forma parte del equipo auxiliar y se instala para mejorar el rendimiento de la caldera al incrementar la economía en el uso del combustible, al precalentar el agua de alimentación por medio de un serpentín de tubos con agua colocado a la salida de la caldera en el paso de los gases, su instalación produce las siguientes ventajas:

Reducción de esfuerzos en los materiales, de los espejos o vidrios y tubos de la caldera, disminución de los choques térmicos, incremento de la eficiencia térmica al recuperar calor e incremento de la capacidad de generación de la caldera.

Otro tipo de economizador es aquel que utiliza un flujo de vapor de la turbina para calentare el agua de alimentación por contacto directo entre el vapor y el agua.

PRECALENTADOR DE AIRE.

Otro equipo auxiliar utilizado en el generador de vapor es el precalentador de aire, el cual al igual que el economizador mejora el rendimiento térmico y el de la caldera. Este equipo transfiere calor de los gases de combustión al aire que va a entrar para realizar la combustión en el hogar. El uso de este equipo depende de los requerimientos de la instalación y de factores económicos. El precalentador se instala antes de que los gases sean descargados a la atmosfera y existen varios tipos de estos como: Tubulares, de placas, de placas rotatorias. su instalación produce las siguientes ventajas:

Incremento en la eficiencia de la combustión, debido a una mayor rapidez de esta con la disminución del tiempo para obtener la temperatura de ignición, disminución del exceso de aire, dando una estabilidad en la combustión. Incremento de la eficiencia de la caldera debida al poco desperdicio de combustible no quemado. Reducción en la emisión de hollín y del endurecimiento de las superficies de los tubos con lo cual se aumenta o mantiene la transferencia de calor por conducción.

TIROS Y CHIMENEAS.

Las chimeneas conducen los gases de combustión a la atmósfera hasta una altura de descarga reglamentaria, pero para que esto suceda se requiere un tiro, el cual sirve principalmente para el funcionamiento del hogar al hacer llegar el aire necesario para la combustión y arrastrar los gases de combustión hacia afuera de la caldera y hacerlos pasar por los regeneradores (economizador, precalentador de aire) y por la chimenea. El tiro puede ser natural o mecánico el primero se produce térmicamente y el segundo por inyectores de vapor o ventiladores. El tiro debe vencer la resistencia que presentan los conductos, mamparas, deflectores, registros, recalentadores, economizadores, precalentadores, hollín, cenizas, velocidad de combustión y la presión de descarga en la chimenea (atmósfera).

POTENCIA EN CALDERAS.

La potencia de una caldera la define la asme (american society of mechanics engineers) como el caballo caldera (C.C) y representa la evaporación de 15.65 kg/hr utilizando agua a 100°C para producir vapor a 100°C ésta definición de caballo caldera engloba solo al calor latente de evaporación. Se expresa en C.C. como:

$$1 \text{ C.C.} = (15.65 \text{ kg/hr}) (543.4 \text{ kcal/kg}) = 8510 \text{ kcal/hr}$$

Y por relaciones obtenemos:

$$\begin{aligned} 1 \text{ c.c.} &= 15.65 \text{ kg/hr} \\ &= 8510 \text{ kcal/hr} \\ &= 34.5 \text{ lb/hr} \\ &= 33.465 \text{ Btu/hr} \end{aligned}$$

Y en forma general las calderas de baja capacidad se indican en kcal/hr o Btu/hr, las de capacidad media en C.C., y las de gran capacidad en kg/hr o en lb/hr.

Las calderas que generalmente se utilizan en las centrales de fuerza son del tipo de tubos de agua, siendo la caldera solo uno de los equipos que constituyen el generador de vapor, observando con esto que la capacidad de dichas calderas, se refiere a la capacidad para alimentar al turbogenerador.

Una característica importante de considerar al realizar el diseño de una caldera es la presión de trabajo, y en base a esto se pueden clasificar como: de baja presión cuando la presión de diseño no excede una atmósfera; de mediana presión cuando se tienen de diseño mayores de una atmósfera y menores a 10.5 kg/cm^2 ; de alta presión para presiones mayores a 10.5 kg/cm^2 .

3.2 LOS GENERADORES DE VAPOR EN LAS UNIDADES DE 32 MW.

Los generadores de vapor de las unidades 1 y 2, alimentan a los turbogeneradores, para realizar esto los generadores de vapor están situados por fuera de la casa de máquinas (tipo intemperie), quedando la parte de la caldera que contiene la caja de quemadores dentro de la casa de máquinas justo enfrente del turbogenerador, entre la caja de quemadores y la turbina se encuentra el tablero de control dividido en dos secciones, la sección de control del turbogenerador y la de control del generador de vapor.

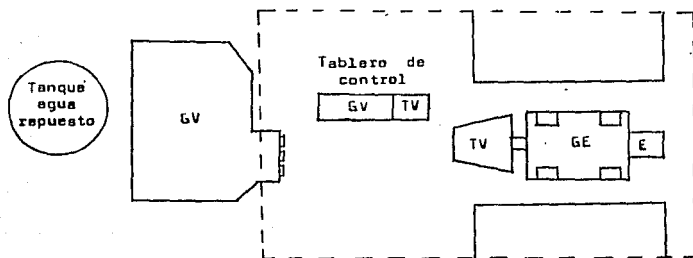
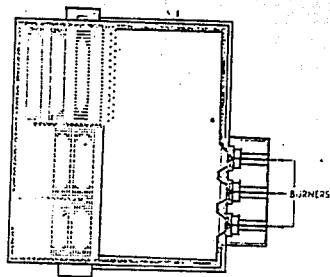


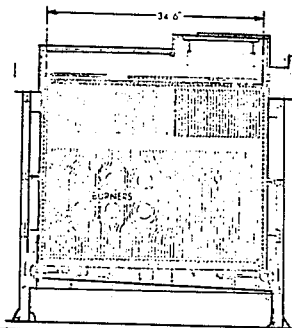
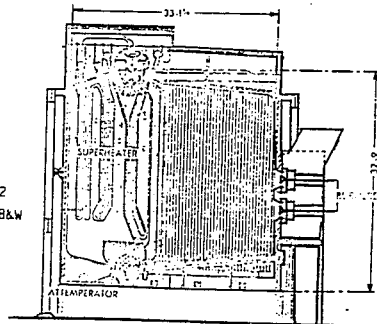
Fig. 3.2.1 Distribución de la unidad número 1.

El generador de vapor está soportado por una estructura de acero, la cual acomoda en su interior a una caldera marca Babcock y Wilcox, tipo acuatubular con horno integral y presión negativa balanceada, con capacidad de generación de vapor de 150 ton vap/hr a 62 kg/cm^2 y 485°C como valores nominales. A su vez la estructura soporta y acomoda a todo el demás equipo instalado para producir y mejorar el rendimiento del generador de vapor.

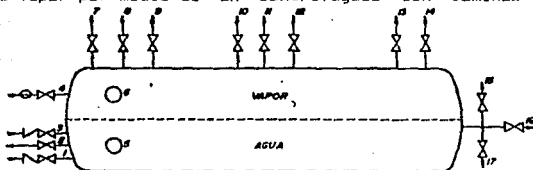


MEXICAN LIGHT & POWER CO.
LEONERIA STEAM PLANT
B&W CONTRACT NO. F-1783

Fig. 3.2.2
Caldera de B&W



La caldera está constituida por un domo de vapor (superior) de 1.67 m de diámetro y una longitud de 12.14 m , tiene en su superficie exterior 17 conductos, para su alimentación, toma de señales, válvulas y salida de vapor. Este domo realiza la separación de la mezcla liquido-vapor por medio de un centrifugado con láminas de refinamiento.



- 1.-ENTRADA DE AGUA AL DOMO
- 2 y 4.- NIVEL DEL DOMO DEL TABLERO DE CONTR. DE LA CALD.
- 3.-INYECCION DE SUSTANCIAS QUIMICAS
- 5 y 6.- NIVEL DEL DOMO A LOS CRISTALES Y AL NIVEL DE OJO
- 7.-SALLO O VENTEO DEL DOMO
- 8.-SEÑAL PRESION DE VAPOR AL TABLERO DE CONTROL DE LA CALD.
- 9.-VAPOR A LA EST. MED. DE PRESION DE VAPOR SATURADO
- 10.-VAPOR AL SOPLAO DE LA CALD.
- 11 y 12.-MUESTRA DEL LAB. DE ANTES Y DESPUES DE LOS SEPARADORES
- 13 y 14.-VALVLS. DE SEGURIDAD, TIPO RESORTE
- 15.-MUESTRA AL LABORATORIO
- 16.-PURGA CONTINUA
- 17.-A LOS SOPLADORES PARA EL LAVADO DE LA CALD.

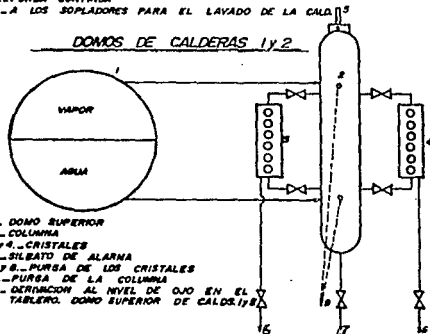


fig. 3.2.3 Domo de vapor B & W con separación por centrifugado

Este domo se encuentra interconectado con el domo de agua por tubos con una separación vertical de 9,07 m, el domo de agua a su vez contiene en su interior el atemperador de superficie conectado entre los recalentadores primario y secundario por una válvula de tres vías automática.

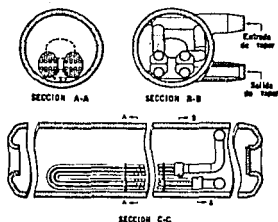


fig. 3.2.4 Atemporador sumergido tipo domo de agua

Los tubos de agua de la caldera son curvos y forman las paredes de agua del hogar, aprox. se tienen instalados 1400 tubos de acero. La caldera tiene una superficie de calefacción en conjunto de 2490 m². El hogar formado por las paredes de agua y la caja de quemadores tiene un volúmen integral de 457.5 m³ y contiene al recalentador secundario tipo serpentín cuya salida alimenta a la turbina con vapor a 485°C aprox. y 62 kg/cm² de presión, esto a través de dos válvulas de seguridad, una de resorte seguida de una de selenoide denominada electromática.

La radiación calorífica en el hogar la genera la combustión de combustóleo, gas natural o la combinación de ambos por medio de seis quemadores diseñados para quemar los dos tipos de combustible, estos quemadores cuentan con ocho flamas cada uno y un piloto para cuando se quema gas, y cuando queman combustóleo usan vapor para la pulverización del combustóleo proveniente de la estación

desobrecalentadora, los ocho quemadores se encuentran conectados al mismo cabezal.

El quemador está constituido por dos tubos concéntricos, el tubo interior conduce el vapor para la pulverización, el área entre los dos tubos conduce el combustible a quemar. El quemador tiene una corneta (spryer) fijada al tubo central, esta dispone de seis orificios para combustible y seis para vapor, unidos de dos en dos, produciendo seis flamas con la mezcla combustóleo-vapor, las flamas forman un cono en el hogar. Para casos de emergencia la atomización del combustóleo se puede realizar con aire de servicio.

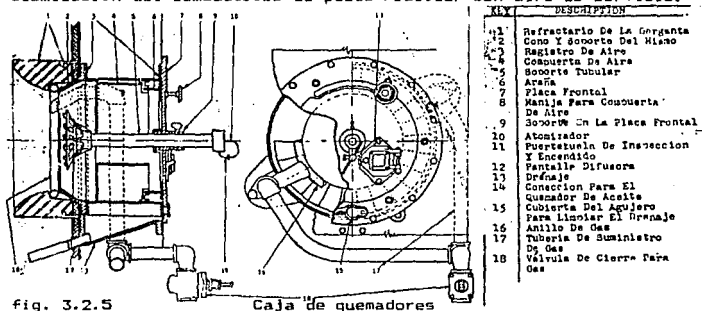


fig. 3.2.5

Caja de quemadores

El generador cuenta con dos estaciones desobrecalentadoras de vapor o reguladoras de vapor, esta estación reduce la temperatura del vapor tomado del domo de vapor hasta un rango de 280a320°C. La estación desobrecalentadora número 1 tiene una válvula reductora de presión de vapor, una válvula de alivio en la línea de vapor, una válvula reductora de presión de agua, una válvula mezcladora y un desobrecalentador de vapor. La estación número 2 tiene una válvula mezcladora reductora de presión de vapor, una válvula de alivio en la

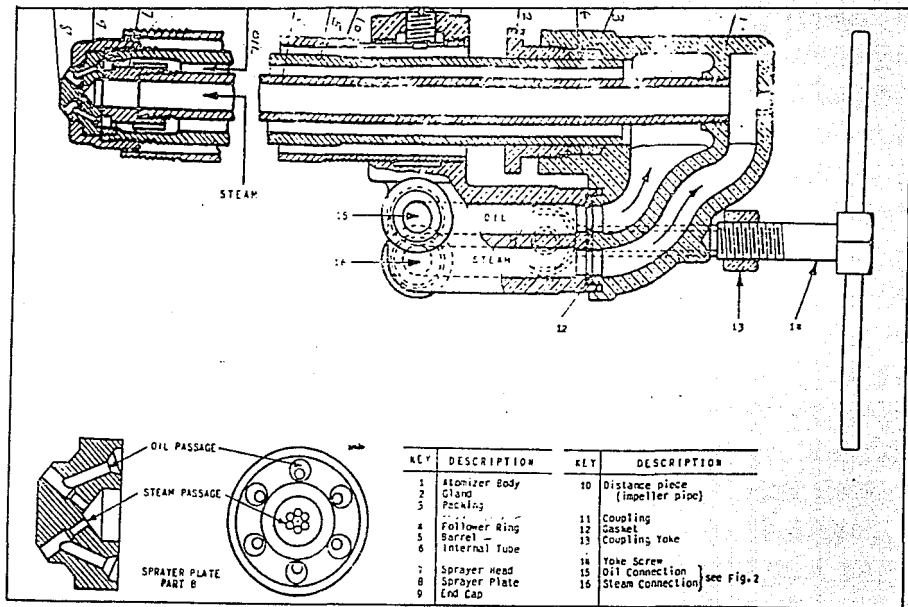


Fig. 3.2.6

Cuerpo del quemador.

línea de vapor, una válvula reductora de presión de agua y una válvula de alivio en la línea de agua.

La estación desobrecalentadora proporciona vapor para los servicios de los sistemas auxiliares de la caldera. El vapor proviene del domo de vapor y es controlado por una válvula reguladora que reduce la presión a 10.5 kg/cm^2 de aquí se manda por tres ramales al evaporador, el precalentador de aire tipo serpentín, a los calentadores de combustóleo, a los quemadores para atomizar el combustóleo, calefacción general de la planta y vapor para el soplado de la caldera y del regenerador de aire.

El aire para la combustión es introducido por un tiro forzado producido por un ventilador de tipo centrífugo accionado por un motor trifásico, generando una potencia del tiro de 500 hp este aire antes de llegar al hogar es precalentado por medio de un economizador de tipo serpentín de vapor y después por un precalentador de aire tipo regenerativo. Ver fig. 3.2.8. El precalentador de aire rotatorio tiene dos compartimientos, en ellos, en flujo saliente los gases de combustión y en flujo entrante el aire para la combustión. Este es impulsado por un motor eléctrico de 7.5 hp, a una velocidad de 1750 rpm, este motor está acoplado a un reductor de velocidad, el cual hace girar al precalentador a 25 rpm.

El precalentador de aire tipo regenerativo y los tiros tienen un sistema de agua de refrigeración para los tejuelos del precalentador y las chumaceras de los ventiladores, el agua de refrigeración se toma del tanque de almacenamiento de agua de servicio con capacidad de 110 m^3 , éste tanque es alimentado por agua de pozo, de este tanque el agua es bombeada a un tanque situado en la azotea denominado tanque elevado de agua de servicio, el agua de refrigeración después de ser utilizada se envía al drenaje recuperable de agua de servicio.

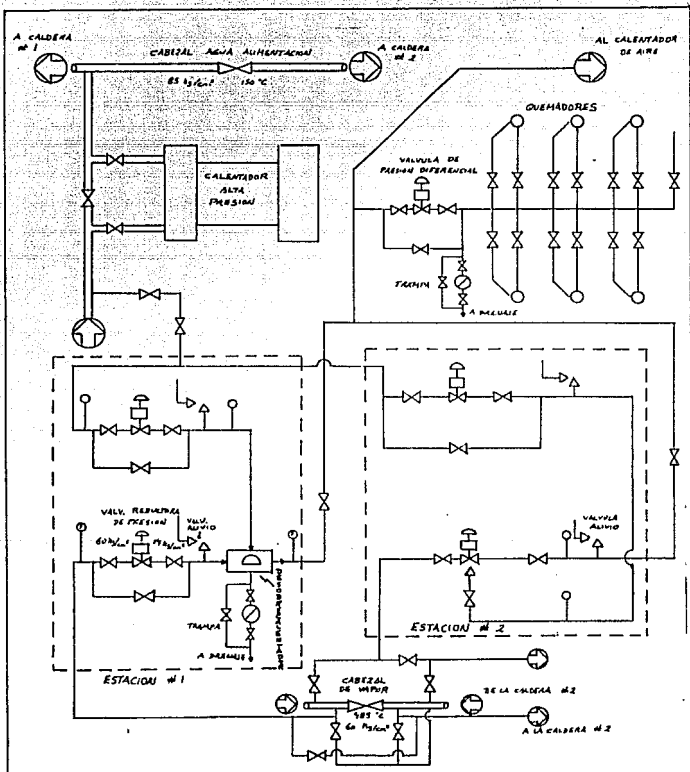


Fig. 3.2.7 Estación desobrecalentadora.

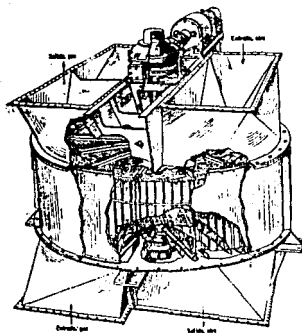


fig. 3.2.8 Precalentador de aire regenerativo de LGUNGSTROM con flujo vertical

El generador cuenta para la extracción de los productos de la combustión con un tiro inducido de 520 hp, lo que junto con el tiro forzado dan la característica al hogar de presión negativa balanceada, ya que el inducido succiona más que lo que inyecta el forzado, a este arreglo se le denomina tiro compensado. El tiro inducido succiona los gases de combustión y los hace circular por las mamparas de la caldera, también los obliga a circular por el regenerador de aire y los deposita en la atmósfera por medio de una chimenea divergente de placa protegida contra la corrosión de los gases quemados, todo esto por medio de un ventilador centrífugo.

El precalentador de aire tipo serpentín está constituido por cuatro serpentines y para su operación cuenta con una estación de control de presión de vapor a la entrada del calentador, un poseto recolector de condensado a la salida del calentador y un control de nivel para el poseto, este calentador calienta el aire de 20 a 57°C dependiendo de la temperatura del aire en la atmósfera, el vapor en

el serpentín tiene una presión de 0.5 a 12 kg/cm² y una temperatura de 280 a 320°C dependiendo de las condiciones de operación (flujo de aire).

Para la protección del equipo en la caldera contra sobrepresiones se tienen válvulas de seguridad, existen cuatro válvulas, dos de resorte sobre el domo de vapor, una de resorte y otra electromática a la salida del recalentador secundario. Además cuenta con un circuito eléctrico cerrado de protección que opera sobre las válvulas de alimentación de combustible denominadas 'shut-off', al detectar una serie de fallas mecánicas o humanas en la operación del equipo que se verán más adelante.

REVESTIMIENTOS.

La caldera del generador de vapor cuenta con un hogar integral, el cual está formado por las paredes de agua y el piso. Las paredes de agua o camisas de agua consisten en una hilera continua de tubos adosados a una pared de refractario, estos tubos protegen a las paredes de la erosión y son altamente eficientes en la absorción de la energía radiante, obteniéndose un rendimiento elevado en la generación de vapor.

La caldera es soportada por una estructura de acero, sobre ésta estructura se acomodan los tubos que forman la pared de agua por la parte interior de la estructura y entre la parte exterior de esta y la camisa de agua se coloca una capa de material refractario, después sobre la capa de material refractario se coloca una capa de material aislante, el cual es fijado entre sus uniones con pegamento y apisonado con malla, esta capa de aislante es cubierta con una lámina que queda a la intemperie. Como lo muestra la figura 3.2.9.

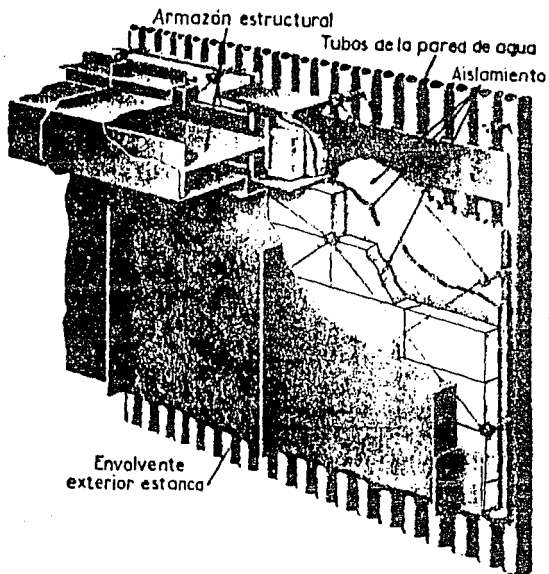


Fig. 3.2.9 Camisa de agua B & W con horno integral

El hogar de la caldera está montado sobre un bloque de concreto, recubierto por una capa natural acumulada de escoria de 2 a 3 plg de espesor, combinada con una capa de mineral de cromo.

3.3 SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA PARA ALIMENTACION A LA CALDERA.

El agua de alimentación en el proceso de operación trabaja en ciclo cerrado, pero para iniciar este ciclo la caldera debe ser llenada con agua desmineralizada, y ya en operación es alimentada con agua destilada proveniente del condensador en aprox. 98% y con un 2% de agua desmineralizada para sustituir las pérdidas ocasionadas por su uso en otros servicios.

En general todas las aguas de alimentación deben de ser consideradas como fuentes potenciales de disturbios mientras no se compruebe definitivamente lo contrario y deben hacerse todos los esfuerzos necesarios para prevenir las dificultades debidas a las malas condiciones del agua.

El agua de alimentación debe ser acondicionada (desmineralizada) para evitar incrustaciones, corrosión, formación de espuma, ocasionando fallas en las partes a presión, debidas al fenómeno denominado 'fragilidad caustica'. El acondicionamiento del agua se logra por medio de combinaciones o variaciones en el tratamiento químico en las calderas (acondicionamientos) o en los suavizadores externos (plantas desmineralizadoras); la deaireación química y mecánica, la remoción químico-mecánica de aceite; la filtración, sedimentación, evaporación y purgas.

Las aguas para alimentación a calderas deben de cumplir con las siguientes especificaciones:

Agua para alimentación:

- a) Oxígeno disuelto; de preferencia cero y no más de $0.05 \text{ cm}^3/\text{lt}$ en las calderas. Para cuando se emplean economizadores de tubos de acero.
- b) Valor del ph; no menos de siete. El exceso de alcalinidad, a parte del necesario para el tratamiento o protección de las líneas de alimentación y de economizadores o para neutralizar ácidos, debe ser

reducido a un mínimo. En algunos casos se ha visto que es necesario elevar el ph en el agua de alimentación a 9.5 para contener por completo la corrosión interna en las líneas de agua de alimentación y en los economizadores.

c) Dureza; no más de 26 ppm en términos de carbonato de cal. De preferencia cero.

d) Cloruro; es conveniente el mínimo posible. Cuando sea debido a fugas del condensador u otras, no más de 6 ppm en términos de cloro.

e) Total de sólidos; reducirlo al mínimo.

f) Sólidos en suspensión; nada.

agua en la caldera:

a) Alcalinidad; entre 25 y 100 ppm dependiendo de la presencia de silicatos. Es preferible una alcalinidad elevada cuando la concentración de silicatos es de 100 a 200 ppm.

b) Fosfato de sodio; con residuo de dureza de su constitución, de 50 a 100 ppm expresados, como fosfato disódico.

c) Cloruro; no más de 500 ppm expresadas en cloro. De preferencia el mínimo.

d) Valor del ph; no menos de 10.5 de preferencia 11.

e) Proporción de sulfato-carbonato: de acuerdo con la ASME, que indica que si se conservan proporciones no inferiores a las siguientes, se impedirá la 'fragilidad cáustica':

Presión de operación de la caldera psig	Sulfato de sodio		Total de alcalinidad sódica. En términos del equivalente de carbonato de sodio.
0 a 150	1	a	1
150 a 250	2	a	1
250 y más	3	a	1

f) Aceite y materias orgánicas; la cantidad total de aceite o grasa y de sustancias que son extraíbles ya sea con éter sulfúrico o

cloroformo. No debe exceder de 7 ppm en el agua de la caldera cuando la muestra que se pone a prueba acidulada al 1% con ácido clorhídrico, o 7 ppm en el agua de alimentación cuando la muestra que se somete a prueba es concentrada primero a baja temperatura y presión al mismo total de ppm sólidas que el agua de la caldera.

g) Total de sólidos; no debe pasar de 1700 ppm.

El cumplimiento de las especificaciones dadas para el agua de alimentación brindará unas condiciones adecuadas en el funcionamiento del equipo.

El agua desmineralizada es proporcionada por una planta de tratamiento alimentada por bombas de pozo profundo. en esta planta se produce agua con una calidad adecuada para su uso en las calderas, existen dos métodos para producir agua con las características deseadas: 1) Desmineralización por intercambio iónico, 2) Por destilación. El primer método es más económico, así la termoeléctrica de Lechería cuenta con una planta de tratamiento de agua para alimentación, formada por dos unidades desmineralizadoras trabajando por intercambio iónico, cada una con un permutador catiónico trabajando en ciclo hidrógeno, una torre desgasificadora y un permutador aniónico trabajando en ciclo hidróxido. En este tratamiento al agua de pozo denominada 'dura o cruda' porque contiene grandes cantidades de material mineral disuelto, perjudicial para la caldera y las tuberías, debido que al evaporarse el agua el material mineral disuelto en ella o en suspensión, se sedimenta, adheriéndose a las paredes interiores de los tubos, reduciendo el área de paso, generando corrosión, dificultando la transferencia de calor de los tubos hacia el líquido de trabajo y recalentando el material de los tubos. La función de ésta planta es reducir al mínimo la concentración de estos minerales en el agua. Un análisis realizado al agua extraída por el pozo número 3 arrojó aproximadamente las

siguientes concentraciones:

Bicarbonatos (HCO_3^-)	272 ppm
Sulfatos (SO_4)	8 ppm
Cloruros (Cl_2)	24.5 ppm
Sílice (SiO_2)	100.4 ppm
Dureza total (CaCO_3)	136.0 ppm
Calcio (Ca)	12 ppm
Magnesio (Mg)	25.7 ppm
Sodio (Na)	60.9 ppm

DESCRIPCION DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO*

La termoeléctrica de LECHERIA, cuenta con dos unidades desmineralizadoras, sus tanques son fabricados con placa de acero al carbón, recubiertos interiormente con hule u otros productos resistentes a la acción de las soluciones ácidas o alcalinas.

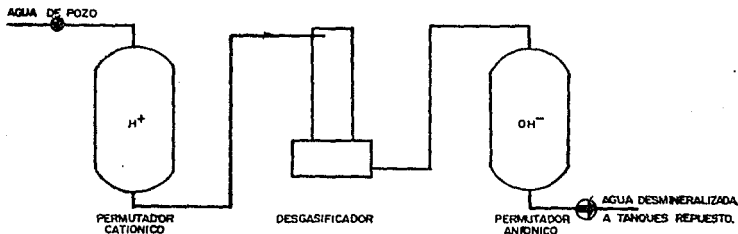


Fig. 3.3.1 PLANTA DE TRATAMIENTO

* Basado en el trabajo del ING. ABRAHAM LEON V.

'LA PLANTA DESMINERALIZADORA'

Estos tanques cuentan en su interior con:

a) Distribuidores superiores. Su objeto es distribuir uniformemente el agua en toda la superficie transversal del permutador cuando la unidad se encuentra en servicio o en enjuague. También actuarán como colectores del agua de retrolavado.

b) Colectores inferiores. En la unidad número uno están contruidos con coladeras cuya apertura es de 0.01 a 0.007 plg, evita que se bloquee el flujo debido a la incrustación de pequeñas partículas, son similares en diseño a los distribuidores superiores y compatibles con ellos. Están montados en una placa llamada de 'coladeras' y sobre estas, esta soportado el lecho de resina. La función de estos colectores es mantener una distribución uniforme del flujo de agua en el volumen completo del lecho de resina.

La unidad dos, es un poco más antigua, la función anterior se logra mediante una cámara de antracita formada por capas de diferentes medidas. En esta unidad es muy importante controlar el flujo de retrolavado, ya que una presión excesiva o variable provoca el desarreglo de las capas de antracita y origina canalizaciones en la resina, con lo cual el agua ya no pasará a través de todo el volumen de resina.

c) Distribuidores de regenerante. Colocados normalmente a 15 cm arriba del nivel superior de la resina, consisten en un cabezal principal del que salen varios tubos transversales o radiales, éstos tubos tienen una serie de pequeñas perforaciones en diámetro y número tal que permitan que el flujo de regenerante cubra el área total del lecho de resina.

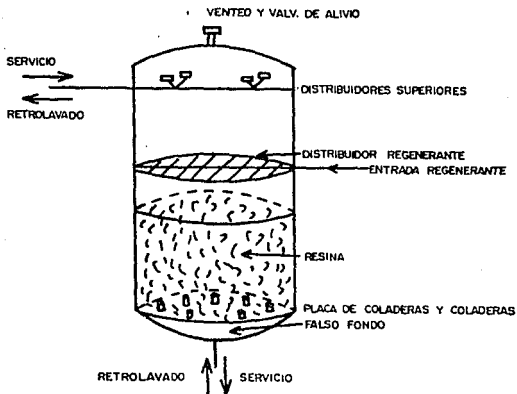


Fig. 3.3.2

PERMUTADOR CATIONICO O ANIONICO DE LA PLANTA TRATAMIENTO N° 1

Para un buen control de operacion, se cuenta también con:

INDICADORES DE FLUJO:

Rotámetros, medidores, graficadores-integradores, etc. que permiten medir con la mayor precisión posible los flujos de servicio, retrolavado, enjuague y agua de dilución del regenerante.

CONDUCTIMETROS:

Instalados a la salida de las unidades, miden la conductividad del agua producida, indicando su calidad durante la corrida o bien detectando el progreso del enjuague.

3.4 SISTEMA DE AGUA DE ALIMENTACION.

El sistema de agua de alimentación tiene la función de abastecer de agua a la caldera principalmente, para realizar dicha función el sistema cuenta con aditamentos para mejorar el rendimiento del proceso (calentadores de contacto y de superficie), y equipos de bombeo (motobombas y turbobombas), además cuenta con mecanismos de depuración del agua (eyector de aire y desareador) y depósitos para su almacenamiento (tanques de condensado, tanques de agua de repuesto, tanque oscilador) y un sistema de bombeo y recolección de agua para sellos, para extracción de condensados en calentadores y de agua de refrigeración.

El sistema de agua de alimentación lo podemos dividir en: Sistema de extracción de condensado de la turbina y sistema de inyección a la caldera, éstos dos subsistemas se encuentran trabajando en ciclo cerrado con las líneas de vapor en la caldera y a la máquina. Por tanto podemos decir que el sistema de agua de alimentación se inicia en el pozo caliente del condensador, ver diag., a este pozo llegan los condensados de la turbina, de los calentadores de alta y baja presión. El condensado del pozo caliente es extraído por dos bombas centrífugas horizontales de tres pasos, accionadas por motores de inducción trifásicos de 125 hp a 1480 rpm estas bombas mandan el agua al eyector de aire, el cual extrae del agua el aire (de ahí su nombre) y gases no condensables. De la salida del eyector parte de esta agua es enviada al tanque de agua para sellos y parte a los tanques '1 y 2' de almacenamiento de condensado. De estos tanques dos motobombas y una turbobomba mandan esta agua hacia los precalentadores de baja presión justo antes del enfriador de engranajes, este bombeo lo realizan las motobombas denominadas 'a y b' de tipo centrífugo; la bomba 'a' tiene las siguientes características: un caudal de 227 lt/min, una columna de trabajo de

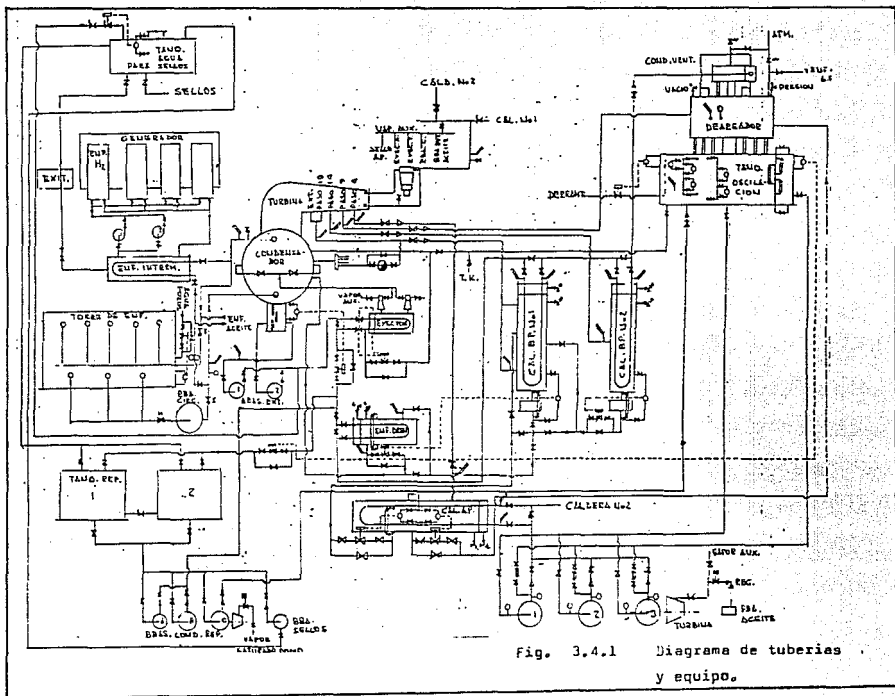


Fig. 3.4.1 Diagrama de tuberías y equipo.

140 m y una altura de succión de 4.6 m , accionada por un motor de inducción trifásico de 20 hp a 2910 rpm; la bomba 'b' tiene un caudal de 1134 lt/min, con una columna de trabajo de 140 m y una altura de succión de 4.6 m, accionada por un motor eléctrico de inducción trifásico de 100 hp a 2970 rpm también se cuenta con una tercera bomba (c), la cual es una turbobomba centrífuga horizontal igual a la 'b' pero que es accionada por una turbina de vapor de 50 hp y 2930 rpm alimentada desde el domo de vapor sin condensador, su condensado se envía al recuperador de drenajes, su función es alimentar directamente al tanque oscilador sin pasar por los calentadores cuando existe sobre demanda de agua a la caldera.

Las bombas de condensado 'a y b' hacen pasar el flujo de agua por los calentadores de baja presión para elevar su temperatura de 40 a 80°C, esto por medio de la extracción de vapor número 4 a una presión de 0.56 kg/cm², y el segundo eleva la temperatura de 80 a 130 °C, por medio de la extracción número 3 con una presión de 2.65 kg/cm², éstos calentadores son similares solo que el segundo tiene menor superficie de calentamiento, el primer calentador es del tipo tubos de agua, instalado verticalmente, su condensado es enviado al enfriador de drenajes cuya función es similar al de estos pero con menor capacidad, y de este enfriador se envía al pozo caliente. El segundo calentador instalado en serie recibe la tercera extracción y su condensado es enviado al primer calentador y de ahí al pozo caliente. Después de haber pasado por los calentadores el agua a 130 °C se envía a un condensador de escape, montado sobre el tanque deareador, el cual es un desgasificador de bandejas, de 136 ton/hr de capacidad, con válvulas de alivio para presión y vacío, por medio del cual y con un chorro de vapor proveniente de la segunda extracción de la turbina se elimina del agua el oxígeno disuelto en ella hasta un contenido aprox. de 0.005 cm³/lt, el agua dentro del desareador es esparcida por regaderas a charolas, a las cuales se hacen llegar chorros de vapor que chocan con las gotas de agua y se llevan al

oxígeno que viene disuelto en ellas hacia la parte superior donde el vapor no condensado y el oxígeno entran al condensador de escape, el cual por medio de un calentador de tubos de agua calienta un poco el agua que entra al desareador, condensando el vapor y expulsando el oxígeno, anhídrido carbónico a la atmósfera.

De esta manera el agua con un mínimo de oxígeno disuelto ($0.005 \text{ cm}^3/\text{lt}$) y una temperatura de 170°C debida a la regeneración entra al tanque de oscilación, el cual es un tanque de almacenamiento, alimentado a través de una válvula check con el agua del desareador, en el fondo de este tanque horizontal se encuentra instalada la succión de las bombas de alimentación, además tiene un control de nivel automático que acciona las bombas de condensado y un control para derramar el exceso de agua al drenaje recuperable y modificar el flujo de las bombas de condensado. A partir de este punto se inicia el subsistema de inyección de agua a la caldera.

Del tanque oscilador tres bombas succionan e inyectan el agua al domo de vapor de la caldera, las bombas son iguales del tipo centrífugo, con seis pasos, dos de ellas accionadas por motores eléctricos y una por turbina de vapor, a través de un amplificador de velocidad, el motor de la mptobomba '1' es un motor trifásico de inducción de 800 hp y 1480 rpm, generando una descarga de $3.15 \text{ m}^3/\text{min}$, a una presión de 88 kg/cm^2 , la bomba succiona con 8.6 kg/cm^2 a 3900 rpm las tres bombas son similares, la tercera ('3') es accionada por una turbina de vapor de un paso y de 690 hp a 3900 rpm, acoplada directamente a la bomba. Estas bombas tienen un sistema de sellos a base de agua, tomada del tanque de agua para sellos y un circuito de lubricación accionado por una bomba de engranes acoplada al eje.

La descarga de las bombas se hace pasar por el calentador de alta presión el cual recibe la extracción número '1' a 19.2 kg/cm^2 , su condensado se envía al primer calentador de baja presión

controlado por una válvula accionada por un control de nivel, y en caso de alto nivel se envía al desareador directamente. Al salir el agua de este calentador se inyecta al domo de vapor a 88 kg/cm^2 y 210°C aprox., aquí se termina el sistema de alimentación y se inicia el proceso de generación de vapor.

Para realizar las interconexiones entre todos los equipos y dar forma física al sistema de alimentación se usan tuberías de acero con aleación de cromo y para el vapor se añade el molibdeno, sus uniones son soldadas y cuentan con dispositivos y equipos de medición. Las tuberías y equipos están aisladas de acuerdo a las temperaturas de trabajo con diferentes espesores de material aislante, constituidos por una capa de lana mineral, fijada con malla de alambre y recubierta con cemento monolítico, pintura y para las tuberías de vapor recubiertos con impermeabilizante y en los casos más severos forrados con lámina sujeta con flejes.

3.5 SISTEMA DE ALIMENTACION DE COMBUSTIBLE.

El sistema de alimentación de combustible se divide en 2 debido al empleo de dos combustibles, dada la capacidad de los quemadores de la caldera para poder realizar la combustión de ambos.

SISTEMA DE ALIMENTACION DE COMBUSTOLEO.

El sistema de alimentación de combustóleo es abastecido por carros cisterna de ferrocarril y pipas que descargan por gravedad en fosas, en el patio posterior de la planta, también se cuenta con un oleoducto que viene del centro de distribución de pemex (exrefinería de azcapotzalco). El combustóleo descargado en las fosas es almacenado en dos tanques con capacidad para 8000 m³, de estos tanque el combustóleo es mandado al tanque de uso diario con capacidad para 75 m³, a partir de este tanque se le empieza a dar al combustóleo el tratamiento que lo hará óptimo para una buena inyección, atomización y combustión en los quemadores.

Del tanque de uso diario el combustóleo es filtrado para eliminarle las impurezas, este es obligado a filtrarse por medio de dos bombas que succionan con 0.5 kg/cm² y descargan a 20 kg/cm² con esta presión y una temperatura de 44°C aprox. el combustóleo entra a un calentador de combustóleo denominado 'gen-fin' el cual elevará su temperatura hasta un rango de 90 a 110 C, temperatura previa para la ignición, el calentador funciona a base de vapor proveniente de la estación reductora de presión de vapor con 11 kg/cm². Saliendo el combustible del calentador es filtrado nuevamente, y de aquí si se requiere pasará por otros calentadores de tipo eléctrico o directamente se enviará a través de un registrador de flujo y de ahí a una válvula de emergencia 'shut off', después de esta válvula de cierre se tiene una válvula controladora de flujo, y de esta válvula el combustible pasa al cabezal de quemadores de donde se abastecen los quemadores de todas las unidades. Siguiendo el cabezal a

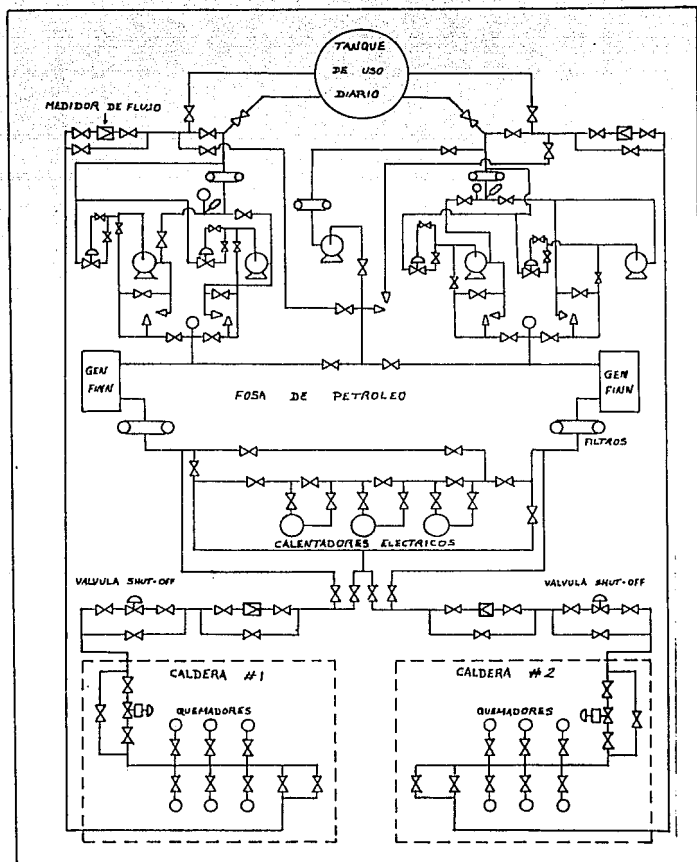


Fig. 3.5.1 Sistema de combustible.

quemadores se tiene una línea de retorno de combustible no quemado, esta línea cuenta con un medidor de flujo y se puede interconectar directamente su retorno al tanque de uso diario, a los filtros o al calentador 'gen-fin', así el combustible no quemado se puede reutilizar.

El sistema además cuenta con una línea de vapor proveniente de la estación reductora para la atomización del combustible en los quemadores, y para casos de emergencia se usa aire de servicio. Para realizar la atomización con vapor se tiene una válvula diferencial la cual genera una diferencia de presiones entre la línea de combustible y de vapor de 2 a 3 kg/cm² siendo mayor la de el vapor.

Debido a las condiciones ambientales en el valle de México y por ordenes del gobierno federal, se prohibió a la planta consumir combustóleo para su operación, dejando su operación basada únicamente en el consumo de gas natural, y debido a su escasez se le asignó un flujo diario máximo de consumo de 60000 m³.

SISTEMA DE ALIMENTACION DE GAS.

El sistema es abastecido por un gaseoducto de Pemex que pasa por el frente de la planta, se tiene una toma en la subestación de LECHERIA denominada caseta de PEMEX, de ahí se manda a la planta por dos líneas, las cuales mantienen un suministro constante de gas a encendedores y a los tanques de almacenamiento. El sistema se inicia en la fosa de gas principal alimentada por las líneas (una a la vez) que vienen de la caseta de PEMEX.

El sistema de gas principal se subdivide en un sistema de gas para alimentar a los quemadores, y un sistema para alimentación a encendedores, ambos sistemas parten de la fosa de gas principal.

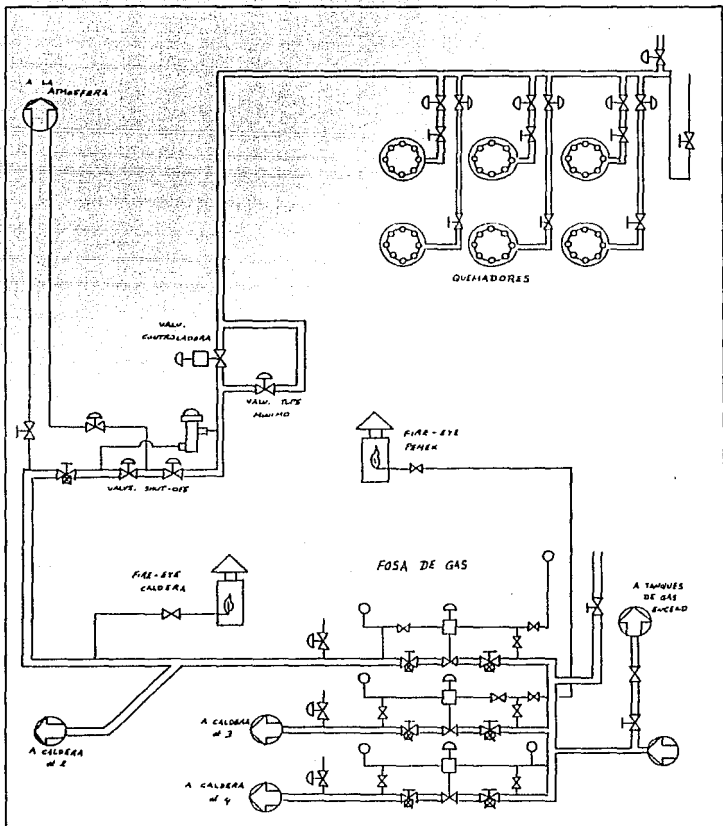


Fig. 3.5.2 Sistema de gas a quemadores.

SISTEMA DE GAS A QUEMADORES.

La fosa de gas principal cuenta con un medidor de flujo seguido y una válvula denominada 'macho' de emergencia manual y dos válvulas de emergencia automáticas 'shut off' colocadas entre los gallos de venteo, el primero manual y el segundo automático. La línea de gas a quemadores se toma del cabezal que sale de la fosa de gas y al llegar a la caja de quemadores, la línea se torna en un cabezal de quemadores con seis tomas, una para cada quemador, la línea tiene una válvula de control de flujo en el cabezal de quemadores, además cuenta con dos gallos de venteo uno manual y otro automático. Cada alimentación tiene una válvula 'shut off' y antes del quemador una válvula macho, el quemador de gas tipo anillo cuenta con ocho lanzas de flama alrededor del anillo.

SISTEMA DE GAS A ENCENDEDORES.

El sistema de gas a encendedores es alimentado por una línea con una presión de 15 a 17 kg/cm², ésta presión es reducida por una válvula de 5 a 7 kg/cm², este sistema también puede ser abastecido desde la fosa de gas principal, el sistema se inicia con dos tanques de almacenamiento de gas a una presión de 5 a 7 kg/cm², a la salida de los tanques se tiene una válvula que reduce la presión a 2.5 kg/cm² y después la línea se torna en un cabezal de gas a encendedores para las unidades.

La línea de gas que se toma del cabezal tiene dos válvulas 'shut off' y un gallo de venteo automático, también tiene un switch de presión antes de la válvula 'shut off' y un gallo de venteo manual, al llegar esta línea a la caja de quemadores se divide en seis tomas individuales una por quemador o una por encendedor, cada toma tiene una válvula de cierre y un venteo, el quemador es encendido por chispa generada por una bujía colocada dentro del tubo que constituye el encendedor y por el cual llega el gas, en el extremo de este tubo

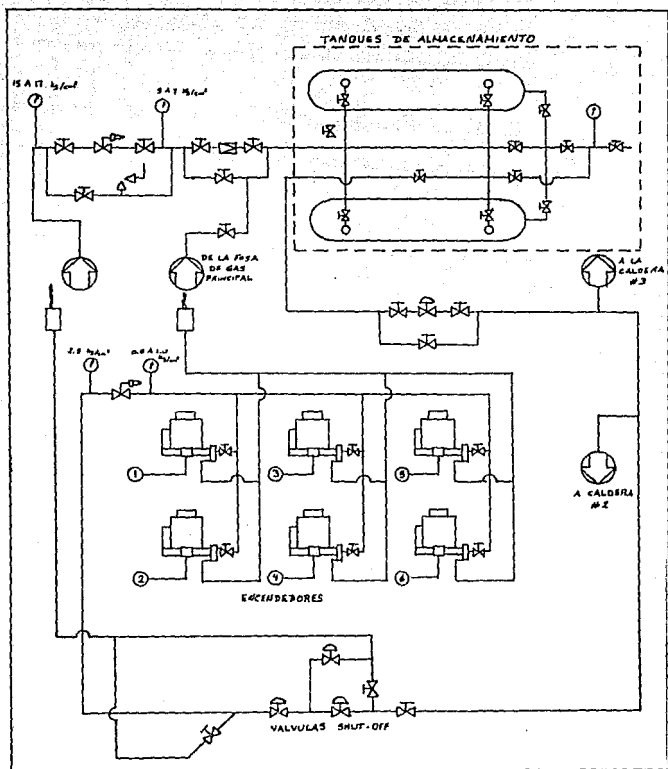


Fig. 3.5.3 Sistema de gas a encendedores.

se tiene un orificio el cual acomoda a un mezclador y a la bujía, el voltaje de operación de la bujía es de 10000 V.

3.6 SISTEMA DE CONTROL.

El sistema de control es un dispositivo regulador de las condiciones de operación por medio de instrumentos de medición, señales de aviso y mando, transductores, controladores y actuadores, que actúan sobre las condiciones de funcionamiento del equipo instalado a través de circuitos cerrados de control de tipo neumático, que interactúan entre el instrumento sensor y los controles del equipo en un tablero de control, este tablero por medio de los controles en automático o manual interactúa entre las señales de control que llegan y las condiciones de operación por medio de señales eléctricas y en algunos casos neumáticas, abriendo o cerrando contactos por medio de relevadores, activando electroválvulas, a través de los tableros eléctricos, los cuales contienen las terminales que alimentan de energía al equipo. De esta forma se modifican las condiciones de operación de los equipos, restituyendo o ajustando a las condiciones normales de operación representadas por las variables que describen el estado de funcionamiento del proceso como, temperatura, presión, flujo, etc.

Como se ve el sistema de control es un mecanismo cuya función es mantener y monitorear el proceso para que este se encuentre operando siempre en las condiciones normales o más adecuadas para un funcionamiento y rendimiento óptimos.

El sistema de control está constituido por instrumentos sensores, transductores (dispositivos que convierten la medición en

una señal neumática de presión o eléctrica de voltaje), un sistema de aire como medio de interconexión entre los dispositivos que constituyen el sistema de control, registradores-integradores, un cuadro de alarmas, instalados en el tablero de control, el controlador en manual o automático operando a través de un transductor en el tablero eléctrico por medio de una señal eléctrica o neumática, energiza el selenoide de un relevador o electroválvula (actuador), encendiendo o parando un equipo o modificando un flujo por medio del cierre, estrangulamiento o apertura de una válvula.

De este modo el sistema de control engloba a instrumentos sensores, transductores, aire de control, tablero de control, tablero eléctrico, actuadores y un sistema de protección para casos de emergencia, el cual es independiente y actúa al detectar una falla mecánica o humana en el equipo, poniéndolo fuera de servicio, para el caso del generador de vapor se denomina 'interlock'.

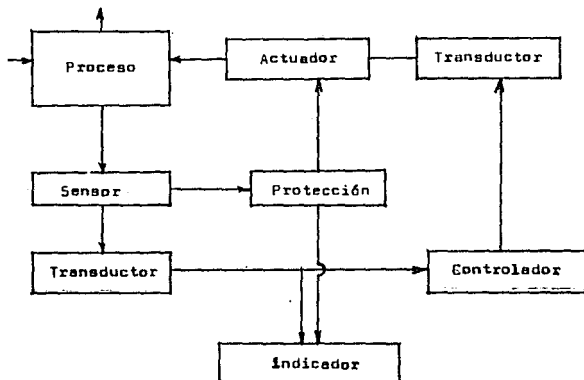


Fig. 3.6.1 Esquema básico de control.

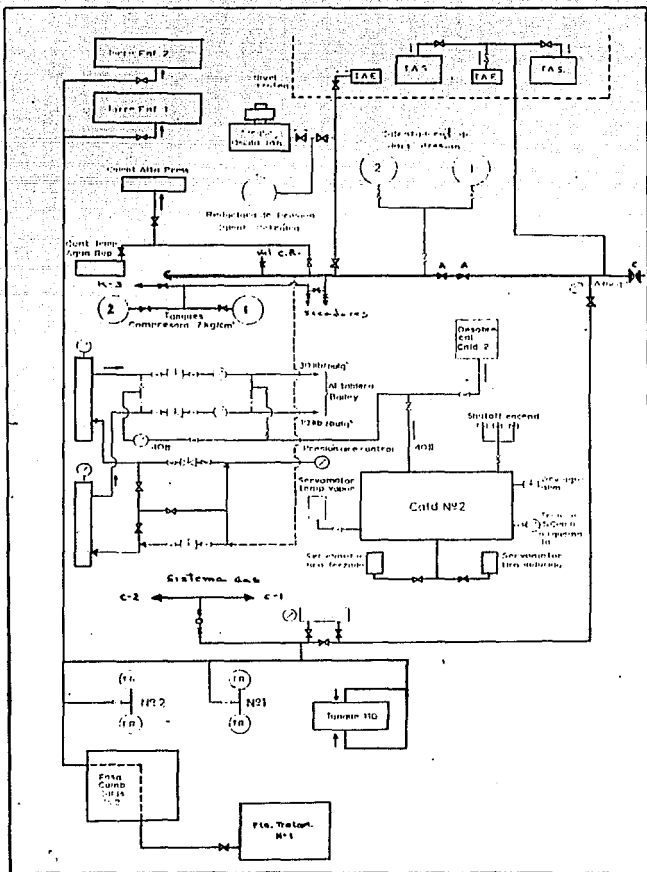


Fig. 3.6.2
Sistema de aire
de control.

SISTEMA DE AIRE DE CONTROL.

El sistema de aire de control esta constituido por un equipo productor de aire a presión para control y servicio a la planta, tanques de almacenamiento, estación reductora de presión y depuradora de aire de control, líneas de distribución a instrumentos, tablero de control (Bailey) y actuadores.

El equipo productor de aire a presión está constituido por dos compresores de desplazamiento positivo del tipo émbolo, accionados por motores eléctricos, el aire comprimido es pasado por un enfriador de tipo serpentín enfriado con agua y de ahí a un separador o secador, en donde se le elimina la humedad, después es almacenado en dos tanques a una presión de 7 kg/cm^2 (99.61 psi, aprox. 7.5 atm). estos tanques se interconectan entre sí y en paralelo a un cabezal de aire, el cual alimenta a toda la planta, este cabezal es alimentado por dos sistemas como el descrito anteriormente. De este cabezal se obtiene el aire de servicio utilizado para las distintas actividades que se realizan en la planta.

El aire para control se toma del mismo cabezal pero se hace pasar por una estación reductora de presión y depuradora de aire (purificadora), las unidades 1 y 2 cuentan con una estación de este tipo, esta limpia el aire de partículas de polvo y humedad por medio de filtros y válvulas reguladoras de presión que entregan aire en tres líneas para instrumentos y actuadores a 40 y 30 psi de esta estación salen dos líneas a 30 psi hacia el tablero de control y una a 40 psi que va a los actuadores de la caldera y sus auxiliares.

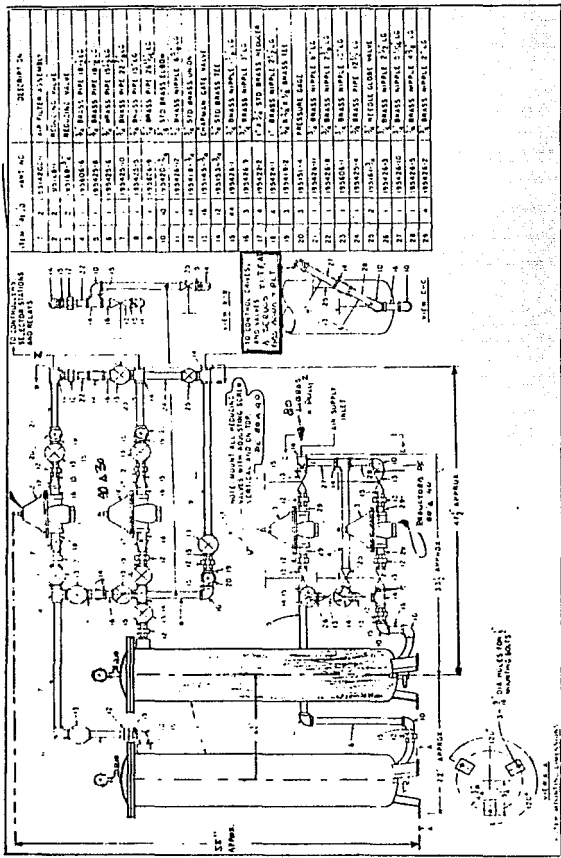


Fig. 3.6.3 Estación reductora y depuradora de aire.

TABLERO DE CONTROL.

El tablero de control se ubica entre el turbo-generador y la caja de quemadores, este tablero es denominado tablero 'Bailey' , debido a que la compañía que lo construyó es la Bailey Meters, es un tablero tipo consola rectangular de 5 m de largo, 1.9 m. de ancho y 2.6 m de alto, sus paredes son de placa metálica de acero de 3 mm de espesor, en un costado tiene una puerta de acceso de 2.2 x 0.8m, en su interior tiene espacio suficiente para hacer modificaciones y reparaciones cómodamente, este tablero se divide en dos secciones, una para el control del turbo-generador operada por el maquinista y la otra para el generador de vapor operada por el fogonero y su ayudante.

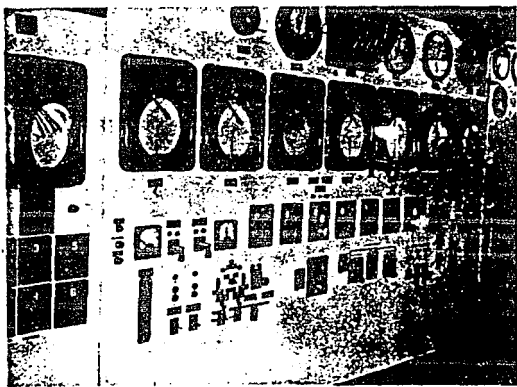


Fig. 3.6.4 Tablero de control

El tablero en su frente principal del lado del fogonero, tiene instalados ocho registradores del tipo graficador-integrador circular, a saber:

1. Registro de temperaturas en el precalentador de aire regenerativo con cuatro plumas, cada una con tinta diferente, una para temperatura de gases entrando graficada en color verde, otra para gases saliendo en azul, una para aire entrando en morado y para aire saliendo en rojo. La gráfica circular diaria tiene un rango de cero a 500°C y una resolución de 10°C por línea.
2. Registro de flujo y temperatura de agua a la caldera, con dos plumas, una en rojo para el flujo de agua indicada en la gráfica por una columna radial en un rango de cero a 175 ton/hr y una resolución de 5 ton/hr por línea, la otra pluma en verde para la temperatura en un rango de cero a 350°C y una resolución de 5°C por línea, en una gráfica circular diaria.
3. Registro de flujo de vapor y de aire, a la máquina y al hogar, en rojo para el vapor y en azul para el aire, una gráfica con rango de cero a 175 ton/hr .
4. Registro de flujo de gas a quemadores, en una gráfica circular con rango de cero a $12000\text{ m}^3/\text{hr}$.
5. Registro de presión de vapor y agua, a la máquina y a la caldera, para el vapor en rojo y azul para el agua en la gráfica con rango de cero a 100 kg/cm^2 .
6. Registro de nivel de agua en el domo de vapor de la caldera, en la gráfica de -40 a $+40\text{ cm}$.
7. Registro de las condiciones del combustóleo y flujo de aire a la caldera, presión de combustóleo a quemadores en rojo y con rango en la gráfica de cero a 15 kg/cm^2 ; flujo de aire a quemadores en azul y con rango en la gráfica de cero a 150 ton/hr ; en verde la temperatura del combustóleo a quemadores con rango en la gráfica de cero a 150°C .
8. Registro en morado de presión de aire de control en la gráfica con rango de cero a 15 kg/cm^2 ; registro de temperatura de vapor en el

segundo recalentador en rojo, y en el atemperador en azul, con verde en el primer recalentador. los tres registros en la gráfica con rango de 200 a 600°C.

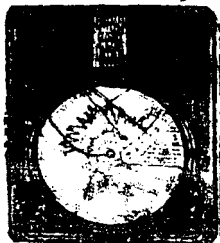


Fig. 3.6.5 Graficador-integrador

El tablero tiene instalados indicadores de presión de tipo manómetros de aguja como respaldo a los registradores, encima de estos. Se tiene un manómetro indicando la presión de gas a quemadores con rango de cero a 2 kg/cm² y con una protección para alta presión y baja presión en 1.2 y 0.2 kg/cm² la cual al llegar a estos dos valores acciona la alarma indicando en el cuadro de alarmas con luz la falla de que se trata.

Existe otro manómetro indicando la presión en la línea de gas principal con rango de cero a 4 kg/cm² y con protección para baja presión de 2.1 kg/cm², indicando la alarma.

Se tiene un manómetro para presión en el segundo recalentador con rango de cero a 110 kg/cm², también para presión de vapor en el domo de vapor con rango de cero a 110 kg/cm² y protección para caída de presión en .70 kg/cm².

En la parte central superior del tablero se tiene un indicador de tiro de tipo columnas con puntas de flechas indicadoras de presión con los rangos dibujados en mmH₂O.

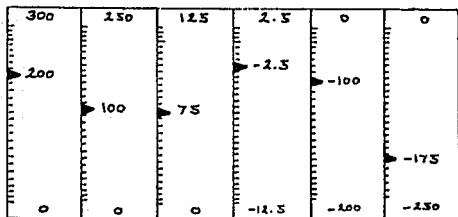


Fig. 3.6.6 Indicador de tiros

En 'A' se indica la presión de aire a la caldera; en 'B' presión de aire en la caldera; en 'C' presión en la caja de quemadores; en 'D' presión en el hogar; en 'E' presión a la salida de la caldera; y en 'F' presión de gases en el tiro inducido. Todas las presiones son inferiores a la atmosférica (1.033 kg/cm^2) y por tanto negativas; para pasar de mmH_2O a kg/cm^2 multiplíquense los valores indicados en las columnas por 1×10^{-4} (0.0001).

El tablero en su parte inferior izquierda tiene un indicador de encendido de pilotos para cada encendedor, indicando con dos focos uno en verde para 'fuera de servicio' y uno en rojo para 'en servicio'.

El tablero en su esquina superior izquierda tiene un cuadro de alarmas, este cuadro contiene 36 recuadros, cada uno con una etiqueta la cual indica la causa que origina el disparo de la alarma, por medio de la iluminación del recuadro y un sonido.

El cuadro de alarmas contiene las siguientes etiquetas:

1. Baja presión diferencial entre el vapor y el combustible.
2. Motor del precalentador regenerativo fuera de servicio.
3. Alto nivel en el domo de vapor.
4. Bajo nivel en el domo de vapor.
5. Alta presión en el horno.

6. Baja temperatura de vapor.
7. Nivel bajo en calderas.
8. Nivel alto en calderas.
9. Baja presión de agua de alimentación.
10. Baja presión de succión de bomba de alimentación.
11. Baja presión de gas en la línea de PEMEX.
12. Encendedor apagado.
13. Alto nivel tanque 110 (agua de servicio).
14. Alto nivel tanque oscilador.
15. Baja temperatura en el extremo frío del precalentador de aire.
16. Baja presión de combustible a quemadores.
17. Baja presión de aire de control.
18. Alta temperatura gases saliendo del precalentador de aire.
19. Alta temperatura de vapor.
20. Sobrecarga en el motor del tiro inducido.
21. Sobrecarga en el motor de tiro forzado.
22. Sobrecarga en el motor del precalentador.
23. Alto nivel en el tanque de combustible de uso diario.
24. Bajo nivel en el tanque de combustible de uso diario.
25. Baja presión de gas a quemadores.
26. Alta presión de gas a quemadores.
27. Bajo nivel en el tanque 110.
28. Baja presión de combustóleo antes de la 'shut-off'.
29. Sobrecarga en el motor de la bomba de agua de alimentación No 1.
30. Sobrecarga en el motor de la bomba de agua de alimentación No 2.
31. Cerrada la 'shut-off' en la línea de gas principal.
32. Cerrada la 'shut-off' en la línea de gas a encendedores.
33. Apagado el 'fire-eye' de la caseta de PEMEX.
34. Apagado el 'fire-eye' en la caldera.
35. Baja presión de gas en la línea principal.
36. Baja presión de gas a encendedores.

El tablero en su parte media por debajo de los integradores, tiene instalados los arrancadores de:

- La bomba de alimentación No 3 y No 2; por medio de una perilla de color gris con dos posiciones, indicadas con un foco verde para fuera de servicio y un foco rojo para servicio, además a un lado de la perilla se tiene un amperímetro que indica la corriente que demanda el motor, con un rango de 0 a 200 amp. su encendido es manual.
- Los ventiladores de tiro inducido y forzado; en forma similar al de las bombas de alimentación y su amperímetro con rango de 0 a 100 amp.
- La bomba de agua destilada 'A' y 'B'; en forma similar a los anteriores.
- El aire de emergencia.
- Los detectores de flama.
- Los compresores 1 y 2 de aire de control.
- Bombas combustible baja presión 1 y 2.

En la parte central del tablero a la altura de la cintura se tienen instalados los controles de:

1. Control de agua de alimentación, en color azul como lo muestra la Fig.



Fig. 3.6.7 Controlador-selector manual y automático.

2. Control del tiro forzado, en color negro.
3. Control del tiro inducido, en color gris y por debajo de este control un indicador de purga del horno con 3 focos en color rojo

para horno purgado, en amarillo para horno purgándose y en verde para horno sin purgar.

4. Control principal, en color verde.
5. Control de combustóleo, en color negro.
6. Control de gas, en color amarillo.
7. Control de temperatura de vapor, en color blanco.
8. Control del calentador de aire con vapor, en color gris.

Todos estos controles tienen una etiqueta que indica que controlan, además de ser de un diferente color.

En la parte baja del tablero se tiene el control de la válvula electromagnética; también el control de disparo general de combustible por medio de una perilla color rojo; control de aire para combustión con dos opciones, gas y combustóleo; switches de las válvulas 'shut-off' de gas principal en color amarillo y de gas a encendedores en color morado y para el combustóleo en negro.

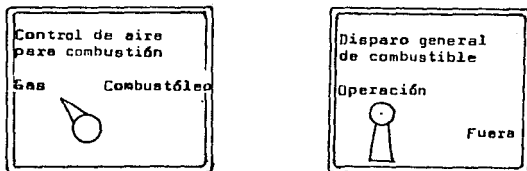


Fig. 3.6.8 Tipos de controles manuales.

También se tienen instalados indicadores tipo columna para el nivel en el domo de vapor, tanque de uso diario de combustible, de temperatura en el precalentador para los gases saliendo y aire entrando, y en la estación desobrecalentadora para presión de vapor, presión de agua a la estación y temperatura de vapor.

En su parte posterior el tablero tiene:

- Un manómetro para presión de vapor de atomización con rango de 0 a 30 kg/cm².
- Un manómetro para presión de combustible a quemadores con rango de 0 a 14 kg/cm² y una protección en 2 kg/cm².
- Un control para la purga del horno.
- Un controlador del tiro del hogar.
- Un manómetro para la presión de succión de las bombas de alimentación con rango de 0 a 11 kg/cm².
- Un manómetro para presión de agua de servicio, con rango de 0 a 11 kg/cm² y una protección en 1.1 kg/cm².
- Un integrador con gráfica circular diaria para nivel en el tanque de oscilación, con una pluma en color rojo y rango en la gráfica de 0 a 3 m³.
- Un integrador para flujo de gas a encendedores.

TABLEROS ELECTRICOS.

El sistema eléctrico de la planta permite que el generador eléctrico alimente directamente a los auxiliares en las unidades, o sean alimentados desde la subestación de Lechería. Los auxiliares son alimentados desde el tablero No 2 por medio de un interruptor 'R'. este interruptor conecta al tablero con el transformador '2 A' de 3000KVA, de 11500/ 3300 V que se encuentra conectado a los bornes del generador (11500 V). El tablero No 2 tiene una conexión directamente con la subestación a través de un interruptor 'S', el cual conecta al tablero con los transformadores No 3 y No 4 de 3000 KVA, de 23500/3300 V que están conectados a la subestación.

El tablero No 2 alimenta al tablero No 5 de auxiliares por medio del transformador '2 B' de 250 KVA, 3300/440 V; además el tablero No 2 alimenta al No 8 por medio del transformador '2 C' de 250 KVA, 3300/440 V. El tablero No 5 alimenta a los auxiliares del generador

eléctrico y el tablero No 8 alimenta a los ventiladores de las torres de enfriamiento. También del tablero No 2 son alimentados los motores que trabajan con 3300 V.

La subestación también alimenta directamente al tablero No 3 por medio de los transformadores No 3 y No 4, este tablero puede alimentar a los tableros No 1 y No 2 por medio del interruptor 'S', al motor de la bomba de prueba, a los transformadores No 5 y No 6 de 900 KVA, de 3300/440 V que alimentan al tablero No 6 el cual alimenta a los auxiliares generales de la estación.

El sistema eléctrico tiene los transformadores No 7 y No 8 de 200 KVA junto con los transformadores No 9 y No 10 de 3 KVA para alumbrado y emergencias.

TABLERO ELECTRICO No 1.

Este tablero está formado por 12 gabinetes independientes, el tablero es alimentado por los interruptores 'S' de 3.3 KV en el gabinete 1, el cual alimenta al tablero No 3 por medio del switch S-1; el gabinete 2 alimenta a la bomba de extracción de condensado No 2; el gabinete 3 alimenta a la bomba de extracción No 1; el gabinete 4 alimenta a la bomba de agua de circulación; el gabinete 5 alimenta el ventilador de tiro inducido; el gabinete 6 alimenta al ventilador de tiro forzado; el gabinete 7 alimenta al tablero con el switch R-1; el gabinete 8 alimenta al tablero No 4; el gabinete 9 alimenta a la torre de enfriamiento No 1; el gabinete 10 alimenta a la bomba de agua de alimentación No 3; el gabinete 11 alimenta a la bomba de agua de alimentación No 2 y el gabinete 12 es de reserva.

TABLERO ELECTRICO No 2.

Este tablero se acopió al tablero No 1 y ahora forma parte de este.

TABLERO ELECTRICO No 3.

Este tablero esta formado por 8 gabinetes, el gabinete 1 alimenta al tablero No 11; el gabinete 2 alimenta al tablero No 2; el gabinete 3 alimenta al tablero No 1; el gabinete 4 conecta al tablero por medio del switch S-1 con el transformador No 3 de 3000 KVA, 20/3.3 KV; el gabinete 5 conecta al tablero por medio del switch S-2 con el transformador No 4 de 3000 KVA, 20/3.3 KV; el gabinete 6 alimenta por medio del transformador No 6 de 3300/440 V a los auxiliares generales, a la sección 2 del tablero No 6 y al tablero 9 de alumbrado de la planta; el gabinete 7 alimenta a los auxiliares generales por medio del transformador No 5 de 3300/440 V, también alimenta al tablero No 18, 13, 6 y cuchilla No 5 de la planta; el gabinete 8 alimenta a la bomba de prueba de condensado (agua de servicio).

Todos los interruptores de los tableros 1, 2 y 3 tienen protección de sobrecorriente entre fases y a tierra, y los interruptores 'R' y 'S' tienen además protección de bajo voltaje.

TABLERO ELECTRICO No 4.

Esta formado por 8 gabinetes, el gabinete 1 alimenta al cargador de baterías no 1 a través del tablero No 13, también alimenta al enfriador de hidrógeno; el gabinete 2 alimenta a la bomba de agua para sellos, a la electroválvula de agua de alimentación No 3, a la válvula electromática, por medio de un transformador de 3 KVA a los aparatos instalados en el tablero de control, al centrifugador de aceite de lubricación, y alaválvula de agua destilada 'B'; el gabinete 3 alimenta a la bomba de limpieza mecánica del condensador (taproge), a la válvula de agua destilada 'A' y a la planta de soldar; el gabinete 4 alimenta al ventilador auxiliar de aire a encendedor caldera No 1, al compresor de aire de control No 2, a la bomba auxiliar de aceite lubricante y a la tornaflecha; el gabinete 5

alimenta al calentador de aire de la caldera No 1, al compresor de aire de control No 1 y a la bomba de vacío; el gabinete 6 alimenta al ventilador de encendedores de la caldera No 1, a la bomba de agua de estoperos y al motor de la bomba de combustible; el gabinete 7 alimenta a la bomba No 2 de repuesto general de agua de condensadores y al motor de la bomba de combustible No 2; el gabinete 8 contiene 2 interruptores uno para alimentación normal y otro para alimentación de emergencia que alimentan a la tornaflecha, bomba de aceite y bomba de aceite de sellos, alimenta también al ventilador auxiliar de aire a encendedores caldera No 1 y alimenta al conmutador de teléfonos.

TABLERO ELECTRICO No 5.

Este tablero se acopló al tablero No 4 formando ahora uno solo.

TABLERO ELECTRICO No 6.

Está formado por 15 gabinetes, el gabinete 1 contiene los interruptores S1-1, S1-2 y S1-N de las secciones 1 y 2; el gabinete 2 alimenta a la sección 2 del tablero No 6 que viene del transformador 6 de 900 kva, 3300/440 V, alimenta a la sección 1 del tablero 6 que viene del transformador 5 de 900 KVA, 3300/440V a través del tablero 13; el gabinete 3 alimenta al compresor No 2 de aire de servicio, a la bomba No 2 de repuesto de agua caliente y ala puerta oriente del taller; el gabinete 4 alimenta al gabinete 8, pozo no 1, alimenta sección 2 del gabinete 10 y 14, alimenta la bomba No 2 de agua de servicio; el gabinete 5 alimenta al gabinete 8, pozo No 3, alimenta al gabinete 13 y la sección 2 alimenta al gabinete 5; el gabinete 6 alimenta a la grúa del almacén, al cargador de baterías No 1 por medio del tablero 13, a la bomba No 1 de lubricación de la turbina, al transformador auxiliar de los bancos en las máquinas 1 y 2, a la bomba No 2 de lubricación de la turbina y al gabinete 11, todos esto a través del interruptor S1-N de la sección 2; el

gabinete 7 alimenta a la bomba de transporte de combustóleo, a la bomba de circulación de agua caliente No 2, también alimenta a los gabinetes 9 y 12, todo esto por medio del interruptor de la sección 2; el gabinete 8 contiene a la cuchilla No 6; el gabinete 9 contiene a la cuchilla No 7; el gabinete 10 alimenta al compresor No 1 de aire de servicio, a las válvulas de gas en la caseta de PEMEX, alimenta al gabinete 12, 10 y 6, todo esto a través del interruptor SI-N de la sección 1; el gabinete 11 alimenta a la bomba del pozo No 4 y No 2, y a los gabinetes 8, 9 y 6 por medio del interruptor de la sección 1; el gabinete 12 alimenta a la bomba de circulación de agua caliente No 1, a la bomba de agua de servicio No 1, a la planta de soldar en el taller y al gabinete 5 por medio de la sección 1; el gabinete 13 alimenta a las bombas de transporte de combustóleo en el gabinete 7, a la bomba de repuesto de agua caliente y al transformador auxiliar del banco de las máquinas 1 y 2, por medio de la sección 1; el gabinete 14 alimenta al motor de la puerta del taller del lado poniente y a las bombas contra incendio; el gabinete 15 alimenta a la planta desmineralizadora con 440 V (1-N y 2-N), a los sopladores de hollín 1, y a la grúa viajera y a los compresores a través de la sección 1.



Fig. 3.6.10

Tableros eléctricos.

SISTEMA DE PROTECCION.

El generador de vapor está protegido contra fallas en el funcionamiento de los componentes que lo constituyen a través de un 'interlock', que es un circuito eléctrico cerrado de protección, el cual pone fuera de servicio o dispara la caldera cuando se presenta una falla de operación de naturaleza mecánica o humana; este 'interlock' opera directamente sobre las válvulas de emergencia 'shut-off', cortando la alimentación de combustible a quemadores e indicando en el cuadro de alarmas del tablero de control la causa que originó el disparo de la caldera.

Las siguientes fallas disparan la caldera al detectarlas el 'interlock', por medio del releveador '63x/p1':

1. Falla de corriente directa a 125 V, que alimenta al circuito.
2. Baja presión de aire de control (switch de presión 'PS-7').
3. Falla de ca en las barras de 3.3 kv (abre el contacto 'TKC').
4. Falla del ventilador de tiro forzado (abre el 'TF').
5. Falla del ventilador de tiro inducido (abre el 'TI').
6. Operación manual del switch , 'PSF-0' de disparo general de combustibles.
7. Baja presión de combustible.
8. Apagado de un encendedor.
9. Apagado de un piloto.
10. Apagado de los detectores de flama.

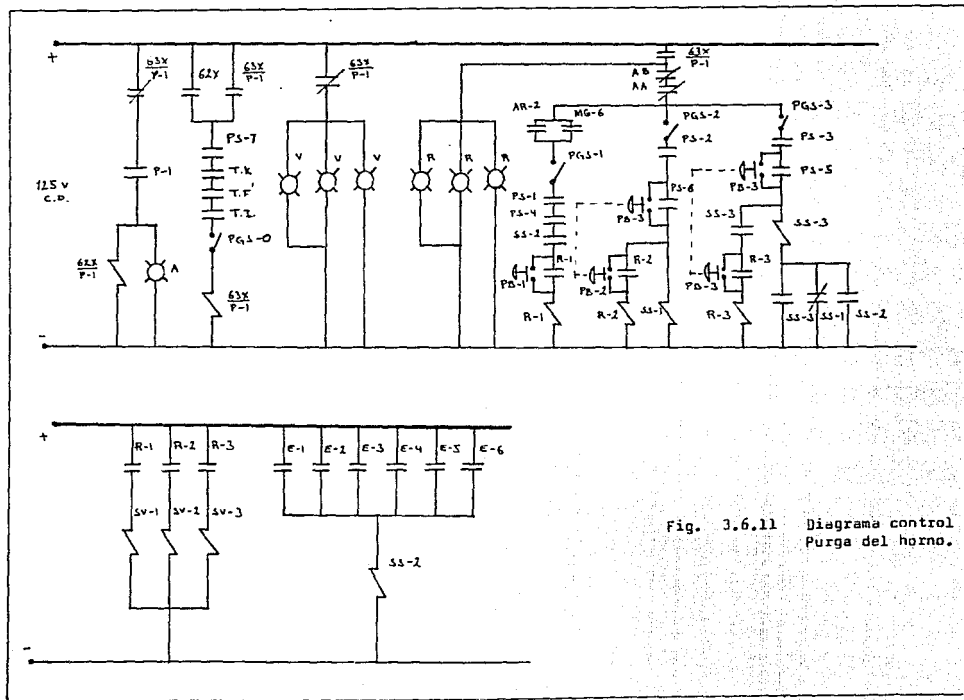


Fig. 3.6.11 Diagrama control Purga del horno.

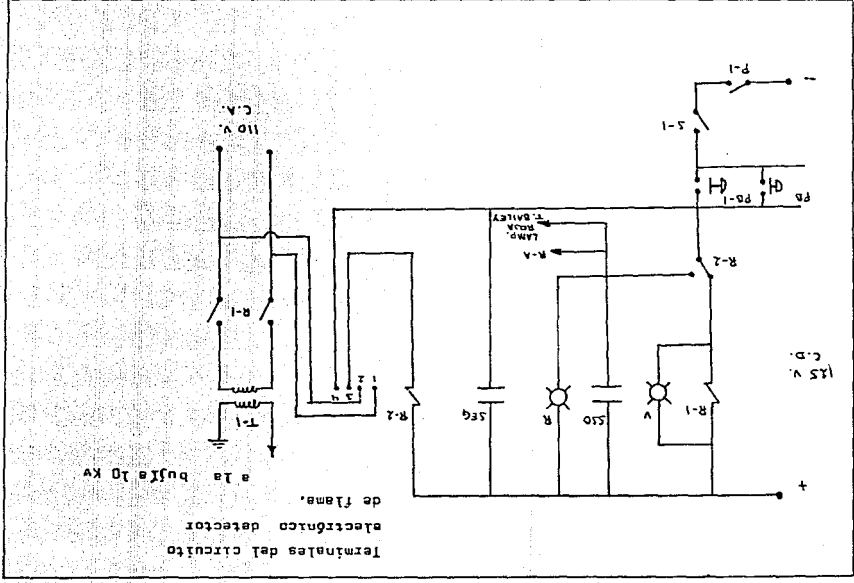


Fig. 3.6.12 Diagrama control Encendedores.

3.7 PROCESO EN EL GENERADOR DE VAPOR.

El proceso dentro del generador de vapor tiene como objetivo trasladar las condiciones termodinámicas del fluido de trabajo del punto 6 al punto 7 del de operación en el diagrama T-S, con la mayor eficiencia posible, para lo cual dentro del generador de vapor están instalados los equipos que auxilian a la caldera, que en esencia es la que realiza el proceso.

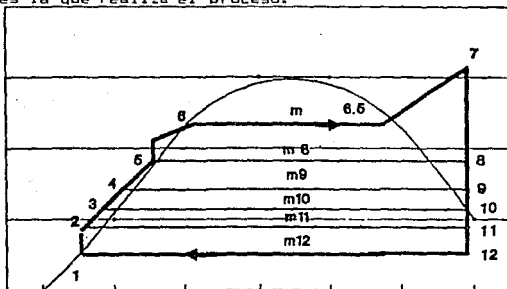


Fig. 3.7.1

Diagrama T-S.

La función esencial del generador de vapor es alimentar al turbo-generador con un flujo de vapor en las condiciones de operación en forma constante.

La parte del generador de vapor en la cual se produce el vapor es la caldera, en esta caldera se realizan dos procesos básicos, el primero consiste en un proceso isobárico e isotérmico de 6 a 6.5, en donde el agua de alimentación es evaporada en los tubos del banco generador por un calor latente de vaporización (proceso de transferencia de energía con cambio de fase a temperatura constante, que resulta ser el más eficiente) proveniente de la combustión del combustible, con este proceso el

fluido de trabajo es llevado del punto 6 al 6.5, el punto 6.5 corresponde a la salida del domo de vapor ver fig. 3.7.2, en este punto se tiene un vapor seco a 62 kg/cm^2 y 277°C (temperatura de saturación a esta presión). Del punto 6.5 al 7 corresponde al segundo proceso de tipo isobárico, en el cual se produce un vapor recalentado a través de dos recalentadores (primario y secundario) para elevar la temperatura del vapor a 485°C , y así ampliar la zona de expansión del vapor para incrementar el rendimiento del ciclo.

Existen tres formas de incrementar la eficiencia del ciclo para cualquier variación de este. Una es incrementar al máximo las condiciones de entrada a la turbina (presión y temperatura), agrandando el área de trabajo útil en el diagrama T-S hacia arriba, otra es generar el máximo vacío en el condensador para aumentar el área de expansión en el condensador, aumentando el área de trabajo en el diagrama T-S hacia abajo, y la tercera instalando equipos auxiliares recuperadores de calor.

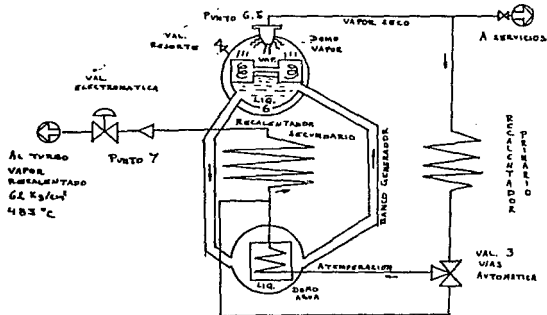


Fig. 3.7.2 Esquema de domos y recalentadores

Las unidades 1 y 2 utilizan las tres formas para mejorar el rendimiento, condiciones de entrada a la turbina máximas en función a los esfuerzos permisibles en los materiales de la caldera, tuberías, álabes de la turbina, etc.; vacío en el condensador de 560 mmH₂O; regenerador de aire, calentador de aire, precalentadores de agua, economizadores, etc.

La forma en que se recalienta el vapor es la siguiente; se toma el vapor seco del domo de vapor en 6.5 y de ahí se hace pasar por un recalentador primario de tipo serpentín, el cual recalienta hasta 370°C (temperatura de diseño), este vapor si su temperatura es la adecuada (370°C) se hace pasar por una válvula de 3 vías automática directamente al recalentador secundario, si la temperatura a la salida del primario es mayor a 370°C una parte del vapor se hace pasar por el atemperador por medio del control de temperatura automático y la válvula de 3 vías, el agua en el domo enfría a la fracción de vapor que pasa por el atemperador hasta una temperatura inferior a 370°C, éste vapor a la salida del atemperador se mezcla con la otra fracción del vapor que no paso por el atemperador obteniéndose una temperatura del vapor combinada de aprox. 370°C, y de este punto pasa al secundario.

La función del atemperador es mantener siempre una temperatura próxima a los 370°C a la entrada del secundario, para que a la salida de este se tengan aproximadamente los 485°C, si la temperatura de entrada al secundario fuera mayor a los 370°C la temperatura a la salida del secundario sería mayor a los 485°C (ΔT constante a lo largo de los recalentadores) con lo cual se estaría fuera de diseño para la alimentación a la turbina, produciéndose esfuerzos excesivos en los materiales de los tubos del secundario (alarma a los 495°C y disparo por recalentamiento en los tubos a 520°C), a la línea de alimentación a la máquina y en los álabes del rotor, perjudicial a futuro por el efecto de fatiga en los materiales y uniones.

ΔT para el primario 93°C
 ΔT para el secundario 115°C

La energía necesaria para realizar estos dos procesos la aporta el calor desprendido por la combustión (radiación y convección) del combustible y los gases producidos, los cuales son obligados a circular por toda la caldera, tomando en cuenta la regeneración, la energía necesaria para producir el vapor a carga máxima es igual al calor aprovechado si la eficiencia fuera de 100%.

$$E_n = Q_A = m (h_7 - h_6)$$

$$Q_A = 132000 \frac{\text{kg}}{\text{hr}} (806.7 - 294.06) \frac{\text{kcal}}{\text{kg}}$$

$$Q_A = 67668480 \text{ kcal/hr}$$

$$= 78.67 \text{ MW}$$

Para determinar la eficiencia del proceso de 6 a 7 en el generador de vapor utilizamos la siguiente relación:

$$\eta_{pGV} = \frac{Q_A}{Q_{sreal}} = \frac{m (h_7 - h_6)}{F_{creal} P_{cs}}$$

F_{creal} es el flujo de combustible real que se quema.

P_{cs} es el poder calorífico del combustible.

El flujo de combustible a quemadores medido y registrado en el integrador es de aprox. $9000 \text{ m}^3/\text{hr}$. de ésta manera tenemos:

$$\eta_{pGV} = \frac{67668480 \text{ kcal hr m}^3}{9000 \cdot 8460 \text{ hr kcal m}^3} = 0.8887$$

$$\eta_{PGV} = 88.87 \%$$

Esto da como resultado que de cada $100 \text{ m}^3/\text{hr}$ de gas usados en el proceso 88.87 de ellos son transformados en energía útil contenida en el vapor y 11.12 son desperdiciados en:

1. Calor tirado a la atmósfera por los gases saliendo de la chimenea.
2. Combustión incompleta.
3. Por radiación de las paredes de la caldera al ambiente.
4. Por evaporación de la humedad del aire y de la formada en la combustión.
5. Pérdidas por conducción en tubos.
6. Pérdidas por convección en el hogar, agua y vapor.

Para determinar los porcentajes de pérdidas en el proceso debidas a los puntos anteriores, las agrupamos en pérdidas primarias (1) y pérdidas secundarias (2 a 6).

Para determinar las pérdidas debidas al calor no cedido de los gases de combustión hacemos un balance de energía en el precalentador regenerativo, el cual transfiere energía calorífica de los gases de combustión al aire para la combustión al circular estos dos en contra flujo por entre las placas metálicas del precalentador giratorio, ver fig. 3.7.3.

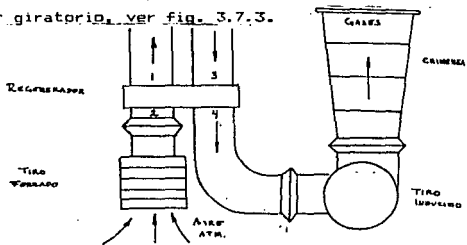


Fig. 3.7.3.

En (1) aire a 265°C entrando al hogar.

En (2) aire a 75°C entrando al precalentador, de la temperatura ambiente a 75°C lo calienta el calentador de serpentín de vapor.

En (3) gases a 415°C entrando al regenerador.

En (4) gases a 155°C saliendo a la atmósfera por la chimenea.

Los datos son valores promedio en condiciones normales de operación a la carga máxima que de al generador de vapor, medidos en el integrador.

Flujo de aire en (2) 155000 kg/hr , el proceso en el precalentador es isobárico.

El calor específico del aire a presión constante es $0.24 \text{ kcal/kg } ^{\circ}\text{K}$, y el calor está dado por:

$$Q = mC_p\Delta T = m\Delta H$$

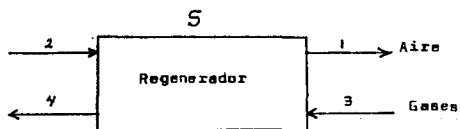


Fig. 3.7.4 Sistemas con flujos en paralelo y cruzados.

El calor transmitido al aire es:

$$Q = (155000 \frac{\text{Kg}}{\text{hr}}) (0.24 \frac{\text{Kcal}}{\text{kg } ^{\circ}\text{K}}) (548 - 358)^{\circ}\text{K}$$

$$Q = 7068000 \frac{\text{Kcal}}{\text{hr}}$$

Lo que equivale al poder calorífico de un flujo volumétrico de gas natural que se esta AHORRANDO:

$$\text{Flujo} = \frac{7068000}{8460} = 835.46 \frac{\text{m}^3}{\text{hr}} \text{ de gas natural}$$

Para determinar el calor en los gases de combustión en (3) y (4) necesitamos el flujo de gases, y este es igual o aprox. igual a la suma de flujo de aire y flujo de gas natural (ley de conservación de la masa). Tomando como base el flujo de gas medido de $9000 \frac{\text{m}^3}{\text{hr}}$ y el flujo de aire de 155000 kg/hr . determinando el flujo másico de gas por medio de la densidad específica del gas natural ($\rho \text{ esp.} = 0.598$):

$$\text{Flujo másico de gas nat.} = \frac{9000}{0.598} = 15050.17 \frac{\text{kg}}{\text{hr}}$$

Entonces el flujo de gases de combustión es :

$$\text{Flujo de gases} = 155000 + 15050 = 170050.17 \text{ kg/hr}$$

El calor de los gases cedido al regenerador es:

Suponiendo que el calor específico a presión constante no varía con el incremento de temperatura (por facilidad), y considerando el C_p de los gases en función de sus principales componentes:

Componente	Cp
Nitrógeno	0.2484
Oxígeno	0.2194
Vapor de agua	0.4454
Dióxido de carbono	0.2016
Monóxido de carbono	0.2487

El Cp de los gases lo tomamos como 0.225.

El calor cedido de los gases al regenerador es:

$$Q = (170050.17) (0.225) (415 - 155)$$

$$Q = 9947934.95 \text{ kcal/hr}$$

Que equivale al poder calorífico de $1175.88 \text{ m}^3/\text{hr}$ de gas natural.

Con los datos de calor cedido (gases de combustión) y calor absorbido (aire para combustión) podemos determinar la eficiencia del precalentador de aire, como:

$$\eta \text{ del precalentador} = \frac{Q_{\text{aire}}}{Q_{\text{gases cedido}}} = \frac{7068000}{9947934.95} = 0.71$$

$$\eta = 71\%$$

El calor tirado a la atmósfera a través de los gases que salen por la chimenea es :

$$Q = (170050.17) (0.225) (155 - 30)$$

$$q = 4782661.1 \text{ kcal/hr}$$

(pérdidas primarias)

Lo que equivale al poder calorífico de 565.32 m³/hr de gas natural que se desperdicia por este medio.

Con los datos obtenidos de la eficiencia real del generador de vapor y el calor desperdiciado por la chimenea podemos determinar las pérdidas secundarias de la sig. forma:

$$\eta \text{ pGV} = \frac{\text{ENERGIA UTILIZADA}}{\text{ENERGIA SUMINISTRADA}}$$

$$\eta \text{ pGV} = \frac{\text{QA}}{\text{QA} + \text{calor desperdiciado}}$$

Calor desperdiciado = p. primarias + p. secundarias

$$p. \text{ secundarias} = \left(\frac{\text{QA}}{\eta \text{ pGV.}} \right) - \text{QA} - p. \text{ primarias}$$

$$p. \text{ secundarias} = 3692079.33 \text{ kcal/hr}$$

Lo que equivale al poder calorífico de 436.42 m³/hr de gas natural desperdiciado.

En total se desperdician 1001.74 m³/hr de gas natural a carga máxima.

Tomando en cuenta el dato de diseño de caldera B&W que indica una eficiencia de la pura caldera de 84.7%, podemos notar que al comparar esta eficiencia con la eficiencia actual del generador de vapor, esta es 4.10 % mayor que la de la caldera como nueva y por lo tanto se puede asegurar que la eficiencia de la caldera es mucho menor en la actualidad a la de diseño, para determinar el valor de su eficiencia actual se

requeriría operar la caldera sin sus auxiliares (economizadores) y realizar mediciones de sus parámetros de operación.

PROCESO DE COMBUSTION.

El proceso de combustión comprende la oxidación de los componentes del combustible que pueden oxidarse, esto es que pueden combinarse con el oxígeno, y generar calor en el proceso de combustión utilizado para generar potencia.

Los combustibles gaseosos son los más limpios de todos los que se usan, su intensidad y velocidad de combustión se regula más fácilmente que en los combustibles sólidos o líquidos y se consigue la combustión casi completa.

El gas natural es el combustible gaseoso más conocido y su principal componente es el metano, en proporciones que varían de 80 a 95%, completando su composición con pequeñas cantidades de etano, propano y algunos gases como nitrógeno, dióxido de carbono, ácido sulfúrico, helio y en algunos casos argón y oxígeno.

Los combustibles líquidos derivados del petróleo como las gasolinas, keroseno y el aceite combustible (diesel, combustóleo), tienen la ventaja de que se transportan y almacenan más fácilmente. El término combustible líquido comprende una amplia gama de productos de petróleo, por otro lado la gran viscosidad de éstos combustibles crea problemas para su mezcla con el aire en su combustión, por lo cual son calentados con la finalidad de disminuir su viscosidad, la viscosidad llega a ser constante a partir de los 120°C por lo que cuando se calienta un combustible pesado para reducir su viscosidad y así tener una buena atomización se obtiene muy poca mejoría al calentarlo a más de 120°C. En la planta de Lechería se calienta el combustóleo entre un rango de 90 a 110°C en los calentadores 'gen-finn' y eléctricos.

A la energía almacenada en un combustible y liberada durante la combustión se le denomina 'poder calorífico'. Los combustibles que contienen hidrógeno tienen dos poderes caloríficos, el superior y el inferior, el poder calorífico inferior es el calor liberado por kg de combustible después de restar el calor necesario para vaporizar el agua formada por la reacción del hidrógeno con el oxígeno. El poder calorífico superior es el que se obtiene por medio de la medición en un calorímetro a volumen constante del condensado del vapor producido y la recuperación de su calor.

FORMA GENERAL DE LOS HIDROCARBUROS.

	$C_n H_{2n+2}$	$n = 1, 2, 3, \dots$
CH_4	metano	
C_2H_6	etano	} gas natural
C_3H_8	propano	
C_4H_{10}	butano	} gas l.p.
C_5H_{12}	pentano	
C_9H_{20}	nonano	} gasolinas
$C_{10}H_{22}$	decano	} diesel
:		} combustóleo
$C_{20}H_{42}$		} asfaltos

Análisis químico aproximado del gas natural usado en las calderas B&W

metano	CH_4	92.5%
etano	C_2H_6	6.3%
propano	C_3H_8	1.1%
azufre	S	0.1%

Densidad específica (ρ) 0.598
 Poder calorífico superior 9370 kcal/m³
 Poder calorífico inferior 8460 kcal/m³

El oxígeno necesario para la combustión es tomado del aire atmosférico por la sig. relación:

$$\frac{O_2}{N_2} = \frac{79}{21} = 3.76$$

$$O_2 \text{ ----- } 3.76 N_2$$

Por cada molécula de oxígeno atmosférico tenemos 3.76 mol de nitrógeno.

La relación aire combustible necesaria para la combustión, se puede determinar teóricamente por:

$$R_{ac} = 11.5 C + 34.5 H_2 + 4.32 S - 4.32 O_2$$

donde: R ac es la relación aire combustible en kg aire/kg comb.

C, H₂, S, O₂ son % en peso de los componentes del combustible.

Este aire representa químicamente la cantidad de oxígeno requerida en la relación estequiométrica, para efectuar la reacción.

Al introducir un exceso de aire en la reacción, se aumenta la probabilidad de que todos los componentes del combustible reaccionen químicamente.

El aire real para la combustión está dado en función del tipo de combustible y se recomiendan los siguientes porcentajes en exceso de aire:

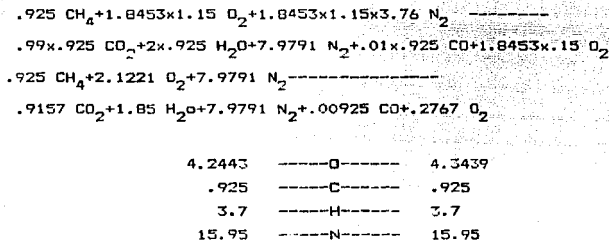
- de 10 a 15% para gas
- de 15 a 25% para gasolinas
- de 30 a 40% para combustóleo
- de 40 a 100% para combustibles sólidos.

Para obtener una combustión adecuada y altamente eficiente se debe garantizar por parte de los quemadores una adecuada mezcla del aire con el combustible.

REACCION DE COMBUSTION PARA EL GAS NATURAL.

Reacción al 99% y un exceso de aire de 15%

PARA LA FRACCION DE METANO:



Y en forma análoga para la fracción de etano, propano y azufre.

Moléculas	Debidas				Total
	al CH ₄	al C ₂ H ₆	al C ₃ H ₈	al S	
CO ₂	.9157	.1247	.033	---	1.073
CO	.00925	.00126	.00033	---	0.1084
N ₂	7.9791	.9507	.2371	---	9.1669
O ₂	.2761	.2528	.00822	---	0.5372
SO ₂	---	---	---	.001	0.001
H ₂ O	1.85	.189	.044	---	2.083
				total	12.8713

Productos de combustión

Moléculas		% mol	% mol (base seca)
CO ₂	1.07311	8.337	9.947
CO	.01084	.084	.10
N ₂	9.1669	71.22	84.97
O ₂	.53717	4.173	4.979
SO ₂	.001	.0077	.0092
H ₂ O	2.083	16.18	---
	12.87126	100%	100%

Esto quiere decir que por cada 100 kgmol de gases de combustión, existen 8.33 kgmol de dióxido de carbono, 0.08 kgmol de monóxido de carbono, 71.22 kgmol de nitrógeno, 4.17 kgmol de oxígeno, 0.0077 kgmol de dióxido de azufre y 16.18 kgmol de vapor de agua, que en conjunto constituyen los gases de combustión.

BALANCE DE LA UNIDAD

Balance de la unidad a 30 MW. Flujo de vapor 132000 kg/hr,
flujo de combustible aprox. 9000 m³/hr

Auto-consumo de la unidad aprox.:

Motor	Cantidad	Consumo
Bomba agua de circulación	1	500 hp
Bombas extracción de condensado	2	250 hp
Bomba de agua de alimentación	1	800 hp
Bombas de agua destilada	2	150 hp
Bomba de agua tratada	1	20 hp
Bomba de transporte agua caliente	1	50 hp
Bomba de agua de servicio	1	18 hp
Bomba de aceite de lubricación	2	240 hp
Bomba de aceite para sellos del generador	2	200 hp
Bomba para enfriamiento del hidrógeno	1	7.5 hp
Bomba tanque estoperos	1	5 hp
Bomba de drenaje recuperable y no recu.	1	5 hp
Ventilador tiro forzado	1	500 hp
Ventilador tiro inducido	1	520 hp
Ventiladores torres de enfriamiento	3	150 hp
	Total	3415.5 hp

Consumo de la unidad 2.55 MW

QA = 78.67 MW

QS = 88.52 MW

WE = 30.927 MW

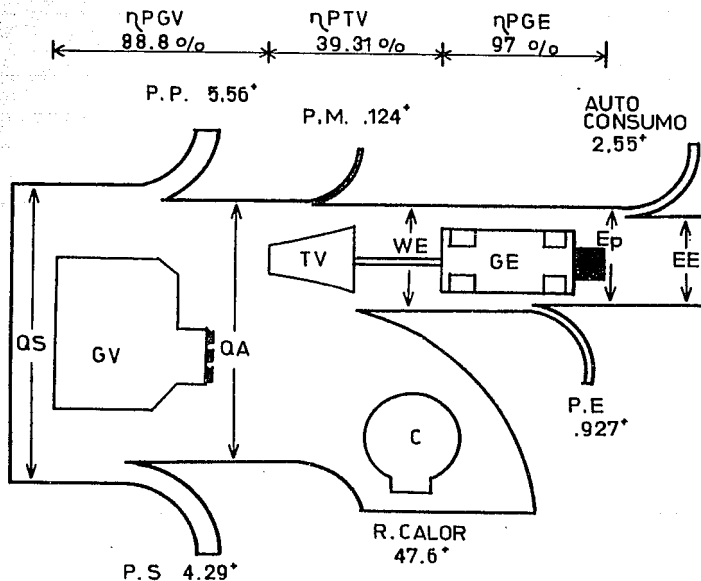
EP = 30 MW

EE = 27.45 MW

$$\eta \text{ de la unidad} = \frac{27.45}{88.52} = 0.31$$

EFICIENCIA DE LA UNIDAD

31 %



GAS

UNIDAD No 1

ELEC.

Fig. 3.7.5 Representación gráfica de la distribución de energía de la unidad 1.

*MW.

IV. OPERACION Y CONTROL.

4.1 DEMANDA DE CARGA Y OPERACION.

Siendo la energía eléctrica un producto de consumo inmediato, su consumo varía por razones normales debidas a la variación en el consumo de la población, la industria, el comercio y los servicios; esto durante las horas del día, de la noche y por las estaciones del año, dando como resultado una curva de demanda de tipo perfil de cordillera, con picos en las horas de máximo consumo y valles en las horas de poca demanda, debido a esta característica de la demanda de energía y la imposibilidad de almacenar energía eléctrica para su uso en horas críticas de demanda, las plantas generadoras deben de ajustar y coordinar su generación con el consumo, esta tarea es realizada o coordinada con el sistema de distribución, el cual a través de las subestaciones vincula la demanda con la generación.

Esto implica para las plantas generar al máximo en horas pico y generar al mínimo o parar unidades en las horas de poca demanda. para cumplir con las condiciones del sistema las unidades generadoras deben de subir o bajar carga con lo cual se modifican diariamente y varias veces a lo largo del día las condiciones de operación de las unidades y equipos auxiliares, lo que implica para el personal de operación variar los parámetros de funcionamiento del equipo generador por medio de curvas de operación y de los sistemas de control; estos procedimientos normales de operación en el equipo se denominan 'maniobras', también existen dentro de la operación de una planta para generación acciones operativas que no son normales y que son originadas por fallas del equipo en la planta o por disturbios en los sistemas ajenos a la planta, como fallas en líneas de

abastecimiento de combustible, en las de distribución de energía o en subestaciones.

La acción de variar la carga de los generadores eléctricos se hace a través de la subestación, la cual por medio de un reóstato varía la carga conectada al generador eléctrico. si la acción es subir carga, el reóstato incrementa la carga o resistencia, lo cual produce una caída de voltaje y variación en la frecuencia de rotación del generador eléctrico, esto debido a que la acción de subir carga incrementa la intensidad del campo magnético dentro del generador y este tiende a frenar la velocidad de giro del rotor del generador. para compensar la pérdida de velocidad se realiza la siguiente acción sincronizada entre la subestación y la planta, el maquinista incrementa el flujo de vapor a la turbina y al mismo tiempo el fogonero incrementa la generación de vapor por medio del incremento del flujo de combustible a quemadores, el flujo de aire para combustión y ajuste general de las demás condiciones de operación por medios manuales y automáticos.

Como se ve la variación en la demanda de energía modifica directamente las condiciones de operación en el generador de vapor, que pueden ser de tres formas, subir carga, bajar carga o parar.

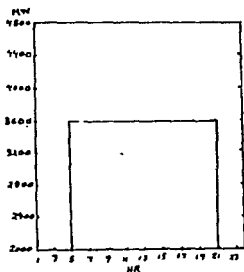
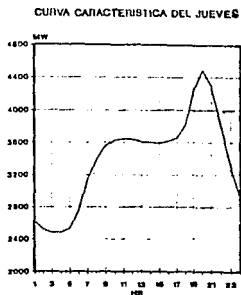


Fig. 4.1.1 Curva de demanda ideal.



Curva de demanda real.

Además de la variación normal en la demanda de carga también se pueden presentar variaciones de esta en el sistema debido a las fallas mencionadas anteriormente pero una de las principales causas anormales que originan variaciones en el sistema es debida a la salida de alguna planta que alimenta al sistema o falla desu subestación, estas situaciones anormales sobrecargan el sistema repentinamente con lo cual se afectan instantáneamente las condiciones de operación en la unidades que alimentan al sistema. Para situaciones de este tipo y en forma de recomendaciones se dan las siguientes instrucciones relacionadas con la forma en que deben operarse las plantas y en particular las unidaes de la Planta J. Luque.

a) La planta debe de soportar hasta donde sea posible la sobrecarga y tratar de ayudar al sistema, es decir, no se deben sacar las máquinas fuera del sistema sino incrementar la generación hasta donde lo permitan las condiciones de calderas y máquinas para estar en posibilidades de tomar automáticamente más carga si el sistema lo requiere.

b) Cuando ocurra una sobrecarga con sus resultados consiguientes, es decir disminución de velocidad de las máquinas, disminución de voltaje de generación, aumento de amperaje del generador, baja frecuencia y en consecuencia menor velocidad en todos los motores que mueven a los equipos en la planta, la máquina no debe ser botada del sistema quedando con sus propios auxiliares hasta que las condiciones de la interrupcion sean tales que la válvulas 'shut-off' de las calderas operen y deje sin combustible a las mismas.

c) Antes de llegar al extremo de botar el switch general de la máquina, dejándolo por lo tanto separado de la subestación y alimentando sus propios auxiliares, el Ing. de turno debe comunicarse con el operador de la subestacion y pedirle que deje

en las máquinas únicamente la carga local necesaria para que las mismas operen sin sobrecarga, es decir que desconecten la subestación del sistema.

Deberá advertirse al operador que si no efectúa la maniobra descrita anteriormente la máquina será separada de la subestación por personal de la planta y en esta forma se evitará que pierda sus auxiliares y la planta podrá estar lista para sincronizarse nuevamente con el mínimo de tiempo.

En caso de variaciones fuertes en el sistema, la frecuencia puede bajar mucho y llegará un momento en que la presión baja de combustible hará que operen las válvulas de emergencia, obligando al operador a que abra inmediatamente el switch principal. Antes de que esto suceda la alarma de baja presión en el tablero operará.

e) Con respecto al equipo restante ninguno de los switches tiene relevadores de bajo voltaje, por lo tanto no saldrán fuera del servicio, en los casos donde hay switch magnéticos alimentando a algunos servicios esenciales, estos volverán a cerrarse al restaurarse el voltaje en los auxiliares. Si la bomba de alimentación a calderas baja su presión debido a la baja frecuencia, la turbobomba de emergencia entrará automáticamente para restaurar la presión correcta, razón por la cual las válvulas de estas bombas deben dejarse siempre abiertas para que su control automático las haga operar en caso necesario.

La operación del equipo automático de combustión cuando no se pierde la corriente para auxiliares y el aire de control debe dejarse intacto. Como el control automático necesita cierto tiempo para normalizar las condiciones de operación, deberá darsele aunque durante este tiempo la combustión no sea la correcta.

Si el voltaje en la subestación es muy bajo, quedarán fuera los servicios generales de estación, es decir: pozos, estaciones de drenaje, bombas de agua de servicio, bombas de transporte y

descarga de combustible, etc. La planta puede trabajar un cierto tiempo sin los servicios generales debido a los tanques de almacenamiento y repuesto, aunque la motobomba de agua de servicio a base de gasolina debe entrar en operación.

f) El ing. de turno es el más indicado para juzgar las condiciones del equipo en caso de una interrupción o falla y ordenará en último caso que es lo que se debe hacer.

GRAFICA CARACTERISTICA DE CADA DIA DE LA SEMANA TIPICO

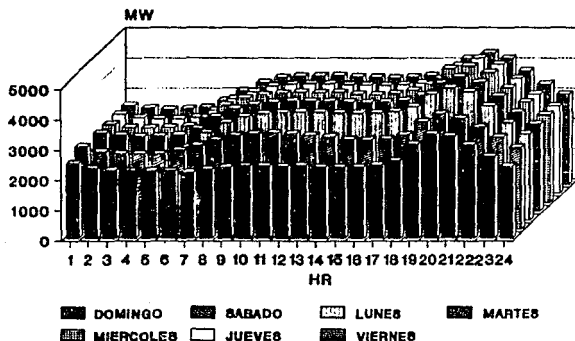


Fig. 4.1.2 Curvas de demanda típicas.

4.2 PREPARATIVOS DE ENCENDIDO.

La puesta en servicio del generador de vapor implica el encendido de los equipos que lo constituyen en cierto orden y cumpliendo una serie de requisitos necesarios para la operación y protección de los materiales que los constituyen y realizan el proceso. El encendido del generador de vapor requiere del cumplimiento de una serie de acciones previas al encendido para probar el estado físico de la instalación y poner al equipo en condiciones de iniciar su funcionamiento.

Los preparativos de encendido engloban las siguientes acciones:

1. Revisión general del estado físico de la instalación y el equipo.
2. Llenado de la caldera.
3. Prueba hidrostática.
4. Cumplimiento de las condiciones generales para arranque.
5. Cierre del interlock.
6. Puesta en servicio del agua de refrigeración.
7. Barrido del horno.
8. Puesta en servicio de aire para enfriamiento en detectores de flama.
9. Puesta en servicio de la línea de gas a encendedores.
10. Puesta en servicio de los encendedores.

La revisión general se realiza para dejar en condiciones óptimas y seguras la instalación para su uso. Esta revisión se realiza cuando ha estado la unidad completa o solo el generador de vapor fuera de servicio durante períodos de tiempo grandes o cuando ha sufrido una reparación, la revisión consiste en verificar visualmente el estado de la instalación y retirar todo aquel material ajeno a la instalación que se haya acumulado o dejado por descuido dentro y fuera de la caldera.

Para llenar la caldera en su inicio se usa agua desmineralizada, esto después de períodos grandes de paro o por reparación, el agua se toma de los tanques de agua de repuesto y se llena hasta su nivel normal, la temperatura de esta agua no debe ser mayor o menor en 38°C a la temperatura a la cual se encuentra el material del tambor, esto para evitar esfuerzos térmicos locales que puedan ocasionar fugas en los asientos de los tubos.

Una vez que la caldera ha sido llenada hasta su nivel normal, se procede a realizar la prueba hidrostática generalmente cuando ha sido reparada o que ha estado vacía durante un período prolongado de tiempo, la realización de la prueba hidrostática se realiza para verificar la hermeticidad de la caldera en sus tubos y tambores (detección de fugas). El procedimiento es el siguiente, todas las purgas deben estar cerradas menos el gallo de venteo en el domo de vapor y la purga del secundario, se deben colocar los trinquetes en las válvulas de resorte, la válvula de no retorno cerrada, la electromática cerrada con su volante, la válvula controladora de agua de alimentación abierta y se controlará el flujo por el compensador de presiones.

A continuación se pone en servicio una bomba y se comienza a llenar la caldera hasta que el agua brote por el gallo de venteo en el domo, después se cierra este venteo y enseguida la purga de salida del secundario, de esta manera la caldera ha quedado tapada y se comienza a inyectar agua hasta lograr incrementos de presión en la caldera de un kilogramo sobre centímetro cuadrado hasta obtener 90 kg/cm^2 de presión. La presión en la bomba se aliviará recirculando el agua.

La presión a la que se realiza esta prueba deberá de ser siempre mayor a 71 kg/cm^2 que es la presión con la que accionan las válvulas de seguridad (para esta prueba triqueteadas).

Una vez alcanzada la presión de prueba se cierran la válvula

de retención y al mismo tiempo se saca de servicio la bomba, durante 15 min la caldera quedará presurizada y personal realizará una inspección dentro de la caldera para detectar fugas y el fogonero indicará si la presión se mantiene.

Las condiciones generales para el encendido representan el estado particular que deben guardarlos equipos y sistemas antes de iniciar el encendido, el generador de vapor queda en condiciones para su encendido asegurando las siguientes condiciones:

1. Nivel de agua en el domo de vapor para encendido media mirilla.
2. Compuertas de acceso e inspección cerradas.
3. Lubricación y refrigeración correcta en tiros y regenerador.
4. Servomotores en automático y con aire.
5. Compuertas de los ventiladores cerradas.
6. Purgas de fondo cerradas.
7. Purgas abiertas en recalentadores.
8. Gallo de venteo abierto en el domo.
9. Purgas abiertas en los esientos de las válvulas de no retorno y del atemperador.
10. Válvula antes de la electromática abierta.
11. Cierre del interlock.

El cierre del interlock se realiza para tener un sistema de protección en automático que corte la alimentación de combustible al quemador en caso de falla individual del mismo e interrumpe totalmente la alimentación de combustible a la caldera, en caso de falla total de flama en el horno.

Este interlock realiza el barrido del horno antes del encendido, supervisa las condiciones de la flama durante el arranque y en operación normal, con indicaciones visuales por medio de luces en el control de purga y falla de flama. Sus

dispositivos auxiliares cortan automáticamente la alimentación de combustible, en caso de falla de ventiladores, baja presión de combustible, falla en la alimentación de corriente eléctrica al sistema y baja presión de aire de control.

Para lograr el cierre del interlock se deben cumplir las siguientes condiciones:

1. Que haya corriente directa (125 v) para alimentar el circuito.
2. Que haya buena presión de aire de control (4.5 kg/cm^2).
3. Que haya corriente alterna a 3300 v en las barras.
4. Que el control de disparo general de combustible este en servicio.
5. Barrer el horno.

El barrido del horno se realiza para extraer del horno y ductos de la caldera gases explosivos, polvo y todo aquel material inflamable que pudiera originar una explosión.

El procedimiento para realizar el barrido de gases es el siguiente:

1. Arrancar los ventiladores de tiro inducido y forzado en este orden y con sus compuertas cerradas, ya que si se arranca primero el tiro forzado y las compuertas están abiertas se pueden bombar las paredes del generador de vapor. Se tiene una protección que no permite que trabaje sólo el tiro forzado.
2. Poner en servicio el gabinete de purga con su interruptor, con esto se enciende la luz verde indicando 'purgar horno'.
3. Ajustar la velocidad de los ventiladores y las aberturas de las compuertas, abrir dos registros en la caja de quemadores y suministrar un flujo de aire equivalente al 60% del aire a carga máxima para el barrido.
4. Al tener el flujo de aire se enciende la luz amarilla indicando 'horno purgándose'.

5. El período de purga dura aproximadamente 5 min y depende del flujo de aire para el barrido, después de transcurridos los 5 min se encenderá la luz roja indicando 'horno purgado'.
6. Una vez realizada la purga el flujo de aire debe reducirse al mínimo.

Al quedar barrido el horno se procede a poner en servicio las líneas de gas a encendedores para después poner en servicio los encendedores, antes de poner en servicio los encendedores se deben activar los detectores de flama, para realizar la puesta en servicio de los encendedores se realizan las siguientes acciones:

1. Detectores de flama (fire-eyes) en servicio en la caseta de Pemex y en la caja de quemadores, y su ventilador para aire de refrigeración.
2. Presión de gas normal antes y después de la shut-off en el cabezal de gas a encendedores.
3. Abrir la shut-off de gas a encendedores.
4. Alimentación a las bujías de los encendedores.
5. Cerrar los contactos para el encendedor y su detector de flama.
6. Prender el encendedor por medio de la shut-off individual y energizando la bujía, al producirse la flama el fire-eye la detectará e indicará en el tablero y al mismo tiempo indicará encendedor en servicio.

De igual manera para cada encendedor de acuerdo a los requerimientos de la operación.

4.3 ENCENDIDO Y CURVAS DE ARRANQUE.

La puesta en servicio del generador de vapor implica la entrada en servicio de toda la unidad, así que para iniciar la operación del generador de vapor deben de estar en condiciones de operación los equipos y sistemas en el turbogenerador, para una vez alcanzadas las condiciones de trabajo en el generador de vapor iniciar la interconexión con la máquina de acuerdo a sus condiciones térmicas (máquina fría o caliente) usando sus curvas de rodado y generación eléctrica.

Para poner en servicio el generador de vapor se encienden los quemadores y se sigue una secuencia de purga: acompañada de una curva de levantamiento de presión.

Como acciones previas al encendido deben tenerse cubiertos los requisitos mencionados anteriormente para asegurar condiciones seguras de operación y funcionamiento óptimo del equipo. Además es necesario realizar una revisión general del equipo, revisando que todos los indicadores de nivel de agua estén en buenas condiciones y trabajando correctamente. Cerciorándose que los quemadores operen estrictamente de acuerdo a las reglas de seguridad dadas para el tipo de combustible, comprobar las condiciones del agua dentro de la caldera para asegurar una operación continua estable y monitorear las características del agua, ventilar completamente la instalación para evitar concentraciones de gases.

Para iniciar el encendido con gas, se pondrá en servicio la línea que alimenta al cabezal de quemadores desde la fosa degas principal, se purgará la línea durante 5 min por el venteo colocado antes del macho principal, después se cierra el venteo y se abre el macho, todo esto manualmente. Para poner en servicio los quemadores se siguen los siguientes pasos:

El procedimiento es supervisado por el interlock y actuará al detectar cualquier falla mecánica o humana.

1. Establecer un tiro balanceado en el horno de $-10 \text{ mmH}_2\text{O}$
2. Flamas piloto y fire-eyes encendidos.
3. Cuando menos un encendedor prendido.
4. Presión normal de gas antes y después de la shut-off en el cabezal de gas a quemadores.
5. Abrir la shut-off de gas a quemadores.
6. Abrir manualmente el macho del quemador que se va a poner en servicio, con esto queda encendido el quemador.

Una vez encendidos los quemadores seleccionados de izquierda a derecha, el flujo de gas será controlado por el control de gas en manual, según se requiera. Los encendedores una vez en servicio la caldera deberán apagarse.

A partir de este momento se inicia el levantamiento de presión en base a la curva de arranque o curvade presión trazada por el Ing. de turno en base a las recomendaciones dadas por el fabricante, en la gráfica circular diaria e instalada en el integrador para presión de vapor.

La curva de levantamiento de presión se traza con una plantilla, la cual se ajusta sobre la gráfica abarcando una duración de 5 hr, al cabo de este lapso la presión es llevada de 0 a 50 kg/cm^2 o de 0 a 62 kg/cm^2 dependiendo de los requisitos y necesidades en la generación, la temperatura se deja que siga su incremento normal en base al levantamiento de presión.

Para seguir la curva de presión trazada el fogonero por medio del control de la combustión y de la secuencia de purgas hará que la pluma de presión de vapor siga a la curva trazada en el graficador.

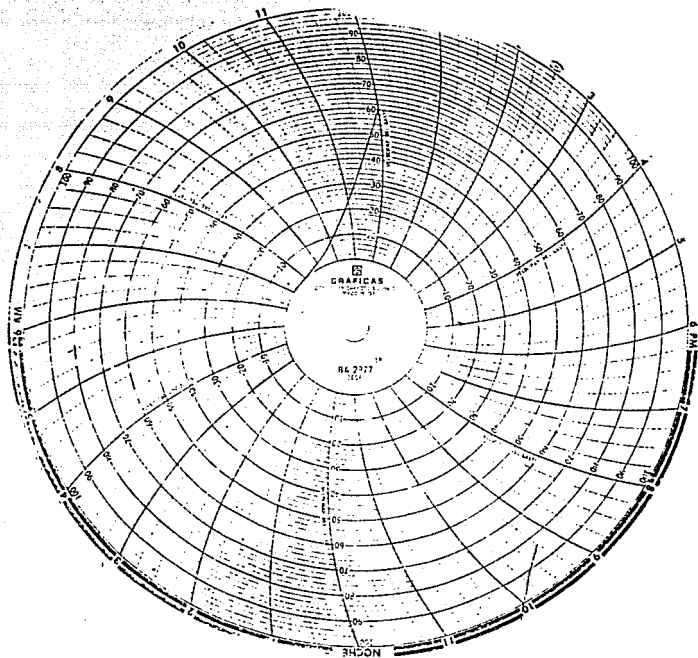
Las curvas fueron determinadas por el fabricante en base a los esfuerzos térmicos permisibles en los materiales de los tambores, tubos y recalentadores.

Fig. 4.3.. CURVA DE LEVANTAMIENTO DE PFESION.

Duración 5 hrs; de 0 a 62 kg/cm² y 488°C.

Inicia a las 7:00 hrs y termina a las 12:00 hrs.

Para máquina fría.



El control de la combustión se hará por medio de la regulación del tiro dentro de la caldera, manteniéndolo balanceado y del control de flujo de gas a quemadores, ambas operaciones en manual, al iniciar el levantamiento de presión se pondrá en servicio el agua para alimentación a la caldera, debido a que al inicio se tiene un consumo de vapor bajo, también la inyección de agua debe ser baja (flujo de agua igual a flujo de vapor para mantener constante el nivel en el domo), por esta razón al inicio del levantamiento de presión la válvula controladora de agua de alimentación (Bailey), se opera manualmente.

Para acompañar al levantamiento de presión se sigue una secuencia de purgas como medida de protección a los tubos y recalentadores que son los que se encuentran más expuestos a la acción del calor, dado que un flujo de vapor a través de los tubos y recalentadores actúa como medio refrigerante.

La operación de las purgas es la siguiente partiendo de cero presión:

SECUENCIA DE PURGAS PARA LEVANTAR PRESION

PRESION	GALLO DE VENTEO	PRIMARIO		SECUNDARIO		VALVULA CHECK	ATEMPERADOR
		ENT. SAL.	ENT. SAL.	ENT. SAL.	ENT. SAL.		
0	abierta	a	a	a	a	a	a
2.5	cerrada	a	a	a	a	a	a
5.0	c	trampa	2	2	a	a	1/2
15.0	c	c	1	1	a	c	1/2
30.0	c	c	c	c	5	c	1/2
45.0	c	c	c	c	1	c	1/2
60.0	c	c	c	c	3 1/2	c	c
C/CARGA	C	C	C	C	C	C	C

Al llegar a los 2.5 kg/cm^2 de presión se dispara la válvula electromagnética durante un minuto cada 5 min hasta llegar a los 10 kg/cm^2 , para desalojar el condensado atrapado en las curvas de los tubos de los recalentadores.

Después los disparos se harán de acuerdo a la temperatura del vapor en los recalentadores para controlar la presión y seguir la curva de subida de presión (curva de arranque).

Una vez alcanzadas las condiciones trazadas se procede a interconectar con la máquina, para esto el maquinista a partir de los 30 kg/cm^2 de presión purga todas sus tuberías y en general debe tener ya en condiciones de funcionamiento los sistemas, equipos y todo el turbogenerador para iniciar su rodado partiendo de sus condiciones (máquina fría, semicaliente, caliente y muy caliente), el rodado se realiza en un tiempo de 50 min. Para máquina fría y 15 para máquina caliente (350°C) siguiendo sus curvas que en general consisten en hacer girar el rotor de la turbina bajo ciertos valores de velocidad y períodos de tiempo, es decir dependiendo de la condición de la máquina se lleva a estado las rpm dadas por el torna flecha hasta las 3600 rpm de generación, a través de intervalos de tiempo en los cuales se hace girar a la máquina a rpm intermedias para ir calentando los materiales gradualmente y evitar esfuerzos térmicos a los mismos.

Una vez alcanzadas las 3600 rpm el turbogenerador está en condiciones de iniciar la generación eléctrica, y el rodado de la máquina a terminado, para iniciar la generación se activa el campo magnético producido por el estator del generador alimentado con corriente directa producida por el excitador acoplado directamente al rotor del generador, la carga inicial conectada al generador es de 8 MW, una vez realizado esto se procede a sincronizar la unidad con el sistema por medio y desde la subestación.

4.4 CONTROL DE AGUA DE ALIMENTACION.

El control de agua de alimentación se encarga de mantener en forma continua el flujo de agua hacia la caldera en función de la demanda o consumo de vapor, tratando de que la inyección de agua se igual a la extracción de vapor para mantener un nivel constante en el domo de vapor. En este control están involucrados los siguientes parámetros de operación: flujo de agua, nivel de agua y flujo de vapor, por tanto existen en el sistema de control instrumentos que censan estos parámetros y los registran.

Este control de inicio de levantamiento de presión se mantiene en manual debido a que el flujo de vapor es cero y por tanto para mantener el nivel en el domo la inyección de agua también debe ser casi nula, a medida que se incrementa el flujo de vapor durante la secuencia de purgas, el nivel en el domo primeramente aumenta en forma natural por la ebullición del agua y después se estabiliza bajando su nivel debido al vapor producido, purgado y a la extracción de condensados, cuando la pluma del indicador de nivel en la gráfica llega a cero (nivel normal en el domo equivale al cero en la gráfica) el control de agua de alimentación es puesto en automático, para tener un mejor control de la presión de vapor, ya que al inyectar agua en forma discontinua se altera la presión de vapor, debido a que el agua que se inyecta más fría que la que está en el domo consume más calor, de esta forma hay que aumentar el flujo de gas para compensar el exceso de calor consumido y mantener constante la generación del vapor.

El sistema de control de agua de alimentación trabaja con aire, el cual interconecta y transmite las señales de medición y control para la operación del sistema.

El sistema está constituido por instrumentos sensores para el nivel en el domo para alto y bajo nivel (columna de nivel en base

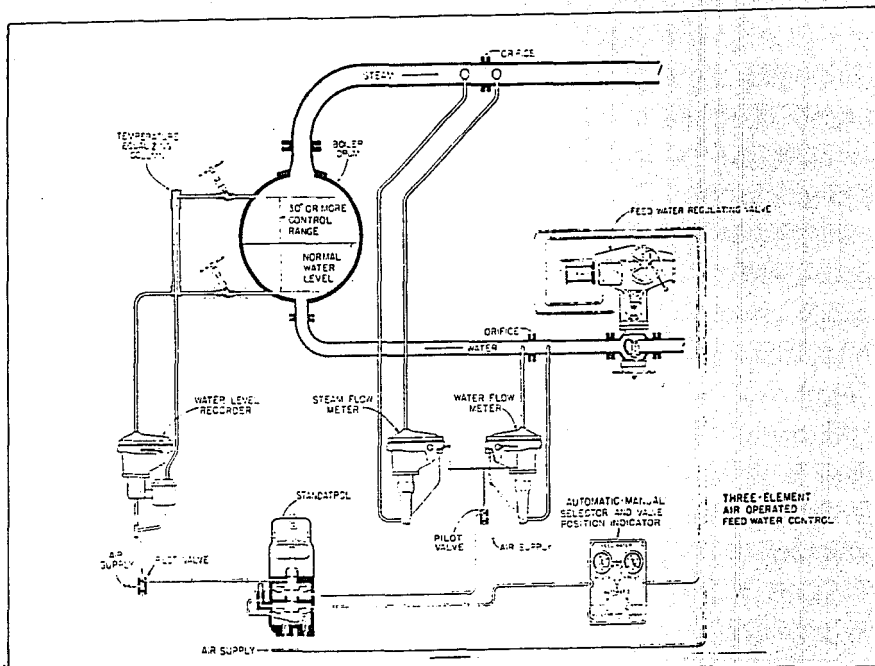


Fig. 4.4.1 Control de agua de alimentación.

a mercurio), un medidor de flujo de vapor (placa de orificio en base a mercurio), un medidor de flujo de agua (placa de orificio en base a mercurio), un transductor para cada sensor (balancín en base a mercurio), una válvula piloto (pirótroil) para cada transductor de acción proporcional, un comparador (standatrol), un controlador en manual o automático (válvula controladora-selector) y un actuador (válvula controladora de flujo de agua Bailey).

Para la supervisión y monitoreo del control de agua de alimentación se tienen 3 graficadores integradores, uno para cada parámetro de operación.

El funcionamiento del sistema es el siguiente en automático: cuando existe una variación en la demanda de vapor, aumento o disminución, es detectada a través de la variación antes y después de la placa de orificio, de igual forma con el flujo de agua, sus comparadores interconectados comparan o mezclan estas dos señales por medio de un mecanismo de balanza, mandando a una válvula piloto la diferencia de estas dos señales (si la variación en los flujos es igual la señal que llega a la válvula piloto es nula o constante y por tanto el sistema en cuanto a variación de flujos está estable), la señal que llega a la válvula piloto por medio de un brazo la hace abrir dejando pasar aire de control con un valor de presión dependiendo de la abertura de la válvula el cual llega al standatrol, esto por un lado y por el otro, el sensor de nivel de agua hace llegar a su comparador dos señales de presión, una de alto nivel y otra de bajo nivel, el comparador por medio del brazo articulado manda la diferencia de ambas a la válvula piloto (si la diferencia es nula el nivel está estable) y esta abre dejando pasar aire de control con un valor de presión proporcional a la abertura de ésta que llega al standatrol.

Así han llegado al standatrol dos señales de presión, el cual tiene dos cámaras de aire, a la cámara superior llegan las dos

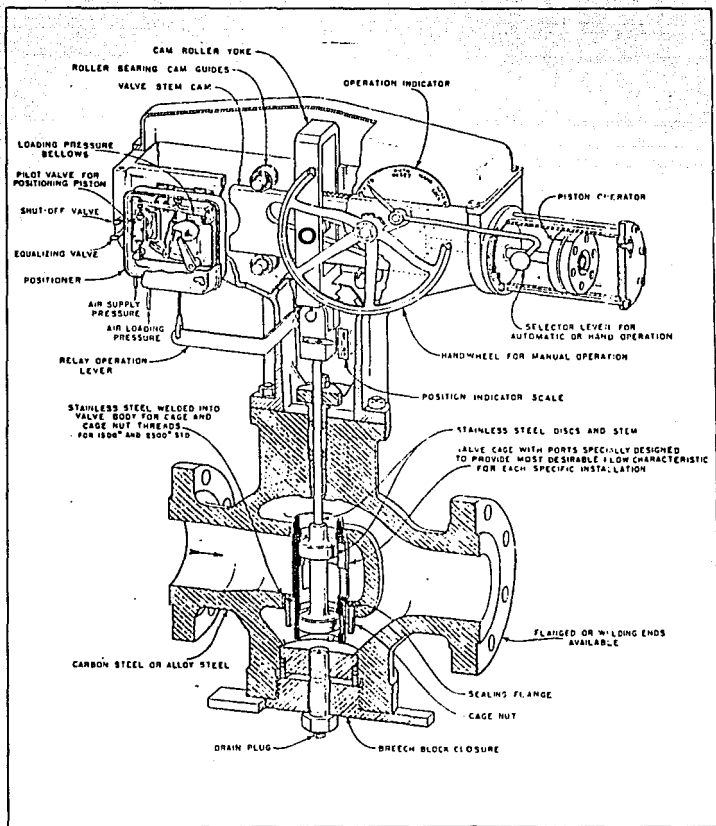


Fig. 4.4.2 Válvula Bailey.

presiones enviadas por las válvulas piloto, separadas por un diafragma, este diafragma se moverá en función de las dos presiones que recibe (si las variaciones en las variables generan la misma presión, el diafragma no se moverá y el sistema estará sin cambios). El diafragma está unido a un vástago que interconecta con la cámara inferior de aire por medio de otro diafragma unido al mismo vástago, esta cámara contiene un tornillo para calibración y un segundo diafragma para alivio, esta cámara funciona de la siguiente forma, la cámara es alimentada con aire de control por su parte inferior, por medio del diafragma de alivio la presión en la cámara es regulada cuando este baja y los dos diafragmas forman un conducto para que el aire llegue al controlador (aire de control), cuando el vástago se mueve hacia arriba el diafragma de alivio abre y forma un conducto para que el aire salga hacia la atmósfera (alivio) y de este modo no llega aire de control al controlador. La línea de aire que alimenta a la cámara inferior con aire de control también alimenta con aire de trabajo a la válvula Bailey. La cual tiene un actuador tipo cilindro neumático de doble efecto cuyo vástago al ir de izquierda a derecha regula el paso del agua dentro de la válvula. El actuador trabaja de la siguiente forma, las dos cámaras del cilindro son alimentadas por aire de trabajo, el aire de trabajo llega a cualquiera de estas dos cámaras, por medio de una válvula piloto con dos flujos uno para cada cámara, esta válvula es controlada con la presión que llega, o no llega desde el controlador; el standatrol por medio del movimiento del vástago abre o cierra el paso del aire hacia el controlador yestecando recibe presión manda un cierto valor de presión proporcional a la válvula piloto para que esta alimente a una de las dos cámaras del cilindro con aire de trabajo, cuando el standatrol no recibe señal de control manda una señal de presión proporcional a la válvula piloto y esta abre la comunicación con la otra cámara. la válvula

piloto abre el paso del aire de trabajo a las cámaras en forma proporcional a la señal que recibe y así en forma continua se genera una señal de control en forma intermitente que manda a variar la abertura en la válvula Bailey por medio del movimiento del vástago del cilindro de aire de izquierda a derecha.

Este tipo de control corresponde técnicamente a un control proporcional integral y tiene las siguientes características en su respuesta:

1. El control proporcional modifica la magnitud de la señal de control.
2. El control integral modifica la velocidad de respuesta de la señal de control.
3. A este control se le conoce como control de reestablecimiento.

4.5 CONTROL DE COMBUSTION.

El control de combustión implica el control de la relación aire-combustible para mantener una combustión adecuada durante las variaciones en el consumo y generación de vapor que evite que la presión de vapor varíe.

El control de combustión se realiza en función de la presión de vapor, de este modo la regulación del tiro y del flujo de gas a quemadores se realiza para asegurar y mantener una presión de vapor constante a la máquina.

Cuando existe una sobredemanda de vapor la presión de este en la caldera tiende a bajar y cuando se presenta una disminución en su demanda la presión se eleva, para controlar esta situación y mantener la presión constante se realiza lo siguiente para el caso de caída de presión.

La caída de presión se presenta cuando se le extrae a la caldera más vapor del que genera, también cuando se le inyecta agua más fría a esta y cuando la temperatura del aire para la combustión es baja, así para controlar esta situación se debe incrementar la generación de vapor e incrementar la energía suministrada a la caldera por medio del incremento en el consumo de gas, para poder incrementar el flujo de gas a quemadores se necesita mantener constante la relación aire-combustible para asegurar una combustión adecuada.

Para mantener constante la relación aire-combustible la caldera cuenta con un control de tiros y un control de flujo de gas, al momento de iniciar el aumento en la energía suministrada para incrementar la generación de vapor. El control de estos parámetros se realiza en forma manual y automática, para operación manual se hace uso de los registradores en el tablero de control y de los controladores para el tiro inducido, el tiro forzado, presión de vapor, flujo de vapor, flujo de gas, el indicador de

tiros y un control de aire para combustión (gas o combustóleo).

Un graficador registra con dos plumas flujo de vapor a la máquina y flujo de aire al hogar, otro registra la presión de vapor, un tercero el flujo de gas a quemadores, además se tiene una gráfica recordatoria (graficador-integrador) que guarda la relación aire-combustible para la combustión, determinada por el laboratorio por medio del análisis de los productos de la combustión con el aparato 'Orsat'.

Por medio de los indicadores se detecta primeramente el aumento en el consumo de vapor, esto provoca que la pluma de presión del vapor registre una disminución en su magnitud; al ocurrir esto primeramente se aumenta el flujo de aire a la caldera por medio de la abertura de las compuertas del tiro inducido a través del servomotor y enseguida se aumenta el flujo forzado de la misma forma, a manera de pequeños aumentos manteniendo balanceada la presión en un orden inducido-forzado; la presión en el hogar siempre debe estar a $-2.5 \text{ mmH}_2\text{O}$ registrada en el indicador de tiros, al incrementar el flujo de aire la presión en la caja de quemadores aumenta y su valor se deja al que resulte siempre que se mantenga constante la presión en el hogar, con este incremento en la presión en la caja de quemadores se aumenta la velocidad de combustión y de transferencia o conversión de energía del gas, de química a calorífica en los gases de combustión y radiación. La presión en la caja de quemadores varía de 10 a 125 mmH_2O .

Durante el control de combustión y siempre que se aumente la carga lo primero que se incrementa es el flujo de aire para evitar que el hogar se ahogue y al incrementar el flujo de aire se debe incrementar primero a través del tiro inducido para evitar que la presión se haga positiva en el hogar.

Una vez que se incremento el flujo de aire y que quedo balanceado el tiro se incrementa el flujo de gas hasta que la

relación aire-combustible en la gráfica recordatoria guarde la relación óptima, este procedimiento se realiza hasta que la presión de vapor se estabilice con el nuevo flujo de vapor.

Para controlar la presión de vapor cuando esta aumenta se realiza el mismo procedimiento pero se reduce el flujo de gas primero y luego el de aire.

El control de combustión en automático realiza la misma función solo que el control de tiro y de flujo de gas se realiza por medio de el control principal y el funcionamiento de este control es similar al control de agua de alimentación automático y está compuesto por aparatos similares. La operación del control de combustión en automático se representa esquemáticamente en la fig. 4.5.1. Para ajustar la relación flujo de aire y flujo de combustible el control principal se auxilia en un control que mantiene la relación aire-combustible óptima para la combustión en función del tipo de combustible. El control que se usa para cuando se consume gas es el control basado en el flujo vapor-aire, este control se encuentra ajustado o calibrado para que sus dos plumas guarden la relación óptima y su ajuste es realizado por el laboratorio en base a pruebas de combustión.

En resumen el control de combustión está constituido por tres controles, control de presión de vapor, control del tiro y control de la relación aire-combustible a través de los flujos vapor-aire.

El control automático de combustión controla estos tres parámetros básicos por medio de un cuarto control que actuará sobre los controles de combustión, éste control principal actuará por medio de una válvula de transferencia de tres vías para mandar controlar la presión de vapor por medio del control del tiro y del flujo de combustible auxiliado del control para la relación aire-combustible.

El control manual de combustión es realizado por el fogonero y los tres controles básicos son operados en forma manual e independientemente uno del otro tomando como base mantener los parámetros estables para una operación óptima.

4.6 CONTROL DE TEMPERATURA DE VAPOR.

La función de este control radica en mantener siempre constante la temperatura del vapor hacia la máquina. Este control opera en automático y manual pero su operación se deja en automático, el control de la temperatura de vapor se realiza en función del control de flujo de vapor que se manda por el atemperador antes de que éste entre al recalentador secundario.

El control de la temperatura de vapor a la máquina se realiza para proteger a esta de cambios bruscos de temperatura en sus partes más sensibles (álabes) y también para garantizar una humedad de vapor baja en los últimos pasos de la turbina, también para proteger a los tubos del recalentador contra recalentamiento de sus materiales y del agrietamiento que sufren con esto.

El equipo que realiza el control de temperatura de vapor se localiza entre los recalentadores primario y secundario y es controlado por el sistema de control desde el tablero Bailey en forma independiente de todos los demás controles, el equipo que realiza este control esta constituido por una válvula proporcional de tres vías accionada por un servomotor controlada por el controlador-selector de temperatura de vapor, un domo tipo atemperador de agua sumergido. Este atemperador realiza el enfriamiento del vapor que es mandado por la valvula de tres vías y su enfriamiento se obtiene a través de la circulación del vapor por el serpentín sumergido en el agua del domo, la cual actúa como medio refrigerante. El flujo de vapor que es mandado a través del atemperador es regulado por medio de la válvula proporcional la cual de acuerdo a su abertura dejará pasar un cierto flujo de vapor al atemperador y el resto por su "by pass" para que los dos flujos se unan por medio de una tee antes de entrar al secundario, con ésta mezcla se regula la temperatura del vapor para que esta sea de aproximadamente 370°C que es la temperatura óptima de

† Ver proceso de recalentamiento en la sección 3.7

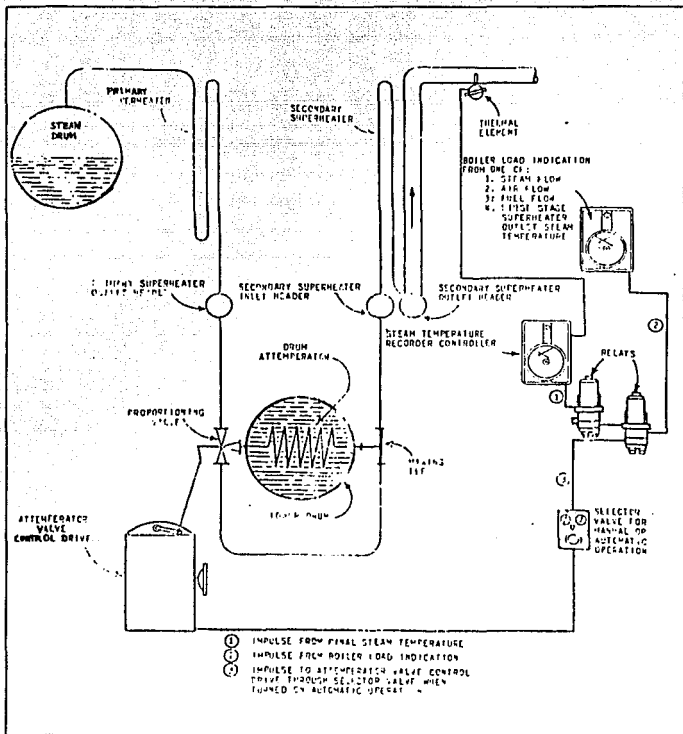


Fig. 4.6.1 Control de temperatura de vapor.

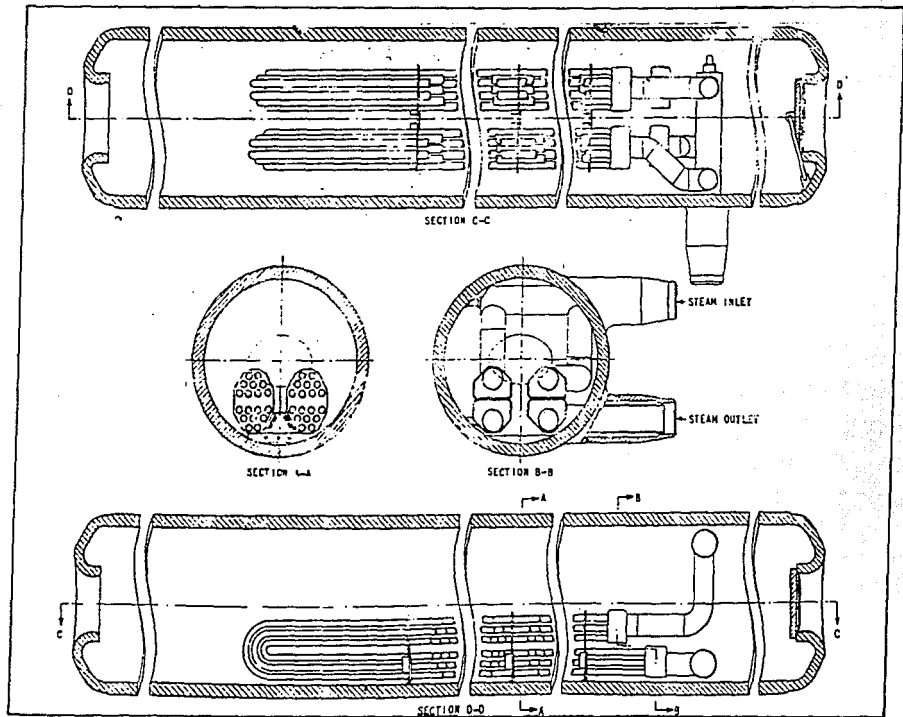


Fig. 4.6.2 Domo tipo atemperador.

diseño para que a la salida del secundario se tengan los 485°C de trabajo.

El sistema de control del equipo de atemperación está constituido por los graficadores y comparadores del registro del flujo vapor-aire y temperatura de vapor, además de sus válvulas piloto, un standatrol, un relevador de temperatura de vapor, el controlador-selector y el elemento actuador (el servomotor) sobre el vástago de la válvula proporcional de tres vías. Su funcionamiento es similar al sistema de control de agua de alimentación en automático.

La forma en que se realiza esta operación es la siguiente, el graficador de temperatura de vapor registra un incremento en la temperatura de vapor, debido a muchos factores como incremento en el flujo de combustible, incremento de la temperatura en el aire para la combustión, disminución en la humedad del aire atmosférico, ajustes en la combustión, agua de alimentación más caliente, mayor absorción de calor por parte de los tubos y su transferencia al agua, etc. A este graficador le llega a una de sus plumas la señal de temperatura del vapor a la salida del secundario. este graficador en su parte posterior tiene instalado el comparador (tipo tubo Bourdon de mercurio y articulado con la válvula piloto). al detectar la variación en la temperatura la compera con la otra pluma en color rojo que indica el punto de ajuste y que es de 485°C, estas dos plumas están interconectadas y articuladas. de su comparador es mandada a la válvula piloto la relación entre ambas y esta modifica la señal neumática en función de las variaciones de temperatura. La señal llega alstandatrol el cual amplifica y la envía al controlador selector para que este mande abrir o cerrar por medio del servomotor la válvula de tres vías y modifique el flujo de vapor que se manda a atemperación, con esto la temperatura bajará hasta que las dos plumas en el graficador guarden la relación apropiada. Para esta relación la señal de salida en la controladora selectora es de 15 psi.

Fig. 4.6.3 Válvula de 3 vías
proporcional.

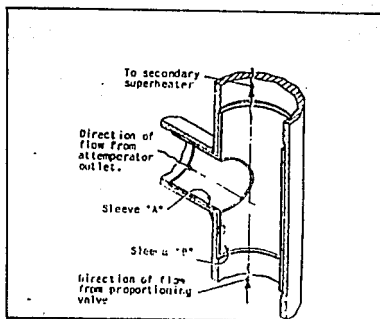
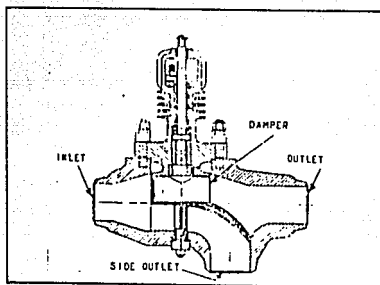


Fig. 4.6.4 Tm

Este control se apoya con otra señal cuando la caldera esta trabajando a más del 60% de su capacidad y la señal viene del graficador que guarda la relación del aire para la combustión. Ya que la temperatura de este aire a esa capacidad produce incremento en la temperatura de la combustión y por tanto de la temperatura del vapor.

4.7 APAGADO.

APAGADO NORMAL.

Estando en condiciones normales de operación, el apagado no se realiza en forma brusca (por bote), el apagado normal se realiza bajando la carga en la máquina en un MW por minuto y por cada cinco MW bajados se irá apagando un quemador de izquierda a derecha para proteger a los recalentadores y evitar una caída de temperatura del vapor. Al apagar el quemador la presión de gas a quemadores subirá y se deberá ajustar reduciendo el flujo de gas hasta que se normalice la presión para evitar el bote por sobre presión en el cabezal de gas a quemadores, después se reducirá para la combustión por medio del estrangulamiento en las compuertas del tiro forzado y luego en el inducido a manera de balancearlos, este proceso se realiza hasta que se tengan 5 MW en la máquina con esta carga se cierran las extracciones en la máquina, y se procede a sacar la máquina aislándola del generador de vapor por medio del bote intencional de la máquina, generalmente por sobre velocidad, de esta forma operan sus protecciones aislándola. Simultáneamente se apagará el último quemador y se cerraran las válvulas shut-off de combustible.

Para controlar la elevación de presión en la caldera se seguirán alimentando sus auxiliares y se hará uso de la válvula electromática, de las purgas y de la línea de vapor a tanque de repuesto, etc.

El control de agua de alimentación se pasará a manual y se apagará la motobomba cuando el nivel llegue a +20 en la gráfica circular, las líneas de gas a encendedores y a quemadores se pondrán fuera de servicio y con sus venteos abiertos, el ventilador para refrigeración de los fire-eyes se deja en servicio hasta que se termine el programa de enfriamiento de la caldera.

La caldera ha quedado presurizada después de su apagado y para despresurizarla se sigue una curva de bajada de presión seguida por una secuencia de purgas similar a la curva de levantamiento de presión, este proceso se realiza en 8 horas a razón de 7.5 kg/cm hasta llegar a 2.5 kg/cm².

En algunas ocasiones la máquina no se bota cuando esta tiene 5 MW sino que se apaga la caldera y se continua alimentando a la máquina hasta que la presión sea de 50kg/cm² y después se sigue el mismo procedimiento para despresurizarla partiendo de los 50 kg/cm².

Para iniciar la despresurización la primera purga que se abre es la del recalentador secundario en su salida de acuerdo a la pluma de presión para que ésta siga a la curva trazada, la abertura total de esta purga no garantiza el seguimiento de la curva y para continuar con dicho seguimiento se irán abriendo las siguientes purgas en el orden indicado:

1. Purga de salida del secundario.
2. Purga de entrada del secundario.
3. Purga de salida del primario.
4. Purga de entrada del primario.
5. Purga del atemperador.
6. Purga del asiento de la válvula check (no retorno).

- Y al llegar a 2.5 kg/cm² de presión se abre
7. El gallo de venteo en el domo de vapor.

Cuando llegue a cero la presión y deje de emitir vapor el domo se inicia el programa de enfriamiento de la caldera, para esto los tiros realizaron el barrido del horno durante 5 min después de que se apago el último quemador y fueron puestos fuera de servicio y sus compuertas cerradas.

El enfriamiento de la caldera se inicia con tiro natural en la siguiente forma:

Se abren al 100% las compuertas de succión y descarga en el tiro forzado, registros de aire y se dejan cerradas las mirillas y compuertas de inspección en el horno. Las compuertas del tiro inducido se abren 20% cada dos horas hasta que se abran totalmente, al terminar las dos horas al 100% se inicia el enfriamiento con tiro mecánico de la siguiente manera:

Se ponen en servicio los ventiladores de tiro inducido y tiro forzado con sus compuertas cerradas (el tiro forzado en automático), se abren las compuertas del tiro inducido a razón de 10% cada dos horas, balanceando el tiro en el hogar y se continúa con la abertura de las compuertas hasta obtener la máxima potencia en los tiros y esperar a que mantenimiento solicite parar.

4.8 REGISTROS.

Los registros son llevados para tener un reporte numérico de las condiciones de operación durante cada turno de todos los equipos que intervienen en el proceso de generación eléctrica. Los registros por turnos se realizan para informar en el cambio de turno las condiciones de operación del equipo, en ellos se indican los valores de los principales parámetros tomados cada hora, además se indican las fallas presentadas durante el turno y en general se registran numéricamente y por notas el estado que guarda la operación de la unidad.

En los registros se anotan los valores que toman los principales parámetros de funcionamiento y con esto se busca hacer que el personal de operación encargado del equipo este revisando continuamente los aparatos y se cercioren de que sus valores son los correctos; el registro de diario por turnos se lleva en una hoja diaria para los tres turnos, el Ing. de turno de noche revisa los informes diarios de operación de toda la unidad para detectar si no hubo una anomalía que fue pasada por alto por el encargado del equipo, de esta forma los registros son una historia de operación, además sirven para llevar una estadística por períodos en todos los aspectos de operación como: generación por unidad y total, consumos por unidad y total, horas en servicio, control del personal por turno, etc; todos estos valores son obtenidos o calculados durante el turno de noche y son denominados cálculos nocturnos, basados en los datos de los reportes diarios de operación.

En las unidades de 32 MW se llevan los siguientes registros:

1. Informe diario de calderas (por el fogonero).
2. Informe diario del equipo auxiliar de la caldera (por el cabo de aguas).
3. Informe diario de turbinas (por el maquinista).

4. Informe diario de bombas.
5. Informe diario del equipo auxiliar de la turbina.
 los siguientes informes abarcan a la planta en general:
6. Informe diario de la planta de tratamiento.
7. Informe diario del control del agua y estadísticas de operación.

Todos estos registros son revisados y archivados por si se requiere conocer en un tiempo posterior como erano como se comportaban los parámetros de funcionamiento, para ajustes, para investigación de posibles fallas, para comparación entre parámetros de operación antes y después de reparaciones, modificaciones, etc.

También los registros gráficos son revisados y archivados con la misma finalidad que los numéricos, los registros gráficos son las gráficas circulares diarias y las formas continuas; en éstos se grafican en línea continua los valores que mantuvieron los parametros de funcionamiento a lo largo del día y representan más claramente su comportamiento registrado por los aparatos e instrumentos en forma automática y sin alteraciones.

* Nota: Ver anexo.

V. LIMPIEZA.

La limpieza del equipo y de sus elementos de trabajo es vital para su funcionamiento óptimo, ya que la falta de limpieza en los materiales provoca dificultades en la realización de los procesos de transferencia de calor realizados por conducción y convección. Éstos mecanismos para su desarrollo óptimo requieren áreas con poca resistencia térmica. La suciedad en los materiales actúa como una capa extra de material, incrementando la resistencia térmica del material, reduciendo la eficiencia en la transferencia de calor con lo cual se afecta el rendimiento global del generador de vapor al realizar los procesos individuales con menor capacidad y rendimiento, además de que se afecta el estado físico del equipo.

Este fenómeno se puede presentar tanto en las superficies externas como internas de los tambores y tubos, para las calderas acuotubulares la suciedad o ensuciamiento externo del material de los tubos se debe al hollín o tizne producido durante la combustión y adherido al tubo, el ensuciamiento interno es debido a las incrustaciones del material mineral disuelto en el agua de caldera y sedimentado durante la ebullición del agua en las paredes interiores de los tubos, dificultando la transferencia de calor del tubo al agua y reduciendo el área de paso con lo que se producen problemas de recirculación y en algunos casos tapamiento del tubo lo cual ocasiona recalentamiento del metal y su correspondiente agrietamiento.

Para corregir estas dos situaciones se realizan durante la operación del equipo y en recesos dos tipos de limpieza, una mecánica y otra química. Una para la eliminación del hollín por medio del soplado de las superficies expuestas al paso de los productos de combustión y otra para la eliminación de las incrustaciones minerales por medio de acondicionamientos de sustancias químicas que actúan sobre las sales disueltas y sobre el material sedimentado.

La limpieza de las partes del generador de vapor deben ser limpiadas periódicamente y los períodos de limpieza deben de determinarse en función de la experiencia dada por las condiciones de operación, agua de la caldera y tipo de combustible. La limpieza debe ser acompañada de una revisión para comprobar que todas las partes y aditamentos estén en sus respectivos lugares y funcionen como es debido, de esta forma deben revisarse las uniones de los tubos, los separadores de vapor, válvulas de seguridad, los desagües, purgas y en general toda la instalación. Al mismo tiempo deben darse instrucciones para remover internamente las incrustaciones que no fueron afectadas con los acondicionamientos.

Las superficies externas deben ser revisadas para ver si tienen señales de recalentamiento, fugas, corrosión o cualquier otra falla que pueda poner en peligro la seguridad de las partes sometidas a presión. Esta revisión debe abarcar el estado en que se hallan todos los soportes, barras de suspensión, mamparas, material refractario y dispositivos de seguridad, para asegurar un alto grado de seguridad y de continuidad en el servicio.

La limpieza en el material refractario debe ser tal que implique el mínimo deterioro ya que la eliminación de las incrustaciones en una superficie refractaria daña a la superficie al desprenderse con parte del material refractario.

La limpieza de los economizadores y precalentadores puede realizarse estando la unidad en funcionamiento por medio de los sopladores de hollín y cuando está fuera de servicio se puede realizar una limpieza suplementaria con agua, teniendo cuidado de neutralizar primeramente la porción ácida del hollín con alguna sustancia alcalina y después asegurarse que las partes queden libres de agua para evitar su corrosión.

La limpieza debe abarcar también el equipo de combustión, tanto a los quemadores como a sus auxiliares de manera que su estado implique una operación segura.

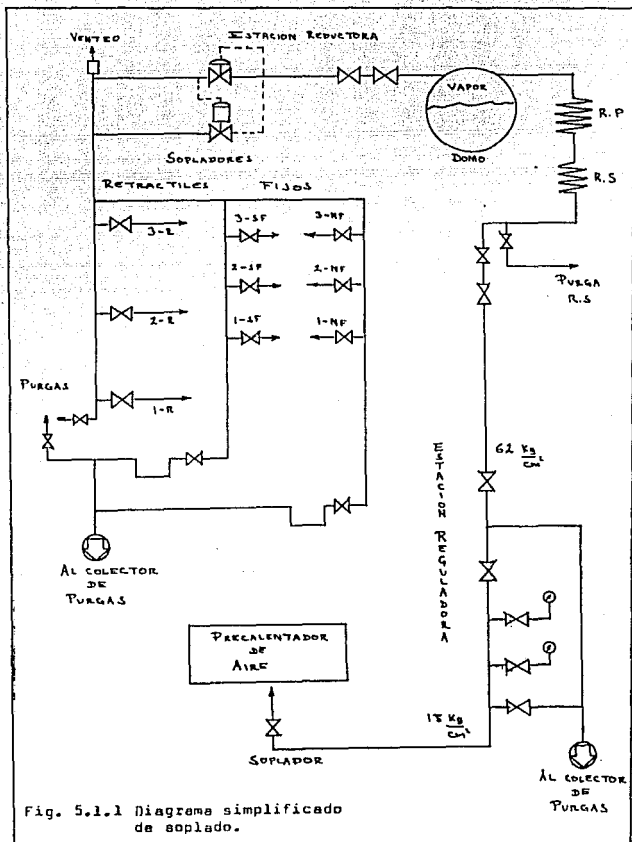
5.1 SOPLADO.

El soplado de la caldera y de sus equipos auxiliares se realiza para eliminar de sus superficies externas el hollín acumulado por medio de chorros de vapor con la finalidad de mantener la eficiencia y capacidad de la unidad. Las superficies externas de los tubos deben ser limpiadas de hollín a intervalos regulares con sopladores con sus sopladores de hollín, la frecuencia de esta limpieza depende de la clase de combustible y de la intensidad de la operación.

Las calderas que queman gas no usan normalmente el soplado del hollín, pero como las calderas que se tienen instaladas tienen quemadores para combustóleo en adición con el gas se requiere que en su instalación existan los sopladores de hollín. Los sopladores deben operarse únicamente cuando la caldera esta en servicio a una carga lo suficientemente alta para asegurar un bajo contenido de oxígeno en los gases de salida y evitar que el fuego se apague. Conviene hacer el soplado de la caldera cuando esta tiene más del 50% de su capacidad.

Antes de operar los sopladores debe aumentarse el tiro en el horno sin producir un aumento en el exceso de aire, únicamente se debe hacer para prevenir que el horno se presurice positivamente. Durante el período de soplado el flujo de aire y combustible deben operarse manualmente para poder mantener la relación correcta entre ellos de la manera más rápida.

Cuando se instalan sopladores de hollín fijos debe tomarse la precaución de que las boquillas siempre mantengan su posición apropiada con respecto a las superficies de los tubos. Si las boquillas quedan fuera de su lugar en forma tal que existe un chorro de vapor directo sobre los tubos, se presentará la erosión del metal. Al operar los sopladores nunca debe proyectarse por mucho tiempo el chorro de vapor sobre una misma parte de la superficie de calefacción por que puede ocurrir la erosión.



El soplado en las calderas en las unidades de 32 MW es realizado con vapor a presión y para ello cada caldera cuenta con 6 sopladores fijos y 3 retráctiles, estos sopladores también pueden operar con aire de servicio. El vapor tomado del domo de vapor es controlado por una válvula reguladora de presión la cual entrega el vapor a 35 kg/cm^2 , para iniciar el soplado de la caldera la línea de vapor debe ser drenada o purgada para obtener vapor seco que no arrastre condensado. Los sopladores retráctiles son semiautomáticos y éstos entran y salen de la caldera durante su operación, están instalados en el costado derecho del generador de vapor en línea vertical y sus boquillas apuntan hacia arriba y funcionan con un mecanismo neumático de avance y retroceso alimentado con aire de servicio, antes de que entren en servicio el aire debe tener 5 kg/cm^2 de presión con aire de servicio para alimentar a su servomotor. Así con presión de vapor y de aire de servicio se abre la válvula de purga en el cabezal de aire de servicio para desalojar el condensado, después se abre la válvula que alimenta al servomotor y cuando el soplador entra 50 cm se abre la válvula de vapor, el soplador que desliza por un riel irá soplando los tubos de la caldera con la lanza de vapor y cuando esta lanza ha entrado hasta su tope el soplador regresará a su posición inicial en forma automática y se cortará el flujo de vapor y la presión de aire. Esto se hará con cada uno de los sopladores retráctiles.

El soplador tiene la ventaja de que permite limpiar los tubos estando la caldera encendida, pero ello no quiere decir que con eso se evite una limpieza más profunda cuando la caldera está en receso.

En caso de que por falla de aire de servicio se llegará a quedar dentro de la caldera el soplador retráctil, no se debe cortar el vapor ya que este actúa como refrigerante.

El hollín desprendido es arrastrado por los gases de combustión hacia la atmósfera y en su paso por el regenerador de aire lo ensucia.

Después del soplado de la caldera se debe soplar también el regenerador de aire para limpiarlo del hollín adherido a las placas de los paquetes, ya que esto puede taponear y corroer a las láminas, esto acorta el tiempo de servicio. Cuando el combustible sea combustóleo se debe tener precaución ya que durante los períodos de combustión deficientes se arrastra combustóleo no quemado que se adhiere a los paquetes del regenerador y éste puede ocasionar el incendio del mismo. El soplado del regenerador se realiza con una lanza retráctil movida con motor eléctrico colocada en el lado de salida de los gases de combustión, además el regenerador esta equipado con un calentador de vapor o de recirculación de gases que se usa para el control del taponeamiento y la corrosión. Por medio del control de la temperatura de condensación de los gases de combustión (aprox. 230°C) y del reflujo de gases y vapor por los paquetes a cargas de operación bajas en la caldera.

Otro elemento de la caldera que requiere ser soplado para eliminarle el hollín o la humedad son las bujías de los encendedores. Cada vez que se apaga la caldera, deberan soplarse las bujías inyectando aire de servicio por la toma que tiene cada encendedor, el hollín y la humedad se acumulan entre los electrodos y el aislamiento de la bujía y puede ocasionar paso de corriente por corto circuito.

5.2 ACONDICIONAMIENTOS.

El agua de alimentación a la caldera es un agua especial como se vió en la sección 3.3 . esta agua a pesar de que ha recibido un tratamiento para eliminarle las sales disueltas no ha quedado totalmente o no ha sido desmineralizada al 100%, sino que se dejó con los contenidos máximos permisibles, y así fue alimentada a la caldera; durante la ebullición del agua al estar operando la caldera las sales que ésta contenía no se van con el vapor, sino que se depositan en los tubos y colectores de la caldera en forma de fango. Este fango con el calor se endurece y forma 'costras' de material mineral que se incrusta en las superficies internas de los tubos. Estas 'costras' actúan como aislantes del calor entre los tubos y el agua, y provocan tres efectos perjudiciales, 1) desperdicio de combustible, al salir el calor por la chimenea sin ceder su energía al agua; 2) los tubos y colectores al no ceder su calor al agua se tuercen, agrietan por recalentamiento; 3) en el agua se encuentran disueltos gases como oxígeno y bióxido de carbono los cuales oxidan y corroen el metal de los tubos produciendo picaduras y fugas.

El agua utilizada durante el ciclo de operación es agua destilada libre de sales pero en su primera ebullición fue agua desmineralizada y durante el ciclo de operación se agrega agua desmineralizada de repuesto para compensar la que se pierde por purgas, escapes y servicios auxiliares, así se acumulan incrustaciones con el paso del tiempo que deben ser eliminadas.

El tratamiento o control de las incrustaciones antes se realizaba con el evaporador y con acondicionamientos químicos, pero en la unidad el evaporador fue desactivado y con ello se dejó el control solo en base a los acondicionamiento, purgas y desareación.

Las sales que producen las incrustaciones más peligrosas son los sulfatos de calcio y los silicatos de calcio y magnesio.

Para que estas sales no dañen a la caldera es necesario agregar al agua fosfato de sodio el cual ocasiona la precipitación de las sales que se asientan en forma de barro blanco y se concentran principalmente en el domo de agua, éste domo debe ser purgado para eliminarle este fango a intervalos regulares de tiempo.

Para eliminar las sales de calcio y magnesio se agrega zeolita de sodio, la cual intercambia su sodio por el calcio y el magnesio. Las sales de sodio que se agregan son suaves y pueden desalojarse fácilmente con las extracciones o purgas y generalmente no forman incrustaciones.

El agua debe ser alcalina para evitar la corrosión en el metal. Cuando sea necesario aumentar la alcalinidad del agua se agrega sosa cáustica de acuerdo a lo indicado en los análisis de laboratorio.

Aunque gran parte del oxígeno disuelto en el agua sea eliminado por desareación, algo llega a la caldera y con objeto de disminuirlo se agregan sulfitos que se combinan con el oxígeno y forman sulfatos de sodio que pueden ser purgados.

Con objeto de saber con que frecuencia se deben hacer estos acondicionamientos y que cantidad de sustancias químicas deben agregarse, se realiza un análisis del agua cruda, del agua de alimentación, del agua en la caldera y del agua destilada o condensada. Estos análisis se realizan con varias pruebas.

1. Prueba de alcalinidad con fenolftaleína.
2. Prueba de alcalinidad con anaranjado de metilo.
3. Prueba de cloruros.
4. Prueba de dureza.
5. Prueba de sulfatos.
6. Prueba de oxígeno disuelto.
7. Prueba de bióxido de carbono disuelto.
8. Prueba de ph.

Silice en ciertas proporciones y combinaciones especiales con gran promedio de absorción de calor, producirá una incrustación muy dura que con el grueso de una cascara de huevo provocará el recalentamiento de los tubos. La solución a este problema se ha logrado manteniendo la concentración de sílice en el agua de la caldera muy por debajo de su límite de solubilidad y esto se consigue manteniendo o reduciendo la proporción de sílice, aumentando la purga de la caldera y aumentando el límite de solubilidad por medio del aumento de la alcalinidad del agua de la caldera. Un límite de 20 ppm de sílice en el agua de la caldera no ha generado dificultades.

Otro problema que no puede ser resuelto completamente es el del fango, acompañado de la formación de una incrustación muy dura por abajo de él y debido a que los análisis de estas incrustaciones revelan la presencia de sodio soluble se ha tratado de disminuirlas por medio de la recirculación del agua en los tubos, lo cual significa aumentar la relación del agua con respecto al vapor en la mezcla líquido-vapor. Esto ha tenido relativa efectividad ya que el fango ya recocado impide en algunos casos que el incremento en la corriente de agua llegue al tubo mismo.

Las sustancias químicas que serán empleadas para los acondicionamientos durante la ebullición, ya disueltas completamente en el agua antes de ser inyectadas a la caldera deberán ser bombeadas desde el lugar de preparación por medio de la conexión normal de alimentación química o se introducirán por medio del respiradero de la caldera.

Las sustancias químicas que se añaden para el acondicionamiento y su concentración en términos de toda el agua en la unidad son:

Fosfato trisódico	($\text{Na}_3\text{PO}_4 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$)	2600 ppm
Metasilicato de Sodio	(Na_2SiO_3)	600 ppm
Sosa Cáustica	(NaOH)	125 ppm

Esta combinación en las concentraciones indicadas, ha sido empleada como primera selección.

El metasilicato de sodio se puede cambiar por la siguiente relación como segunda selección:

Fosfato trisódico	4440 ppm
Sosa Cáustica	300 ppm

Y como tercera selección se usa en algunas ocasiones la siguiente mezcla aunque se requiera de 2 a 3 veces su adición para tener los mismos resultados que con el fosfato trisódico:

Sosa Caustica	2500 ppm
Carbonato Sódico Anhídrido (Na_2CO_3)	300 ppm

Además se recomienda como medida de precaución para evitar la fragilidad cáustica y la corrosión debida al oxígeno, la adición de sulfato de sosa.

Todas éstas adiciones o acondicionamientos deben realizarse en función del análisis del agua realizado y en función de los contenidos permitidos, expresados en la sección 3.3 y referida al agua en la caldera.

5.3 PURGAS.

El tratamiento químico al cual se somete el agua de la caldera, hace que las impurezas se depositen en los colectores inferiores de fango (domo del agua). Para evitar que las impurezas lleguen a concentrarse de tal forma que disminuyan el rendimiento de la caldera, es necesario eliminar estos fangos periódicamente; estas acciones son denominadas purgas de fondo.

Para esto se tienen válvulas de extracción o de purga, al realizar una purga el nivel del agua baja considerablemente y por ello es conveniente tener un exceso en el nivel antes de realizar la purga.

La intensidad y frecuencia de la purga depende del análisis químico del agua de la caldera. Cuando no se hacen tales análisis la caldera debe ser purgada por lo menos una vez cada 24 hrs. dependiendo de la intensidad de la purga y de la cantidad de vapor generado. En la operación normal y mientras la unidad esta generando a elevada carga nunca deben purgarse los economizadores, muros enfriados por agua, las válvulas de purga en este tipo de equipo deben servir únicamente como válvulas de desagüe.

La purga intermitente de la caldera debe realizarse solamente a capacidades moderadas o medias de generación. La abertura de la purga debe realizarse lentamente y gradualmente de modo que se tarde un minuto por lo menos para abrir una válvula de desagüe a 80 kg/cm² de presión y un espesor de media pulgada.

Las desventajas de la purga intermitente, como variaciones en la concentración, la imposibilidad de sacar grandes cantidades de agua mientras la caldera esta en operación intensa, han producido un creciente empleo de la purga continua, pero en la caldera solo se usa en el domo de vapor.

Para realizar una purga primero debe abrirse la válvula más cercana y luego la más alejada al equipo a purgar. Al terminar la

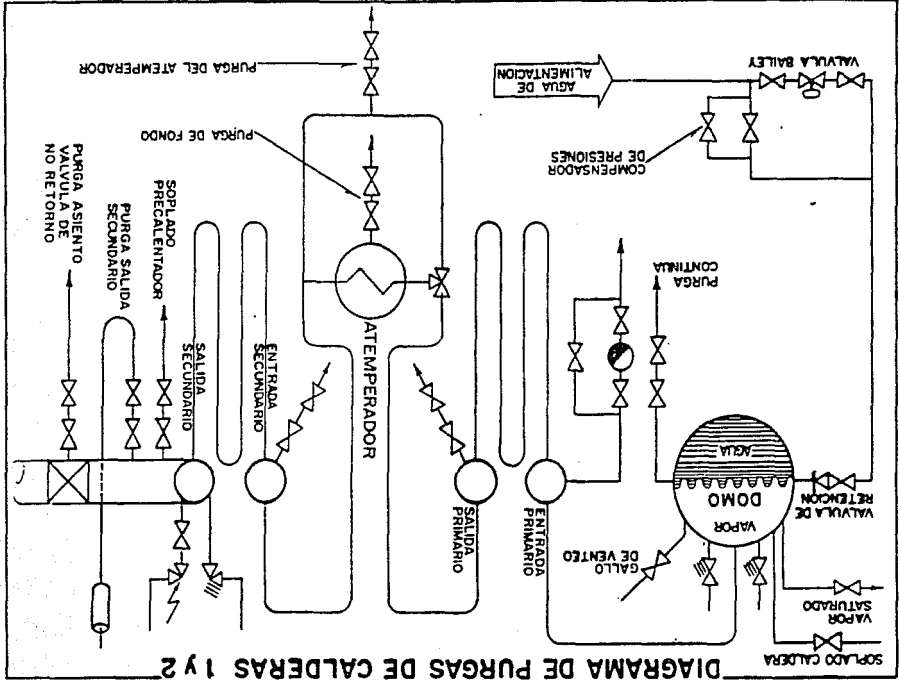


DIAGRAMA DE PURGAS DE CALDERAS 1 Y 2

Fig. 5.3.1

purga debe cerrarse primero la válvula más alejada y luego la más próxima, estas acciones deben hacerse lentamente.

La descarga del agua purgada es enviada dependiendo de su análisis a tanques de almacenamiento y de ahí al tanque colector de purgas general.

VI. CONCLUSION.

La operación de la unidad completa de la planta se concentra en maniobras que dependen de las condiciones que imponen la demanda de energía.

El rendimiento global de la unidad se mantiene en los rangos aceptables o normales para una unidad a base de vapor en ciclo regenerativo, aunque mantiene un rendimiento aceptable su operación no es tan continua a niveles máximos de operación, ya que cuando esta se presenta resulta imposible controlar las condiciones de operación como temperatura y presión en la salida del recalentador secundario, en la temperatura del condensador (calentamiento del condensador), problemas de combustión debidos al desbalanceo del tiro en el hogar, principalmente.

Comparando los porcentajes de distribución de la energía en la unidad con los dados en un balance térmico de un ciclo regenerativo típico.

El ciclo típico presenta una eficiencia térmica de 52% y comparada con la eficiencia térmica del ciclo manejado en la unidad 1 que es de 50.15% indica que ésta se encuentra en un valor óptimo. En cuanto al rendimiento de la unidad que implementa el ciclo típico, este es de 32% mientras que el rendimiento de nuestra unidad es de 31% ; la eficiencia del generador de vapor en el ciclo típico es de 86%, cabe mencionar que el reporte de esta eficiencia no indica el tipo de equipo auxiliar en ese generador de vapor, mientras que la eficiencia de nuestro generador de vapor se ubicó con un valor de 88% el cual representa un valor un tanto elevado, ya que los valores de las eficiencias para este tipo de generadores de vapor oscilan entre 83 y 97% ,

la explicación que podemos dar a esto es que el aparato con el que se midió el flujo de combustible no tiene una resolución adecuada (graficador-integrador) ya que el espesor de la marca dejada sobre la gráfica por la pluma no indica claramente el valor del flujo de gas a quemadores, además de una posible mala calibración del instrumento lo que origina una medición errónea; de lo anterior podemos concluir que los resultados del balance ubican al funcionamiento de la unidad dentro de valores óptimos, aunque cabe remarcar que dicha unidad no puede mantener en forma continua su operación a niveles máximos y sus reparaciones se hacen más seguidas cada vez.

Para la operación segura se hace uso de las pruebas para verificar las condiciones de operación y de seguridad en los equipos que constituyen la unidad. Cabe mencionar que las unidades de 32 MW tienen un tiempo en operación de 42 años lo que implica que éstas pruebas deberían ser más rigurosas y frecuentes dado que con este tiempo de operación ha aumentado el riesgo en la operación y seguridad debido a los efectos de desgaste acumulados lo que repercute en el estado físico del equipo e implica un elevado riesgo debido a que son elementos que trabajan a presiones elevadas, como los materiales, uniones, válvulas, etc.

Un aspecto importante que debe mencionarse en cuanto al rendimiento económico es el que no se le permite a la planta y a sus unidades comprobar sus condiciones reales operativas ya que debido a políticas del gobierno y de la propia empresa no se le permite generar a la capacidad real que pueda dar, esto porque la mayor parte del consumo metropolitano de energía es abastecido con energía comprada a la comisión federal de electricidad (90%), en tanto la planta está operando a menos del 50% de su capacidad, y por otro lado se le asigna un tope diario de consumo de

combustible, lo que también le impide conocer sus condiciones reales en cuanto a su capacidad de generación por unidad y en total en forma continua.

En la puesta en operación de la unidad deben de considerarse bastantes aspectos técnicos y de operación como curvas de arranque en el generador de vapor y en la máquina que dependen básicamente de las condiciones de temperatura en las que se encuentran los materiales que los constituyen. Y que se llevan para evitar daños, debidos a esfuerzos térmicos excesivos, en la operación tiene prioridad el control de la temperatura de vapor; tiempos de estabilización que se refieren a los intervalos de tiempo en los que mantienen constantes las condiciones de funcionamiento para dejar que se uniformicen las condiciones de operación en todos los elementos.

Todas las operaciones están reguladas y auxiliadas por equipos automáticos de control del tipo neumático y eléctrico, respaldados por cuadros de alarmas de tal forma que las maniobras se reducen a operar adecuadamente los controles de los equipos sin ningún riesgo o peligro para los operadores, pero teniendo cuidado siempre de mantener bajo control el tiro en el hogar, y de la temperatura del vapor hacia la máquina para no producir humedad excesiva en los últimos pasos de ésta, en la combustión del gas evitar mezclas explosivas.

Un mantenimiento predictivo y preventivo realizado minuciosamente reduce al mínimo el riesgo de fallas que podrían ocasionar una suspensión en la generación.

Para reducir al mínimo posible las pérdidas de energía y debido a que el principal mecanismo de transferencia de energía en

el generador de vapor es la conducción es necesario darle a los materiales de los tubos de la caldera una limpieza lo más frecuente posible para con esto garantizar la máxima eficiencia en la transferencia del calor del metal al agua y vapor. Esta limpieza debe abarcar el aspecto externo e interno del tubo, la limpieza interna del tubo implica llevar a cabo por parte del personal de operación al pie de la letra las indicaciones dadas para realizar los acondicionamientos y comprobar que estos hayan cumplido con su objetivo (disolución del material mineral incrustado en las paredes interiores de los tubos y que causan mala conducción y recalentamiento del metal), esto como medida preventiva que evite la pérdida de energía por mala conducción y el taponeamiento de los tubos con su consecuente pérdida de presión, además de la sustitución prematura de los tubos que sufren agrietamientos debido al recalentamiento. También como medida preventiva es de vital importancia asegurar que el agua de alimentación cumpla con las especificaciones dadas en lo referente a su desmineralización, esto facilitaría el control de las incrustaciones.

Dado el estado físico del equipo ya no es posible que el generador de vapor alcance sus niveles máximos de operación y rendimiento como en antaño, con lo cual solo es posible ajustarse a lo que el equipo da o a lo que el operario es capaz de obtener de este.

Estudiar y conocer el funcionamiento y operación del equipo es de gran importancia ya que esto facilita la detección de fallas antes de que estas se agraven, además de que crea una visión o criterio para juzgar la calidad de una reparación, con lo cual se obliga a que se tenga un mantenimiento correctivo de una extraordinaria calidad.

VII. BIBLIOGRAFIA.

1. Faires/Simmang. Termodinámica: Potencia en sistemas reactivos. México, UTEHA, 1980, 603 p.
2. Severns W.H. Energía mediante vapor, aire o gas: Generadores y calderas de vapor. México, Reverté s.a. 1984.
3. Frederick T.F. Centrales eléctricas. México, CECSA, 1985.
4. Mataix Claudio. Turbomáquinas térmicas: Ciclos en T.V. España, Dossat, 1991.
5. Shields D. Carl. Calderas, tipos características y sus funciones. México, CECSA, 1980.
6. Calderas B&W de México. Unidades 1 y 2. México, Termoeléctrica Ing. J. Luque, 1992.
7. ---Tesis profesional: Operación y mantenimiento de una caldera tipo tubos de humo. México, Muñoz, 1988, 90 p.
8. ---Tesis profesional: Análisis del funcionamiento de tiros forzados y recirculación de gases para un generador de vapor de 300 MW. México, Pineda G.R. 1985, 85 p.
9. ---Tesis profesional: Montaje de un turbogenerador de 32 MW. México, Polenz, 1950.
10. Ramos J.G.A. Apuntes de ingeniería de procesos industriales. México, FES-C, 1990.
11. Depto. de capacitación. Curso de capacitación para fogonero y cabo de aguas. México, Termoeléctrica Ing. J. Luque, 1991.
12. Depto. de capacitación. Curso de capacitación para fogoneros. México, Termoeléctrica Ing. J. Luque, 1960.
13. León A. La planta desmineralizadora. México, Termoeléctrica Ing. J. Luque, 1991.

A N E X O :

Nomenclatura :

Q	--- Calor	E	--- Energía
W	--- Trabajo.	Cp	--- Calor específico
t	--- Temperatura °C	T	--- Temperatura abs.
s	--- Entropía específica	η	--- Eficiencia
f	--- Líquido	ρ	--- Densidad
g	--- Vapor	A	--- Incremento
h	--- Entalpía específica	GV	--- Generador de vapor
x	--- Calidad del vapor	TV	--- Turbina de vapor
P	--- Presión abs.	GE	--- Generador eléctrico
m	--- Masa	C	--- Condensador

T E R M O E L E C T R I C A I N G J L U Q U E L

UNIFORME LIBRO DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO

FECHA _____

4 0 5	PERMUTADOR DE N°			PERMUTADOR DE OH			NIVEL TANQUES DE RESERVA		AGUA DE LAS TORRES DE ENFRIAMIENTO															
	LECTURA DEL MEDIDOR	CONDUCTIVIDAD MICRO-MACS	RESERVA TOTAL PPM G/G	LECTURA DEL MEDIDOR	CONDUCTIVIDAD MICRO-MACS	RESERVA TOTAL PPM G/G	MEDIDORA N°		N° 1			N° 2			N° 3			N° 4						
1	E	SA		F	SB	SD	1	2	3	4	Clor	a ^m	b ^{O2}	Carb	a ^m	b ^{O2}	Carb	a ^m	b ^{O2}	Carb	a ^m	b ^{O2}	Carb	
2																								
3																								
4																								
5																								
6																								
7																								
8																								
9																								
10																								
11																								
12																								
13																								
14																								
15																								
16																								
17																								
18																								
19																								
20																								
21																								
22																								
23																								
24																								

<p>PERMUTADOR DE N°</p> <p>ACIÓNDASE A LAS _____ BI TERMINAR LA CORRIERA N° _____</p> <p>LECTURA DEL MEDIDOR _____</p> <p>LECTURA DEL CONDUCTIMETRO F AL TERMINAR LA CORRIERA _____</p> <p>LECTURA DEL APARATO SOLU-BRIDGE _____</p> <p>RESERVA _____ PPM carb. b^{O2} CO₂</p> <p>AGUAS TRIPLAS _____</p> <p style="text-align: center;">REGENERACION N°</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <th>POSICION DE LA VALVULA MULTIPLE</th> <th>AGUAS TRIPLAS</th> <th>LECTURAS DEL MEDIDOR</th> </tr> <tr> <td>COMUNDO</td> <td>TERMINO AL EMPEZAR</td> <td>TERMINAR CONSUMO LTA</td> </tr> <tr> <td>LAVADO</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>REGENERADO</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>ENJARRAGADO LENTO</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>ENJARRAGADO RAPIDO</td> <td></td> <td></td> </tr> </table> <p>AGUO SUFICIENTE USADO EN LA REGENERACION _____</p> <p>CONCENTRACION PRIMER PASO _____</p> <p>CONCENTRACION SEGUNDO PASO _____</p> <p>LECTURA DEL MEDIDOR CUANDO LA VALVULA MULTIPLE QUEDA EN SERVICIO _____</p> <p>LECTURA DEL CONDUCTIMETRO F AL TERMINAR EL ENJARRAGADO _____</p> <p>LECTURA DEL SOLU-BRIDGE AL TERMINAR EL ENJARRAGADO _____</p> <p>RESERVA TOTAL AL TERMINAR EL ENJARRAGADO _____ PPM CO₂</p> <p>REGENERACIONES _____</p>	POSICION DE LA VALVULA MULTIPLE	AGUAS TRIPLAS	LECTURAS DEL MEDIDOR	COMUNDO	TERMINO AL EMPEZAR	TERMINAR CONSUMO LTA	LAVADO			REGENERADO			ENJARRAGADO LENTO			ENJARRAGADO RAPIDO			<p>PERMUTADOR DE OH</p> <p>ACIÓNDASE A LAS _____ BI SE HA ALIMENADO DEL CONDUCTIMETRO F _____</p> <p>LECTURA DEL MEDIDOR _____</p> <p>LECTURA DEL CONDUCTIMETRO F AL TERMINAR LA CORRIERA _____</p> <p>LECTURA DEL APARATO SOLU-BRIDGE (S.B.) _____</p> <p style="text-align: center;">REGENERACION N°</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <th>POSICION VALVULA MULTIPLE</th> <th>AGUAS TRIPLAS</th> <th>CONCENTRACION DE LA SOLUCION DE SOSA</th> </tr> <tr> <td>COMUNDO</td> <td>TERMINO AL EMPEZAR</td> <td>TERMINAR CONSUMO LTA</td> </tr> <tr> <td>LAVADO</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>REGENERADO</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>ENJARRAGADO LENTO</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>ENJARRAGADO RAPIDO</td> <td></td> <td></td> </tr> </table> <p>LECTURA DEL MEDIDOR CUANDO LA VALVULA MULTIPLE QUEDA EN LA POSICION DE SERVICIO _____</p> <p>LECTURA DEL CONDUCTIMETRO F CUANDO EL PERMUTADOR ENTRA EN SERVICIO _____</p> <p>LECTURA DEL SOLU-BRIDGE CUANDO EL PERMUTADOR ENTRA EN SERVICIO _____</p> <p>RESERVA TOTAL AL TERMINAR EL ENJARRAGADO _____</p> <p>REGENERACIONES _____</p>	POSICION VALVULA MULTIPLE	AGUAS TRIPLAS	CONCENTRACION DE LA SOLUCION DE SOSA	COMUNDO	TERMINO AL EMPEZAR	TERMINAR CONSUMO LTA	LAVADO			REGENERADO			ENJARRAGADO LENTO			ENJARRAGADO RAPIDO		
POSICION DE LA VALVULA MULTIPLE	AGUAS TRIPLAS	LECTURAS DEL MEDIDOR																																			
COMUNDO	TERMINO AL EMPEZAR	TERMINAR CONSUMO LTA																																			
LAVADO																																					
REGENERADO																																					
ENJARRAGADO LENTO																																					
ENJARRAGADO RAPIDO																																					
POSICION VALVULA MULTIPLE	AGUAS TRIPLAS	CONCENTRACION DE LA SOLUCION DE SOSA																																			
COMUNDO	TERMINO AL EMPEZAR	TERMINAR CONSUMO LTA																																			
LAVADO																																					
REGENERADO																																					
ENJARRAGADO LENTO																																					
ENJARRAGADO RAPIDO																																					

<p style="text-align: center;">ACONDICIONAMIENTO A LAS CALDERAS</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <th>N°</th> <th>HORA</th> <th>RESERVA (PPM G/G)</th> <th>AGUAS TRIPLAS</th> </tr> <tr> <td>1</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>2</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>3</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>4</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </table> <p style="text-align: center;">SISTEMA PRECALDERA</p> <p>INYECCION BALBO AGUOS TRIPLAS</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <th>HORA</th> <th>1</th> <th>2</th> <th>3</th> <th>4</th> </tr> <tr> <td>5</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>12</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>18</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>24</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </table>	N°	HORA	RESERVA (PPM G/G)	AGUAS TRIPLAS	1				2				3				4				HORA	1	2	3	4	5					12					18					24					<p style="text-align: center;">ACONTO SISTEMAS ENFRIAMIENTO</p> <p style="text-align: center;">AGUAS HEGRAS TRIPLAS</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <th>HORA</th> <th>1</th> <th>2</th> <th>3</th> <th>4</th> </tr> <tr> <td>5</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>12</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>18</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>24</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </table> <p style="text-align: center;">AGUAS TRIPLAS</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <th>HORA</th> <th>1</th> <th>2</th> <th>3</th> <th>4</th> </tr> <tr> <td>5</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>12</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>18</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>24</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </table> <p style="text-align: center;">DESPERFECTOS EN EL D.I.F.O</p> <p>ENCHARRAGADO PRIMERA TORRE _____</p> <p>ENCHARRAGADO SEGUNDA TORRE _____</p> <p>ENCHARRAGADO TERCERA TORRE _____</p> <p>ENCHARRAGADO CUARTA TORRE _____</p> <p>ENCHARRAGADO QUINTA TORRE _____</p> <p>ENCHARRAGADO SEXTA TORRE _____</p> <p>ENCHARRAGADO SEPTIMA TORRE _____</p> <p>ENCHARRAGADO OCTAVA TORRE _____</p> <p>ENCHARRAGADO NOVENA TORRE _____</p> <p>ENCHARRAGADO DECIMA TORRE _____</p>	HORA	1	2	3	4	5					12					18					24					HORA	1	2	3	4	5					12					18					24				
N°	HORA	RESERVA (PPM G/G)	AGUAS TRIPLAS																																																																																													
1																																																																																																
2																																																																																																
3																																																																																																
4																																																																																																
HORA	1	2	3	4																																																																																												
5																																																																																																
12																																																																																																
18																																																																																																
24																																																																																																
HORA	1	2	3	4																																																																																												
5																																																																																																
12																																																																																																
18																																																																																																
24																																																																																																
HORA	1	2	3	4																																																																																												
5																																																																																																
12																																																																																																
18																																																																																																
24																																																																																																

<p style="text-align: center;">F I R M A</p> <p>ENCHARRAGADO PRIMERA TORRE _____</p> <p>ENCHARRAGADO SEGUNDA TORRE _____</p> <p>ENCHARRAGADO TERCERA TORRE _____</p> <p>ENCHARRAGADO CUARTA TORRE _____</p> <p>ENCHARRAGADO QUINTA TORRE _____</p> <p>ENCHARRAGADO SEXTA TORRE _____</p> <p>ENCHARRAGADO SEPTIMA TORRE _____</p> <p>ENCHARRAGADO OCTAVA TORRE _____</p> <p>ENCHARRAGADO NOVENA TORRE _____</p> <p>ENCHARRAGADO DECIMA TORRE _____</p>	<p>ENCHARRAGADO PRIMERA TORRE _____</p> <p>ENCHARRAGADO SEGUNDA TORRE _____</p> <p>ENCHARRAGADO TERCERA TORRE _____</p> <p>ENCHARRAGADO CUARTA TORRE _____</p> <p>ENCHARRAGADO QUINTA TORRE _____</p> <p>ENCHARRAGADO SEXTA TORRE _____</p> <p>ENCHARRAGADO SEPTIMA TORRE _____</p> <p>ENCHARRAGADO OCTAVA TORRE _____</p> <p>ENCHARRAGADO NOVENA TORRE _____</p> <p>ENCHARRAGADO DECIMA TORRE _____</p>
--	--

PLANTA TERMoeLECTRICA INC. JORGE LUQUE L.

INFORME DIARIO DEL CONTROL QUIMICO DEL AGUA Y ESTADISTICAS DE OPERACION.

FECHA: _____ H. 10: _____

FORMA 1013

AGUA CRUDA PLANTA DESMINERALIZADORA N° 1

ANALISIS	PH	Ca	Mg	CONDUC.	P	SiO ₂	Cl	SO ₄	CO ₃	NO ₃
Limite										

FRENOLIZADOR		DESINTEGRADOR		RECAMBIOS	
ANALISIS	PH	Ca	Mg	CONDUC.	PH
Limite					

AGUA DESMINERALIZADA TRAS EL ALMACENAMIENTO		AGUA TANQUE DE RESERVA	
ANALISIS	CONDUC.	PH	CONDUC.
Limite			

AGUA DE EXTRACCION		AGUA	
CONDUC.	PH	CONDUC.	PH
Limite			

AGUA DE ALIMENTACION		AGUA	
CONDUC.	PH	CONDUC.	PH
Limite			

ANALISIS ESPECIAL		DETERMINACIONES	
CONDUC.	PH	CONDUC.	PH
Limite			

NOTAS:
Las unidades de medida son ppm y la conductividad en $\mu\text{mhos/cm}$ estas especificadas en contrato.
P, M, Ca y Mg se expresan como ppm de CaCO₃.

DETERMINACIONES

AGUA CRUDA	PH	CONDUC.	Ca	Mg	CONDUC.	PH
AGUA TANQUE DE RESERVA	PH	CONDUC.	Ca	Mg	CONDUC.	PH
AGUA DE EXTRACCION	PH	CONDUC.	Ca	Mg	CONDUC.	PH
AGUA DE ALIMENTACION	PH	CONDUC.	Ca	Mg	CONDUC.	PH

AGUA DE LOS BOMBAS DE LAS CALDERAS

ANALISIS	PH	Ca	Mg	CONDUC.	PH	CONDUC.	PH
Limite							

CALDERA N° 1		AGUA	
CONDUC.	PH	CONDUC.	PH
Limite			

CALDERA N° 2		AGUA	
CONDUC.	PH	CONDUC.	PH
Limite			

CALDERA N° 3		AGUA	
CONDUC.	PH	CONDUC.	PH
Limite			

CALDERA N° 4		AGUA	
CONDUC.	PH	CONDUC.	PH
Limite			

AGUA DE ENFRANAMIENTO		AGUA	
CONDUC.	PH	CONDUC.	PH
Limite			

TORRE N° 1		AGUA	
CONDUC.	PH	CONDUC.	PH
Limite			

TORRE N° 2		AGUA	
CONDUC.	PH	CONDUC.	PH
Limite			

TORRE N° 3		AGUA	
CONDUC.	PH	CONDUC.	PH
Limite			

TORRE N° 4		AGUA	
CONDUC.	PH	CONDUC.	PH
Limite			

ESTADISTICAS DE OPERACION				
AG 1	AG 2	AG 3	AG 4	TOTAL
AGUA CRUDA				
AGUA TANQUE DE RESERVA				
AGUA DE EXTRACCION				
AGUA DE ALIMENTACION				

ACOMODAMIENTOS

AGUA	CONDUC.	PH	CONDUC.	PH	CONDUC.	PH
Limite						

CONTROL DE SUCO Y PUNDA EN SISTEMAS DE ENFRANAMIENTO							
CONDUC.	PH	CONDUC.	PH	CONDUC.	PH	CONDUC.	PH
Limite							

PUNDA, S.O.	
CONDUC.	PH

S.O.	
CONDUC.	PH

CONTROL DE AGUA	
CONDUC.	PH

ing de toron 1 = 10 mg
 ing de toron 2 = 10 mg
 ing de toron 3 = 10 mg
 ing de toron 4 = 10 mg
 ing de toron 5 = 10 mg
 ing de toron 6 = 10 mg
 ing de toron 7 = 10 mg
 ing de toron 8 = 10 mg
 ing de toron 9 = 10 mg
 ing de toron 10 = 10 mg
 ing de toron 11 = 10 mg
 ing de toron 12 = 10 mg
 ing de toron 13 = 10 mg
 ing de toron 14 = 10 mg
 ing de toron 15 = 10 mg
 ing de toron 16 = 10 mg
 ing de toron 17 = 10 mg
 ing de toron 18 = 10 mg
 ing de toron 19 = 10 mg
 ing de toron 20 = 10 mg
 ing de toron 21 = 10 mg
 ing de toron 22 = 10 mg
 ing de toron 23 = 10 mg
 ing de toron 24 = 10 mg
 ing de toron 25 = 10 mg
 ing de toron 26 = 10 mg
 ing de toron 27 = 10 mg
 ing de toron 28 = 10 mg
 ing de toron 29 = 10 mg
 ing de toron 30 = 10 mg
 ing de toron 31 = 10 mg
 ing de toron 32 = 10 mg
 ing de toron 33 = 10 mg
 ing de toron 34 = 10 mg
 ing de toron 35 = 10 mg
 ing de toron 36 = 10 mg
 ing de toron 37 = 10 mg
 ing de toron 38 = 10 mg
 ing de toron 39 = 10 mg
 ing de toron 40 = 10 mg
 ing de toron 41 = 10 mg
 ing de toron 42 = 10 mg
 ing de toron 43 = 10 mg
 ing de toron 44 = 10 mg
 ing de toron 45 = 10 mg
 ing de toron 46 = 10 mg
 ing de toron 47 = 10 mg
 ing de toron 48 = 10 mg
 ing de toron 49 = 10 mg
 ing de toron 50 = 10 mg
 ing de toron 51 = 10 mg
 ing de toron 52 = 10 mg
 ing de toron 53 = 10 mg
 ing de toron 54 = 10 mg
 ing de toron 55 = 10 mg
 ing de toron 56 = 10 mg
 ing de toron 57 = 10 mg
 ing de toron 58 = 10 mg
 ing de toron 59 = 10 mg
 ing de toron 60 = 10 mg
 ing de toron 61 = 10 mg
 ing de toron 62 = 10 mg
 ing de toron 63 = 10 mg
 ing de toron 64 = 10 mg
 ing de toron 65 = 10 mg
 ing de toron 66 = 10 mg
 ing de toron 67 = 10 mg
 ing de toron 68 = 10 mg
 ing de toron 69 = 10 mg
 ing de toron 70 = 10 mg
 ing de toron 71 = 10 mg
 ing de toron 72 = 10 mg
 ing de toron 73 = 10 mg
 ing de toron 74 = 10 mg
 ing de toron 75 = 10 mg
 ing de toron 76 = 10 mg
 ing de toron 77 = 10 mg
 ing de toron 78 = 10 mg
 ing de toron 79 = 10 mg
 ing de toron 80 = 10 mg
 ing de toron 81 = 10 mg
 ing de toron 82 = 10 mg
 ing de toron 83 = 10 mg
 ing de toron 84 = 10 mg
 ing de toron 85 = 10 mg
 ing de toron 86 = 10 mg
 ing de toron 87 = 10 mg
 ing de toron 88 = 10 mg
 ing de toron 89 = 10 mg
 ing de toron 90 = 10 mg
 ing de toron 91 = 10 mg
 ing de toron 92 = 10 mg
 ing de toron 93 = 10 mg
 ing de toron 94 = 10 mg
 ing de toron 95 = 10 mg
 ing de toron 96 = 10 mg
 ing de toron 97 = 10 mg
 ing de toron 98 = 10 mg
 ing de toron 99 = 10 mg
 ing de toron 100 = 10 mg

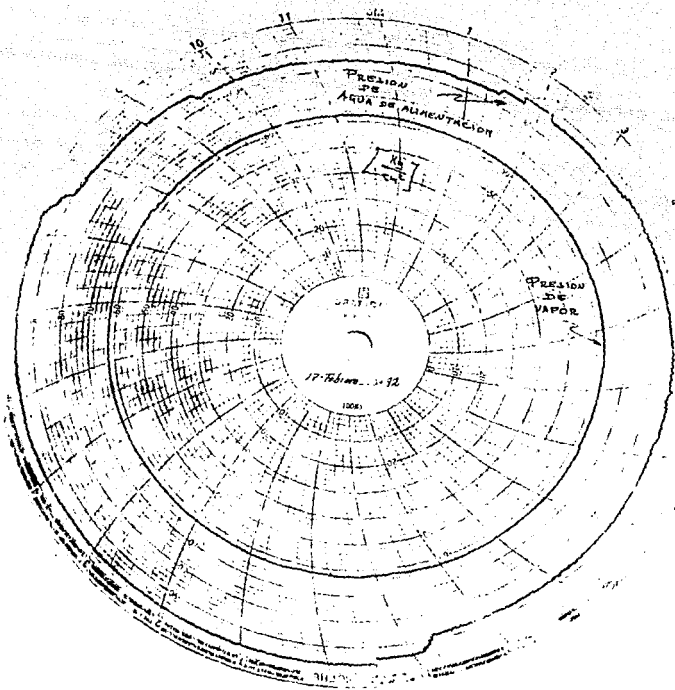
TESIS CON FALLA DE ORIGEN

JA

REVISADO

El Supervisor

101.1004.000

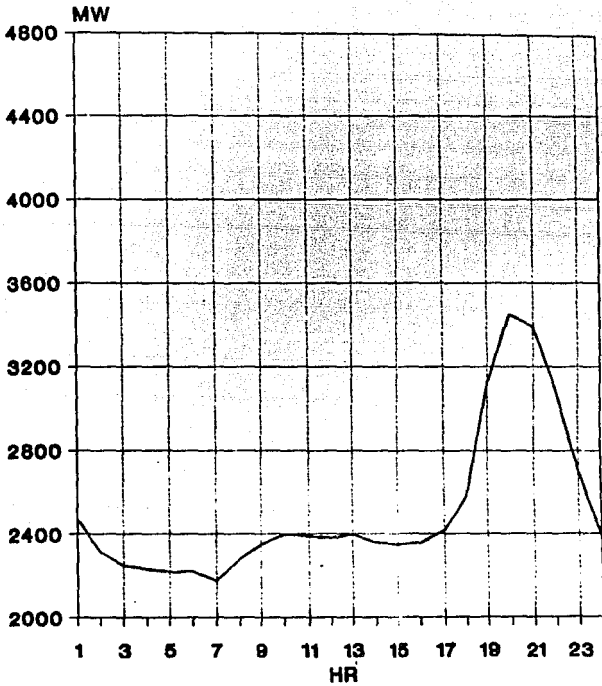


TESIS CON
FALLA LE ORGEN

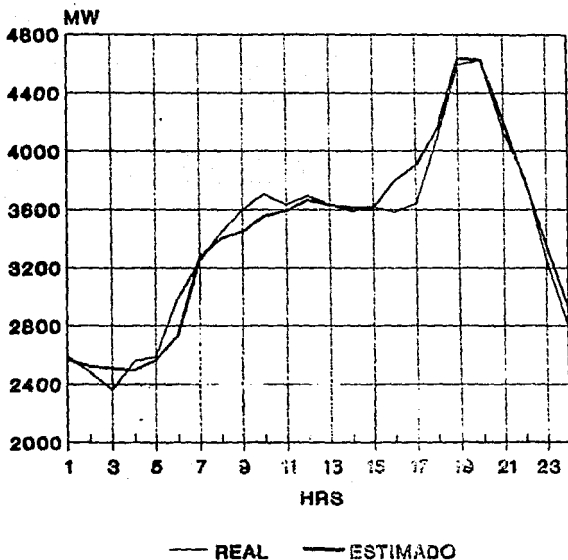
**DIVISION DE AREAS DEL PAIS
AREA CENTRAL (PARTE SOMBREADA)**



CURVA CARACTERISTICA DEL DOMINGO



EJEMPLO COMPARATIVO DEMANDA REAL Y ESTIMADA 30-OCT-1990

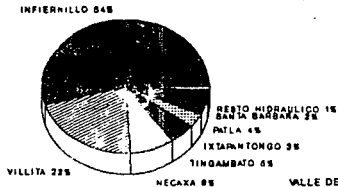


**AREA DE CONTROL CENTRAL
GENERACION E INTERCAMBIO DE ENREGIA (MWH) 1990**

1	TULA VAPOR	9,646,343.000
2	VALLE DE MEXICO	4,066,040.520
3	TULA CICLO COMBINADO	2,327,723.000
4	JORGE LUQUE	731,767.360
5	JETS LECHERIA	22,076.000
6	JETS MONOALCO	14,534.200
7	JETS V. DE MEXICO	13,053.000
TOTAL TERMO:		16,821,537.080
1	INFIERNILLO	2,864,399.000
2	VILLITA	1,135,268.000
3	NECAXA	460,126.200
4	TINGAMBATO	267,177.600
5	TEPEXIC	229,679.000
6	PATLA	216,662.000
7	IXTAPANTONGO	179,303.000
8	SANTA BARBARA	104,987.000
9	LEPMA	141,323.000
10	ALAMEDA	32,652.000
11	TEZCAPA	15,184.240
12	TEMASCALTEPEC	11,994.033
13	FERNANDEZ LEAL	4,813.200
14	VILLADA	3,929.500
15	SAN SIMON	3,560.384
16	CANADA	3,417.600
17	TLILAPA	2,629.400
18	JHANDO	2,469.600
19	ZEPAYAUTLA	1,249.000
20	ZICTEPEC	295.000
TOTAL HIDRO:		5,671,018.757
TOAL GENERADO		22,492,583.137
PEMEX		25,304.000
INTERCONECTADO NETO AREA ORIENTAL		1,216,377.600
INTERCONECTADO NETO AREA OCCIDENTAL		4,253,776.000
TOTAL INTERCAMBIO		5,470,153.000
TOTAL CONSUMO DEL AREA:		27,968,040.000

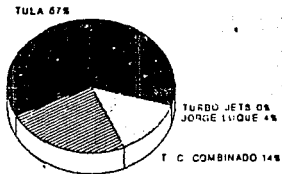
AREA DE CONTROL CENTRAL

DISTRIBUCION ANUAL DE LA GENERACION
HIDRAULICA (GWH) POR PLANTA



INFIERNILLO	2884
VILLITA	1136
NECAXA	450
TINGAMBATO	267
IXTAPANTONGO	179
PATLA	217
SANTA BARBARA	105
RESTO HIDRAULICO	54

DISTRIBUCION ANUAL DE LA GENERACION
TERMICA (GWH) POR PLANTA



TULA	9646
VALLE DE MEXICO	4066
T. C. COMBINADO	2327
JORGE LUQUE	732
TURBO JETS	49