

UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA

Facultad de Ingeniería



Instalación de una planta de generación térmica en  
Azucarera La Grecia, Choluteca, Honduras

Trabajo de graduación presentado por Francisco José  
Mendoza Peñalongo para optar al grado de Licenciatura  
en Ingeniería Mecánica

Guatemala

2007

Instalación de una planta de generación térmica en  
Azucarera La Grecia, Choluteca, Honduras

UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA

Facultad de Ingeniería



Instalación de una planta de generación térmica en  
Azucarera La Grecia, Choluteca, Honduras

Trabajo de graduación presentado por Francisco José  
Mendoza Peñalongo para optar al grado de Licenciatura  
en Ingeniería Mecánica

Guatemala

2007

Vo. Bo.:

---

Ing. Ramiro Bravo

Tribunal:

---

Ing. José Joaquín Garóz

---

Ing. Manuel Ruano

---

Ing. Jaime Rosales

Fecha de aprobación: 12 de diciembre de 2007

## **PREFACIO**

El trabajo profesional, presentado a continuación, sobre la planta de generación térmica instalada en Azucarera La Grecia, Choluteca, Honduras; es un estudio realizado para la investigación y referencia sobre la comprensión de la operación de una planta térmica que utiliza dos diferentes tipos de combustible, el carbón y bagazo de caña de azúcar. Este proyecto es pionero en la industria azucarera de Centroamérica.

Agradezco primeramente a Dios por darme la felicidad de participar en este estudio, a la Universidad del Valle de Guatemala por la formación profesional recibida a lo largo de mi carrera, a los propietarios de Azucarera La Grecia por permitirme hacer uso de sus instalaciones, a mi asesor, Ing. Ramiro Bravo por su apoyo incondicional en la elaboración e investigación de dicho trabajo, a mis padres y amigos por su apoyo categórico.

## RESUMEN

Una planta de generación térmica es una instalación empleada para la generación de energía eléctrica a partir de la energía liberada en forma de calor, normalmente mediante la combustión de algún combustible fósil como petróleo, gas natural, leña o como en nuestro caso, trata de una instalación que puede quemar dos tipos de combustibles, el carbón y el bagazo de la caña de azúcar. Este calor es empleado en un ciclo ideal Rankine regenerativo para mover una turbina que a su vez mueve un generador para producir energía eléctrica. Este tipo de planta es la primera de su tipo en Centroamérica y fue modificada por ingenieros de alta capacidad para poder operar en las mejores condiciones.

Básicamente el trabajo contiene una completa descripción de la operación, así como también, los pasos principales que se realizaron para instalar y modificar la planta generadora en el ingenio azucarero. Dentro de esta descripción se enlistan los elementos que la componen, su funcionamiento, propósito y modificaciones que se realizaron a la caldera. La caldera de combustión, turbina de vapor, generador eléctrico, torre de enfriamiento y sistemas de control; su descripción teórica y sus cálculos determinarán la eficiencia de la planta de generación utilizando cualquiera de los combustibles: carbón o bagazo de caña de azúcar.

Se especificarán las ventajas que conlleva instalar este nuevo tipo de plantas y el trabajo de ingeniería que se realizó para poder adaptar la misma en un ingenio de azúcar.

Finalmente el trabajo tendrá una referencia sobre cómo puede operar una planta de generación térmica utilizando una caldera que pueda producir vapor mediante cualquiera de los dos combustibles previamente mencionados.

# ÍNDICE

PREFACIO.....	v
RESUMEN .....	vi
ÍNDICE.....	vii
LISTA DE TABLAS.....	xi
LISTA DE ILUSTRACIONES .....	xii
1. INTRODUCCIÓN .....	1
2. GENERACIÓN DE LA ENERGÍA.....	2
2.1 Tipos de planta de generación térmica.....	2
2.1.1 Planta de generación hidroeléctrica.....	2
2.1.2 Plantas eólicas .....	3
2.1.3 Plantas termosolares.....	4
2.1.4 Centrales fotovoltaicas.....	4
2.1.5 Central maremotriz y de las olas.....	5
2.1.6 Plantas de generación térmica.....	6
2.2 Plantas de generación térmica.....	6
2.2.1 Ciclo de una planta de generación térmica.....	7
3. PARTES QUE COMPONEN UNA PLANTA DE GENERACIÓN TÉRMICA QUE OPERA CON DOS TIPOS DIFERENTES DE COMBUSTIBLE, CARBÓN GRANULADO Y BAGAZO DE CAÑA DE AZÚCAR .....	13
3.1 Caldera.....	14
3.1.1 Banda transportadora de carbón .....	14
3.1.2 Alimentadores de carbón .....	14

3.1.3	Banda transportadora de bagazo .....	17
3.1.4	Alimentadores de bagazo.....	18
3.1.5	Ventiladores .....	20
3.1.6	Economizadores .....	24
3.1.7	Pre calentadores de aire .....	25
3.1.8	Sobrecalentadores.....	28
3.1.9	Domo de vapor y domo de lodos .....	31
3.2	Turbogenerador .....	33
3.2.1	Turbina .....	34
3.2.2	Generador .....	36
3.2.3	Condensador .....	37
3.2.4	Torre de enfriamiento .....	39
3.3	Equipos auxiliares.....	42
3.3.1	Calentadores de agua de alimentación .....	42
3.3.2	Manejo de combustible.....	46
3.3.3	Manejo de cenizas.....	48
3.3.4	Separadores de sólidos.....	49
3.3.5	Sistema automático de control .....	51
3.3.6	Bombas.....	54
3.3.7	Sistema de tubería.....	56
3.3.8	Condiciones del agua.....	58
4.	ESPECIFICACIONES DE LOS EQUIPOS UTILIZADOS EN LA PLANTA DE GENERACIÓN TÉRMICA.....	60
4.1	Caldera.....	60

4.1.1	Bombas de agua de alimentación .....	61
4.1.2	Alimentadores de bagazo.....	63
4.1.3	Alimentadores de carbón .....	63
4.1.4	Ventiladores .....	64
4.1.5	Economizador.....	65
4.1.6	Precaentadores.....	66
4.1.7	Domos.....	67
4.1.8	Sobrecalentadores.....	67
4.1.9	Chimenea.....	68
4.2	Turbogenerador .....	68
4.2.1	Turbina .....	68
4.2.2	Generador .....	69
4.2.3	Condensador .....	70
4.2.4	Torre de enfriamiento .....	70
4.2.5	Calentadores.....	72
4.3	Línea de Transmisión 365.....	73
5.	INSTALACIÓN DE LA PLANTA DE GENERACIÓN TÉRMICA .....	74
5.1	Proceso de instalación.....	76
5.2	Esquema de tareas .....	78
5.3	Ensamblaje de los componentes.....	80
5.3.1	Trabajos previos al montaje .....	81
5.3.2	Caldera.....	82
5.3.3	Auxiliares .....	86
5.3.4	Turbogenerador .....	87

6.	CÁLCULO DE LA EFICIENCIA DE LA CALDERA CON LOS DOS TIPOS DE COMBUSTIBLE....	90
6.1	Balance térmico de la caldera .....	90
6.2	Análisis químico del carbón.....	92
6.3	Análisis químico del bagazo.....	94
6.4	Tabla de resultados .....	97
7.	CONCLUSIONES .....	98
8.	BIBLIOGRAFÍA .....	99
9.	APÉNDICE .....	101

## LISTA DE TABLAS

<i>Tabla 3.1: Uso de bombas</i> .....	55
<i>Tabla 3.2: Velocidades recomendadas para los diferentes tramos de tubería</i> .....	56
<i>Tabla 6.1: Tabla de resultados</i> .....	97

## LISTA DE ILUSTRACIONES

<i>Ilustración 2.1: Planta hidroeléctrica</i>	3
<i>Ilustración 2.2: Turbinas eólicas</i>	3
<i>Ilustración 2.3: Torre central</i>	4
<i>Ilustración 2.4: Colector distribuido</i>	4
<i>Ilustración 2.5: Central fotovoltaica</i>	5
<i>Ilustración 2.6: Energía maremotriz</i>	5
<i>Ilustración 2.7: Generación a partir de la energía de las olas</i>	6
<i>Ilustración 2.8: Planta térmica</i>	6
<i>Ilustración 2.9: Diagrama básico de una planta de generación térmica</i>	8
<i>Ilustración 2.10: Ciclo de Carnot</i>	9
<i>Ilustración 2.11: Ciclo Rankine ideal</i>	10
<i>Ilustración 2.12: Ciclo Rankine regenerativo</i>	12
<i>Ilustración 3.1: Planta de generación térmica instalada en el Ingenio La Grecia</i>	13
<i>Ilustración 3.2: Banda alimentadora de carbón</i>	14
<i>Ilustración 3.3: Alimentadores de carbón</i>	16
<i>Ilustración 3.4: Funcionamiento de un alimentador de carbón con parrilla estacionaria</i>	17
<i>Ilustración 3.5: Banda transportadora de bagazo</i>	18
<i>Ilustración 3.6: Entrada de bagazo a alimentador</i>	18
<i>Ilustración 3.7: Alimentadores de bagazo</i>	19
<i>Ilustración 3.8: Rejilla de observación en alimentador de bagazo</i>	19
<i>Ilustración 3.9: Interior de la caldera mostrando los dos diferentes alimentadores</i>	19
<i>Ilustración 3.10: Diferentes diseños de ventiladores, a) aleta radial; b) aleta curvada hacia atrás; c) aleta curvada hacia adelante; d) carcasa o housing del ventilador</i>	21
<i>Ilustración 3.11: Entrada de aire y ducto del ventilador de tiro forzado</i>	22
<i>Ilustración 3.12: Motor y ductos del forzado</i>	23
<i>Ilustración 3.13: Ventilador de tiro forzado</i>	23
<i>Ilustración 3.14: Salida de gases del precalentador y entrada de gases al economizador</i>	25
<i>Ilustración 3.15: Precalentador de aire</i>	27
<i>Ilustración 3.16: Soplador de hollín instalado en el economizador para remover cenizas</i>	27
<i>Ilustración 3.17: Sobrecalentadores Babcock &amp; Wilcox</i>	31
<i>Ilustración 3.18: Domo superior de una caldera</i>	33
<i>Ilustración 3.19: Turbogenerador General Electric instalado en la planta de generación térmica del Ingenio La Grecia con capacidad para producir 22 MW de potencia eléctrica</i>	34
<i>Ilustración 3.20: Turbina de acción y reacción</i>	35
<i>Ilustración 3.21: Condensador de superficie sin carcasa</i>	38
<i>Ilustración 3.22: Diseño de condensadores, el tipo de condensador utilizado en la planta térmica de Azucarera la Grecia es del segundo tipo, de dos pasos</i>	39
<i>Ilustración 3.23: Torre de enfriamiento</i>	40
<i>Ilustración 3.24: Rango de enfriamiento y el acercamiento a la temperatura de bulbo húmedo</i>	41
<i>Ilustración 3.25: Deareador de la planta térmica</i>	43

<i>Ilustración 3.26: Calentador desaireador de chorro</i>	45
<i>Ilustración 3.27: Tolvas de ceniza en la caldera</i>	49
<i>Ilustración 3.28: Sistema de separación de sólidos</i>	50
<i>Ilustración 3.29: Clarificadores del sistema de separación de sólidos</i>	51
<i>Ilustración 3.30 Sistema de control operado en la planta de generación</i>	52
<i>Ilustración 5.1: Planta térmica instalada en Traverse City, Michigan, Estados Unidos</i>	75
<i>Ilustración 5.2: Fase de desmontaje de la planta</i>	76
<i>Ilustración 5.3: Finalización del desmontaje</i>	76
<i>Ilustración 5.4: Instalación de la estructura principal de la caldera</i>	83
<i>Ilustración 5.5: Levantamiento del domo superior en la planta La Grecia</i>	84
<i>Ilustración 5.6: Tubería en pared lateral de la caldera</i>	85
<i>Ilustración 5.7: Obra civil para la instalación del turbogenerador</i>	88
<i>Ilustración 5.8: Elaboración de la torre de enfriamiento</i>	88
<i>Ilustración 5.9: Instalación de la turbina</i>	89
<i>Ilustración 9.1: El aire secundario es inyectado en la parte superior de la cama de fuego</i>	101
<i>Ilustración 9.2: Trituradora de carbón</i>	101
<i>Ilustración 9.3: Vista interior de parrilla viajera</i>	102
<i>Ilustración 9.4: Economizador de aletas</i>	102
<i>Ilustración 9.5: Cilindros de hidrógeno para el enfriamiento del generador</i>	103
<i>Ilustración 9.6: Agujeros de agua ubicados en la parte superior de la torre de enfriamiento</i>	103
<i>Ilustración 9.7: Tolvas almacenadoras de carbón</i>	104
<i>Ilustración 9.8: Almacenamiento de bagazo</i>	104
<i>Ilustración 9.9: Vista exterior de la caldera (Chimenea de en medio; Pura Energía) instalada en el Ingenio La Grecia, Choluteca, Honduras</i>	105
<i>Ilustración 9.10: Diagrama de la planta de generación térmica instalada en Azucarera La Grecia, Choluteca, Honduras</i>	106
<i>Ilustración 9.11: Heat Balance de la turbina</i>	107

# 1. INTRODUCCIÓN

Los términos y conceptos generales de una planta de generación térmica, el equipo utilizado, las partes que componen una caldera de vapor y turbogenerador, serán bases concretas para determinar cual es el combustible más eficiente, para especificar las ventajas por las cuales conviene instalar este tipo de plantas y sobretodo conocer el proceso de instalación.

El carbón mineral es un combustible que tiene mejores propiedades que el bagazo para la combustión y generación de energía, pero tiene como desventaja la dificultad para adquirirlo, cosa que no sucede con el bagazo, ya que es un combustible que se produce durante el proceso de producción de azúcar en el ingenio.

Este trabajo presenta una investigación teórica donde no se realizaron pruebas; por lo que la recolección e interpretación de datos, es específicamente bibliográfica obtenidas a través de libros, manuales, páginas de internet, catálogos y entrevistas con profesionales especialistas en el tema que laboran en Azucarera La Grecia.

Para poder conocer cuál es el mejor combustible para utilizar en la caldera se realizaron una serie de cálculos con información obtenida directamente en visitas efectuadas al ingenio.

Una vez obtenidos los resultados se prosigue indicar cuáles son las ventajas de utilizar este nuevo tipo de sistema de plantas en los ingenios de azúcar, indicando los elementos básicos y sus modificaciones para operar una caldera de este género.

El beneficio que una planta de generación térmica aporta, es el de generar energía en todo instante sin importar la época de zafra.

## 2. GENERACIÓN DE LA ENERGÍA

La energía eléctrica es la forma de energía más usada en la actualidad. Esto es así debido a que posee ventajas respecto a las otras formas de energía, de las cuales podemos mencionar las siguientes:

- Facilidad para transportar energía eléctrica a grandes distancias.
- Facilidad para transformar otros tipos de energía en energía eléctrica y de realizar la transformación contraria.
- En ciertos casos se puede considerar como energía limpia ya que no produce contaminación. Este caso se cumple en plantas hidroeléctricas, eólicas y nucleares.

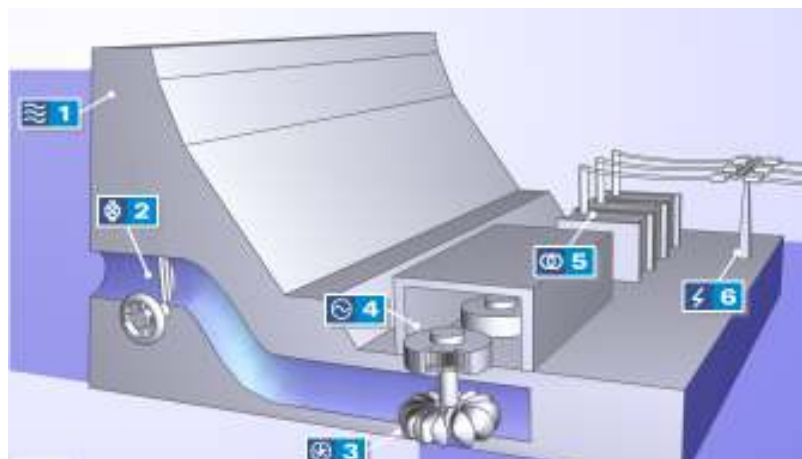
Estas tres ventajas en conjunto no las tiene ninguna otra forma de energía.

Para poder crear energía eléctrica primero se debe contar con otro tipo de energía, como por ejemplo: la energía interna, potencial, cinética o mecánica; más específicamente la energía solar, eólica (viento), del agua o de los combustibles para poder realizar la transformación. Algunos dispositivos utilizados para realizar la conversión de energía son comentados a continuación.

### 2.1 Tipos de planta de generación térmica

**2.1.1 Planta de generación hidroeléctrica.** Este tipo de plantas aprovechan el flujo y el diferencial de altura del agua en movimiento para generar electricidad. Se consigue provocando que el agua movilice las aletas de una turbina hidráulica, que lleva acoplada en su eje un alternador.

La ilustración 2.1 muestra que la planta dispone de una presa para retener el agua (1), válvulas de control para mandar la cantidad de agua adecuada a la turbina (2), de una o varias turbinas que se mueven con la energía cinética del agua (3), y de uno o varios alternadores que sirven para transformar la energía mecánica en energía eléctrica (4).



**Ilustración 2.1: Planta hidroeléctrica**

En todas las plantas se trata la energía eléctrica producida por los alternadores para enviarla a la red eléctrica (5 y 6).

**2.1.2 Plantas eólicas.** En las plantas eólicas se aprovecha la energía del viento gracias a los molinos de viento (aerogeneradores) que al igual que las hidroeléctricas, transforman la energía mecánica de un eje a energía eléctrica por medio de generadores de electricidad.

Los aerogeneradores se diferencian según la forma de la pala, su número y el ángulo con respecto al eje. El tipo de turbina eólica más utilizado es el modelo de eje horizontal de tres palas, como el de la ilustración 2.2. También se construyen de dos palas y de una pala, pero la más eficiente es la tripala.



**Ilustración 2.2: Turbinas eólicas**

**2.1.3 Plantas termosolares.** Son aquellas que producen energía eléctrica a partir de los rayos solares. Se pueden distinguir dos tipos de plantas termosolares: de torre central y de colector distribuido.

Las plantas de colector distribuido (ilustración 2.4) recogen gran cantidad de radiación solar en cilindros colectores. Estos concentran la radiación sobre una línea donde pasa una tubería en la que circula un fluido (aceite) y transmite el calor a un circuito de agua, donde se vaporiza y se dirige a un turbogenerador para obtener energía eléctrica.



**Ilustración 2.3: Torre central**



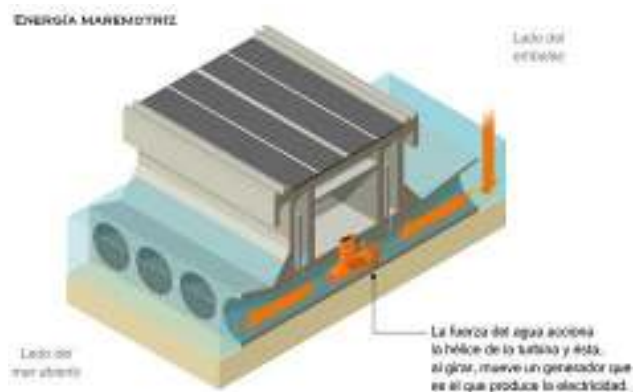
**Ilustración 2.4: Colector distribuido**

**2.1.4 Centrales fotovoltaicas.** Una central fotovoltaica (ilustración 2.5) es una instalación en la que se produce electricidad a partir de la radiación solar, mediante paneles fotovoltaicos, los cuales son capaces de convertir directamente dicha radiación en electricidad. Por tanto, este tipo de central no hace uso de ninguna turbina o alternador.



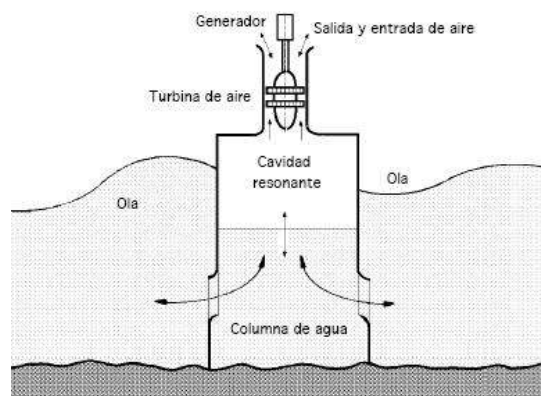
**Ilustración 2.5: Central fotovoltaica**

**2.1.5 Central maremotriz y de las olas.** Se aprovecha en aquellos lugares donde la diferencia de altura del agua entre la marea alta y la marea baja es de varios metros. Para aprovechar la energía se construye una presa que cierra la bahía, donde se llena cuando hay marea alta y se vacía cuando hay marea baja. El agua en movimiento se aprovecha en un dispositivo turbina-alternador como lo discutimos en la central hidroeléctrica. Cabe recalcar que se utiliza tanto el movimiento de llenado como el de vaciado de la bahía. La ilustración 2.6 nos demuestra gráficamente el funcionamiento de una central maremotriz.



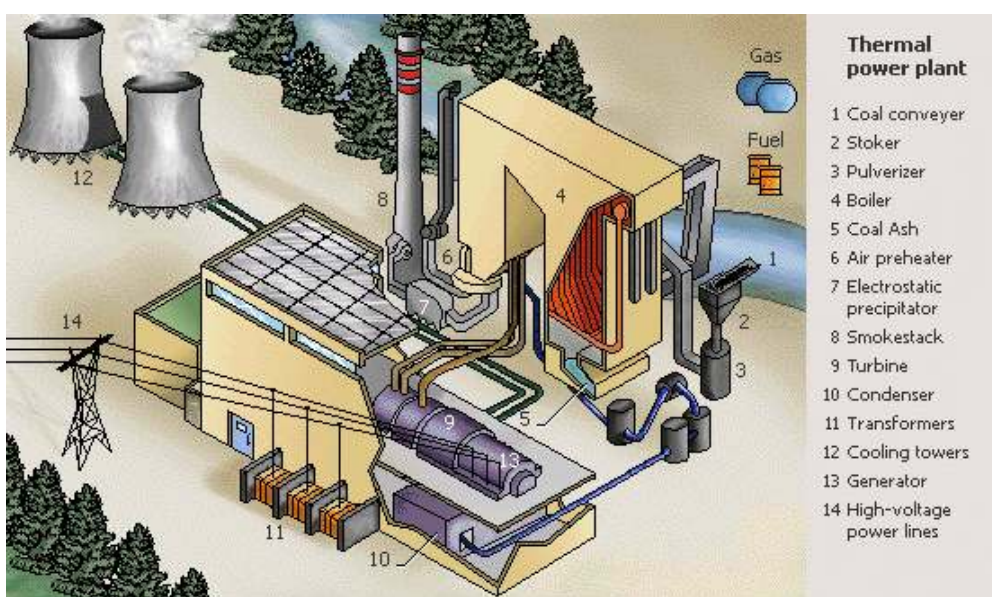
**Ilustración 2.6: Energía maremotriz**

Las centrales que se utilizan para convertir la energía de las olas en energía eléctrica se basan en convertir el movimiento vertical del agua en energía eléctrica. Esto se puede realizar de diversas maneras; la manera más común es la de columna oscilante de aire. Esta trata de una cavidad que se llena o se vacía según la ola esté baja o alta. Para llenarse o vaciarse de aire, ésta debe de pasar por una abertura donde está instalada una turbina de aire que mueve un alternador.



**Ilustración 2.7: Generación a partir de la energía de las olas**

**2.1.6 Plantas de generación térmica.** Las plantas de generación térmica son todas aquellas que transforman la energía producida por medio de calor a energía eléctrica por medio de un turbogenerador. En éstas se aprovecha la energía de los combustibles fósiles, de la biomasa, desechos de la biomasa, residuos sólidos urbanos, combustibles nucleares y la energía termosolar como ya hemos comentado. Un diagrama básico se puede observar en la ilustración 2.8.



**Ilustración 2.8: Planta térmica**

## 2.2 Plantas de generación térmica

El trabajo puede convertirse fácilmente en otras formas de energía, pero convertir otras formas de energía en trabajo no es así de sencillo. Un ejemplo es el caso de un eje que

proporciona trabajo mecánico a un recipiente lleno de agua convirtiéndolo de energía interna a calor saliendo del recipiente. De acuerdo con la experiencia, es obvio que fracasará el intento de realizar el proceso invertido, es decir, transferir calor al agua para girar el eje. De esta observación se puede concluir que el trabajo es convertible en calor directa y completamente, pero convertir el calor a trabajo requiere el uso de algunos dispositivos especiales. Estos dispositivos se denominan plantas de generación térmica.

Las plantas térmicas se diferencian unas de otras considerablemente, aunque poseen las siguientes características:

- Reciben calor de una fuente de alta temperatura
- Convierten parte de este calor en trabajo a través de un medio de transporte, generalmente vapor de agua (normalmente en energía mecánica)
- Liberan el calor de desecho remanente en un sumidero de baja temperatura
- Funcionan en un ciclo

Las plantas térmicas y otros dispositivos cíclicos suelen incluir un fluido donde se transfiere calor mientras se somete a un ciclo. Este fluido se denomina fluido de trabajo.

El dispositivo que mejor encaja en la definición de planta térmica es la planta de energía de vapor, que es una máquina de combustión externa; el proceso de combustión sucede fuera de la máquina y la energía térmica liberada durante este proceso se transfiere al vapor como calor.

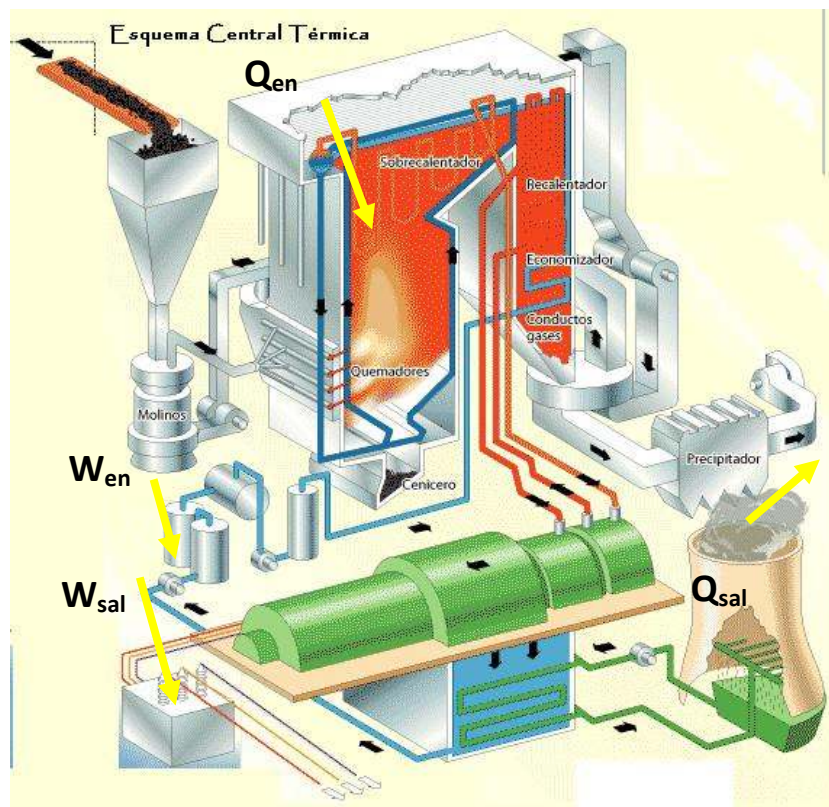
**2.2.1 Ciclo de una planta de generación térmica.** Se denomina ciclo termodinámico al proceso que tiene lugar en dispositivos destinados a la obtención de trabajo a partir de dos fuentes de calor a distinta temperatura, o de manera inversa, aportando trabajo para aportar el paso de calor de la fuente de menor temperatura a una de alta temperatura.

La obtención de trabajo a partir de dos fuentes térmicas a distinta temperatura se emplea para producir energía mecánica. El rendimiento es el principal elemento que caracteriza a un ciclo termodinámico y se define como el trabajo obtenido sobre el calor utilizado en el proceso en un mismo tiempo de ciclo completo.

El ciclo realizado en una máquina térmica se identifica porque es:

- Un proceso durante el cual se produce la absorción del calor de un foco externo a temperatura elevada denominado foco caliente.
- Un proceso durante el cual el calor es expulsado hacia un foco externo de temperatura más bajo denominada foco frío.

La ilustración 2.9. presenta un diagrama básico y simplificado del ciclo de una planta de generación térmica.



**Ilustración 2.9: Diagrama básico de una planta de generación térmica**

Las cantidades que se muestran en esta figura son:

$Q_{en}$  = cantidad de calor suministrada al vapor en la caldera desde una fuente de alta temperatura (caldera)

$Q_{sal}$  = cantidad de calor liberado por el condensado en un sumidero de baja temperatura (torre de condensación)

$W_{sal}$  = cantidad de trabajo entregado por el vapor cuando se expande en la turbina.

$W_{en}$  = cantidad de trabajo requerido para ingresar el agua a la presión de la caldera.

**2.2.1.1 Ciclo de Carnot.** El ciclo de Carnot es el más eficiente de los que operan entre dos niveles de temperatura especificados. Debido a esto, es natural considerar al ciclo de Carnot como el ciclo ideal para las plantas de energía de vapor. Pero, como se explicará a continuación, el ciclo de Carnot no se considera un ciclo apropiado para los ciclos de potencia.

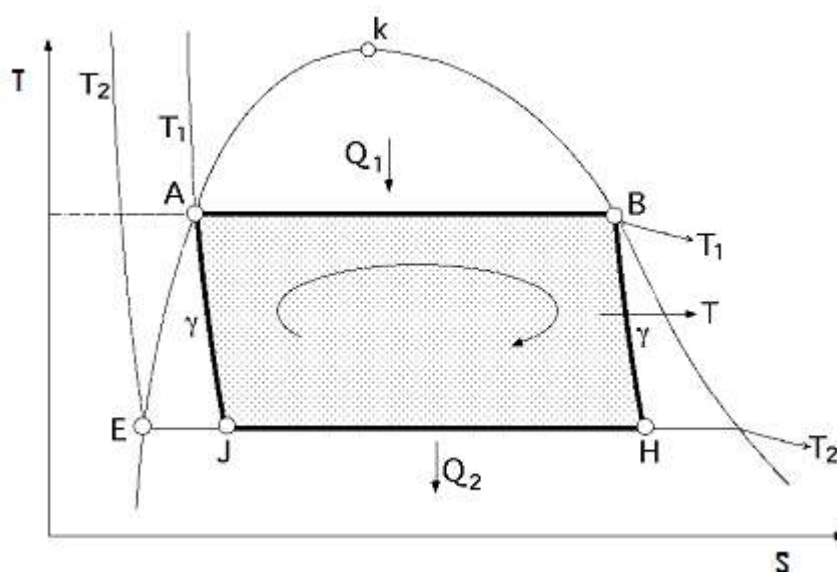
Si se considera un ciclo de Carnot de flujo estable como se muestra en la ilustración 2.10. Las operaciones realizadas en el ciclo son las siguientes:

Proceso A-B: el agua se calienta isotérmicamente en una caldera donde adquiere calor el fluido de calor  $Q_1$

Proceso B-H: Expansión adiabática en una turbina.

Proceso H-E: Condensación del fluido donde se rechaza calor al ambiente ( $Q_2$ )

Proceso J-A: Compresión isoentrópica hasta su estado inicial en la entrada a la caldera



**Ilustración 2.10: Ciclo de Carnot**

El ciclo de Carnot no se considera apropiado para aplicar debido a las siguientes consideraciones:

- Restringir los proceso de transferencia de calor a sistemas de dos fases limita severamente la temperatura máxima en el ciclo (tiene que permanecer debajo del punto crítico, que es de  $374^{\circ}\text{C}$  para el agua). Al limitar la temperatura en el ciclo se limita asimismo la eficiencia térmica. Cualquier intento para incrementar la

temperatura implicará la transferencia de calor al fluido de trabajo en una sola fase, la cual no es fácil realizar en un proceso isotérmico.

- El proceso de expansión isoentrópica (proceso B-H) puede lograrse por medio de una turbina bien diseñada, pero la calidad del vapor disminuye durante ese proceso. De ese modo la turbina tendrá que manejar con un vapor de baja calidad, es decir, con un alto contenido de humedad. La humedad induce gotas líquidas que provocan el impacto contra los álabes de la turbina, lo que produce erosión y por lo tanto desgaste en la misma.
- El proceso de compresión isoentrópica (proceso J-A) implica la compresión de la mezcla líquido vapor hasta un líquido saturado. Hay dos problemas que encontramos en este proceso: primero, dificultad para diseñar un compresor que maneje dos fases, segundo, dificultad de controlar el proceso de condensación de manera tan precisa para finalizar con la calidad deseada en el estado A (estado de vapor saturado).

**2.2.1.2 Ciclo Rankine ideal.** Es posible eliminar muchos de los aspectos imprácticos asociados en el ciclo de Carnot simplemente sobrecalentando el vapor de la caldera y condensándolo por completo en un condensador como observamos en la ilustración 2.11. Lo que resulta es el ciclo Rankine ideal para las plantas de generación térmicas y está compuesto por los siguientes cuatro procesos.

Proceso E-F: Compresión isoentrópica en una bomba.

Proceso F-C: Adición de calor a presión constante en una caldera.

Proceso C-D: Expansión isoentrópica en una turbina.

Proceso D-E: Rechazo de calor a presión constante

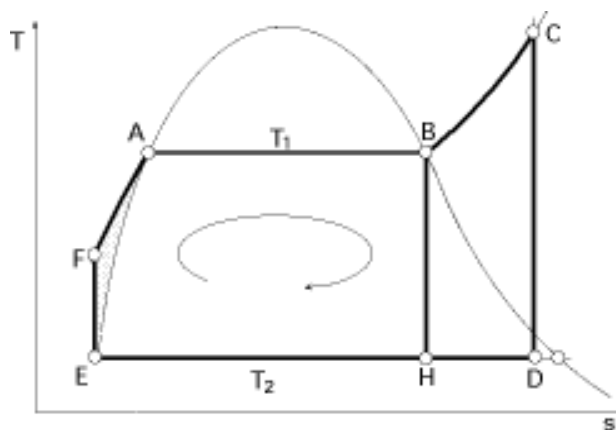


Ilustración 2.11: Ciclo Rankine ideal

El agua entra a la bomba en el estado E como líquido saturado y se le aplica una compresión isoentrópica hasta la presión de operación en la caldera. La temperatura del agua aumenta un poco durante este proceso de compresión isoentrópica debido a una ligera disminución en el volumen específico del agua.

El agua entra a la caldera como un líquido comprimido en el estado A y sale como vapor sobrecalentado en el estado C. La caldera es un gran intercambiador de calor donde el calor que se origina en los gases de combustión, reactores nucleares u otras fuentes se transfiere al agua a presión constante. La caldera, con el sobrecalentador, recibe el nombre de generador de vapor.

El vapor es sobrecalentado en el estado C donde entra en una turbina donde se expande isoentrópicamente y produce trabajo al hacer girar un eje conectado a un generador eléctrico. La presión y la temperatura del vapor disminuyen durante este proceso hasta que llegan al estado D, donde el vapor se empieza a condensar (el cual ya hubo un poco de condensación dentro de la turbina, en las últimas etapas). En este estado la mezcla suele ser líquido-vapor con una calidad alta por lo que se requiere rechazar el calor a presión constante en un condensador, el cual es un intercambiador de calor. El vapor abandona el condensador como líquido saturado y entra a la bomba completando y reiniciando un nuevo ciclo.

El trabajo neto producido durante el ciclo es la diferencia del área bajo la curva del proceso A-C con respecto al área bajo la curva del proceso E-D.

**2.2.1.3 Ciclo Rankine regenerativo.** Por medio de la ilustración 2.11 se puede observar que el calor se añade a una temperatura muy baja en el proceso E-A. Esto reduce la temperatura promedio a la que se añade calor y por lo tanto, disminuye la eficiencia del ciclo.

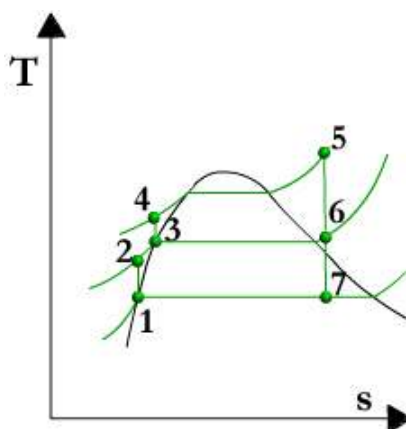
Para solucionar este problema se debe buscar alguna manera de elevar la temperatura del líquido que sale de la bomba para ser ingresada a la caldera. Una de las posibilidades es transferir calor al agua de alimentación por medio vapor en expansión en un intercambiador de calor a contraflujo integrado en la turbina, es decir, utilizar regeneración. Esta solución es

impráctica debido a que se incrementaría la cantidad de humedad en las últimas etapas de la turbina.

Lo que se puede realizar y lo que utilizan las plantas de generación térmica son extracciones o drenado del vapor de la turbina en diversos puntos. Este vapor, que podría haber realizado más trabajo si se expandía aún más en la turbina, se utiliza para calentar el agua de alimentación en la entrada a la caldera. El dispositivo donde el agua de alimentación se calienta mediante regeneración se denomina regenerador o calentador de agua de alimentación. Un calentador de agua de alimentación es un intercambiador de calor que transfiere el calor de las extracciones, al agua de alimentación que se introducirá a la caldera para poder transformarla en vapor sobrecalentado y ser ingresado nuevamente en la turbina. El regenerador puede ser abierto o cerrado, es decir, pueden mezclarse físicamente los dos fluidos o simplemente utilizar un serpentín de calentamiento para transferir el calor.

La regeneración no sólo mejora la eficiencia del ciclo, sino que también proporciona una solución simple para sacar el oxígeno en lugar de aire del agua de alimentación para evitar la corrosión en la tubería de la caldera. Esto también ayuda para controlar la gran tasa de flujo volumétrico del vapor en las etapas finales de la turbina. Debido a esto, la regeneración se utiliza en todas las plantas de generación térmica.

En la ilustración 2.12. se puede visualizar el diagrama del ciclo Rankine regenerativo. En éste la única extracción sería en el punto 6 e ingresaría al agua de alimentación como líquido saturado en el punto 3, donde se eleva la temperatura para poder ingresarla a la caldera en el punto 4.



**Ilustración 2.12: Ciclo Rankine regenerativo**

### 3. PARTES QUE COMPONEN UNA PLANTA DE GENERACIÓN TÉRMICA QUE OPERA CON DOS TIPOS DIFERENTES DE COMBUSTIBLE, CARBÓN GRANULADO Y BAGAZO DE CAÑA DE AZÚCAR

Las partes esenciales que necesita una planta de generación térmica para su funcionamiento son las siguientes: caldera, turbogenerador, condensador y bombas. Estas partes han sido las que hemos explicado en los ciclos termodinámicos y durante todo el capítulo se explicará más a detalle su funcionamiento. A continuación se muestran gráficamente las partes que componen una planta de generación térmica (más detalle en ilustración 9.10 de anexos).

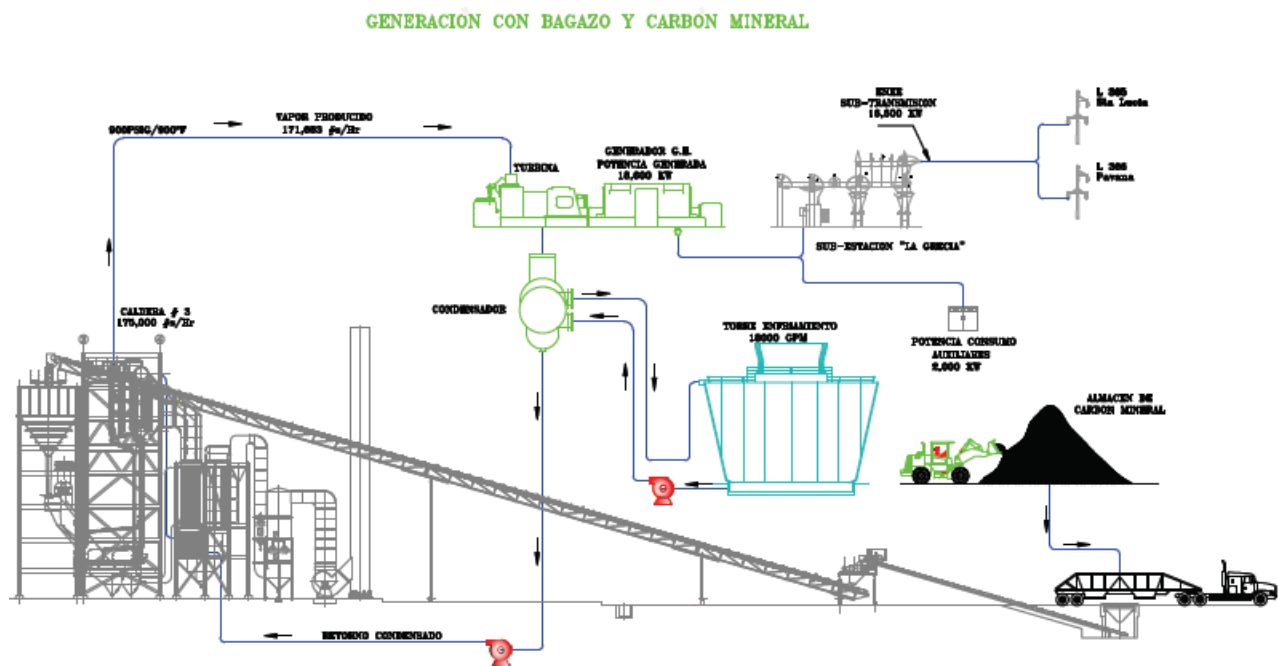


Ilustración 3.1: Planta de generación térmica instalada en el Ingenio La Grecia

### 3.1 Caldera

**3.1.1 Banda transportadora de carbón.** El proceso comienza desde el momento en que los vehículos depositan el carbón mineral dentro de la tolva de ingreso. El vehículo se caracteriza por tener una compuerta en la parte inferior del contenedor para dejar caer todo el material dentro de la tolva. Una malla permite el ingreso de todas aquellas rocas menores al área que permiten los agujeros. Luego dos vibradores hacen que el carbón se vaya distribuyendo hacia las bandas transportadoras que dirigen el material hacia la tolva principal ubicada en la parte más alta de la caldera. Durante el trayecto la roca es triturada para tener un tamaño de roca homogénea para que sea impulsada en los alimentadores de carbón. La tolva se encuentra libre de contacto con el ambiente, para que no se humedezca y entre totalmente seca a la caldera.



**Ilustración 3.2: Banda alimentadora de carbón**

**3.1.2 Alimentadores de carbón.** Existen dos métodos para poder quemar el combustible dentro de la caldera, primero tenemos la alimentación sobre la parilla de quemado y la alimentación por debajo de la parilla de quemado. El más utilizado y más común es el primero, el segundo es menos común y no será tratado en la investigación.

La mecánica de combustión del primer método consiste en lo siguiente. Un ventilador de tiro forzado es el que presuriza el aire y lo inyecta por debajo de la parrilla de la caldera el cual previamente pasó por un precalentador de aire, usando los gases de combustión para calentar el mismo. El aire consiste de  $N_2$ ,  $O_2$  y  $H_2O$ . Cuando el aire fluye por debajo de la parrilla este se calienta y al mismo tiempo enfría la caldera y todos los pasajes por donde circula. El aire calentado pasa entre una capa de cenizas calientes y obtiene calor adicional. La región por encima de las cenizas contiene una mezcla de ceniza y carbón incandescente que se va incrementado conforme la capa de combustible aumenta. Cuando el aire tiene contacto con el carbón, el  $O_2$  reacciona con el C para formar el  $CO_2$ . Al incrementar la cantidad de flujo de aire se incrementa la cantidad de energía producida.

El calor que se va a utilizar para la ignición del combustible proviene de 4 fuentes diferentes:

- Conducción del carbón en la parte inferior
- Alta temperatura de los gases en difusión sobre la superficie de la parilla
- Radiación de los gases y flama de la caldera
- Calor de las paredes calientes de la caldera

Los gases que salen de la parilla contienen materia volátil del combustible,  $N_2$ ,  $CO_2$ ,  $CO$ ,  $H_2$  y  $H_2O$ ; que todavía puede ser aprovechado. Para quemar estos gases se debe utilizar un aire secundario para solventar la necesidad del oxígeno. El aire secundario debe ser inyectado a una velocidad alta para crear turbulencia y penetrar en todas las áreas por encima de la cama de fuego. Luego de esto, los gases se queman por completo en la cámara de combustión (Ilustración 9.1 Anexos).

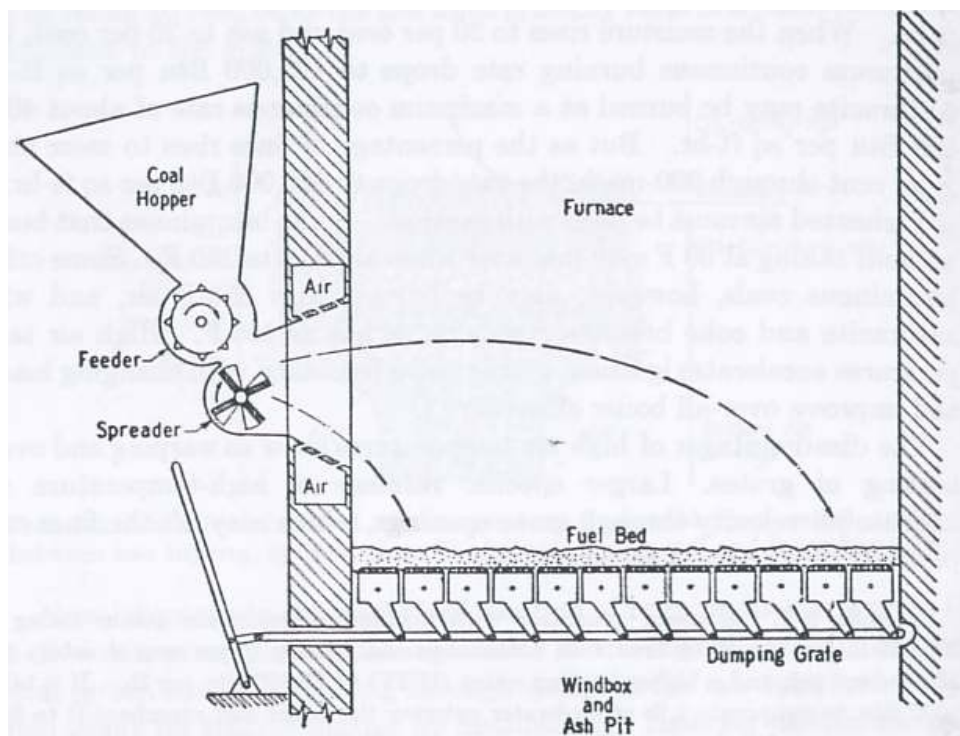
Los alimentadores más conocidos son los que impulsan el carbón sobre la parrilla de combustión. La rotación del alimentador consiste en una serie de aspas en la superficie del eje, a donde fluye el carbón proveniente de la parte inferior de la tolva de alimentación y lo impulsa hacia el esparcidor que lleva cierta cantidad de flujo a cierto ángulo para ser quemado dentro de la caldera. La velocidad del alimentador varía directamente proporcional con respecto a la carga de vapor producida por la caldera.

El distribuidor o esparcidor consiste en un eje que contiene palas inclinadas hacia la izquierda o derecha de la línea central de la caldera. Estas palas, con su rápida rotación golpean las partículas que van llegando hacia ellas y las impulsan hacia la parrilla. El ángulo y velocidad de rotación de las palas proporcionan una distribución uniforme del carbón sobre la parrilla. El tamaño del carbón se debe homogenizar para que la distribución no sea solamente en un sitio, sino que sea sobre toda el área. Para regular el tamaño del grano se utiliza una trituradora de carbón ubicada al inicio de la banda transportadora (Ilustración 9.2 Anexos). El tamaño debe ir uniformemente mezclado con carbón de  $\frac{3}{4}$ " para mejores resultados. La velocidad se debe manejar de tal forma que se adecue con el tamaño del carbón para mantener una distribución uniforme.

Hay dos maneras de impulsar el carbón: sobrepasando la parrilla o justo en el comienzo de la parrilla. Cuando es por encima de la parrilla, como en el caso de Azucarera la Grecia, las partículas finas son lanzadas al final de la parrilla y son quemadas en suspensión. Parte de la materia volátil de las piezas grandes de carbón son quemadas antes de que lleguen a la parrilla. La materia que no se logra quemar es quemada cuando es transportada en la parrilla móvil, rechazando toda la ceniza en unas tolvas colectoras que están por debajo de la parrilla giratoria. La cama de la misma es de aproximadamente de 4" a 6".



**Ilustración 3.3: Alimentadores de carbón**



**Ilustración 3.4: Funcionamiento de un alimentador de carbón con parrilla estacionaria**

En calderas donde las parrillas son estacionarias, el flujo de vapor suele ser hasta 75,000 lb/h. Para mayores capacidades debe utilizarse parrilla viajera. La caldera utilizada en el Ingenio La Grecia es de este tipo y la parrilla se desplaza de la parte posterior hacia la parte delantera, permitiéndole así descargar todas las cenizas (Ilustración 9.3 Anexos). Esta caldera cuenta con seis alimentadores de carbón para una capacidad de producción de vapor de 175,000 Lbs./Hora y cuatro alimentadores de bagazo para la misma capacidad.

**3.1.3 Banda transportadora de bagazo.** La banda transportadora de bagazo tiene la función de conducir todo el bagazo de la caña de azúcar (que se obtiene después del proceso de extracción de jugo en el ingenio de azúcar), desde los molinos a los alimentadores de bagazo de la caldera. Se utiliza el necesario y el sobrante se guarda en un almacén de bagazo para usar cuando se para la molienda. Esta banda se caracteriza por ser hecha de tablillas metálicas que montadas sobre cadenas de rodillos van empujando todo el bagazo hacia los tambores alimentadores que lo inyectan a la parrilla.



**Ilustración 3.5: Banda transportadora de bagazo**



**Ilustración 3.6: Entrada de bagazo a alimentador**

**3.1.4 Alimentadores de bagazo.** Los alimentadores de bagazo operan bajo el mismo principio que los alimentadores de carbón, con la diferencia que en vez de impulsar el mismo por medio de velocidad periférica del alimentador, lo hacen neumáticamente por medio de inyectores de aire a 20" de columna de agua para distribuir el bagazo. Cuando el bagazo pasa por los tambores alimentadores se inyecta aire para aumentar la velocidad de flujo. Con la ayuda de unas placas que se ubican en el interior de la caldera, el bagazo es expulsado con un ángulo hacia el inicio de la banda transportadora, permitiendo la quema de combustible en suspensión y luego en la cama de fuego sobre la parrilla.

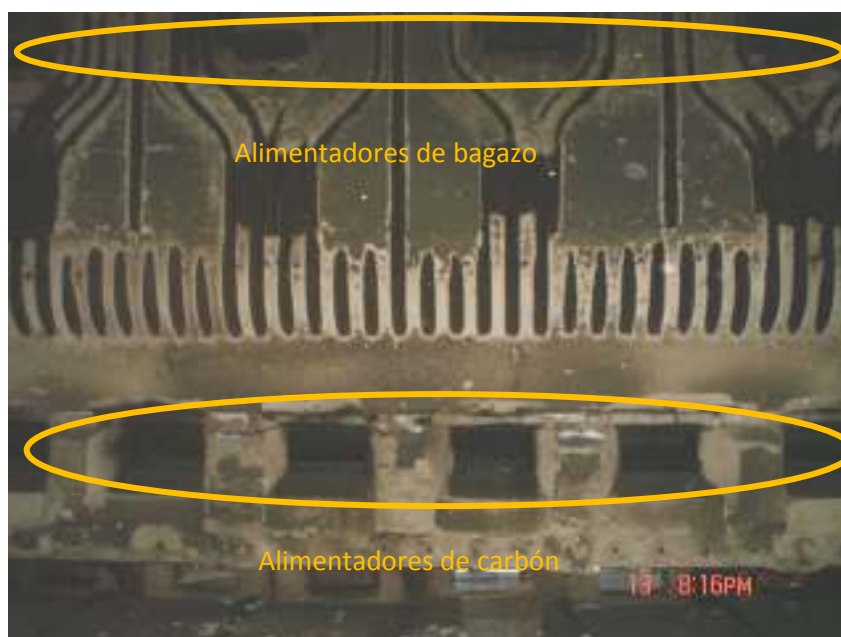


**Ilustración 3.7: Alimentadores de bagazo**



**Ilustración 3.8: Rejilla de observación en alimentador de bagazo**

La fotografía a continuación es la vista interior de la caldera en donde se observan los alimentadores de carbón y alimentadores de bagazo.



**Ilustración 3.9: Interior de la caldera mostrando los dos diferentes alimentadores**

**3.1.5 Ventiladores.** El proceso de combustión en una caldera se puede llevar a cabo solo cuando recibe un flujo estable de aire y los gases de combustión son constantemente removidos. El sistema de ventilación de una planta de generación térmica es el que se encarga de forzar el aire de entrada e inducir los gases a la salida. Cuando existe una chimenea muy alta, se dice que el sistema es de tiro natural; cuando el flujo es tratado por medio de un ventilador de tiro inducido y por un ventilador de tiro forzado, se dice que el sistema es de ventilación forzada. El sistema de ventilación utilizado en Azucarera la Grecia utiliza dos ventiladores de tiro forzado para aire primario, dos ventiladores de tiro forzado para aire secundario y un ventilador de tiro inducido.

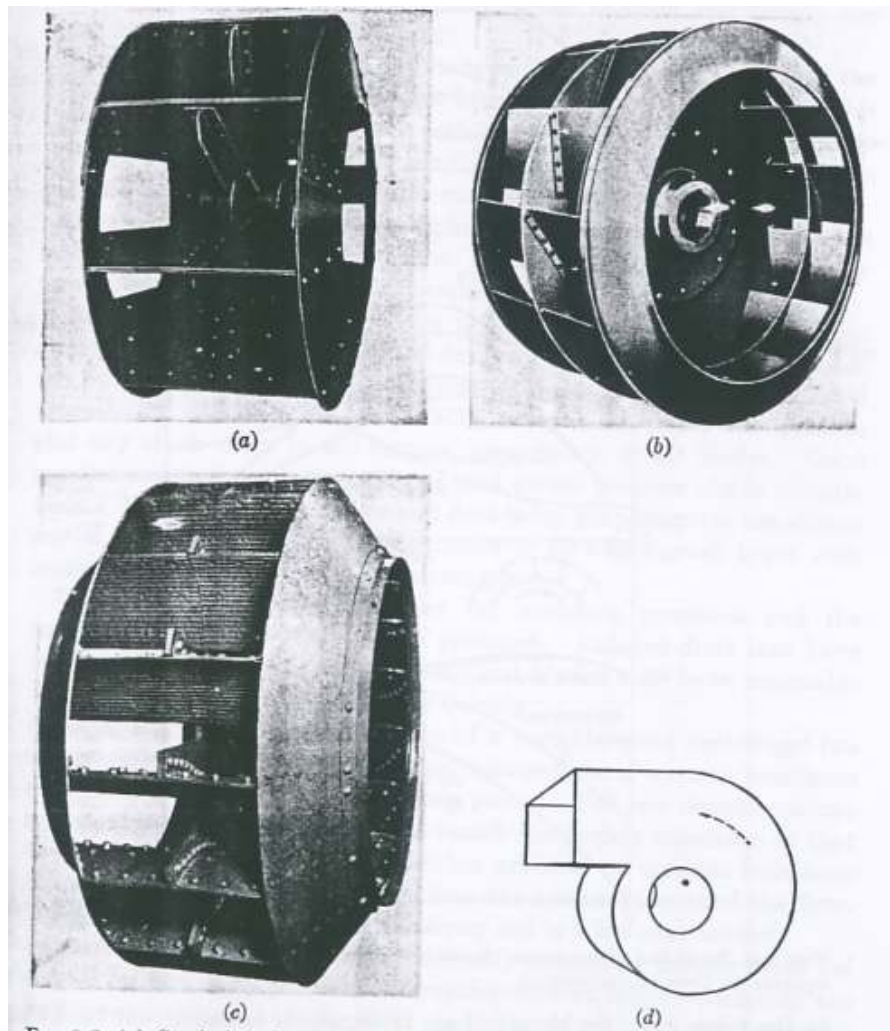
Las calderas pequeñas utilizan el sistema de ventilación natural, pero las unidades que son grandes en magnitud necesitan del sistema de ventilación forzada para hacer circular grandes volúmenes de aire y gas para vencer la resistencia al flujo. Las chimeneas facilitan solamente un poco la salida de los gases en comparación de lo que realizan los ventiladores. Estas ayudan a descargar las cenizas y gases a una altura considerable para poder diluirlas con el aire y así reducir la contaminación ambiental. La altura máxima aconsejable está dentro del rango de 200 ft o menos.

La circulación de los gases de combustión cuando fluyen desde el horno a través de la caldera y todos los intercambiadores de calor es forzada por los ventiladores de tiro forzado e inducido, para luego ser expulsados por la chimenea.

Los ventiladores se caracterizan por tener un elemento rotativo (rotor) y un elemento estacionario (carcasa). El desempeño de un ventilador depende de la forma de los álabes del rotor. Todos tienen un diseño que los caracteriza para su uso y la selección del mismo depende también de la cantidad de flujo que se debe utilizar, además del diferencial de presión que se debe vencer. La figura 3.10 muestra los diferentes tipos de ventiladores.

**3.1.5.1 Ventilador de tiro forzado.** Los ventiladores de tiro forzado deben manejar el flujo máximo anticipado de aire basado en datos teóricos así como también para el exceso de aire que se necesita, que es más o menos un 35% para bagazo y un 25% para carbón. El volumen desplazado depende también de la temperatura ambiente, que varía con

la ubicación y posición del ventilador así como también de las estaciones del año y de la presión barométrica.



**Ilustración 3.10: Diferentes diseños de ventiladores, a) aleta radial; b) aleta curvada hacia atrás; c) aleta curvada hacia adelante; d) carcasa o housing del ventilador**

El análisis último del combustible es el que rige la cantidad de aire estequiométrico necesario, más un exceso de aire de 20 a 40% para asegurar la combustión completa. Las presiones dependen de la resistencia del aire dentro de la caldera y las posibles caídas de presión en los calentadores de aire y la tubería de circulación. Factores como por ejemplo: el tamaño del carbón, solidificación del combustible y humedad no permiten que se prediga la pérdida de presión exacta.

La selección del ventilador tanto de tiro inducido como de tiro forzado se debe realizar tomando en cuenta los datos de diseño de presión y flujo que serán requeridos para la operación normal de la caldera, pero deberá pedirse al fabricante un “Test Block” a condiciones de operación más altas de flujo y de presión, mas o menos 20% y 30% respectivamente, debido a que habrá momentos de operación de la caldera en las que el aire y los gases serán mas fríos. Por ejemplo en un arranque o condiciones anormales de operación. Los ventiladores de tiro forzado manejan aire limpio y las velocidades de rotación deben ser de acuerdo a la velocidad periférica permitida según la clase del mismo, clase I,II,III. La clase del ventilador depende del diseño y mientras más elevado es el número de la clase más elevado son sus RPM. Usualmente se utilizan álabes curvados hacia atrás y de paletas rectas para este tipo de ventiladores. En la figura siguiente se puede observar el ducto de entrada de aire que se dirige al ventilador en la parte inferior y lo expulsa a presión hacia los precalentadores de aire.



**Ilustración 3.11: Entrada de aire y ducto del ventilador de tiro forzado**

**3.1.5.2 Ventilador de tiro inducido.** Un ventilador de este tipo se ubica en la parte posterior de la caldera después de los colectores de hollín y antes de la chimenea. Maneja gases de mediana temperatura (345°F) polvo y cenizas. El volumen del gas depende de muchos factores: el aire suministrado, el tipo de combustible, la infiltración de aire, la presión y temperatura de los gases y la cantidad de humedad en el combustible.

El contenido de ceniza puede llegar a afectar la extracción de gases por medio del inducido. Si este llegara a ser muy marcado podría llegar a alterar la densidad de los gases provocando alteraciones en la presión estática. Esto no quiere decir que el ventilador no acepte partículas de ceniza u hollín, sino que debe mantener un rango aceptable para un perfecto funcionamiento.

Los ventiladores de tiro inducido usualmente manejan presiones estáticas negativas en la entrada de los gases. El control de presión en el hogar se maneja por medio de variadores de velocidad, por dampers o por ambos. La presión estática depende de las pérdidas por fricción dentro del circuito que va de la caldera al inducido. Para resolver estos problemas los diseñadores prefieren los ventiladores de álabes rectos o álabes curvados hacia para usar en el inducido.

Los ventiladores curvados hacia delante son utilizados para presiones moderadas y los rectos o los radiales son utilizados para presiones altas. Los ventiladores de tiro forzado manejan chumaceras enfriadas por agua, y la carcasa y álabes ostentan tiras renovables debido a que se erosionan frecuentemente.



**Ilustración 3.12: Motor y ductos del forzado**



**Ilustración 3.13: Ventilador de tiro forzado**

**3.1.6 Economizadores.** Los gases de combustión que salen de la caldera contienen una gran cantidad de energía calorífica a una temperatura mayor que la temperatura de saturación del agua. Parte de esta energía puede ser recuperada en un economizador. Los economizadores son llamados así ya que ellos pueden recuperar la entalpía de los gases de combustión y entregarla al agua de alimentación de la caldera, mejorando así la eficiencia del ciclo de vapor. Los gases que pasan por la superficie externa de los tubos del economizador calientan el agua de alimentación que fluye en el interior de los tubos para ser introducidos al tambor inferior de la caldera (Ilustración 9.4 anexos).

La eficiencia de la caldera aumenta en un 1% por cada 10°F de incremento en la temperatura del agua de alimentación que pasa por el economizador.

Los modernos economizadores se construyen de acero, indispensables para resistir altas presiones. Antiguamente se utilizaban tubos de fundición y colectores o cabezales con juntas de platina o tornillos. El economizador instalado en el Ingenio la Grecia tiene 12 tubos por elemento y 34 elementos en total (se consigue formar un elemento soldando 12 tubos en forma curva, de ida y de regreso para incrementar su transferencia de calor por paso). El diámetro externo de los tubos es de 2" y el largo de los mismos es de 21 pies, teniendo así un total de 4,486.2 ft<sup>2</sup> de transferencia de calor. Esto se consigue sabiendo que el área de transferencia de calor es  $2\pi r l$  por la cantidad de elementos y por la cantidad de tubos. La temperatura del agua entrando al economizador es de 350°F y sale a 388°F. Esto quiere decir que hay una ganancia de temperatura de 38°F, lo que indica, según la experiencia, una ganancia de casi 2% en la eficiencia de la caldera.

Una dificultad que se puede llegar a tener es que la temperatura de los humos se aproxime al punto de condensación o de rocío. Esto puede llegar a provocar corrosión y gasto en el mantenimiento y limpieza de los mismos.

La mayoría de economizadores están diseñados con tubos paralelos en forma de serpentín continuo, soldados en su terminación hacia un cabezal (ilustración 3.14). El diseño puede ser diferente para cada aplicación, en el caso de la planta instalada en el Ingenio la Grecia, el economizador está ubicado después de los precalentadores de aire y los tubos son soldados unos a otros en forma de U. Otro tipo de economizadores tienen retorno de unión

horizontal a 90°. En un economizador integral el agua de alimentación entra a un cabezal y fluye dentro de los tubos hacia otro cabezal, en donde se descarga hacia el sistema de calentamiento principal.



**Ilustración 3.14: Salida de gases del precalentador y entrada de gases al economizador**

En casi todos los diseños de economizadores el agua fluye de ida y de regreso con un intercambio de calor a contraflujo, es decir, el flujo de gases se dirige en una dirección y el flujo de agua en dirección contraria. Si la diferencia de temperaturas es poca, se necesita de una gran área de transferencia de calor. La instalación de un economizador es tan cara como la de un sobrecalentador, pero menor a la de la tubería interna de una caldera.

**3.1.7 Precalentadores de aire.** La temperatura del agua de alimentación es la que fija la temperatura a la cual salen los gases de combustión. Los ciclos modernos producen alrededor de 400°F de ganancia en la temperatura del agua de alimentación, lo que significa que los gases en la salida de la caldera deben de estar a una temperatura mayor. Para recuperar esta energía y mantener una alta eficiencia se instalan precalentadores de aire. En estos intercambiadores de calor, los gases de escape calientan el aire de entrada a la caldera. En el Ingenio la Grecia se utilizan dos precalentadores de tipo tubular que funcionan en serie ubicados en diferentes secciones dentro de los ductos de salida de los gases. En los precalentadores tubulares (los más conocidos) el aire fluye en el

exterior de los tubos y los gases en el interior de la tubería. La incompresibilidad del aire permite la transferencia de calor a contracorriente sobre los tubos.

Se le llama precalentador 1 al aparato de transferencia de calor que se ubica a la salida de los gases de la caldera. Luego los gases pasan por el economizador y nuevamente por un precalentador 2. Básicamente son diseños parecidos con la diferencia de la cantidad de tubos, el diámetro y el largo de los mismos. El primer precalentador tiene tubos de 2.5" de diámetro exterior, 20' de longitud y un espaciamiento entre tubos de 3.125". El precalentador 2 tiene tubos de 2" de diámetro exterior, 22' de longitud y un espaciamiento entre tubos de 3.36". Para una mejor distribución se colocan los tubos al tresbolillo, y el ancho del calentador de aire suele ser la misma a la del hogar de la caldera. Los tubos son soldados hacia un espejo donde no se permite que el aire de entrada se escape, es decir, es un intercambiador de calor cerrado, donde los fluidos no se mezclan entre sí.

La energía recuperada regresa nuevamente a la caldera con el aire que va a ser utilizado para la combustión, reduciendo así la cantidad de calor que debe de ser producido por medio del combustible para mantener la temperatura de la caldera, lo que conlleva, ahorrar combustible.

La temperatura de los gases de salida de la caldera están más o menos a 624°F, que se aprovechan ingresándolos al economizador y precalentadores. La temperatura de salida, luego de pasar en el precalentador 2 es de 345°F. La entrada de aire es de 95°F (temperatura ambiente) y la salida (en donde el aire ya es calentado) es de 334°F. Esto indica una ganancia de 239°F, y por experiencia se sabe que por cada 35 a 40°F de ganancia se incrementa la eficiencia en un 1%. Lo que demuestra que el precalentar el aire aumenta casi 7% la eficiencia de la caldera.



**Ilustración 3.15: Precaentador de aire**

La corrosión es un gran peligro para los precalentadores de aire. Esto se puede evitar de la misma manera como se hace con el tratamiento de los gases en el economizador, limitando el enfriamiento de los gases para que no lleguen al punto de rocío. Esto previene la formación de humedad que junto con el dióxido sulfúrico genera un ácido que provoca picaduras a la tubería. Además los calentadores de aire deben de ser constantemente limpiados para remover todas las cenizas que quedan atrapadas en la tubería. En la figura 2.16. se puede observar un soplador de hollín instalado en el economizador para remover las partículas de ceniza que puedan interrumpir el paso de los gases de combustión entre la tubería.



**Ilustración 3.16: Soplador de hollín instalado en el economizador para remover cenizas**

**3.1.8 Sobrecalentadores.** Estos dispositivos de transferencia de calor están constituidos por un conjunto de tuberías instaladas paralelamente entre sí, donde reciben el vapor del tambor superior para incrementar su temperatura. El calor absorbido de la radiación o de los mismos gases de combustión evapora toda la humedad que trae el vapor y lo sobrecalienta a un nivel predeterminado.

Las siguientes consideraciones demuestran la ventaja de utilizar vapor sobrecalentado en las máquinas motrices. Múltiples ensayos han demostrado la conveniencia de enviar vapor seco o sobrecalentado a la admisión de turbinas. Cada 1% de humedad en el vapor reduce el rendimiento en un 2%. Además, el sobrecalentamiento reduce el grado de admisión en las máquinas a vapor (menos cantidad de vapor ingresado), y por lo tanto, disminuye el consumo de vapor por unidad de potencia producida. La experiencia demuestra que para eliminar cada 1% de humedad en la admisión se requieren aproximadamente 3.9°C de recalentamiento (39°F). El contenido de humedad en el escape de las turbinas de vapor debe de limitarse 7% de humedad para evitar erosiones en los álabes y bajas en rendimiento. Las condiciones iniciales de trabajo han avanzado últimamente para llegar a temperaturas en el rango de 800-1100°F, que no pueden ser alcanzadas sin el uso de sobrecalentadores, porque la temperatura de saturación del agua, incluso a presión crítica es sólo de 705.2°F. De igual manera, el rendimiento del ciclo Rankin de una turbina en trabajo escalonado con vapor sobrecalentado varía del 80 al 82%, mientras que el rendimiento del escalón cuyos álabes trabajan con vapor húmedo puede ser tan bajo como el 60%. El recalentamiento no sólo disminuye las erosiones, sino que aumenta el rendimiento general de la conversión de energía térmica a energía mecánica.

Los sobrecalentadores usualmente distribuyen las tuberías en forma paralela, con uno o más retornos conectados por medio de cabezales. La curvatura de los tubos puede ser amplia o reducida y es realizada por medio de un proceso de doblado, un proceso de forjado o un proceso de soldadura. La terminación de los tubos se puede soldar al cabezal o bien se pueden acoplar a una junta desmontable. Los tubos se encuentran suficientemente espaciados en el sector donde los gases de combustión entran al supercalentador. Esto se debe a la expansión de los tubos y también para evitar la deposición de cenizas entre tubos.

Existen dos métodos, en general, para sobrecalentar el vapor. La planta instalada en el Ingenio La Grecia utiliza estos dos métodos, donde se utiliza el calor de los gases de combustión de la caldera para eliminar el porcentaje de humedad y aumentar la temperatura del vapor. Los dos métodos son los siguientes:

- Sobrecalentamiento por convección
- Sobrecalentamiento por radiación

El primer método es mucho más antiguo que el segundo. El principio se basa en el mismo que la absorción de calor por el agua de alimentación en los tubos "risers" que aprovechan el contenido térmico de los gases que pasan sobre la superficie. Este tipo de sobrecalentamiento se caracteriza porque los gases del hogar van a altas velocidades y elevan la temperatura del vapor a presión constante, hasta un valor final que es función de la temperatura de salida de los gases, de la superficie del sobrecalentador y del flujo volumétrico de los gases.

La planta de generación térmica instalada en el Ingenio la Grecia utiliza dos sobrecalentadores que obtienen el calor de los gases de combustión por medio de convección y por radiación. El primer sobrecalentador tiene una mayor transferencia de calor por medio de radiación, ya que la radiación del fuego se dirige directamente hacia este sobrecalentador. En este sobrecalentador los elementos tubulares van dispuestos en el paso de los gases del hogar con los convenientes reflectores, pero encima del haz de tubos de agua. Con esta disposición, los colectores de entrada y salida pueden atravesar las paredes del hogar o situarse a mayor altura que la caldera. Los gases en este sitio llevan una temperatura de aproximadamente 1650°F y salen a una temperatura de 1132°F, la velocidad de los gases es de 12.67 pies/min y producen 175,383.56 lb/h de vapor. El vapor pierde 14.87 psi por la fricción del vapor en los tubos y llega a tener una temperatura de 898.86°F. Los gases circulan a través del primero y segundo sobrecalentador.

Un sobrecalentador de radiación presenta una característica desfavorable al aumentar la producción de vapor en la caldera. El empleo de temperaturas de vapor todavía más elevadas y la exigencia de una temperatura de vapor relativamente constante, ha dado lugar a que el sobrecalentador de radiación se utilice en serie con un sobrecalentador de convección. El sobrecalentador de radiación se sitúa de costumbre en el hogar entre los

tubos de pared del hogar y absorbe el calor del combustible en ignición en la misma forma que las paredes del hogar transmiten el calor de radiación al agua saturada en los tubos de la pared.

La temperatura de los gases a la entrada del sobrecalentador 2 es de aproximadamente 1636°F. El vapor tiene el mismo flujo de 175,383.56 lb/h, y la temperatura del vapor en el sobrecalentador es de 686.32°F. La pérdida de presión por fricción en los tubos es de 13.58 psig. La velocidad de los gases es mayor en este sobrecalentador (13.58 ft/min) debido a que el gas se enfría al pasar por el primer sobrecalentador, se vuelve menos denso y por lo tanto adquiere mayor rapidez. Así entonces lo aprovecha para hacer la conversión de energía por medio de convección. El vapor llega a tener una temperatura de 660.47°F en este sobrecalentador.

Los sobrecalentadores instalados en la planta del Ingenio la Grecia se diferencian de la siguiente manera. El primer sobrecalentador que hablamos tiene una menor área de transferencia de calor, de 2,324.78 ft<sup>2</sup> a comparación del segundo que tiene un área de 3,958.41 ft<sup>2</sup>. Este es un factor decisivo y determinante para obtener cual de los dos sobrecalentadores absorbe más calor del hogar. El ingenio proporcionó una serie de cálculos donde nos indican que el calor se distribuye de la siguiente manera: 12,880.58 Btu/lb para el primer sobrecalentador y una cantidad de 18,802.1 Btu/lb para el segundo mencionado. Estos valores se ven altamente influenciados por los valores de área de transferencia de calor. Los factores de transferencia de calor global U para los sobrecalentadores es de 7.57 y 6.98 Btu/h ft<sup>2</sup> °F para el sobrecalentador 2 y 1 respectivamente. El primero tiene un valor más alto ya que los gases transfieren calor por medio de radiación, el segundo usa solamente la convección de gases utilizados en el sobrecalentador 1.

La tubería de los sobrecalentadores sufre mayor trabajo debido a las altas temperaturas a comparación de la tubería de los precalentadores y los economizadores, por lo tanto deben tener una mayor resistencia a la fluencia en caliente y también a la oxidación. Las aleaciones de acero son componentes perfectos para poder soportar estas condiciones.

Los aceros al carbono están limitados hasta 950°F debido a la oxidación de las altas temperaturas del vapor. Las aleaciones de cromo molibdeno pueden ser utilizadas para soportar hasta 1200°F.



**Ilustración 3.17: Sobrecalentadores Babcock & Wilcox**

**3.1.9 Domo de vapor y domo de lodos.** La mayoría de calderas están construidas con dos domos, el domo de vapor situado en la parte superior y el domo de lodos situado en la parte inferior.

En el domo de vapor se alimenta el agua a la caldera por medio de un tubo a todo lo largo del mismo con agujeros en toda su extensión, también se alimentan por medio de otro tubo los productos químicos que sirven para tratar el agua de la caldera y así prevenir corrosión e incrustación. También hay otra tubería que se denomina purga continua que es la que sirve para evitar limitar los ciclos de concentración, ya que todo el tiempo se esta purgando agua para que los sólidos disueltos dentro de la caldera no sobrepasen los limites establecidos, los cuales deben ser menores mientras más alta es la presión.

Este domo está conectado con el domo inferior por lo que se llama el banco de convección, éste consiste en un haz tubular con el cual se consigue la circulación en la caldera. Los tubos en la parte posterior de la caldera que por supuesto es la más fría conducen el agua hacia el domo inferior estos tubos se conocen como tubería de descenso (downcomers), desde el domo inferior salen también los tubos que alimentan los cabezales

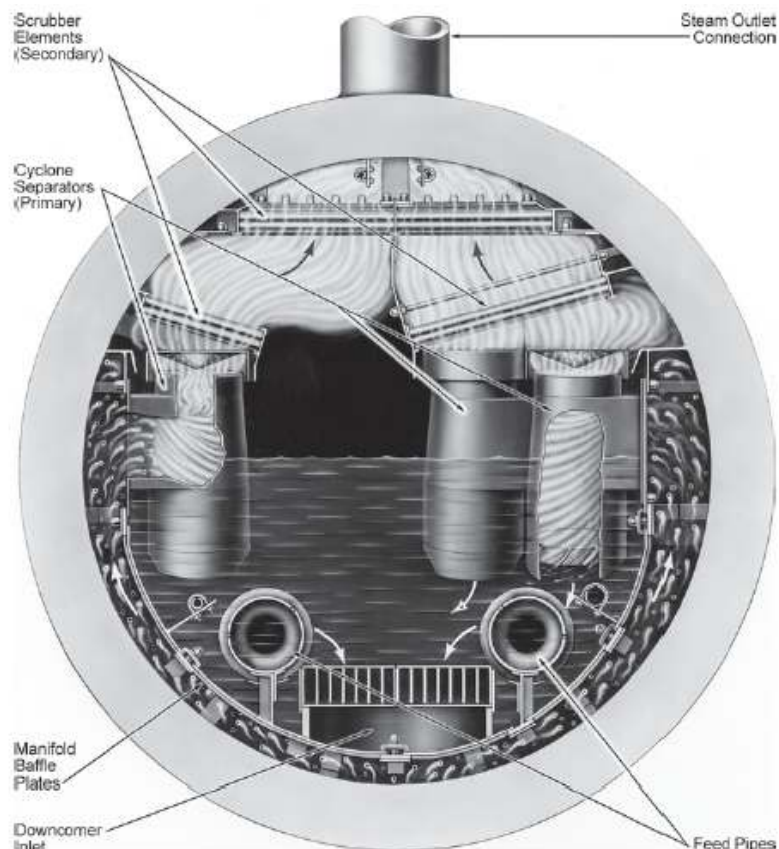
de las paredes de agua que absorben el calor por radiación. Por la parte frontal del banco de convección por circulación natural sube el agua que se va evaporando y entra de nuevo al domo superior estos tubos se conocen como tubería de ascenso (raisers). Este vapor pasa por separadores de arrastre en la parte superior del domo, que los hay de diferentes tipos y de aquí el vapor saturado es conducido al primer juego de sobrecalentadores y luego al segundo para salir como vapor sobrecalentado. Las calderas con vapor sobrecalentado cercano a los 1000 °F deben contar con un desobrecalentador entre el primero y segundo juego de sobrecalentadores, para evitar que la temperatura se eleve demasiado y pueda dañar los tubos del sobrecalentador y los alabes de la primera etapa de la turbina del turbogenerador.

Los separadores de arrastre, la purga continua y el control de nivel son importantísimos en la operación de la caldera ya que si no se cuida el nivel de sólidos disueltos en el agua de caldera cuando las gotas que el vapor arrastra se evaporan, todas las sales quedan depositadas dentro del supercalentador, dentro de la turbina, las válvulas y las trampas de vapor. Estas gotas disminuyen la transferencia de calor, la eficiencia de la turbina y el control de toda la planta generadora. Debido a esto es necesario eliminar estas gotas de humedad.

Los separadores ciclónicos remueven el vapor de agua debido a que entran en una dirección tangencial al recipiente donde provoca un vacío, succionando el vapor y suspendiendo el agua saturada. Ellos controlan los siguientes procesos: 1) separación primaria el vapor del agua, 2) Lavar el vapor y 3) Secar el vapor.

La separación primaria remueve gran parte del agua circulada, espuma y sedimento del vapor. En el lavado, el vapor produce burbujas entre el agua de alimentación o pasa entre un espray del agua de alimentación. Esto reduce la cantidad de partículas de humedad que pueda tener el vapor. Los secadores separan mecánicamente las pequeñas partículas de agua en la gran masa de flujo de vapor.

La separación primaria debe ser usada en calderas de alta presión. El lavado y el secado del vapor se pueden usar para obtener una mejor purificación cuando se necesite. La figura que se muestra a continuación ilustra detalladamente las partes internas de un tambor superior.



**Ilustración 3.18: Domo superior de una caldera**

### 3.2 Turbogenerador

Un turbogenerador es un dispositivo que transforma la entalpia del vapor en energía mecánica en una turbina, para luego ser transformada en energía eléctrica por medio de un generador. De ahí el conjunto de palabras “turbo-generador”. Desde un punto de vista general el funcionamiento de un turbogenerador puede sonar simple, pero conlleva muchos aspectos que se deben de considerar y tomar en cuenta para que el funcionamiento sea perfecto. Los temas que verán a continuación tratan sobre los dispositivos empleados en una turbina y en un generador. En la siguiente figura se puede observar la carcasa de la turbina y a la derecha el generador eléctrico. La ilustración 3.19 muestra el turbogenerador de Azucarera La Grecia.



**Ilustración 3.19: Turbogenerador General Electric instalado en la planta de generación térmica del Ingenio La Grecia con capacidad para producir 22 MW de potencia eléctrica**

**3.2.1 Turbina.** Una turbina de vapor es una máquina que transforma la energía contenida en un flujo de vapor en energía mecánica. Este vapor se genera en una caldera, de la que sale a unas condiciones de elevada temperatura y presión. En la turbina se transforma la energía interna del vapor en energía mecánica que, típicamente, es aprovechada por un generador para producir electricidad.

Al pasar por las toberas de la turbina, se reduce la presión del vapor, se expande y aumenta su velocidad. El vapor a alta velocidad es el que hace que los álabes de la turbina que reciben el mismo hagan rotar el eje de la turbina. Por lo general una turbina de vapor posee más de una etapa. Esto se hace debido a que el vapor de alta presión y temperatura posee una entalpía alta y para absorberla en una sola rueda esta debería ser de un diámetro muy grande lo cual provoca problemas de diseño mecánico, por esta razón se ponen varias ruedas cuidadosamente calculadas para conseguir convertir en energía mecánica todo el salto entálpico que hay entre las condiciones de presión y temperatura de entrada contra las de salida.

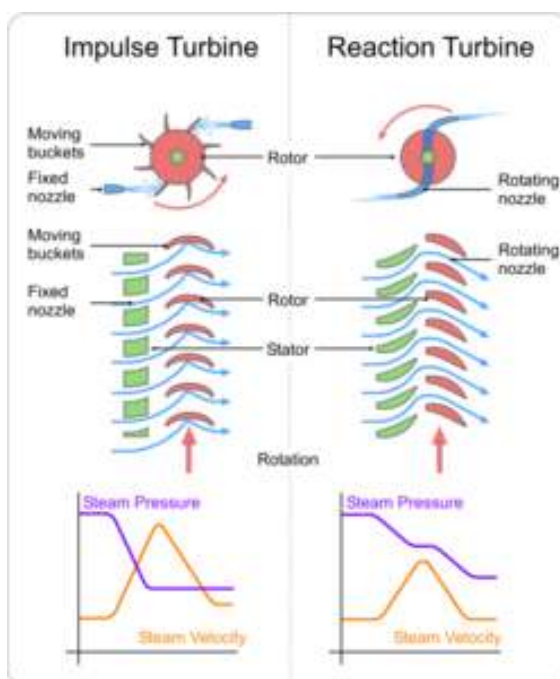
La turbina instalada en la planta de generación térmica del Ingenio La Grecia es marca General Electric de 16.5 MW de potencia. Es una turbina de acción de 15 etapas, diseñada para ingresar el vapor a aproximadamente 900 psia y 900°F con un flujo de 175,000 lb/h de vapor y cuatro extracciones que están detalladas en el siguiente capítulo del trabajo.

En una turbina se pueden distinguir dos partes, el rotor y el estator. El rotor está formado por ruedas de álabes unidas al eje y que constituyen la parte móvil de la turbina. El estator también está formado por álabes, no unidos al eje sino a la carcasa de la turbina.

Si se permite que el flujo de vapor entre presurizado a las toberas parte de la energía en el vapor se convierte en energía cinética. Los álabes de las ruedas de una turbina pueden ser de acción o de reacción o una combinación de ambos.

En las turbinas de acción la expansión del vapor se realiza en el estator perdiendo presión y aumentando su velocidad hasta pasar al rotor donde la presión se mantendrá constante e irá perdiendo presión conforme vaya avanzando en las etapas.

Por el contrario, en las turbinas de reacción el vapor se expande en el rotor, perdiendo presión y ganando velocidad, provocando un movimiento mecánico del eje; mientras que el estator aumenta la velocidad orientando y dirigiendo el flujo de vapor hacia los álabes de la turbina, provocando un aumento de velocidad pero también pérdida de presión.



**Ilustración 3.20: Turbina de acción y reacción**

**3.2.2 Generador.** Un generador eléctrico es todo dispositivo capaz de mantener una diferencia de potencial eléctrico entre dos de sus puntos llamados terminales. Los generadores eléctricos son máquinas destinadas para transformar energía mecánica en eléctrica. Esta acción se consigue por la acción de un campo magnético sobre los conductores eléctricos dispuestos sobre el estator. Si mecánicamente se produce un movimiento relativo entre los conductores y el campo, se generará una fuerza electromotriz.

Las turbinas de vapor manejan generadores de corriente alterna con diseños generalmente de 2 ó 4 polos. Estas son máquinas trifásicas que ofrecen ventajas económicas para la generación y transmisión. En los Estados Unidos y en nuestro país se utiliza la frecuencia estándar de 60 ciclos, que significa que si tenemos un generador de 4 polos este debe de girar a 1800 rpm y los de 2 polos a 3600 rpm. El generador del Ingenio La Grecia es de 2 polos y gira a 3600 rpm, opera a una carga de 13,800 Volts y puede llegar a generar una potencia de 22 MW.

Para generadores que operan a 500 o más kilowatts usando 600 volts o más el rotor lleva la carga y el estator la armadura de viento. Esto hace que los anillos del rotor se limiten a una corriente y a voltajes relativamente bajos.

Las pérdidas en el generador son de calor expulsado al ambiente, que deben de ser constantemente removido para prevenir daño en el embobinado. El aire del ambiente enfría un poco el dispositivo, pero no es suficiente y en la mayoría de casos se utilizan ventiladores en el rotor para inducir aire a los magnetos del generador.

Los generadores de gran magnitud tienen rotores cilíndricos con una superficie mínima para la disipación del calor así que deben de tener ventiladores para forzar el aire y remover el calor. Algunos generadores usan un sistema cerrado de enfriamiento por hidrógeno con el objeto de reducir su tamaño. El gas obtiene todo el calor del generador y lo entrega hacia un circuito de agua en un intercambiador de calor; el agua puede ser condensada o comprimida. Mientras más se incrementa la presión en el hidrógeno, mayor es la cantidad de calor que se remueve. Incrementar la presión del hidrógeno de 15 psig a 30 psig hace incrementar la capacidad del generador hasta un 20% (Ilustración 9.5 Anexos).

El hidrógeno es un fluido que se comporta excelente para este tipo de trabajos y tiene mucha mas capacidad de remover calor que el aire. El uso de aislamiento aumenta la eficiencia cuando no hay exposición de oxígeno en el aire. Los generadores enfriados por medio de hidrógeno deben de ser herméticos y a prueba de explosiones. El control automático mantiene la presión, temperatura y pureza del hidrógeno cuando está en circulación. Las impurezas en el  $H_2$  incrementan la potencia de los ventiladores y la probabilidad de una explosión, debido a esto se mantiene un rango de 95 a 99% de pureza. El dióxido de carbono ( $CO_2$ ) purga el sistema de aire antes de que se introduzca el hidrógeno, y además se purga con  $H_2$  antes de abrir el sistema para un mantenimiento. El control de gas en el sistema alimenta al generador de 99.6% de pureza en el  $H_2$  y remueve todos los gases contaminantes para preservar la pureza.

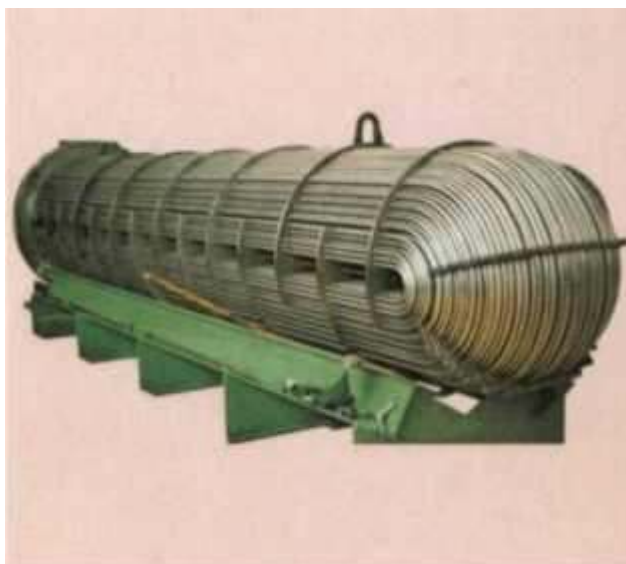
Hasta 1952 los generadores hacían circular el refrigerante desde los ductos de ventilación. Las unidades modernas tienen sopladores en el rotor para forzar el  $H_2$  entre los ductos del estator y el rotor. Esta transferencia directa del gas al metal reduce el diferencial de temperatura y permite el incremento de generación. El enfriamiento directo de un líquido dentro del interior del generador ha dado un gran paso para mejorar la capacidad de una planta generadora, ya que se produce una mejor transferencia de calor entre los fluidos.

**3.2.3 Condensador.** Un condensador es un dispositivo intercambiador de calor en donde el agua cambia de fase gaseosa a fase líquida mediante el intercambio de calor con otro medio. Las plantas de generación térmica mejoran su capacidad conforme la presión en la descarga de la turbina disminuye. Si las conexiones entre la descarga de la turbina y la entrada al condensador son cortas llegan a mantener una caída de presión aceptable. Las conexiones varían con el tamaño del equipo y con el diseño, hay desde conexiones sólidas con soldaduras en las juntas hasta juntas flexibles selladas con agua. Los condensadores comúnmente descansan sobre fundiciones y se conectan a la turbina por medio de una junta de expansión. Pueden estar unidos sólidamente cuando el condensador descansa en resortes.

La mayoría de plantas de vapor se edifican a la orilla de un río, lago, bahía o en algún océano para tener acceso a grandes volúmenes de agua para el enfriamiento. El agua actúa como un agente removedor de calor en los condensadores. Básicamente se encuentran dos

tipos de condensadores: los de contacto directo y los de superficie. Los más comunes son los de superficie. El condensado no contaminado puede recuperarse en un condensador de superficie ya que no se mezcla con el vapor de escape en las turbinas. Los condensadores de contacto directo mezclan sus fluidos entre sí (el agua enfriada y el vapor saliente) y son muy poco utilizados en plantas térmicas. La presión del vapor en un condensador depende principalmente del flujo y temperatura del agua de enfriamiento.

Los condensadores de superficie son intercambiadores de concha y tubo que remueven la energía no utilizable y la energía utilizable degradada por las irreversibilidades del ciclo de la planta. Su característica principal es que mantiene baja la presión en la descarga en la turbina y recuperan todo el condensado para que sea recirculado.

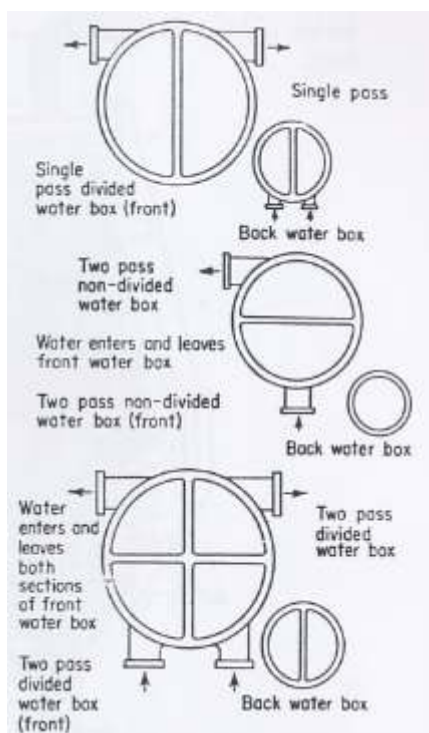


**Ilustración 3.21: Condensador de superficie sin carcasa**

Un condensador de superficie consta de las siguientes partes principales:

- “cajas de agua”: Carcasa o concha que recubre la entrada de agua,
- espejo: separa la caja de agua con el espacio de vapor que circula dentro del condensador,
- tubería que penetra dentro del espejo y permiten el ingreso de agua y
- las bombas de agua que hacen circular el fluido de las cajas de agua a la tubería.

La tubería y las cajas de agua pueden estar colocadas de diferente manera. Pueden ser de uno o dos pasos. En las de un paso el agua entra por la parte derecha de la caja de agua, fluye paralelamente entre todos los tubos y sale por la parte izquierda de la caja de agua. En el de dos pasos el agua fluye por la parte inferior del condensador en una dirección y regresa por la parte superior hacia las cajas de agua. El condensador de la planta térmica es de dos pasos, tiene un área de transferencia de calor de 15,000 ft<sup>2</sup> en donde fluyen 18,000 GPM de agua para condensar completamente el vapor.



**Ilustración 3.22: Diseño de condensadores, el tipo de condensador utilizado en la planta térmica de Azucarera la Grecia es del segundo tipo, de dos pasos**

**3.2.4 Torre de enfriamiento.** Cada día hay más plantas térmicas construidas en lugares donde el agua es escasa. La falta de esta gran masa de agua hace que las plantas térmicas utilicen torres de enfriamiento para remover la energía calorífica del agua en circulación. En La Grecia, Choluteca, Honduras el acceso al agua es limitado, por lo que se utilizan pozos para obtener el agua y se trata la manera de aprovechar la misma en todos los procesos. Se utilizan tres bombas en paralelo marca Dempster Industries y cada una genera un caudal máximo de 7,500 GPM.

De la variedad de torres de enfriamiento, la que más se usa en las plantas de generación de energía es la de tiro inducido. En este tipo de torres el aire entra por los costados a través de rejillas de madera para ser introducido a los ventiladores de tiro inducido ubicados en lo más alto de la torre. En la figura a continuación podemos ver más detalladamente las partes que componen una torre de enfriamiento de tiro inducido.



**Ilustración 3.23: Torre de enfriamiento**

El agua caliente del condensador se distribuye en la tubería hacia la parte más alta de la torre de enfriamiento que la conduce al depósito de agua que forma el techo de la torre. Dentro de este depósito se encuentran pequeños agujeros (se pueden observar en la ilustración 9.6 de anexos) que dirigen el agua hacia las rejillas de madera ubicadas a los extremos de la torre de enfriamiento. Lo que hacen estas rejillas es dispersar las gotas de agua en forma de cascada para hacerlas más pequeñas y así absorber todo el aire frío del ambiente. Finalmente toda el agua fría termina en el depósito inferior de la torre para luego ser bombeado de nuevo hacia el condensador y comenzar de nuevo el ciclo.

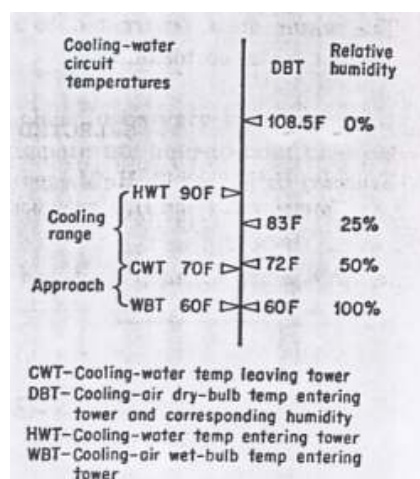
Conforme va fluyendo el agua de rejilla en rejilla, las gotas exponen toda su superficie para acelerar el proceso de transferencia de calor hacia el ambiente. Este dispositivo de transferencia de calor es de flujo cruzado, donde se utiliza aire del ambiente para extraer

el calor traído del agua, transformar esta agua en vapor, enfriarla e ingresarla de nuevo al ciclo para cumplir con su propósito principal, condensar el vapor de escape. La temperatura de bulbo seco es de 71.2°F y la temperatura de bulbo húmedo es de 71°F. La temperatura que determina el desempeño de una torre de enfriamiento es la de bulbo húmedo, que es la temperatura más baja a la cual puede llegar el agua para poder condensarse. Las dimensiones limitadas de la torre y el tiempo finito en la cual se realiza el proceso imposibilitan llegar a este enfriamiento ideal.

El agua se enfría de dos maneras, por evaporación y por transferencia de calor al aire. En casi todas las torres de enfriamiento el 75% del enfriamiento se da por medio de evaporación y el resto por medio de conducción de calor; la proporción depende de la humedad del aire y factores de diseño.

El vapor que se separa de un líquido saturado siempre deja atrás un líquido frío ya que el vapor está compuesto de moléculas que contienen más energía dentro del líquido. Además el aire frío participa en el proceso llevándose todo el calor del agua por medio de conducción.

El factor principal que determina el desempeño de una torre de enfriamiento es el acercamiento a la temperatura de bulbo húmedo. Ésta es la diferencia entre la temperatura de agua fría que sale de la torre y la temperatura de bulbo húmedo del aire. La diferencia llega a ser de 16.1°F, ya que el agua de enfriamiento entra a 87.1°F y la temperatura de bulbo húmedo es de 71°F. Otro factor determinante es el rango de enfriamiento, que es la diferencia entre el agua caliente que entra a la torre y la temperatura a la cual sale el agua fría. Estas diferencias se pueden observar en el cuadro siguiente:



**Ilustración 3.24:** Rango de enfriamiento y el acercamiento a la temperatura de bulbo húmedo

La escala que se muestra a la derecha de la figura muestra la temperatura de bulbo seco y la humedad relativa que corresponden a la temperatura de bulbo húmedo de 60°F. Si la humedad es suficientemente baja, la torre puede enfriar agua de una manera más efectiva, aún con altas temperaturas de bulbo seco.

Debido al agua perdida por medio de evaporación se debe agregar agua de reposición en el depósito de la torre. La cantidad de agua que se debe agregar es la que se evapora y arrastran los ventiladores, además de reponer el agua que se bota por la purga continua. El circuito de agua debe de ser limpiado constantemente para remover las partículas sólidas adquiridas por medio del proceso de evaporación. Además el agua de ser tratada para matar las algas, preservar la madera y para prevenir la corrosión dentro de la tubería.

### 3.3 Equipos auxiliares

Para que una planta de generación térmica pueda operar eficientemente necesita de equipos auxiliares para su funcionamiento. Estos equipos son esenciales para lograr los objetivos propuestos por las unidades explicadas anteriormente.

**3.3.1 Calentadores de agua de alimentación.** La mayoría de plantas térmicas utilizan los condensados de la turbina para ingresarlos de nuevo al sistema e introducirlos a la caldera como agua de alimentación. A esto se le incluye agua de reposición para compensar las pérdidas del ciclo. En muy pocas plantas el agua de alimentación es 100% de reposición; en nuestro caso se utiliza para reposición el agua obtenida por medio de un desmineralizador. El agua de alimentación es calentada en un ciclo regenerativo con extracciones de vapor de la turbina. En el caso de La Grecia el ciclo cuenta con cuatro extracciones.

La eficiencia de la planta se eleva cuando se calienta el agua de alimentación con el vapor a menores presiones que las de la caldera. Antiguamente las plantas utilizaban calentadores abiertos que recibían vapor de turbinas de baja presión y calentaban el condensado a 212°F y 14.7 psia. La planta térmica utiliza tres calentadores cerrados y uno abierto (deareador) para calentar el agua de alimentación, ingresando vapor de una primera extracción con

190.25°F y 8.73 psia. Los datos exactos de cada extracción se pueden observar en el siguiente capítulo.

Las centrales térmicas modernas llegan a tener hasta 10 calentadores de agua. Estos calentadores operan a una presión menor que la de la turbina, como ya habíamos mencionado, esto incrementa la eficiencia de todo el ciclo. El agua de alimentación y el condensado se calienta en una serie de pasos entre 350-400 °F con el vapor de las extracciones.

Los calentadores de agua pueden ser clasificados como: Abiertos, de contacto directo o de mezclado (simples o deareadores) y los cerrados, calentadores de superficie. El agua precalentada produce más cantidad de libras de vapor y evita la tensión termal por ingresar agua fría dentro de la caldera. Al precalentar el agua de alimentación se disuelven sales, se remueve el oxígeno y dióxido de carbono para evitar la corrosión de la tubería dentro de la caldera.

**3.3.1.1 Calentadores abiertos y deareadores.** En un calentador deareador se dispersa el agua de alimentación por medio de espráis para tener una mejor transferencia de calor entre el agua y el vapor que circunda la superficie interior del deareador. Al realizar este proceso nos beneficiamos de otro resultado que es el de remover el exceso de oxígeno que trae el agua de 0.03 ml a 0.005 ml de O<sub>2</sub>.



**Ilustración 3.25: Deareador de la planta térmica**

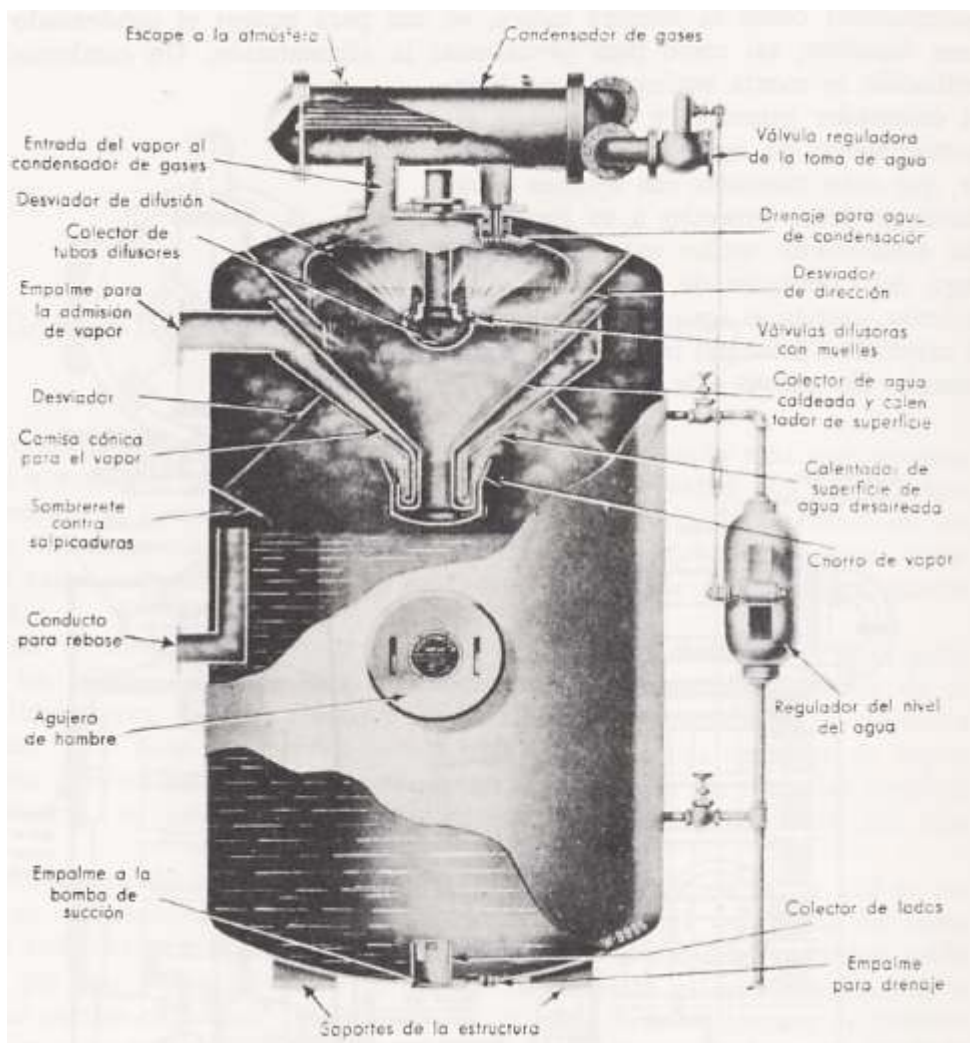
Al agregar sulfito de sodio ( $\text{Na}_2\text{SO}_3$ ) al agua o al calentador se reduce aún más la cantidad de  $\text{O}_2$  que todavía pueda existir. Al elevar la temperatura, la solubilidad de los gases en el agua se reducen, y si se hierve, la solubilidad de los gases se acerca a cero. En la figura podemos observar el deareador instalado en el Ingenio La Grecia. Éste tiene la particularidad de estar instalado a una altura de aproximadamente 35 ft para que las bombas tengan suficiente cabeza de agua y así lograr una suficiente presión de succión para bombear el agua a la caldera.

El proceso de deareación se puede llevar a cabo a cualquier presión. Al calentar el agua se remueven los gases por medio de la formación de burbujas que tienden permanecer dentro del calentador y se puede eliminar por medio de la agitación turbulenta del agua.

El propósito de un deareador es de mezclar el vapor y el agua para calentar el agua hasta la temperatura de saturación. La mayoría de los deareadores tienen un depósito en la parte inferior del tanque para poder añadir agua de reposición y así poder mantener el flujo. El vapor que llega al deareador puede ser de alguna extracción o de otras fuentes. El deareador de la Grecia recibe vapor de la segunda extracción de la turbina y agua del tercer calentador (que recibe vapor de la tercera extracción).

En un deareador de chorro el vapor se introduce en la camisa cónica, a presión constante o a la presión de la descarga de la turbina. Al expansionarse, el vapor atomiza el agua y la envía hacia desde la zona colectora; la mezcla choca contra un desviador y cae al depósito de agua. La temperatura se llega a elevar en un 30% del aumento total por el calentador.

Lo primero que hace el vapor cuando entra al deareador es calentar el agua caliente entrante para eliminar los gases que se encuentran en el depósito. El vapor se lleva consigo estos gases y arrastra más gases en su camino. La mayoría de vapor se condensa cuando calienta el agua, pero el vapor sobrante tiene contenido de gas, por lo que se lleva hasta la parte más alta del deareador donde se junta con el agua de alimentación fría para condensarse aún más. Los resultados demuestran que con este tipo de calentador se consigue la eliminación total del oxígeno y del ácido carbónico. El pequeño sobrante de gases no condensables se expulsa al ambiente.



**Ilustración 3.26: Calentador desaireador de chorro**

**3.3.1.2 Calentadores cerrados.** Estos calentadores comúnmente se conocen como de concha y tubo, y suelen usar vapor de las extracciones de la turbina. El principio es el de un dispositivo de transferencia de calor; el agua fluye por el interior de la tubería y el vapor por el exterior, condensando el vapor y calentando el agua. Los calentadores de baja presión usan vapor de vacío y los de alta presión utilizan presiones mayores de 600 psig. El vapor y el agua no necesitan estar a la misma presión y normalmente se utilizan bombas para impulsar el agua.

La tubería del interior de los calentadores hace que se incremente el costo total. Estos tubos son bastante pesados y además son numerosos. La tubería llega a tener hasta seis pasos para colocarlos en serie.

Los calentadores varían en el diseño de su concha, la forma de los canales de entrada y el acabado de la parte final del calentador. Pueden ser ubicados vertical u horizontalmente. Los calentadores de la planta térmica de la Grecia van ubicados de manera horizontal lo más cercano posible a las extracciones de la turbina. Las conchas pueden tener una junta de expansión cuando los tubos están soldados a los espejos. La mayoría de calentadores utilizan vapor sobrecalentado y usan drenajes de enfriamiento y secciones de “desobrecalentamiento”. Al usar un vapor sobrecalentado este calienta el agua a una mayor temperatura y el condensado calienta el agua de menor temperatura reduciendo así las irreversibilidades en la transferencia de calor.

**3.3.2 Manejo de combustible.** El carbón se origina subterráneamente y es obtenido en un proceso de minería. Hay veces que el carbón se encuentra en la superficie, pero suele ser muy poco común. Se transporta a la planta por medio de barcos, trenes o camiones. El carbón que se utiliza en la planta térmica del Ingenio La Grecia lo traen de Colombia y lo transportan por medio de barcos hacia el puerto más cercano. Camiones se encargan de trasladar el carbón hacia el ingenio y los sistemas mecánicos de la planta trasladan el carbón para triturarlo y almacenarlo en tolvas para así tenerlo listo para el quemado. Las tolvas de almacenamiento de carbón en la planta térmica instalada en el Ingenio La Grecia se puede observar en la ilustración 9.7 de anexos.

El bagazo es el residuo leñoso de la caña de azúcar. En temperatura ambiente este bagazo contiene 45-47.5% de fibra, 2.5-3% de azúcar, 50-52% de humedad y 2% de cenizas. El bagazo se obtiene durante el proceso de molienda de la caña de azúcar, se hace pasar por una serie de molinos donde se extrae el jugo y luego de esto se utiliza el desecho como combustible, a este desecho le llamamos bagazo. En un ingenio de azúcar el bagazo se utiliza como combustible para ingresarlo a la caldera y poder generar vapor. Los depósitos de bagazo se pueden observar en la ilustración 9.8 de anexos.

Cuando se termina el proceso de combustión con cualquier combustible, otros sistemas se encargan de remover las cenizas de la caldera hacia un depósito de desechos en la planta.

La tasa del manejo de combustible externo (no bagazo) es usualmente un poco mayor a la tasa de quemado. Esto significa que la distribución no es continua, sino que tenemos un tiempo para poder reabastecernos de combustible. La planta del Ingenio La Grecia maneja un tiempo de reabastecimiento de hasta dos días, todo depende del volumen de almacenamiento en la planta. Este factor hace que disminuya los gastos de estacionamiento y los gastos de labor. Los factores determinantes para manejar los sistemas de combustible son los siguientes:

- La tasa de quemado de combustible,
- la distancia entre la planta y el lugar de embarque y
- el volumen de almacenamiento.

El almacenamiento de carbón se realiza para resguardarse de escasez de materia prima, interrupción de abastecimiento por cualquier motivo y para aprovechar los precios del mercado. La planta térmica almacena el carbón en silos bajo techo, como se ha comentado y se encuentra descrito tanto en el plano general de la planta como en la ilustración 10.7 de anexos. Este almacenamiento está diseñado para poder utilizar la materia prima en cualquier momento y además para tenerlo de reserva y usarlo en cualquier otro instante. El carbón cae del silo al alimentador por medio de gravedad, ya que está ubicado en lo más alto de la caldera. La reserva de carbón está expuesta al aire libre y ubicada a la par de la caldera. El apilamiento del carbón se puede realizar con la ayuda de tractores.

El carbón se deteriora y puede llegar al autoencendido si no se toman las debidas precauciones. Al deteriorarse, el carbón libera un poco de su materia volátil, reduciendo la potencia calorífica del carbón hasta 3% en un año. Además reduce la calidad de ignición y también el tamaño del carbón. El deterioro también produce una oxidación lenta del carbón, que puede llegar a autoencenderlo. Para controlar estos aspectos se utilizan ventiladores que remueven el calor y calentamiento del carbón, esto no se utiliza en la planta térmica del Ingenio La Grecia debido a que el carbón se quema cuando se necesita. Se vuelve más frecuente el apilamiento del carbón por medio de tractores hasta dejarlo en capas de 1 pie de altura, esto hace que no pueda entrar aire y evita hasta cierto punto la oxidación del carbón mineral. Si se desea almacenar el carbón por un largo período, se puede colocar una capa de asfalto y así resguardarlo para evitar la entrada de oxígeno.

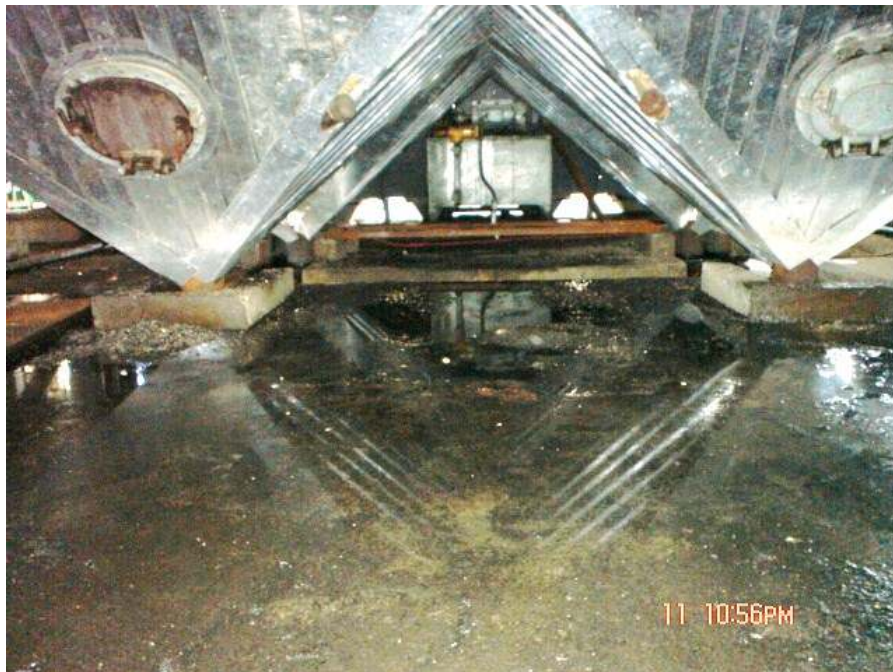
El bagazo se almacena casi de la misma manera que el carbón. En ingenios de azúcar el bagazo se coloca a la par de las calderas, para tenerlo listo e introducirlo según el requerimiento. Se apila en grandes montañas; una parte se compacta y otra se deja lista para introducirla a las bandas transportadoras de bagazo. El bagazo se compacta para no dejar entrar la humedad a las partes más profundas, ya que el bagazo tiene mucha capacidad de absorción de agua. Se apila utilizando tractores y formando una montaña de gran altura, mientras más alta sea la montaña mejor (para prevenir la inclusión de agua), pero se debe de conservar la estructura para que no se desmorone repentinamente. Este es el problema de este combustible, no es el autoencendido. Aún compactando el bagazo, la humedad puede llegar a las profundidades, haciendo de esto un problema, ya que se dificulta la combustión en la caldera.

El bagazo se distribuye a los alimentadores por medio de unas bandas transportadores que van depositando por pocos el bagazo a silos en forma de embudo, que solicitan bagazo según la tasa de combustión. Finalizando el embudo se encuentran los alimentadores que distribuyen el bagazo a la caldera por medio de motores con palas y con la ayuda de aire caliente como se ha mencionado anteriormente.

**3.3.3 Manejo de cenizas.** Los sistemas de remoción de cenizas pueden ser de dos tipos; neumáticos o hidráulicos. En los hidráulicos las cenizas y la escoria que salen de la caldera se acumulan en una tolva (Ilustración 3.27). Aquí pasa una corriente de agua a mediana velocidad y recogen los sólidos para dirigirlos a un canal para su deposición en un punto de reciclado o desecho. En este punto se deja suspender los sólidos en un depósito para luego ser removidos por medio de una banda que se sumerge dentro del depósito. El agua que se ubica en la parte superior se hace pasar por una serie de procesos para dejar el agua limpia y libre de impurezas. Este tipo de manejo es el que se utiliza en la planta de generación del Ingenio La Grecia.

Cuando se trata de un sistema neumático las cenizas de la caldera caen hacia una tolva de almacenamiento. De aquí una gran corriente de aire recoge toda la ceniza para llevarla a un separador ciclónico que separa las cenizas del aire y las ubica en un silo. El aire inducido por el ventilador se expulsa hacia la atmósfera. Los sistemas neumáticos pueden manejar las cenizas de una manera eficiente ya que las partículas son muy finas y las pueden manejar.

Algunas plantas usan sistemas de los dos tipos, hidráulicos para la ceniza de la caldera y neumáticos para la ceniza de los gases de combustión.



**Ilustración 3.27: Tolvas de ceniza en la caldera**

**3.3.4 Separadores de sólidos.** En muchos procesos industriales aparecen mezclas de líquidos y materias sólidas en suspensión.

El tamaño de las partículas sólidas que contienen es muy diverso. Cuanto mas pequeñas son las partículas sólidas, tanto más difícil es su separación del líquido. Los métodos de separación utilizados son por ello muy diversos. Para separar los sólidos se emplean, según los casos, la decantación (sedimentación), la filtración y la centrifugación. En la figura a continuación se observa el separador de sólidos utilizado para la planta de generación térmica del Ingenio La Grecia, en éste se utiliza los procesos de sedimentación y filtración.



**Ilustración 3.28: Sistema de separación de sólidos**

Por decantación y sedimentación se entiende la separación por gravedad de la materia sólida en un líquido. Este método de separación se utiliza para grandes cantidades de materia en suspensión. En el proceso, la sustancia sólida que tiene mayor densidad, se deposita por gravedad, en el fondo del recipiente de decantación. Dentro de este proceso a veces se utilizan sustancias químicas para ayudar a los sólidos a que se separen del agua y se suspendan hacia la parte más baja de los recipientes.

Se denomina filtración a la separación mecánica de la mezcla de sólidos y líquidos con ayuda de un filtro que retiene a las sustancias sólidas, La fuerza física que actúa es la caída de presión entre la entrada y la salida del filtro. La filtración se aplica cuando por ejemplo hay que separar una suspensión fina, cuya velocidad de sedimentación es muy pequeña o cuando es necesario obtener la sustancia sólida con la menor cantidad de humedad posible. La figura escenifica el objetivo de la filtración.

En la centrifugación, la separación de los componentes sólidos y líquidos de una suspensión tiene lugar por efecto de la fuerza centrífuga gracias a las diferencias de densidad de cada uno de los componentes de la suspensión.



**Ilustración 3.29:** Clarificadores del sistema de separación de sólidos

**3.3.5 Sistema automático de control.** La mayoría de plantas de generación varían su carga de acuerdo a la demanda de la propia fábrica si la generación es para uso propio o de acuerdo a la demanda de la línea externa si se esta conectado para vender electricidad; los operadores pueden anticiparse para los cambios en variaciones de tiempo amplias. La alimentación del combustible y el aire en la caldera debe de variar de una manera lógica y acorde a la carga de la turbina, ya que si no se hace de esta manera, se nos puede salir de las manos el control de la presión y la velocidad del eje de la turbina.

La carga de una turbina puede variar en una planta de generación térmica. Sin embargo los cambios de carga no pueden ser bruscos ya que esto desestabiliza el sistema y puede dañar la turbina. Al aumentar el amperaje, aumenta el campo magnético en el rotor; esto hace que la válvula de admisión de la turbina abra para mantener constante la velocidad de la turbina y poder así manejar una carga mayor.

Con el aumento de carga la turbina tiende a bajar la velocidad pero inmediatamente entra en acción el gobernador de la turbina abriendo las válvulas de admisión de vapor. Pero si la energía de entrada permanece constante, entonces empieza a observarse una disminución en la presión de entrada. La caída de presión hace alimentar más combustible a la caldera para que se genere más vapor y así compensar lo que consumió en la turbina. Así entonces se va provocando una reacción en cadena en donde se va solicitando, por medio de sistemas de control, diferentes aspectos importantes para poder operar la planta.

Como se redujo la presión de vapor, entonces se manda una señal automática a los alimentadores de combustible, ventiladores de tiro forzado y de tiro inducido para contrarrestar la pérdida. De esta forma se consigue mantener la presión de operación del sistema, el cual volverá a regular alimentadores y ventiladores para no excederla. La presión no se mantiene en un valor constante pero si dentro de un rango que debe ser lo más estrecho posible.

Antiguamente se controlaban los sistemas por medio de instrumentos que se ubicaban a la par de los equipos. Los operadores se movían de lugar en lugar para manipular los controles de la caldera y la turbina. En este sistema se usaban de 8 a 10 operadores, ahora se tiene instalado todo el sistema de control en una cabina en donde una persona puede realizar cambios para la operación de la planta por medio de un sistema de control distribuido en donde todas las señales están enlazadas, para una mejor respuesta del sistema. A continuación se presenta en la figura el diagrama del proceso de generación utilizado en la planta térmica del Ingenio La Grecia. En éste la persona puede realizar cualquier cambio permitido por el administrador del sistema.

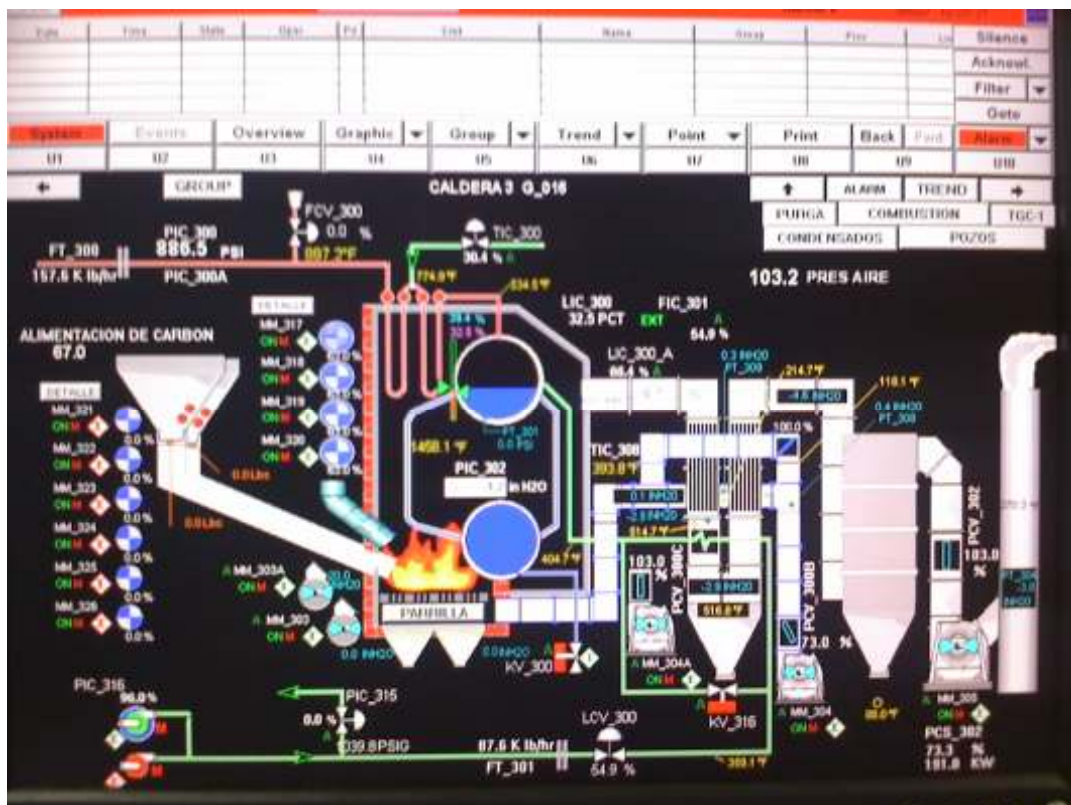


Ilustración 3.30 Sistema de control operado en la planta de generación

La mayoría de controladores miden la presión del vapor en diferentes ubicaciones para detectar las variaciones en la demanda de vapor. Después de obtener los datos sobre el desempeño del sistema, las señales son interpretadas por un controlador computarizado para ajustar y cambiar la velocidad en los motores, los dampers de ventilación, el sistema de agua, el control de flujo, etc.

A continuación se presentan algunas mediciones realizadas por los sistemas de control:

- Miden la presión y el flujo de vapor para controlar el flujo de combustible, y la velocidad del ventilador de tiro forzado los cuales tienen internamente en el sistema de control una relación aire combustible.
- Miden la presión del hogar para variar la velocidad del tiro inducido o controlar el damper del ventilador
- Miden el flujo de vapor y el nivel de agua en el domo para mantener el mismo a una altura estable. Al medir el flujo hay un anticipo de la señal para corregir el nivel, esto se llama un control de tres elementos y que también se mide el agua que se alimenta a la caldera.
- Se mide las presiones de aceite en el sistema de lubricación del turbogenerador para proteger el deterioro de las chumaceras, existiendo un disparo de la máquina por baja presión de aceite.
- Se mide la temperatura del generador para evitar dañar el aislamiento del mismo.
- Se mide el vacío en el condensador para proteger los sellos del eje de la turbina..

Los partes básicas que se deben utilizar para tener un buen sistema de control son: 1) instrumentación de campo confiable; 2) controladores inteligentes que decidan que hacer con las señales; 3) actuadores que conviertan la señales enviadas por el controlador (transductor) a señales actuadoras; y por ultimo 4) Unidades de poder que reciben la señal del controlador y actúan como el “músculo” de los sistemas de control, como por ejemplo los motores de velocidad variable.

Los sistemas de control deben cumplir con los siguientes requerimientos:

- Sensibilidad,
- velocidad,

- estabilidad,
- potencia y
- rigidez

Esto permite la pronta estabilidad de la planta en conjunto. Además esto permite la rápida combustión del material en la caldera cuando se estabilizan las cargas.

**3.3.6 Bombas.** Una bomba es una máquina hidráulica que transforma la energía mecánica en energía cinética del fluido incompresible que mueve. El fluido comúnmente es líquido aunque también puede ser una mezcla de líquido con vapor, o líquido con sólido (caso de las bombas utilizadas para el desecho de sólidos). Al incrementar la energía de un fluido se incrementa su velocidad, la velocidad debe ser suficiente para poder vencer la fricción del sistema y la presión del recipiente que va a recibir el líquido. Todas estas están relacionadas por el principio de Bernoulli. En general, una bomba se utiliza para incrementar la velocidad a un líquido, para lograr moverlo de una zona de baja presión a una zona de mayor presión o altitud.

Una planta de generación térmica usa diferentes tipos de bombas para cada uso, esto se demuestra en la tabla 3.1. de la siguiente hoja.

Esta clasificación es relativa, pero sirve para indicar todo el campo de trabajo de las bombas, con la mayoría de ellas en el grupo de presión y gastos medios.

Un factor importante que se debe tomar en consideración para las bombas utilizadas en la planta de generación térmica es la cavitación. La cavitación es un efecto hidrodinámico que se produce cuando el agua o cualquier otro fluido pasa a gran velocidad por una arista de la bomba.

<b>Servicio</b>	<b>Presión</b>	<b>Gasto</b>
Bombas alimentadoras de caldera	Alta	Medio
Bombas alimentadoras de evaporador	Alta	Poco
Bombas de drenaje de calentador	Alta	Poco
Bombas del agua de servicio	Media	Medio
Bombas del agua de lavado	Media	Medio
Bombas extractoras de condensado (bombas hotwell)	Media	Medio
Bomba de agua para extracción cenizas	Media	Medio
Bombas del agua de circulación	Baja	Alto

**Tabla 3.1: Uso de bombas**

El incremento de velocidad causa una baja de presión produciendo vacío, en donde si la caída de presión es menor que la presión de vaporización o condensación del fluido, este provocará formación de burbujas de vapor y aire. Las burbujas formadas viajan a zonas de mayor presión e implotan (el vapor regresa a su estado líquido súbitamente) produciendo una estela de gas y un impacto sobre el álabe, en donde con el pasar del tiempo este provoca un arranque de material por erosión. Este fenómeno llamado cavitación baja la eficiencia, provoca ruido, vibraciones y daña la bomba.

Las bombas de alimentación de agua a la caldera se caracterizan por ser centrífugas, operan a altas velocidades y manejan un flujo estable. Estas bombas operan bajo diez etapas debido a que tienen que incrementar la presión continuamente en la bomba. Estas bombas deben de tener buenos sellos en los extremos ya que operan a presiones de 1167 psia y una fuga podría variar enormemente el funcionamiento de la misma. El rotor debe de estar perfectamente balanceado y apoyado sobre chumaceras. La velocidad de rotación de las bombas la rige un motor acoplado de 400 hp y 3570 RPM.

Las bombas de los condensados toman la succión del pozo caliente (hotwell) del condensador y la distribuyen hacia los calentadores. El agua de circulación se mantiene a la temperatura de saturación dentro de la línea que ha pasado por los calentadores, por lo que la bomba debe de estar ubicada en una posición inferior al último calentador para asegurar que no ocurra cavitación.

Las bombas del agua de circulación se caracterizan por operar con valores de cabeza bajos (altura) y grandes volúmenes de agua. Normalmente son bombas centrífugas bipartidas y de doble succión y se usan para succionar el agua y para elevar cabeza. Normalmente la cabeza de estas no excede los 60' y el flujo normalmente es de un galón por minuto por cada kW generado, lo normal es que se instalen tres bombas con la mitad de la capacidad total. Dos siempre trabajando y una de emergencia.

**3.3.7 Sistema de tubería.** La planta de generación térmica utiliza una variedad de fluidos para su operación; vapor, agua, aceite, gases, químicos, etc. Esto implica que la planta deba tener una variedad de sistemas de tubería que conecten los diferentes equipos auxiliares. Algunos de estos sistemas de tubería son:

- Tubería de vapor: principal, auxiliar, de calentamiento y recalentamiento, escape, sobrecalentado y de la caldera interior.
- Tubería de agua: condensado, de alimentación y agua cruda.
- Tubería de la torre de enfriamiento
- Tubería diversa: tratamiento de agua, drenajes, combustibles, aceite de lubricación, aire comprimido, aire de ventilación, de vacío, enfriamiento del generador por hidrógeno y alimentación de químicos.

Se recomiendan las siguientes velocidades para cada uno de los tramos especificados a continuación:

Tramo de tubería	Velocidad, ft/min
Calentadores extracciones de la turbina	6,000 – 12,000
Cabezales de vapor de la caldera	6,000 – 8,000
Líneas de vapor interior de la caldera	6,000 – 15,000
Línea de agua de alimentación	240 – 840
Vapor de baja presión y de descarga	6,000 – 15,000
Succión de las bombas	120 – 300
Vapor de purgas	4,000 – 6,000

**Tabla 3.2: Velocidades recomendadas para los diferens tramos de tubería**

Si la planta opera a carga constante se tendría un diseño de tubería relativamente sencillo. Esto no se cumple ya que a veces nos vemos en la necesidad de colocar nuevos equipos, cambiar la tubería, realizar mantenimiento o cambiar alguna sección de tubería. El sistema de tubería en una planta puede llegar a costar entre \$12 y \$20 por kilowatt, debido a todas estas consideraciones.

El sistema de tubería de la planta de generación térmica utiliza acero al carbono para soportar la conducción de fluidos con temperaturas menores de 850°F. Para temperaturas mayores a esta se utiliza acero con aleación de cromo, molibdeno, vanadio y nickel. El cromo mejora la corrosión y resistencia a la oxidación; el nickel le da resistencia a la fractura y el molibdeno mejora la dureza del material. Los aceros al carbono-molibdeno son muy usados para rangos de temperatura entre 750 y 1000°F, y los aceros al cromo para temperaturas mayores. Las aleaciones de acero inoxidable tienen un contenido de cromo de 16%. Éste es un número alto y los aceros al carbono que tienen un porcentaje mayor a este suelen ser variedades de acero ferrítico. Los aceros inoxidables no magnéticos son aceros ferríticos.

Se tienen diferentes códigos estandarizados para especificar las dimensiones de la tubería y para satisfacer los requerimientos de seguridad. La tubería utilizada en centrales térmicas debe de cumplir el código de presiones y de calderas de la ASME y la ASA.

Una consideración que se toma muy en cuenta cuando se instala una tubería es la expansión térmica. Las altas temperaturas del vapor tienen varios efectos: decrece la posibilidad de trabaja bajo tensión, acelera la corrosión y la oxidación, produce expansión y deformación plástica en el material. Para reducir la tensión por expansión, la tubería utiliza juntas corredizas, juntas de movilidad en curva y secciones corrugadas.

El vapor irradia energía sobre toda la superficie con que está en contacto. Se utiliza aislamiento alrededor de la tubería para disminuir la pérdida de calor y para ahorrar energía. Dentro de los materiales que se utilizan se encuentra el magnesio (85% de magnesio y 15% de fibras aislantes) y la espuma mineral (vidrio en fibras). El aislamiento puede ir aplicado en bloques, en preformas o con un recubrimiento de cemento. Para retener el material refractario y para darle una mejor apariencia se utilizan láminas o canvas

de recubrimiento. Este refractario puede llegar a tener 5" de espesor y debe de ser analizado con respecto a los costos de pérdida de energía.

**3.3.8 Condiciones del agua.** El agua que se maneja dentro de la planta de generación térmica contiene sedimentos que se depositan en los equipos de transferencia de calor, especialmente en la caldera. Estos materiales afectan el funcionamiento ya que las tierras y minerales que contiene el agua tienen bajas conductividades térmicas e impiden la transferencia de calor. En lugares donde se manejan altas temperaturas, como por ejemplo, el domo superior, los sedimentos pueden llegar a provocar la rotura de la tubería. Para prevenir este tipo de incidentes se deben de tomar las debidas precauciones para tratar de una manera adecuada el agua antes de ingresarla a los aparatos de la planta.

Cuando se empiezan a depositar los sedimentos en las superficies de los equipos de transferencia de calor, estos deben de ser expulsados para mantener la eficiencia y prevenir fallos. Las impurezas del agua de alimentación pueden causar: sarro en las tuberías, corrosión, erosión y producir una tubería quebradiza. Se ha utilizado tecnología a través de los años para tratar el agua de alimentación, el agua de enfriamiento y el agua de servicio. Esto ha sido desarrollado por ingenieros químicos pero con la ayuda del diseño mecánico. El agua se mueve por todo el mundo y cambia de propiedades conforme pasa por el ciclo hidrológico. Dentro de estos ciclos el agua puede ser obtenida por océanos, ríos, lagos o por medio de pozos. Esta agua alguna vez fue lluvia y atrapó oxígeno, nitrógeno y dióxido de carbono con tierra, humos, gases y otros materiales. Las aguas superficiales acumulan cieno, materia orgánica, aguas residuales, y desechos industriales. El agua superficial se disuelve y acarrea material mineral como sales de calcio y magnesio.

El agua puede ser analizada e investigada de las siguientes tres maneras:

**Iónicamente:** Los iones muestran el contenido de Ca, Mg,  $\text{Na}(\text{HCO}_3)_2$ ,  $\text{SO}_4$ , Cl, etc. como impurezas.

**Combinación:** Compuestos de  $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{CaSO}_4$ ,  $\text{MgCO}_3$ , etc. como impurezas.

Dureza: basado en pruebas de espuma donde se indica la dureza en función del contenido de  $\text{CaCO}_3$ , para todo el contenido de agua.

Los análisis modernos muestran las partes por millón de la muestra, los antiguos mostraban los granos por millón (17.1 ppm = 1 grano por galón).

Para remover toda la materia en suspensión del agua cuando sale de los dispositivos de salida de los gases se utilizan los procesos de sedimentación, decantación y filtración que fueron explicados previamente en la sección de separadores de sólidos.

Para prevenir la deposición de sedimentos y sarro dentro de la tubería se utiliza el proceso de cal hidratada, la cual utiliza hidróxido de calcio (cal) y carbonato de sodio (sosa en polvo) para remover todo el calcio y sales de magnesio disueltas en la tubería. Esto puede ser realizado ya sea en un proceso en frío o caliente.

## 4. ESPECIFICACIONES DE LOS EQUIPOS UTILIZADOS EN LA PLANTA DE GENERACIÓN TÉRMICA

### 4.1 Caldera

- Flujo de vapor: 175,000 lb/hr
- Presión de vapor de diseño: 1050 psig
- Presión de vapor de operación: 900 psig
- Temperatura de vapor: 905°F
- Temperatura del hogar de la caldera: 1490°F
- Marca: Babcock & Wilcox
- Tipo de caldera: acuatubular
- Domos: 2 domos (superior e inferior)
- Modelo: (SS-163-20)/21
- Serie: BW-22108
- Área de la superficie de la parrilla: 342.1 ft<sup>2</sup>
- Altura hogar: 64'
- Volumen hogar: 21,896 ft<sup>3</sup>
- Material de las paredes: Lamina galvanizada de calibre 23 y 27 Cemento refractario 2,600°F (6") seguido de una capa de aislante de 600°F (2") y finalmente por un forro de 1/8" R. Refractarios utilizados: Fibra cerámica en módulos foliados, refractario polimérico Ultra 70
- Tubería del interior de la caldera
  - Pared frontal y trasera
    - Diámetro de tubería: 3" O.D.
    - Espesor: 0.180"
    - Material: A178 GR. A
  - Paredes laterales
    - Diámetro de tubería: 3" O.D.
    - Espesor: 0.180"

- Material: A178 GR. A
  - Tubería alimentadores de cabezal
    - Diámetro de tubería: 4" O.D.
    - Espesor: 0.203"
    - Material: A178 GR. A
  - Tubería risers
    - Diámetro de tubería: 3-1/4" O.D.
    - Espesor: 0.180"
    - Material: A178 GR. A
  - Tubería salida de domo a cabezal superheater
    - Diámetro de tubería: 2-3/4" O.D.
    - Espesor: 0.180"
    - Material: A178 GR. A
- Material de la tubería del banco de convección: SA178A

#### 4.1.1 Bombas de agua de alimentación

- Bomba 1
  - Marca: Pacific Pump
  - Modelo: JTCH – 2-1/2"
  - Serie: J52470-01
  - RPM: 3570
  - Flujo: 382 GPM
  - Cabeza: 1167 psig
  - Etapas: 10
- Motor 1
  - Marca: Louis Allis
  - Serie: 5-276032001
  - HP: 400
  - RPM: 3575
  - Voltios: 460

- Bomba 2
  - Marca: Pacific Pump
  - Modelo: JTCH – 2-1/2”
  - Serie: J53198-01
  - RPM: 3570
  - Flujo: 382 GPM
  - Cabeza: 1167 psig
  - Etapas: 10
- Motor 2
  - Marca: Louis Allis
  - Serie: 3-275581001
  - HP: 400
  - RPM: 3575
  - Voltios: 460
- Bomba 3
  - Marca: Worthington
  - Modelo: 3-WTF-812
  - Serie: 1608477
  - RPM: 3575
  - Flujo: 450 GPM
- Motor 3
  - Marca: Ideal Electric
  - Serie: 258323
  - HP: 450
  - RPM: 3558
  - Voltios: 460
- Bomba 4
  - Marca: Worthington
  - Modelo: 3-WTF-812
  - Serie: 1608477
  - RPM: 3575
  - Flujo: 450 GPM
- Motor 4
  - Marca: Ideal Electric

▪ Serie:	258322
▪ HP:	450
▪ RPM:	3558
▪ Voltios:	460

#### 4.1.2 Alimentadores de bagazo

- Flujo de alimentación: 74,330 lb/h
- Motores
  - Cantidad de motores: 4
  - Marca: GEG
  - Modelo: 00718EP3E213T
  - Potencia: 7.5 HP
  - RPM: 1765

#### 4.1.3 Alimentadores de carbón

- Marca: Detroit Stoker
- Tipo: Chain type 18"
- Flujo de alimentación: 20,150 lb/h
- Motores
  - Cantidad de motores: 6
  - Marca: Sew-Erodribe
  - Modelo: D24BDT90S4
  - Serie: 850072909
  - Voltaje: 230/460
  - Potencia: 1.5 HP
  - RPM: 455/2275

#### 4.1.4 Ventiladores

- Inducido
  - Ventilador
    - Marca: CHICAGO
    - Modelo: 6000
    - Serie: 271137
  - Motor
    - Marca: Westinghouse
    - Serie: HQ-AD57026-1
    - HP: 450
    - RPM: 1188
    - Voltios: 460
  - Flujo de gases: 144,000 cfm
  - Tipo de ventilador: Aletas curvadas hacia delante
  - Presión neta: 12.9" de agua
- Forzado primario
  - Marca: Clarage
  - Serie: 7253AM
  - RPM: 1150
  - Motor
    - Marca: Allis Chalmers
    - Serie: 1-5106-03877-1-1
    - HP: 100
    - RPM: 1180
    - Voltios: 460
    - Modelo: 67
  - Flujo de gases forzados: 50,000 cfm
  - Temperatura de bulbo seco aire: 71.2°F (Octubre)
  - Temperatura de bulbo húmedo: 71°F (Octubre)
  - Tipo de ventilador: Airfoil, aletas curvadas hacia atrás
- Forzado secundario
  - Marca: Westinghouse

- Motor del forzado secundario
  - Marca: Westinghouse
  - Serie: 8202
  - HP: 125
  - RPM: 1780
  - Voltios: 460
  - Modelo: TBOP
- Ventilador overfire
  - Ventilador overfire 1
    - Marca: Buffalo
    - Flujo: 36,000 lb/h
  - Motor del ventilador overfire 1
    - Marca: General Electric
    - Serie: DB296009
    - HP: 30
    - RPM: 3545
    - Voltaje: 480
    - Modelo: SK326BG133
  - Ventilador overfire 2
    - Marca: Buffalo
    - Flujo: 36,000 lb/h
  - Motor del ventilador overfire 2
    - Marca: General Electric
    - Serie: DB296010
    - HP: 30
    - RPM: 3545
    - Voltaje: 480
    - Modelo: SK326BG133

#### 4.1.5 Economizador

- Tubería
  - Número de cabezales: 2

- Diámetro de cabezal: 7 ¼" O.D.
- Diámetro de tubos: 2" O.D. X 0.165" espesor
- Peso: 43,800 lbs
- Material de los tubos: SA178A
- Temperatura de entrada y salida de los gases: entrada 514°F, salida 505°F
- Flujo de gases: 234,500 lb/h
- Temperatura de entrada y salida del agua: entrada 347.2°F, salida 393.5°F
- Flujo de agua: 174,400 lb/h

#### 4.1.6 Precalentadores

- Precalentador 1
- Tubería
  - Espacio entre tubos: 3.125"
  - Espacio entre hileras: 2.75"
  - Diámetro de tubos: 2.5" O.D.
  - Grosor de tubo: 0.095"
  - Largo de los tubos: 20'
  - Material de los tubos: Acero al carbono
- Temperatura de entrada y salida de los gases: entrada 592.9°F, salida 514.7°F
- Flujo de gases: 234,500 lb/h
- Temperatura de entrada y salida del aire: entrada 223.5°F, salida 382.5°F
- Flujo de aire: 216,500 lb/h
- Precalentador 2
- Tubería
  - Espacio entre tubos: 3.36"
  - Espacio entre hileras: 2.5"
  - Diámetro de tubos: 2" O.D.
  - Grosor de tubo: 0.095"
  - Largo de los tubos: 22'
  - Material de los tubos: Acero al carbono
- Temperatura de entrada y salida de los gases: entrada 505.1°F, salida 350.9°F
- Flujo de gases: 234,500 lb/h

- Temperatura de entrada y salida del aire: entrada 93.6°F, salida 124.2°F
- Flujo de aire: 216,500 lb/h

#### 4.1.7 Domos

- Químicos utilizados
- Dimensiones
  - Domo superior: 54" de diámetro x 29' - 1/8" de largo y 2-5/8" de espesor
  - Domo de lodos: 36" de diámetro x 25' -3-3/16" de largo y 2-7/8" de espesor

#### 4.1.8 Sobrecalentadores

- Sobrecalentador 1 (convección)
  - Tubería
    - Número de tubos por elemento: 8
    - Número de elementos: 60
    - Espacio entre elementos: 4"
    - Espacio tubos elementos: 3.9"
    - Diámetro externo de tubos: 1.75"
    - Grosor de tubo: 0.2"
    - Largo de los tubos: 18'
    - Área de intercambio de calor: 3,950 ft<sup>2</sup>
    - Tipo de supercalentador: colgante de vueltas continuas
    - Material de tubos: A335WP11, A335P11, A335P22, A335Wp22 y A106 Gr B
  - Temperatura de entrada y salida del vapor en Sobrecalentador 1: 533.52°F,  
Salida en Sobrecalentador 2: 660.46°F.
  - Flujo de vapor: 175,383.56 lb/h
  - Temperatura de los gases de combustión a la salida de la caldera 592.9°F
  - Flujo de gases: 231,594.27 lb/h
- Sobrecalentador 2 (Horno)
  - Tubería

- Número de tubos por elemento: 6
  - Número de elementos: 40
  - Espacio entre elementos: 6"
  - Espacio tubos elementos: 3.4"
  - Diámetro externo de tubos: 2"
  - Grosor de tubo: 0.2"
  - Largo de los tubos: 18.5'
  - Área de intercambio de calor: 2,325 ft<sup>2</sup>
  - Tipo de supercalentador: colgante de vueltas continuas
  - Material de tubos A335WP11, A335P11, A335P22, A335Wp22 y A106 Gr B
- Temperatura de entrada y salida del vapor entrada en Supercalentador 1: 660.46°F, Salida en Supercalentador 2: 898.86°F.
  - Flujo de vapor: 174,400 lb/h
  - Temperatura de los gases de combustión a la salida de la caldera: 592.9°F
  - Flujo de gases: 231,594.27 lb/h

#### 4.1.9 Chimenea

- Altura: 93'
- Diámetro exterior: 6'-4-3/8"
- Gases de salida
  - Temperatura de los gases: 224.8°F

## 4.2 Turbogenerador

### 4.2.1 Turbina

- Marca: General Electric
- Serie: 173351
- Potencia mecánica: 16,500 KW

- RPM: 3600
- Tipo de turbina: Acción
- Material de los álabes: aleación de cromo, molibdeno y vanadio
- Número de etapas: 15
- Flujo de vapor en la entrada de la turbina: 175,000 Lb/h
- Temperatura de entrada: 900°F
- Presión de entrada: 850 Psig
- Presión de descarga: 1.5 IN HG ABS
- Extracciones
  - Extracción 1
    - Presión: 178.9 Psia
    - Temperatura: 564.41°F
    - Flujo de vapor: 9788 lb/h
  - Extracción 2
    - Presión: 76.6 Psia
    - Temperatura: 1234.8°F
    - Flujo de vapor: 4875 lb/h
  - Extracción 3
    - Presión: 31.1 Psia
    - Temperatura: 264.14°F
    - Flujo de vapor: 9502 lb/h
  - Extracción 4
    - Presión: 9.39 Psia
    - Temperatura: 190.25°F
    - Flujo de vapor: 10,693 lb/h

#### 4.2.2 Generador

- Marca: General Electric
- Serie: 8354789
- Potencia eléctrica: 22,059 KVA
- Polos: ATB-2
- RPM: 3600

- Voltios: 13,800
- Frecuencia de uso: 60 Hz

### 4.2.3 Condensador

- Marca: De Laval Wheeler
- Serie: 703478-1
- Area: 15,000 pies<sup>2</sup>
- Temperatura de entrada y salida de agua de enfriamiento: entrada 87.1°F, salida 101.05°F
- Flujo de agua de enfriamiento: 18,000 GPM
- Flujo de vapor: 155,533 lb/h
- Presión de vacío: 26.9 in Hg
- Bombas Hotwell
  - Número de bombas: 2
  - Marca: Byron Jackson
  - Serie: 661-N-0098/99
  - Modelo: SMJ 3x4x10 & ½ H
  - Impulsor : 9-9/16"
  - GPM: 50
  - Cabeza: 350 TDH
  - RPM: 3550
- Motores de bombas
  - Número de motores: 2
  - Marca: Louis Allis
  - HP: 60
  - RPM: 3560
  - Voltaje: 208-220/440

### 4.2.4 Torre de enfriamiento

- Marca: Marley

- Modelo: Clase 600 Crossflow (estructura de madera)
- Celdas: 2
- Capacidad del agua del ciclo total: 200,000 GAL
- Temperatura de Bulbo seco: 71.2°F (Octubre)
- Temperatura de bulbo húmedo: 71°F (Octubre)
- Humedad: 79%
- Punto de rocío: 73°F
- Flujo de recirculación: 18,000 GPM
- Bombas
  - Bomba 1
    - Marca: Dempster Industries
    - Modelo: 24BCH-1T
    - Serie: 94L4409
    - GPM: 7500
    - Cabeza de bomba: 65
  - Bomba 2
    - Marca: Dempster Industries
    - Modelo: 24BCH-1T
    - Serie: 94L4337
    - GPM: 7500
    - Cabeza de bomba: 65
  - Bomba 3
    - Marca: Dempster Industries
    - Modelo: 24BCH-1T
    - Serie: 94L4408
    - Cabeza de bomba: 65 ft
    - GPM: 7500
- Ventiladores
  - Motores
    - Número de motores: 2
    - Marca: Reliance Electric
    - Modelo: GE002-SW
    - Serie: 01MAF94639
    - HP: 150

▪ RPM:	1780
▪ Voltaje:	460

#### 4.2.5 Calentadores

- Calentador 1
  - Temperatura de entrada y salida del vapor: entrada 190.25°F, salida 104.8°F
  - Flujo de vapor: 11,950 Lb/h
  - Temperatura de entrada y salida del agua: entrada 94.8°F, salida 181.9°F
  - Flujo de agua: 155,533 Lb/h
  - Presión: 8.73 psia
- Calentador 2
  - Temperatura de entrada y salida del vapor: entrada 264.14°F, salida 191.9°F
  - Flujo de vapor: 9502 lb/h
  - Temperatura de entrada y salida del agua: entrada 181.9°F, salida 243.2°F
  - Flujo de agua: 155,533 Lb/h
  - Presión: 28.92 Psia
- Calentador 4
  - Temperatura de entrada y salida del vapor: entrada 564.41°F, salida 316.5°F
  - Flujo de vapor: 8788 lb/h
  - Temperatura de entrada y salida del agua: entrada 306.5°F, salida 361.7°F
  - Flujo de agua: 174,400 lb/h
  - Presión: 166.4 Psia
- Deareador
  - Temperatura de entrada: entrada de la segunda extracción 581.32°F
  - Flujo de vapor: 9079 lb/h
  - Temperatura de entrada y salida del agua: entrada 243.2°F, salida 278.2°F
  - Flujo de agua: cambia de 155,533 a 174,400 Lb/h debido a la mezcla en el deareador
  - Presión: 71.2 Psia

### 4.3 Línea de Transmisión 365

- Longitud : 21.5 km
- Cantidad postes: 176 estructuras
- Cable: 556 ACSR Osprey
- Pararrayos: 20 Crossarm Mount 24.4/34.5 KV
- Postes: 45 pies y 50 pies

## 5. INSTALACIÓN DE LA PLANTA DE GENERACIÓN TÉRMICA

La planta de generación térmica instalada en el Ingenio La Grecia, Choluteca, Honduras fue traída desde la ciudad de Traverse City, Michigan, Estados Unidos. La empresa a cargo de las operaciones de la planta en esta ciudad era Traverse City, Light & Power. Desde el inicio de sus operaciones en 1912, ha sido un ente privado destinado a proveer servicio eléctrico para la comunidad así como también para mejorar el estilo de vida de los habitantes a su alrededor. La empresa sigue operando con otras plantas como la Belle River Power Plant, ubicada en el río St. Claire que utiliza combustibles fósiles para poder generar energía. La Boardman Dam, una hidroeléctrica con capacidad para generar 1 MW de potencia eléctrica. Brown Bridge Dam, otra hidroeléctrica que opera desde hace 80 años generando 830 KW. Tienen a su disposición la Combustion Turbine Plant, que opera con gas natural para realizar la combustión y una planta eólica, la primera instalada en el estado de Michigan que opera desde 1996. Esta planta genera 800,000 KW-hr al año, una cifra con la que puede proveer energía a 125 residencias y/o negocios.

Traverse City, Light & Power se vio en la necesidad de vender la planta de generación eléctrica de Traverse City debido a que le traía más costo seguir operando la planta. Fue de esa manera debido a que a la compañía podía generar energía más barata por otros medios, como por ejemplo, la hidroeléctrica y la eólica. Para esto, el Ingenio La Grecia estaba interesado en comprar una nueva caldera para su ingenio, ya que había incrementado su capacidad de molienda en la fábrica. Se enteraron de la noticia sobre la venta de la planta térmica en Traverse City, así que se realizaron estudios para ver la posibilidad de instalar la planta en el Ingenio La Grecia. La dificultad que tenían era que la caldera y la planta en general estaba diseñada para operar con carbón mineral como combustible y la pregunta ahora era como iban a instalarla. Llegaron a la idea fantástica de instalar la caldera en el Ingenio La Grecia pero con un nuevo diseño para operar con dos combustibles, el carbón mineral y el bagázo de caña de azúcar.

El desmontaje de la planta empezó en Agosto y terminó en Noviembre de 2005. La planta opera con toda normalidad en el Ingenio La Grecia desde el mes de Agosto de 2007. El desmontaje de la planta en Traverse City fue relativamente sencillo. La planta estaba

separada por módulos, en donde cada uno fue retirado y embarcado en unidades hacia Honduras. Fue un desmontaje perfecto y realizado en poco tiempo.

No todas las partes que se desinstalaron de la planta de Traverse City se utilizaron en el Ingenio La Grecia. Hubo unas que se quedaron porque no cumplían con el nuevo diseño de la planta, además era un gasto innecesario de transporte el que se iba a realizar.

Los módulos fueron embarcados desde los Grandes Lagos, Michigan, hacia Puerto Cortés, al norte de Honduras. La distancia del Puerto al Ingenio es aproximadamente unos 430 km. Del puerto al ingenio, los módulos fueron transportados en camiones de alta capacidad de carga.

Para desinstalar la planta en Traverse City se llevó a cabo un programa basado en tareas para separar los módulos y trasladarlos al otro sitio de trabajo. Una empresa estadounidense se encargó del desmontaje y personal de Azucarera La Grecia supervisó los trabajos para que fueran realizados con las debidas precauciones.

A continuación se presentan una serie de fotos en donde se puede observar el avance en la desinstalación de la planta de Traverse City. La primera foto muestra la planta en sitio, la segunda foto presenta la fase de desinstalación de la planta térmica y la última foto muestra la finalización de la desinstalación, en donde no queda más que tierra y un poco de grama en el lugar donde estaba instalada la planta.



**Ilustración 5.1: Planta térmica instalada en Traverse City, Michigan, Estados Unidos**



**Ilustración 5.2: Fase de desmontaje de la planta**



**Ilustración 5.3: Finalización del desmontaje**

Para instalar la caldera se realizaron pasos similares a los de desinstalación, siguiendo la misma idea de seccionamiento por módulos. A esto le tenemos que sumar que se necesitó mucho tiempo de diseño de instalación, tiempo de limpieza, mantenimiento de equipos, construcción de nuevos aparatos, etc.

## **5.1 Proceso de instalación**

Para que un proceso de instalación sea seguro y eficiente se deben tener todos los componentes a la disposición, con las debidas herramientas y el equipo para realizar la labor. Además de esto, el proyecto debe estar organizado de tal manera que el que está al mando del mismo posea experiencia para el manejo de estimaciones, planeación, seguridad,

control de calidad, análisis de costo, relación con el personal, diseño de equipo, manejo de maquinaria, servicios técnicos, contabilidad y finanzas. Los proyectos de instalación que tienen mayor éxito logran mantener una buena comunicación entre el departamento de ingeniería y el departamento de construcción de piezas de la planta.

Para poder instalar la planta de generación térmica en el Ingenio La Grecia se requirieron métodos eficientes de ingeniería, en donde se permitiera el ensamblaje de las piezas en un tiempo razonable, a bajo costo y con las debidas medidas de seguridad y calidad. La modularización de los componentes en conjunto con el diseño de la planta por medio de planos, la programación de tareas y supervisión de las mismas fue clave para que la instalación se llevara a cabo de la manera más efectiva. El costo de edificar una unidad de generación térmica termina siendo una cifra significativa dentro de la inversión total de la planta.

Los factores que se deben tomar en consideración para estimar y desarrollar la instalación de una planta térmica son: actividades de trabajo a realizar, la cantidad de horas invertidas en cada actividad, productividad de labor, horas extras invertidas, dificultad en reparos y los problemas de ubicación de aparatos.

Para que un proyecto de instalación se pueda llevar a cabo de la mejor manera se debe de tener un programa de tareas bien elaborado y específico en donde se detallen las disciplinas necesarias para completar el proyecto. Cada proyecto se define por una serie de actividades organizadas en una secuencia lógica de trabajo. En este se especifica las tareas a desarrollar de acuerdo con la relación predecesor/sucesor.

El programa de actividades se puede realizar mediante programas de computadora, en donde se muestran valores pronósticos de la finalización del proyecto y cuándo se deben realizar las tareas. Es más bien un ordenador de tareas y se utiliza para ir cumpliéndolas paso a paso según lo pospuesto.

El éxito de instalar una planta de generación eléctrica se basa en llevar a cabo las tareas de una manera disciplinada y con responsabilidad, para que se efectúen a su debido tiempo.

El orden que se llevó a cabo para instalar la planta de generación térmica en Azucarera La Grecia es el siguiente.

## 5.2 Esquema de tareas

Trabajos previos al montaje

- Fabricación de cabezales de agua
  - Cabezales laterales superiores
  - Cabezales laterales inferiores
  - Cabezal frontal
  - Cabezal trasero
  - Cabezales economizador
  - Cabezales sobrecalentador 1
  - Cabezales sobrecalentador 2
- Doblado de tubería para paredes de agua
  - Pared frontal
  - Pared lateral derecha
  - Pared lateral izquierda
  - Pared trasera
  - Tubos alimentadores para cabezal frontal, trasero y laterales
  - Risers
  - Chillers
- Fabricación espejos precalentador de aire
- Modificación tubería economizador de agua
- Ductos de aire caliente y frío
- Fabricación alimentadores de bagazo
- Chimenea

Caldera

- Obra civil bases principales
- Fabricación de columnas principales y amarres de estructura edificio caldera
- Parado de columnas

- Colocación de vigas de pisos intermedios
- Colocación domo superior
- Colocación y suspensión domo inferior
- Montaje de banco de convección
- Ubicación de cabezales
- Montaje paredes de agua caldera
- Montaje de precalentadores de aire 1 y 2
- Montaje economizador de agua
- Montaje de ventiladores de aire forzado primario y secundario, inducido y neumáticos
- Montaje de ductos de aire frio y caliente
- Montaje de separador de hollín
- Montaje de chimenea
- Instalación sopladores retractiles y fijos de hollín
- Montaje de materiales refractarios para aislamiento de paredes del hogar de la caldera
- Montaje aislamiento en ductos de aire caliente
- Montaje parrilla viajera
- Montaje de alimentadores de carbón
- Montaje basculas de carbón
- Fabricación y montaje de tolva de carbón
- Montaje línea principal de vapor de caldera a turbo
- Aislamiento de línea principal de vapor

#### Auxiliares

- Montaje de Deareador
- Instalación de bombas de alimentación de agua caldera
- Instalación de tanque de reserva de condensados
- Instalación y montaje de plantas desmineralizadoras

## Turbogenerador

- Obra civil de la base del turbogenerador
- Montaje Condensador y bombas hotwell
- Colocación y nivelación de placas de montaje turbina y generador
- Montaje Front Standard turbina
- Montaje turbina
- Montaje generador
- Instalación y revisión de diafragmas turbina
- Nivelación de rotor turbina
- Inspección de rotor generador
- Acoplamiento de rotor turbina-generador
- Montaje de tanque de aceite lubricación chumaceras y bombas auxiliares
- Instalación tuberías de aceite para sistema de sellos hidrogeno
- Instalación unidad de sellos
- Instalación de calentadores de agua cerrados # 1, 2 y 4

### 5.3 Ensamblaje de los componentes

Para ensamblar los componentes de una caldera primero se debe edificar una estructura y luego se prosigue a montar los equipos dentro de la estructura. Usualmente lo primero que se instala en una caldera son los domos. Luego los componentes pesados, módulos de sobrecalentamiento, cabezales superiores, tubería de interconexión, tubería del interior de la caldera y por último los equipos auxiliares como los ventiladores, las bombas, los alimentadores y ductos de aire. Al mismo tiempo se va construyendo la otra parte de la planta térmica que es la turbina y sus componentes. Los dos procesos de instalación deben de la mano para encontrarse al final, ya que los dos están indiscutiblemente relacionados.

La mayoría de los componentes instalados en la planta de generación térmica pasaron por un proceso de mantenimiento antes de instalarlos y colocarlos. Se realizó una debida limpieza a los equipos para remover la suciedad encontrada en la tubería, para remover el sarro y el óxido que pudo haber traído por su exposición con el agua y el ambiente. Se repararon los equipos con averías. Se manufacturaron piezas nuevas debido a que las

traídas ya no podían seguir operando y también porque el lugar de instalación es diferente al original.

**5.3.1 Trabajos previos al montaje.** Antes de poder realizar los procedimientos de montaje se tuvieron que manufacturar algunas piezas determinantes para la operación de la planta térmica. Algunas de estas piezas fueron los cabezales del economizador, del sobrecalentador, de la pared trasera y frontal; que se necesitaron debido a que el diseño de la planta había cambiado. Además se dobló la tubería del interior de la caldera, la pared frontal, trasera, izquierda, derecha y la tubería de los risers y chillers. Toda esta tubería necesita tener una curvatura para poder exponer su área de transferencia de calor, para disminuir la pérdida por fricción interna del fluido y para poder ingresar de una mejor manera a los dispositivos de transferencia de calor.

El procedimiento que se realiza para darle curvatura a la tubería consiste en un trabajo en frío. Con la ayuda de una máquina hidráulica llamada “dobladora de tubos”, los tubos se acomodan en una guía donde un pistón hidráulico lo va empujando hasta obtener la curvatura deseada. El tubo se deja en libertad para que el movimiento de deformación se vaya realizando conforme se va aplicando la fuerza. La tubería no viene de la longitud deseada, por lo que se tienen que juntar varios tubos en serie. Para lograr esto se utiliza soldadura TIG (Tungstene Inert Gas), que consiste en utilizar un electrodo de tungsteno con argón como gas inerte para proteger el arco de oxidación. La ventaja que tiene este proceso para soldar tubería es que se obtienen cordones más resistentes, más dúctiles y menos sensibles a la corrosión. Otra ventaja que tiene este tipo de soldadura es que se obtienen soldaduras más limpias y uniformes debido a la escasez de humos y proyecciones. La movilidad del gas que rodea al arco permite al soldador ver claramente lo que está realizando, por lo que se tiene una mejor calidad de soldadura. Después de realizada la soldadura se hace una inspección por rayos x. Esto sirve para ver si hay poros, grietas o mala penetración. Los ensayos previamente descritos se deben de realizar para llenar las normas internacionales de trabajo y de seguridad. Luego de la revisión se le aplica un alivio de esfuerzos por medio de recocido, en donde se calienta la tubería y luego se deja enfriar lentamente para deshacerse de todas las tensiones internas adquiridas en el proceso de soldadura.

Los calentadores se tuvieron que volver a manufacturar, por lo que se debieron de realizar espejos para no permitir la mezcla de fluidos. Estos espejos son barrenados, para abrir los agujeros en donde va a entrar la tubería. Los agujeros deben ser medidos exactamente para permitir un fluido parejo y uniforme.

Los ductos de aire caliente y frío fueron procedimiento relativamente sencillos ya que estos son comunes y fáciles de manufacturar. Lo único que se debía tomar en cuenta eran las pérdidas que iba a tener debido a los giros alrededor de la planta.

La chimenea se manufacturó en secciones y fue soldada para lograr la altura deseada. Esta requirió de mucho diseño para lograr un diámetro y altura perfecta para la salida de los gases además para conservar la estructura de la misma.

### **5.3.2 Caldera**

**5.3.2.1 Obra civil de la estructura principal.** La caldera en sí es un edificio que debe ir diseñado según los dispositivos que lleva en su interior. Esta requiere de las consideraciones siguientes: peso de la estructura total, manejo de vigas para soportar cargas, rigidez del material empleado y la forma de la estructura.

Para instalar las vigas se hizo uso de una grúa terrestre para elevarlas y ubicarlas en la posición deseada. Conforme la estructura iba adquiriendo altura, la grúa terrestre iba perdiendo su utilidad, por lo que se necesitó instalar una grúa en la parte más alta de la caldera. Así entonces, la que se instaló en la parte más alta fue la que se utilizó para colocar los dispositivos de la caldera.

La figura a continuación muestra la etapa de construcción de la caldera, en donde se ubicaron las vigas de la estructura. Estas son las que mantienen la rigidez de la caldera y las que se encargan de mantener la solidez de la misma.



**Ilustración 5.4: Instalación de la estructura principal de la caldera**

**5.3.2.2 Domos.** Para instalar el domo superior se necesitó de una grúa para levantar el domo a la posición requerida y posicionarlo en la ubicación predeterminada. Para levantar el domo se utilizaron cables de acero con doble pasada que recubrieron en dos ubicaciones el domo superior de la caldera. La posición de los cables tuvo que ser calculada para distribuir las fuerzas y no provocar un desequilibrio a la hora de subir el domo.

La figura 4.5. muestra el procedimiento de levantamiento del domo para ser instalado en la parte superior de la caldera. La capacidad del motor de la grúa y la ubicación de los cables utilizados fueron factores determinantes para poder llevar este procedimiento a cabo.



**Ilustración 5.5: Levantamiento del domo superior en la planta La Grecia**

Cuando el domo se encuentra en su posición final, se soporta en la estructura de acero colocada en lo más alto de la caldera. Éste debe estar bien sujeto, ya que sirve como ancla para los demás dispositivos conectados a él, como por ejemplo para el domo inferior, que cuelga sobre la estructura del domo superior.

**5.3.2.3 Downcomers y cabezales.** Cuando se tiene elaborada la tubería se procede a instalar la misma dentro de la caldera. Un factor que se debe de tomar en consideración es el acceso por parte del personal a todos los aparatos, por lo que primero se debe de diseñar este y luego se procede a la instalación de la tubería. La tubería viene lo más larga posible para evitar uniones con soldadura y para que uno utilice lo necesario según el diseño.

Otro factor determinante que se debe de tomar en cuenta es la elongación por incremento de la temperatura. Cuando en la tubería empieza a circular un fluido a mayor temperatura, esta tiende a elongarse debido a la excitación de las moléculas. Éstas tienden al desorden provocando el choque de unas con otras provocando una expansión en el material. Esto se debe tomar en cuenta y dejar el debido espaciamiento.

Las conexiones de los tubos pueden ser de diversas maneras y se aplica tanto en la instalación de la tubería de los cabezales como en la tubería de los risers y los downcomers. La tubería que se une a los domos es expandida para que se una a las paredes de los agujeros. En este proceso, la parte final del tubo es insertada dentro de los agujeros y después la tubería se expande plásticamente por medio de presión interna aplicada. Para el resto de tubería, la unión es por soldadura con proceso TIG, como explicamos anteriormente.

**5.3.2.4 Paredes de agua de caldera.** Los tubos de la pared de la caldera fueron manufacturados en el ingenio. Se les dio su respectiva longitud y curvatura para colocarlos en el interior de la caldera. Como se comentó, la tubería se consiguió de la mayor longitud posible para evitar soldaduras. El trabajo que si se realizó en el ingenio fue de doblar cada tubo para colocarlo según el diseño de la caldera.

Para instalar esta tubería, al igual que cualquier otra dentro de la caldera, se tuvo que tomar en cuenta la expansión térmica del acero a la temperatura de diseño. Lo que se suele hacer es calcular la elongación de la tubería y así prevenir el choque de la tubería con algún dispositivo u aparato en el camino.

En la figura a continuación se puede observar el proceso de instalación de la tubería de la pared de la caldera. En su parte más baja se encuentra el cabezal, que es la finalización de la tubería y punto donde el agua regresa pero como mezcla de agua con vapor. En esta fotografía se puede observar la precisión del doblar de cada tubería además del perfecto espaciamiento entre cada una de ellas.



**Ilustración 5.6: Tubería en pared lateral de la caldera**

**5.3.2.5 Montaje de precalentadores de aire y economizador.** En Azucarera la Grecia se realizaron dos tipos de montaje. El primero es sencillo, ya que el aparato vino como un módulo y sólo se ubicó en su lugar y se soldó a la estructura. Con los precalentadores el proceso fue más complicado, ya que se deben de instalar los espejos primero (lámina superior e inferior que no permiten la mezcla de flujos), y luego se debe de ingresar tubo por tubo con su debido proceso de expansión hacia los espejos.

**5.3.2.6 Instalación de material refractario.** La instalación de material refractario debe de ser calculado para cada tubería de vapor que se utilice. El material refractario se utiliza para no perder calor al ambiente. La característica principal del material refractario es su contenido de sílice. Lo que hace la sílice es aislar cualquier tubería y disminuir las pérdidas por calor al ambiente.

Debe ser calculado ya que se tiene que se debe de tener un estimado con respecto a los costos y a los beneficios (ahorro) que se van a tener. Usualmente el refractario suele ser de 3" de espesor para una tubería de vapor. Todo esto, como se dijo, se debe de calcular para saber cuales son las posibilidades de colocar material refractario. Usualmente se coloca refractario en todo lo que se pueda, incluso las tuberías de temperatura más baja ya que son las más vulnerables al enfriamiento y condensación del vapor. La tubería que sale de la caldera en dirección a la turbina debe de tener un buen aislante para no permitir la pérdida de calor por conducción y por radiación al ambiente. La mayoría de tubería de la planta se recubrió con material aislante y cada cierto tiempo se cambia debido a su deterioro.

### **5.3.3 Auxiliares**

**5.3.3.1 Instalación de bombas y ventiladores.** Las bombas en general deben estar perfectamente acopladas a la tubería de distribución que sea desea tratar. La mayoría de problemas de fuga en se da por un mal acoplamiento entre la tubería y los dispositivos auxiliares. A los motores se le debe de instalar perfectamente su conexión eléctrica, para no tener problemas durante la operación, ya que un problema de estos puede causar el paro en la planta.

A cada aparato instalado se le debe colocar su debido sistema de control para poder operarlo desde la computadora principal de la planta térmica. Debido a esto debe contar con transductores que analicen la información, la envíen a un controlador y el controlador decida que hacer para poder realizar la acción.

Para el caso de los ventiladores se aplica el mismo proceso sólo que estos son de mayor magnitud, por lo que se deben manipular de una manera más robusta. Cuando se instalan estos aparatos se les debe realizar un balanceo dinámico. Esto se realiza para que el ventilador funcione a carga constante (sin variaciones) y además previene el daño de las chumaceras por vibraciones. El motor es el aparato principal que mueve los ventiladores, por lo que también sufre las vibraciones. Si el motor se maneja con este problema puede que pierda su potencia y corra el riesgo que las piezas se aflojen.

### **5.3.4 Turbogenerador**

**5.3.4.1 Obra civil.** Para poder instalar el turbogenerador de primero se tuvo que construir los cimientos sobre los cuales se iba a asentar el mismo. Estos cimientos fueron realizados en concreto y sostenidos por vigas de acero para mantener la rigidez de la estructura. Los cimientos se diferencian con los otros tipos ya que utiliza concreto de 400 libras, que lo hace más rígido para soportar la carga del turbogenerador que pesa 105 toneladas en total (60 la turbina y 45 el generador). Además debe soportar las vibraciones provocadas por la turbina y el generador.

A continuación se observa la figura de la obra civil del turbogenerador. Observe que para ese instante ya se tenía introducido el condensador dentro de la estructura de hormigón. Para este momento hacía falta instalar el turbogenerador.



**Ilustración 5.7: Obra civil para la instalación del turbogenerador**

**5.3.4.2 Instalación de la torre de enfriamiento.** La torre de enfriamiento fue desmontada en Louisiana para ser instalada en Azucarera La Grecia. Un grupo de ingenieros fue al lugar de desmontaje, observó el proceso, y ellos mismos fueron los responsables de instalarla en el ingenio. Como se puede observar en la figura, la estructura es de madera, ya que no hay necesidad de rigidez, solo para los ventiladores que tienen su propia estructura, únicamente para ellos y sus respectivos motores. Las bombas, la tubería, y los dos ventiladores fueron traídos desde Louisiana, lo demás fue una estructura que se tuvo que realizar en el sitio.



**Ilustración 5.8: Elaboración de la torre de enfriamiento**

**5.3.4.3 Instalación de la turbina y generador.** El procedimiento de los estos dispositivos se puede oír complicado pero es un proceso simple ya que todos los componentes vienen en diferentes módulos. A la hora de seccionar los aparatos por medio de módulos es más fácil planear y planificar la instalación. La turbina y el generador se realizaron mediante este caso, los dos aparatos venían como módulos y se utilizaron grúas para sostenerlas y cambiarlas de ubicación.



**Ilustración 5.9: Instalación de la turbina**

## 6. CÁLCULO DE LA EFICIENCIA DE LA CALDERA CON LOS DOS TIPOS DE COMBUSTIBLE

### 6.1 Balance térmico de la caldera

- 1) Energía útil

$$q_1 = W_s(h_{g2} - h_{f1})$$

Donde

$$W_s = \frac{\text{Lb de vapor}}{\text{Lb de combustible}}$$

$$h_{g2} = \text{Entalpía del vapor sobrecalentado saliendo de la caldera, btu/lb}$$

$$h_{f1} = \text{Entalpía del agua de alimentación, btu/lb}$$

- 2) Pérdida por humedad superficial del combustible

$$q_2 = W \Delta h$$

Donde

$$\Delta h = (1066 + 0.5t_g - t_a), t_g > 575^\circ F, \frac{\text{Btu}}{\text{lb vapor } H_2O}$$

$$\Delta h = (1089 + 0.46t_g - t_a), t_g < 575^\circ F, \frac{\text{Btu}}{\text{lb vapor } H_2O}$$

$$t_g = \text{Temperatura de los gases de la chimenea, } ^\circ F$$

$$t_a = \text{Temperatura de bulbo seco, } ^\circ F$$

$$W = \% \text{ de humedad}$$

- 3) Pérdida por humedad de la combustión del hidrógeno

$$q_3 = 9 H \Delta h$$

$H$  = % de hidrógeno en el combustible

- 4) Pérdida de calor sensible de los gases que van a la chimenea

$$q_4 = W_g C_{p,prom\ gases} (t_g - t_a)$$

Donde

$$W_g = \frac{\text{Lb de gases}}{\text{Lb de combustible}}$$

$C_{p,prom\ gases}$  = Calor específico promedio de los gases de combustión,  $\frac{\text{Btu}}{\text{lbm de gases}^\circ\text{F}}$

$t_g$  = Temperatura de los gases de la chimenea,  $^\circ\text{F}$

$t_a$  = Temperatura de bulbo seco,  $^\circ\text{F}$

- 5) Eficiencia de la caldera

$$\eta_b = \frac{q_1}{HHV} \times 100$$

- 6) Pérdidas por transferencia de calor y otros

**% de pérdidas varias**

=  $100 - \eta_b -$  pérdida por calor sensible de gases de la chimenea  
 – pérdida por humedad de la combustión del hidrógeno  
 – pérdida por humedad superficial del combustible

Donde

$\eta_b$  = Eficiencia de la caldera, %

$$q_1 = \text{Energía útil}, \frac{\text{Btu}}{\text{lb}}$$

$$\text{HHV} = \text{High Heat Value}, \frac{\text{Btu}}{\text{lb}}$$

## 6.2 Análisis químico del carbón

1) Energía útil

$$W_s = \frac{175,384}{20,150} = 8.70392 \frac{\text{lb vapor}}{\text{lb combustible}}$$

$$h_{g2} = 1451.68 \text{ btu/lb} \left\{ \begin{array}{l} 900 \text{ psia} \\ 898.86066 \text{ }^\circ\text{F} \end{array} \right.$$

$$h_{f1} = h_{f@350^\circ\text{F}} = 318 \text{ btu/lb}$$

$$q_1 = W_s (h_{g2} - h_{f1})$$

$$q_1 = 9,867.46 \text{ Btu/lb}$$

2) Pérdida por humedad superficial del combustible

$$t_g = 345 \text{ }^\circ\text{F}$$

$$t_a = 95 \text{ }^\circ\text{F}$$

$$\Delta h = (1089 + 0.46t_g - t_a), t_g < 575^\circ\text{F}, \frac{\text{Btu}}{\text{lb vapor } H_2O}$$

$$\Delta h = 1152.7 \frac{\text{Btu}}{\text{lb vapor } H_2O}$$

$$W = 11.49\%$$

$$q_2 = W \Delta h$$

$$q_2 = 131.409 \frac{\text{Btu}}{\text{lb}}, 1\%$$

3) Pérdida por humedad de la combustión del hidrógeno

$$H = 5.19\%$$

$$\Delta h = 1152.7 \frac{\text{Btu}}{\text{lb vapor } H_2O}$$

Que anteriormente lo habíamos obtenido.

$$q_3 = 9 H \Delta h$$

$$q_3 = 538.426 \frac{\text{Btu}}{\text{lb}}, 4.11\%$$

4) Pérdida de calor sensible de los gases que van a la chimenea

$$W_g = \frac{231,594}{20,150} = 11.49 \frac{\text{Lb de gases}}{\text{Lb de combustible}}$$

$$C_{p,prom \text{ gases}} = 0.27131 \frac{\text{Btu}}{\text{lbm de gases}^\circ F}$$

$$t_g = 345^\circ F$$

$$t_a = 95^\circ F$$

$$q_4 = W_g C_{p,prom \text{ gases}} (t_g - t_a)$$

$$q_4 = 779.575 \frac{\text{Btu}}{\text{lb}}, 5.95\%$$

5) Eficiencia de la caldera

$$\eta_b = \frac{q_4}{HHV} \times 100$$

$$HHV_{\text{carbón}} = 11,600 \frac{\text{Btu}}{\text{lb}}$$

$$\eta_b = 85.06\%$$

6) Pérdidas por transferencia de calor y otros

**% de pérdidas varias**

$$\begin{aligned} &= 100 - \eta_b - \text{pérdida por calor sensible de gases de la chimenea} \\ &\quad - \text{pérdida por humedad de la combustión del hidrógeno} \\ &\quad - \text{pérdida por humedad superficial del combustible} \end{aligned}$$

$$\text{\% de pérdidas varias} = 3.85\%$$

### 6.3 Análisis químico del bagazo

1) Energía útil

$$W_s = \frac{174,739}{74,330} = 2.35 \frac{\text{lb vapor}}{\text{lb combustible}}$$

$$h_{g2} = 1452.8746 \text{ btu/lb} \left\{ \begin{array}{l} 900 \text{ psia} \\ 901.26 \text{ }^\circ\text{F} \end{array} \right.$$

$$h_{f1} = h_{f@350^{\circ}F} = 318 \text{ btu/lb}$$

$$q_1 = W_s(h_{g2} - h_{f1})$$

$$q_1 = 2,666.96 \text{ Btu/lb}$$

2) Pérdida por humedad superficial del combustible

$$t_g = 340^{\circ}F$$

$$t_a = 95^{\circ}F$$

$$\Delta h = (1089 + 0.46t_g - t_a), t_g < 575^{\circ}F, \frac{\text{Btu}}{\text{lb vapor } H_2O}$$

$$\Delta h = 1150.4 \frac{\text{Btu}}{\text{lb vapor } H_2O}$$

$$W = 51\%$$

$$q_2 = W \Delta h$$

$$q_2 = 586.704 \frac{\text{Btu}}{\text{lb}}, 7.18\%$$

3) Pérdida por humedad de la combustión del hidrógeno

$$H = 6.12\%$$

$$\Delta h = 1150.4 \frac{\text{Btu}}{\text{lb vapor } H_2O}$$

Que anteriormente se había obtenido.

$$q_3 = 9 H \Delta h$$

$$q_3 = 633.64 \frac{\text{Btu}}{\text{lb}}, 7.75\%$$

4) Pérdida de calor sensible de los gases que van a la chimenea

$$W_g = \frac{343,230}{74,330} = 4.62 \frac{\text{Lb de gases}}{\text{Lb de combustible}}$$

$$C_{p, \text{prom gases}} = 0.29928 \frac{\text{Btu}}{\text{lbm de gases}^\circ\text{F}}$$

$$t_g = 345^\circ\text{F}$$

$$t_a = 95^\circ\text{F}$$

$$q_4 = W_g C_{p, \text{prom gases}} (t_g - t_a)$$

$$q_4 = 345.493 \frac{\text{Btu}}{\text{lb}}, 4.23\%$$

5) Eficiencia de la caldera

$$\eta_b = \frac{q_1}{HHV} \times 100$$

$$HHV_{\text{gasoso}} = 3985 \frac{\text{Btu}}{\text{lb}}$$

$$\eta_b = 66.58\%$$

6) Pérdidas por transferencia de calor y otros

**% de pérdidas varias**

- = 100 -  $\eta_b$  - *pérdida por calor sensible de gases de la chimenea*
- *pérdida por humedad de la combustión del hidrógeno*
- *pérdida por humedad superficial del combustible*

$$\text{\% de pérdidas varias} = 14.26\%$$

## 6.4 Tabla de resultados

	<b>Combustible</b>			
	<b>Carbón</b>		<b>Bagazo</b>	
	Btu/lb	%	Btu/lb	%
<b>Energía útil, eficiencia de la caldera</b>	9,867.46	85.06	2,666.96	66.58
<b>Pérdida por humedad superficial del combustible</b>	131.409	1.03	586.704	7.18
<b>Pérdida por humedad de la combustión del hidrógeno</b>	538.426	4.11	633.64	7.75
<b>Pérdida de calor sensible de los gases que van a la chimenea</b>	779.575	5.95	345.493	4.23
<b>Pérdidas varias</b>	504.431	3.85	1,162.26	14.26

Tabla 6.1: Tabla de resultados

## 7. CONCLUSIONES

Actualmente se pone mucha atención a la optimización del consumo de la energía en las fábricas azucareras con la intención de asegurar tanta energía como sea posible para exportar a las redes nacionales. Este es el caso de Azucarera La Grecia, que tiene como finalidad transformar el bagazo producido en energía eléctrica y utilizar otro combustible como lo es el carbón para continuar la transformación en épocas donde no se tiene disponible el bagazo.

Por medio de los resultados se puede inferir que utilizar bagazo es menos eficiente que utilizar carbón mineral. Al quemar bagazo en la planta de generación térmica instalada en Azucarera La Grecia se utiliza un 67% del combustible para generar vapor de 900 psi a 900°F, mientras que cuando se quema carbón mineral se utiliza 85% de combustible para producir lo mismo. Esto claramente nos indica que es mucho más factible desde el punto de vista termodinámico. Si nos vamos hacia el punto de vista económico, el cual es un estudio que obligatoriamente se debe de realizar para este tipo de soluciones, el bagazo es el combustible a utilizar, ya que es un producto obtenido del proceso de obtención de azúcar.

El alto porcentaje de humedad es significativo para el proceso de combustión del bagazo debido a que actúa como un absorbente de calor durante el proceso de combustión. La quema de bagazo provoca una pérdida de 15% en conjunto con la quema del hidrógeno del combustible, mientras que al quemar carbón se pierde únicamente un 5%. Como se dijo anteriormente, esta eficiencia se compensa por tener un combustible a disposición y sin ningún costo.

Los datos teóricos del proceso e instalación de la planta de generación de energía acompañado de los resultados obtenidos de eficiencia nos ayudan a comprender la importancia de tener una planta de este tipo, donde se puede generar energía en todo instante, haciendo honor a su nombre: “**pura energía**”.

## 8. BIBLIOGRAFÍA

Skrotzki, Bernhardt G.A; Vopat, William A. 1960. *Power station engineering and economy*. 2ª ed. New York, McGraw-Hill Book Company. 751 págs.

Stultz, S.C; Kitto, J.B. *Steam, its generation and use*. 2005. 41ª ed. Ohio, The Babcock and Wilcox Company. 50 capítulos.

Gaffert, G.A. *Centrales de vapor*. Barcelona, Editorial Reverté. 593 págs.

Cengel, Yunus A; Boles, Michael A. 2003. *Termodinámica*. 4ª ed. México, McGraw Hill. 829 págs.

Cengel, Yunus A. 2004. *Transferencia de Calor*. 2ª ed. México, McGraw Hill. 793 págs.

*Instructions for the care and operation of Babcock & Wilcox Equipment furnished on contract*. 1966. The Babcock & Wilcox Company. New York.

*Proposals steam generating equipment for Bay Street Station Electric Light & Power Department Traverse City, Michigan*. 1965. Power Service Corporation. Minneapolis.

Wikimedia Foundation Inc. *Ciclo termodinámico*.

[http://es.wikipedia.org/wiki/Ciclo\\_termodin%C3%A1mico](http://es.wikipedia.org/wiki/Ciclo_termodin%C3%A1mico)

educación secundaria Mar Serena. *Producción y distribución de la energía eléctrica*. Instituto

<http://www.iesmarserena.es/tecnologia/3eso/TemaEnergia/Energia.html>

Fernández, Pedro R; Fernández, Iván. *Ciclos de máquinas térmicas*.

<http://personales.ya.com/universal/TermoWeb/Termodinamica/PDFs/Capitulo13.pdf>

Castela, Pedro J. *Centrales eléctricas*.

[http://platea.pntic.mec.es/~pcastela/tecno/documentos/apuntes/centrales\\_electricas.pdf](http://platea.pntic.mec.es/~pcastela/tecno/documentos/apuntes/centrales_electricas.pdf)

Wikimedia Foundation Inc. *Turbinas de vapor*.

[http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/thumb/b/b5/Turbines\\_impulse\\_v\\_reaction.png/250px-Turbines\\_impulse\\_v\\_reaction.png](http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/thumb/b/b5/Turbines_impulse_v_reaction.png/250px-Turbines_impulse_v_reaction.png)

Crisis energética. *Energías renovables y alternativas a los combustibles fósiles*.

<http://www.crisisenergetica.org/forum/viewtopic.php?showtopic=609>

Microsoft Corporation. *Thermal power plant*.

[http://encarta.msn.com/media\\_461542920/Thermal\\_Power\\_Plant.html](http://encarta.msn.com/media_461542920/Thermal_Power_Plant.html)

Samstubend Inc. *Tube bending*. <http://www.samstubendinc.com/Samimages/sfecono.jpg>

Traverse city Light & Power. *History*. <http://www.tclp.org/index.php>

Wikimedia Foundation Inc. *Soldadura TIG*. [http://es.wikipedia.org/wiki/Soldadura\\_TIG](http://es.wikipedia.org/wiki/Soldadura_TIG)

## 9. APÉNDICE

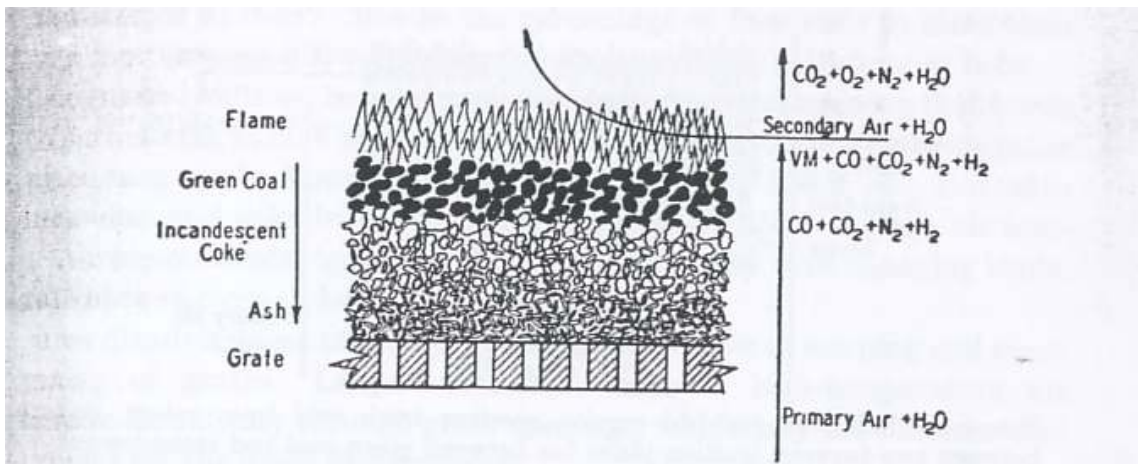


Ilustración 9.1: El aire secundario es inyectado en la parte superior de la cama de fuego



Ilustración 9.2: Trituradora de carbón



Ilustración 9.3: Vista interior de parrilla viajera



Ilustración 9.4: Economizador de aletas



Ilustración 9.5: Cilindros de hidrógeno para el enfriamiento del generador



Ilustración 9.6: Agujeros de agua ubicados en la parte superior de la torre de enfriamiento



**Ilustración 9.7: Tolvas almacenadoras de carbón**



**Ilustración 9.8: Almacenamiento de bagazo**



**Ilustración 9.9: Vista exterior de la caldera (Chimenea de en medio; Pura Energía) instalada en el Ingenio La Grecia, Choluteca, Honduras**

**GENERACION CELSUR**  
**GENERACION CON BAGAZO Y CARBON MINERAL**

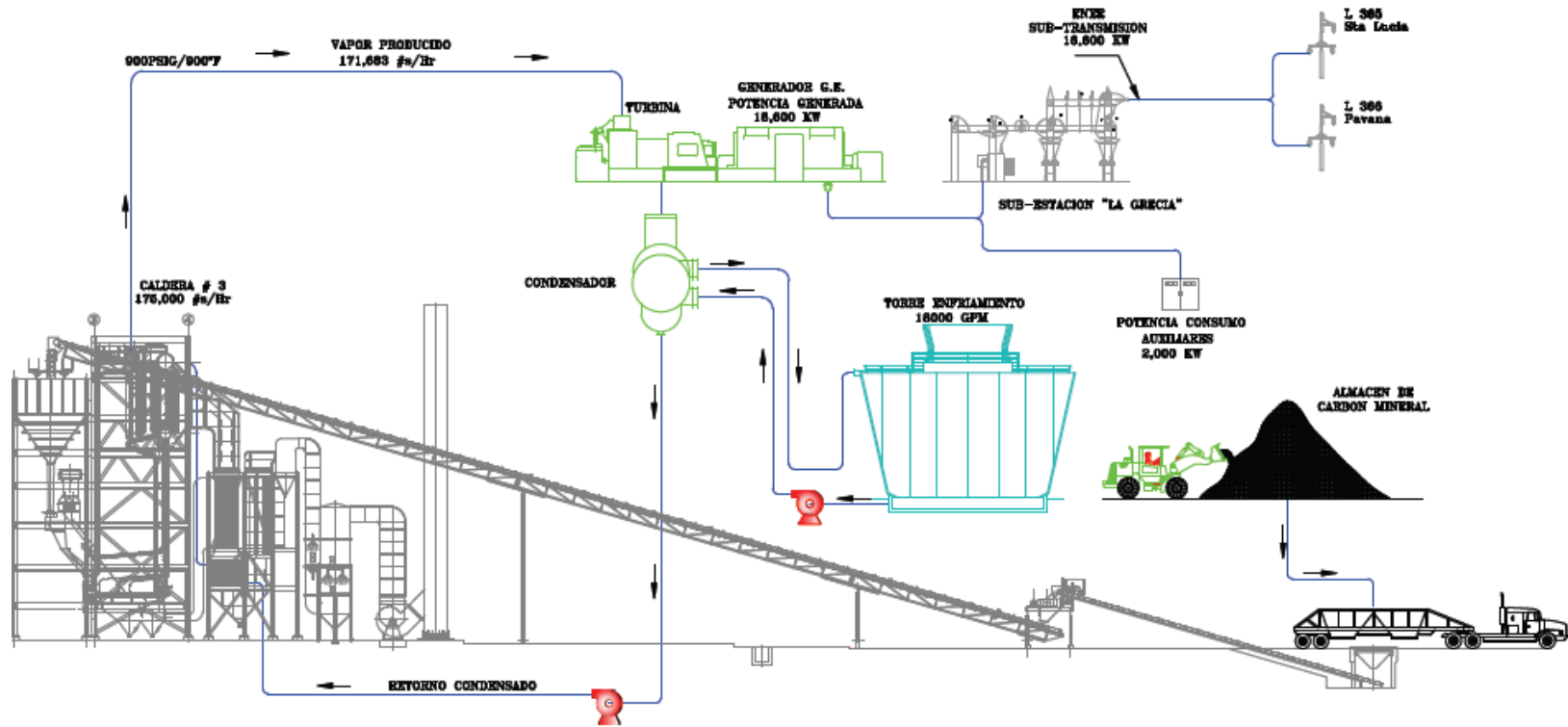
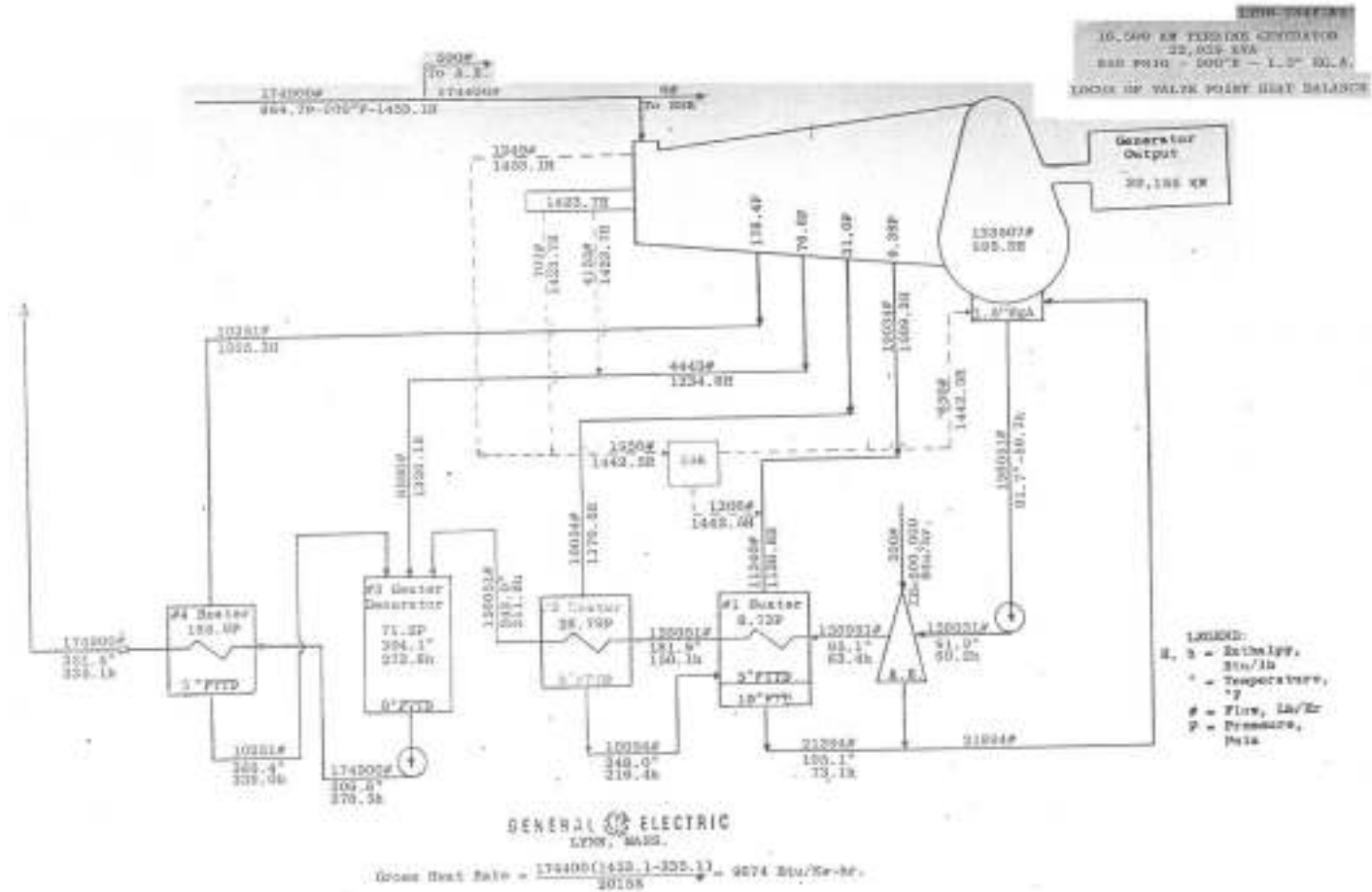


Ilustración 9.10: Diagrama de la planta de generación térmica instalada en Azucarera La Grecia, Choluteca, Honduras



J. R. M.  
2/3/69

Ilustración 9.11: Heat Balance de la turbina