



Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo



Facultad de Ingeniería Eléctrica

**ANÁLISIS DEL SISTEMA DE AGUA DE ENFRIAMIENTO
DE UNA CENTRAL TERMOELÉCTRICA**

TESIS

**Que para obtener el Título de
INGENIERO EN ELECTRÓNICA**

**Presenta
Luis Aparicio Ixta**

**Asesor de Tesis
Dr. Gilberto González Avalos**

Octubre de 2012

Agradecimientos

Agradezco a mi asesor de tesis, el Dr. Gilberto González Avalos por los conocimientos y herramientas que me dió para la realización de éste trabajo de tesis.

A la M.C. Leticia García Pineda, por las herramientas brindadas para la redacción de este trabajo de tesis.

A mis amigos de la Facultad de Ingeniería Eléctrica que estuvieron conmigo siempre en todo momento apoyándome en las buenas y en las malas a lo largo de toda mi carrera.

A los profesores de la Facultad de Ingeniería Eléctrica en general que contribuyeron a mi formación.

Dedicatoria

Dedico esta tesis especialmente a mis papás José Luis y Olivia por su comprensión y el ejemplo que me han dado de superación para seguir adelante, además de poder haberme dado la oportunidad de estudiar y dar una carrera llena de estudios.

A mi hermana la Dra. Laura por brindarme un poco de su tiempo a lo largo de toda mi carrera, por apoyarme y ayudarme en los momentos más difíciles durante mi trayecto, por hacerme sentir que siempre puedo lograr las metas que me proponga.

A mi hermana la Profra. Rocío que es un gran ejemplo a seguir adelante, por su gran esfuerzo y dedicación al estudio y que me ha impulsado especialmente a seguir adelante.

A mi hermano Jesús por haber estado conmigo siempre y en todo momento, por haberme hecho sentir más amena la carga durante la carrera.

Resumen

El presente trabajo de tesis consiste en analizar el sistema de enfriamiento de una central termoeléctrica, principalmente se enfoca al estudio del condensador así como al análisis de los diferentes tipos que hay para este tipo de centrales, en este sentido se examina desde el principio de su funcionamiento hasta su operación dentro de la misma planta. Por otro lado, también se estudia el comportamiento y operación de las torres de enfriamiento, desde los tipos de torres que hay hasta las formas de enfriamiento de las mismas dentro de planta, así como también la relación que tienen estas con el condensador.

En la misma central termoeléctrica se analiza el comportamiento del sistema de flujo de agua de enfriamiento del condensador respecto al flujo de vapor que sale del turbogenerador, esto para saber en qué condiciones normales opera el sistema de condensado de acuerdo a la cantidad de energía eléctrica que se está produciendo.

Finalmente con el estudio y el análisis adecuado del sistema de agua de enfriamiento en el condensador, se presenta un estudio realizado a una central termoeléctrica en México la cual corresponde a la central termoeléctrica “Manzanillo” ubicada en Colima.

Contenido

Agradecimientos	ii
Dedicatoria.....	iii
Resumen	iv
Contenido.....	v
Lista de Figuras.....	viii
Lista de Tablas	x
Lista de Símbolos y Abreviaturas	xi
Capítulo 1 Introducción	1
1.1 La importancia de las Termoeléctricas en México	1
1.2 Objetivo de la Tesis.....	2
1.3 Justificación	2
1.4 Metodología.....	3
1.5 Descripción de Capítulos.....	3
Capítulo 2 Antecedentes de Centrales Termoeléctricas.....	5
2.1 La Energía Eléctrica en México	5
2.1.1 Creación de CFE	7
2.1.2 Nacionalización de la Industria Eléctrica	8
2.2 Centrales Eléctricas en México	9
2.3 Clasificación de las Centrales Termoeléctricas	11
2.3.1 Plantas de vapor convencional	11
2.3.2 Plantas Geotérmicas	14
2.3.3 Plantas de Turbina de Gas.....	15
2.3.4 Plantas de Diesel	18
2.3.5 Planta Dual.....	20
2.3.6 Plantas de Ciclo Combinado	20
Capítulo 3 El Sistema de Enfriamiento en una Termoeléctrica	22
3.1 Funcionamiento de una Central Termoeléctrica.....	22

3.1.1 Ciclo Termodinámico Rankine	23
3.2 El sistema de Enfriamiento.....	24
3.3 El Condensador.....	25
3.3.1 Tipos de Condensadores	28
3.3.2 Condensadores de Superficie	30
3.3.3 Condensares de Chorro de Nivel Bajo.....	35
3.4 El sistema de Condensado	38
3.5 Formas de Enfriamiento	41
3.5.1 Enfriamiento Directo	41
3.5.2 Enfriamiento Indirecto.....	42
3.6 Torres de Enfriamiento.....	44
3.7 Clasificación de las Torres de Enfriamiento	45
3.7.1 Torres de Circulación Natural	46
3.7.2 Torres de Tiro Mecánico.....	48
3.7.3 Torres de Tiro Inducido	48
Capítulo 4 Análisis del Sistema de Enfriamiento en una Termoeléctrica	51
4.1 Diagrama General de una Central Termoeléctrica.....	51
4.2 Eficiencia de una Central Termoeléctrica Convencional.....	52
4.2.1 Análisis de la Eficiencia Termodinámica de una Termoeléctrica	54
4.3 Análisis de la Eficiencia Termodinámica sin Condensador	62
4.4 Análisis del Condensador de una Termoeléctrica.....	63
4.5 Análisis del Flujo de Agua de Enfriamiento en el Condensador de una Termoeléctrica	65
4.5.1 Análisis del Flujo de Agua de Enfriamiento en el Condensador de una Termoeléctrica con Etapa de Recalentamiento.....	68
4.5.2 Análisis del Flujo de Agua de Enfriamiento en el Condensador de una Termoeléctrica con Ciclo Regenerativo	72
4.6 Calor Rechazado por el Ciclo Rankine	75
4.7 Análisis de la Torre de Enfriamiento de una Termoeléctrica.....	76
4.8 Sistema de Agua de Enfriamiento de una Termoeléctrica	77

Capítulo 5 Análisis del Sistema de Enfriamiento en la Termoeléctrica de Manzanillo	78
5.1 Central Termoeléctrica de Manzanillo	78
5.2 Descripción del equipo principal de la Termoeléctrica de Manzanillo	79
5.3 Descripción del Condensador de la Termoeléctrica de Manzanillo	82
5.4 Análisis del Flujo de Agua de Enfriamiento en el Condensador Principal de la Termoeléctrica de Manzanillo	83
5.5 Ensuciamiento del condensador de superficie	85
5.6 Métodos de control del ensuciamiento en el condensador	86
Capítulo 6 Conclusiones y Recomendaciones	87
6.1 Conclusiones	87
6.1.1 Conclusiones Generales	87
6.1.2 Conclusiones Particulares	88
6.2 Recomendaciones	88
Apéndices	90
Apéndice A. Conceptos Básicos de la Termodinámica	90
Apéndice B. El Ciclo de Carnot	92
Referencias	94

Lista de Figuras

Figura 3.1 Esquema de funcionamiento de una planta Termoeléctrica clásica.....	23
Figura 3.2 Elementos de una central termoeléctrica.....	24
Figura 3.3 El condensador.....	26
Figura 3.4 Proceso de circulación del agua.....	26
Figura 3.5 Vacío en el condensador.....	27
Figura 3.6 Condensador de superficie.	28
Figura 3.7 Condensador de chorro.....	29
Figura 3.8 Condensador de chorro de nivel bajo (de contacto directo).....	30
Figura 3.9 Condensador de superficie Westinghouse, de un paso	31
Figura 3.10 Instalación de una turbina y condensador Elliot.....	32
Figura 3.11 Corte ideal de un condensador Foster Wheeler, de doble circulación	33
Figura 3.12 Corte transversal en alzado del condensador de doble circulación.	34
Figura 3.13 Instalación de un condensador-eyector Schutte y Koerting.	35
Figura 3.14 Condensador de chorro Worthington, con bomba de vacío húmedo.	37
Figura 3.15 Calentado de contacto.	38
Figura 3.16 Calentador de agua por baja presión.	39
Figura 3.17 Deareador (calentador de mezcla).....	40
Figura 3.18 Circulación del agua condensada.....	41
Figura 3.19 Esquema del sistema de enfriamiento directo.	42
Figura 3.20 Esquema del sistema de enfriamiento indirecto.	43
Figura 3.21 Esquema de una torre de tiro natural.....	47
Figura 3.22 Esquema de una torre de tiro mecánico.....	48
Figura 3.23 Torre de flujo a contracorriente y tiro inducido.....	49
Figura. 3.24 Torre de flujo cruzado (tiro inducido).....	50
Figura 4.1 Diagrama General de una central termoeléctrica.....	52
Figura 4.2 Esquema de una central termoeléctrica convencional.	54
Figura 4.3 Diagrama de bloques de una central termoeléctrica convencional.	55
Figura 4.4 Diagramas de Presión - Volumen y Temperatura – Entropía.....	56

Figura 4.5 Planta termoeléctrica convencional.	58
Figura 4.6 Valor obtenido del diagrama de Mollier, con P_1 y la línea de saturación. ...	59
Figura 4.7 Planta termoeléctrica sin condensador.	62
Figura 4.8 Análisis del condensador de superficie.	63
Figura 4.9 Cantidad de calor que recoge un condensador.	64
Figura 4.10 Análisis del flujo de agua de enfriamiento en el condensador de una termoeléctrica.	65
Figura 4.11 Central termoeléctrica con ciclo de recalentamiento.	68
Figura 4.12 Ciclo regenerativo con calentador de contacto directo.	72
Figura 4.13 Torre de enfriamiento.	76
Figura 4.14 Circuito abierto de enfriamiento.	77
Figura 5.1 Central Termoeléctrica Manzanillo.	78
Figura 5.2 Diagrama de flujo de la termoeléctrica de Manzanillo.	79
Figura 5.3 Caldera de la central.	79
Figura 5.4 Tanque de almacenamiento del combustóleo.	80
Figura 5.5 Turbinas de alta y baja presión.	80
Figura 5.6 Generador eléctrico.	81
Figura 5.7 Condensador de superficie de un paso.	81
Figura 5.8 Sala de control.	82
Figura 5.9 Interpretación de la unidad generadora.	84
Figura 5.10 Análisis del condensador.	84

Lista de Tablas

Tabla 2.1 Centrales termoeléctricas de vapor convencional en operación.	12
Tabla 2.2 Centrales termoeléctricas de vapor convencional fuera de servicio.	14
Tabla 2.3 Centrales carboeléctricas en operación.	14
Tabla 2.4 Centrales geotérmicas en operación.	15
Tabla 2.5 Centrales de turbina de gas en operación.	16
Tabla 2.6 Centrales de turbina de gas fuera de servicio.	18
Tabla 2.7 Centrales de diesel en operación.	19
Tabla 2.8 Centrales de diesel fuera de servicio.	19
Tabla 2.9 Central termoeléctrica dual.	20
Tabla 2.10 Centrales termoeléctricas de ciclo combinado.	20
Tabla 4.1 Análisis del flujo de agua de enfriamiento conforme varia la potencia generada.	67
Tabla 4.2 Análisis del flujo de agua de enfriamiento conforme varia la potencia generada con una etapa de recalentamiento.	71
Tabla 4.3 Análisis del flujo de agua de enfriamiento conforme varia la potencia generada con ciclo regenerativo con calentador de contacto directo.	75
Tabla 5.1 Datos de diseño del condensador principal.	83
Tabla 5.2 Parámetros de diseño y operación del condensador principal.	83

Lista de Símbolos y Abreviaturas

K	kilo
M	mega
W	Watts
w	trabajo
V	Volts
<i>m</i>	metros
<i>mm</i>	milímetro
<i>seg</i>	segundo
°	grado
<i>C</i>	centígrado
<i>j</i>	joule
<i>g</i>	gramo
<i>H</i>	entalpía
<i>S</i>	entropía
Q	calor
mv	flujo de vapor
ma	flujo de agua

Capítulo 1

Introducción

Hoy en día la mayoría de la electricidad se produce por medio de centrales termoeléctricas, actualmente el 70% de centrales productoras de energía eléctrica en el país son plantas termoeléctricas, esto debido a que en México hay una gran cantidad de recursos naturales para producir energía termoeléctrica tales como carbón ó petróleo.

Las centrales termoeléctricas poseen, sistemas de control e instrumentación cuyas características van cambiando a medida que las tecnologías van avanzando, es por ello que se analizan este tipo de centrales debido a que tiene un gran campo de desarrollo, así como también el impacto ambiental que tiene este tipo de central.

El presente tema de tesis, más allá de investigar el sistema de enfriamiento, consiste en analizar el sistema de condensado que presentan este tipo de centrales por medio de procesos termodinámicos, por lo cual se analiza el sistema de flujo de agua de enfriamiento en el condensador con respecto al flujo de vapor proveniente de la turbina, esto por medio del ciclo Rankine para la transferencia de calor, que es la aplicación del ciclo de Carnot ya que convierte el trabajo en calor.

Con esto finalmente se pretende analizar el impacto que desempeña todo el sistema de enfriamiento dentro de la planta termoeléctrica.

1.1 La importancia de las Termoeléctricas en México

La energía eléctrica tiene una gran importancia en el desarrollo de la sociedad, su uso hace posible la automatización de la producción que aumenta la productividad y mejora las condiciones de vida del hombre.

Aproximadamente el 70% de energía producida en México corresponde a energía producida por centrales termoeléctricas ya que México hay una gran cantidad de recursos naturales para producir energía termoeléctrica tales como carbón, petróleo etc. Sin embargo

es necesario ahorrar electricidad, porque ahorrando esta, se ahorra petróleo y divisas que se pueden invertir en otras ramas de la economía, la educación, la investigación o la cultura.

Nuestro país no solo se preocupa por la situación que tiene el petróleo en el planeta, sino porque somos un país subdesarrollado y aunque tenemos yacimientos de este recurso, los niveles de extracción aún no satisfacen el consumo nacional, por ello nos vemos en la necesidad de invertir gran cantidad de divisa para comprarlo. La energía eléctrica sin duda es el energético más utilizado en el mundo. La electricidad es el pilar del desarrollo industrial de todos los países, parte importante del desarrollo social, y elemento esencial para el desarrollo tecnológico.

Sin duda la electricidad juega un papel muy importante en la vida del ser humano, con la electricidad se establece una serie de comodidades que con el transcurso de los años se van haciendo indispensables para el hombre. Por ejemplo, un día en la vida de una persona que vive en la ciudad acostumbrada a vivir dependiendo de la energía eléctrica.

1.2 Objetivo de la Tesis

El objetivo de esta tesis radica en encontrar, por medio del ciclo Rankine a una central termoeléctrica convencional, la cantidad del flujo de agua de enfriamiento que entra al condensador, respecto al flujo de vapor proveniente de la turbina, así como también el impacto que desempeña todo el sistema de enfriamiento dentro de la planta termoeléctrica.

1.3 Justificación

Las centrales termoeléctricas poseen, sistemas de control e instrumentación cuyas características van cambiando a medida que las tecnologías van avanzando, con instrumentación inteligente de última generación con control distribuido; evidenciándose la necesidad de estructurar procesos normalizados de sistemas de agua de enfriamiento que apoyen todo el proceso del sistema de enfriamiento de una central termoeléctrica y así y tratar de evitar un mayor impacto ambiental de la misma.

1.4 Metodología

Una central termoeléctrica funciona en base al ciclo Rankine, es decir, que convierte el trabajo en calor, ya que este ciclo corresponde al de las turbinas de vapor y es la aplicación tecnológica del ciclo de Carnot, en este caso se hace uso de este ciclo termodinámico para el vapor húmedo que proviene de la turbina, se condense y así pase a líquido saturado, es decir para que se produzca un cambio de fase.

1.5 Descripción de Capítulos

En el capítulo 1 se da una breve introducción a este trabajo, se muestra la importancia de las centrales termoeléctricas en México. Se describe el objetivo, la justificación y la metodología que sustenta este trabajo de tesis.

En el capítulo 2 se presenta los antecedentes históricos del origen de la energía eléctrica hasta su evolución de la misma en México. Se describen las principales centrales termoeléctricas que actualmente están en operación por *CFE*. Por último se muestra una relación del origen de las mismas que actualmente se encuentran en servicio, así como también las que ya dejaron de operar.

En el capítulo 3 se presenta el funcionamiento de una central termoeléctrica, especialmente en el área del sistema de condensado, donde se muestran los tipos de condensadores para este tipo de centrales. Por último se aborda el sistema de enfriamiento de la misma, donde se muestran las torres de enfriamiento así como la forma de enfriamiento de las mismas.

En el capítulo 4 se analiza la eficiencia de la central termoeléctrica con y sin condensador por medio del ciclo Rankine. Se analiza el sistema de flujo de agua de enfriamiento en el condensador con ciclo de recalentamiento y ciclo regenerativo. Por último se aborda un análisis de las torres de enfriamiento.

En el capítulo 5 se presenta un análisis del sistema de agua de enfriamiento de la central termoeléctrica “Manzanillo” ubicada en Colima, así como también el bio-ensuciamiento que se genera en el condensador.

En el capítulo 6 se presentan las conclusiones y recomendaciones generales.

Capítulo 2

Antecedentes de Centrales Termoeléctricas

Durante el porfiriato, en 1879 se instala en el estado de Guanajuato, en la ciudad de León, la primera planta termoeléctrica (de calor) generadora de energía eléctrica, utilizada por la fábrica textil “La Americana”. En esos primeros años, la energía eléctrica se usaba para la incipiente industria textil y minera; y muy poco para el servicio municipal, la iluminación de pocos espacios públicos y algunos pueblos.

El principio de funcionamiento de una planta termoeléctrica se basa en el intercambio de energía calórica en energía mecánica y luego en energía eléctrica.

Las primeras plantas que se construyeron eran máquinas de vapor a pistón, similares en su funcionamiento a una locomotora y que movían al generador. Luego se reemplazó por una turbina de vapor, con la que se calienta agua en una caldera que produce vapor a presión, el cual se aplica sobre los álabes de la turbina que convierte energía potencial (presión) en energía cinética que acciona al generador.

2.1 La Energía Eléctrica en México

Los inicios de la energía eléctrica en México se remontan a finales del siglo XIX cuando comienza el periodo presidencial de Porfirio Díaz (1877-1911). En 1879 se instala en el estado de Guanajuato, en la ciudad de León, la primera planta termoeléctrica (de calor) generadora de energía eléctrica, utilizada por la fábrica textil La Americana. Dos años después, en 1881 da inicio el alumbrado público en el país cuando la Compañía Mexicana de Gas y Luz Eléctrica se hace cargo del alumbrado público residencial en la capital de la República Mexicana. Para 1885 la cañería que distribuía el gas para el alumbrado público en la capital era de 100 kilómetros, y se contaba con 50 focos de luz eléctrica, 2 mil faroles de gas y 500 de aceite para los barrios alejados del Centro. Diez años después de la aparición de la primera planta termoeléctrica, en 1889 entró en operación la primera planta

hidroeléctrica en Batopilas, en el estado de Chihuahua y frontera con los Estados Unidos. De este modo, las plantas generadoras empezaron a cubrir las necesidades más allá de las fábricas y minas, atendiendo al comercio, al alumbrado público y a las residencias de las familias más ricas.

Durante el porfiriato llegaron a México empresas transnacionales de muchos tipos, y fue cuando el sector eléctrico tuvo un carácter de servicio público. Fue entonces cuando se colocaron las primeras 40 lámparas "de arco" en el actual Zócalo de la Ciudad de México, luego 100 lámparas a la plaza de la Alameda Central y posteriormente a la Avenida Reforma y otras principales calles de la ciudad. La demanda de electricidad atrajo a las empresas extranjeras como a la The Mexican Light and Power Company, de origen canadiense, que se instaló en la capital en 1898 y más tarde se extendió hacia el centro del país. En 1903 Porfirio Díaz le otorga la concesión de la explotación de las caídas de las aguas de los ríos de Tenango, Necaxa y Xaltepuxtla. La planta de Necaxa, en el estado de Puebla, fue el primer gran proyecto hidroeléctrico, con seis unidades y una capacidad instalada de 31.500 MW, y comenzó a transmitir el fluido eléctrico desde Necaxa a la Ciudad de México en 1905. Para ese año los canadienses ya controlaban a la Compañía Mexicana de Electricidad, la Compañía Mexicana de Gas y Luz Eléctrica y a la Compañía Explotadora de las Fuerzas Eléctricas de San Idelfonso. Un año después, en 1906, esta empresa canadiense obtiene de Porfirio Díaz y autoridades estatales nuevas concesiones en los estados de Puebla, Hidalgo, México y Michoacán, extendiendo su poder. Adquirió también la planta hidroeléctrica del Río Alameda, la Compañía de Luz y Fuerza de Toluca, la de Temascaltepec y la de Cuernavaca. Comenzó a elevar la capacidad de la planta de Necaxa y a modernizar las de Nonoalco y Tepéxic. De esta manera, la canadiense The Mexican Light and Power Company se convirtió en la principal empresa transnacional que tenía en su poder la mayor parte de la energía eléctrica de México, y su presencia se prolongaría hasta 1960.

Para 1910 se producían ya 50 MW de los cuales el 80% las generaba la empresa canadiense The Mexican Light and Power Company.

Con el inicio del siglo XX comenzó el primer esfuerzo para ordenar la industria eléctrica por medio de la creación de la Comisión Nacional para el Fomento y Control de la Industria de Generación y Fuerza, conocida luego como Comisión Nacional de Fuerza

Motriz. Durante la segunda década del siglo XX llegó a México la segunda empresa transnacional, ahora de origen estadounidense, llamada The American and Foreign Power Company, que instaló tres sistemas interconectados en el norte. En el occidente se extendió otra compañía con empresarios extranjeros formando la Compañía Eléctrica de Chapala, con sede en la ciudad de Guadalajara, en el estado de Jalisco. Y el Sur, seguía sin existir.

A inicios del siglo XX la energía estaba prácticamente en manos de 3 empresas privadas extranjeras: The Mexican Light and Power Company, The American and Foreign Power Company y la Compañía Eléctrica de Chapala, quienes adquirieron las concesiones e instalaciones de la mayor parte de las pequeñas empresas extendiendo su poder y sus redes de distribución, y creando un monopolio que duró 20 años.

2.1.1 Creación de CFE

En diciembre de 1933, cuando el Presidente sustituto, el General Abelardo L. Rodríguez, envía al Congreso de la Unión la iniciativa que decreta la creación de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), considerándose por primera vez a la electricidad como una actividad de utilidad pública y que, 70 años después, pretende regresar como actividad y utilidad privada. Sin embargo, la presión de las empresas transnacionales por mantener el monopolio fue tan fuerte que lograron posponer por cuatro años más, hasta 1937, la inauguración e inicio de operaciones de la CFE. Esto fue gracias al nuevo Presidente de la República, al General Lázaro Cárdenas del Río.

Resucitada ya la CFE en 1937 que nació muerta con el decreto de 1933, las empresas extranjeras intentaron de inmediato ahorcar al gobierno que exigía control y soberanía sobre el recurso estratégico, y suspendieron sus planes de expansión por lo que en los primeros cinco años de vida de la CFE, la capacidad instalada en el país sólo se elevó de 629.0 MW a 681.0 MW. En 1937 México tenía 18.3 millones de habitantes y sólo tres empresas tenían en sus manos el servicio de distribución de la energía eléctrica a 7 millones de habitantes, que equivalen al 38% de la población mexicana. Esas empresas distribuían la energía eléctrica principalmente a la población urbana que podría pagar el servicio, y no al 67% de la población que se encontraba en el campo.

La CFE comenzó a aumentar su capacidad de generación ante el incremento de la población, ante la demanda del comercio, del desarrollo y la industria del país, pero no

contaba con redes de distribución, por lo que casi todo lo que producía lo entregaba a las grandes empresas monopólicas. Por ello la CFE crea sus primeros proyectos comenzando en cuatro estados del país: Guerrero (Teloloapan), Oaxaca (Suchiate y Chía), Michoacán (Pátzcuaro) y Sonora (Ures y Altar). Poco después, el General Lázaro Cárdenas comienza el proceso de nacionalización de la industria eléctrica.

2.1.2 Nacionalización de la Industria Eléctrica

El 27 de septiembre de 1960, el Presidente Adolfo López Mateos nacionaliza la industria eléctrica comprando con fondos públicos y deuda externa los bienes e instalaciones de las empresas transnacionales. El gobierno adquirió en 52 millones de dólares, el 90% de las acciones de la canadiense The American Light and Power Company y se comprometió con ellas a pagar los pasivos (deudas) de esas empresas que ascendían a 78 millones de dólares. Por 70 millones de dólares obtuvo las acciones de la estadounidense American and Foreign Power Company. Sin embargo, el gobierno los comprometió a invertir ese dinero en México para evitar que todos esos dólares salieran del país. Al adquirir la Mexican Light and Power and Company, la nación mexicana adquirió 19 plantas generadoras que servían al Distrito Federal y a los estados de Puebla, México, Michoacán, Morelos e Hidalgo; 16 plantas hidráulicas y 3 térmicas; 137 km. de línea de transmisión de doble circuito trifásico en el sistema de 220 KV; dos subestaciones transformadoras de cerro Gordo, México y El Salto, Puebla; 38 subestaciones receptoras conectadas a la red de transmisión de 85 y 60 KV; gran número de bancos de transformadores; 4,500 km. de líneas primarias de distribución de 6 KV; 11 mil transformadores de distribución con capacidad de 670 mil KVA; y 6,800 km. de líneas de baja tensión. Entre las plantas hidroeléctricas se obtuvieron: Necaxa, Patla, Tezcapa, Lerma, Villada, Fernández Leal, Tlilán, Juandó, Cañada, Alameda, Las Fuentes, Temascaltepec, Zictepec, Zepayautla y San Simón. Entre las plantas termoeléctricas: Nonoalco, Tacubaya y Lechería. Además la nación recibió el edificio situado en la esquina de Melchor Ocampo y Marina Nacional de la Ciudad de México y todos los inmuebles y muebles de las estaciones y plantas termoeléctricas e hidroeléctricas, así como equipos y materiales de oficina. Con el dinero del pueblo, se pagó todo esto.

Luego el gobierno garantizó legalmente este recurso de la Nación añadiendo el párrafo sexto del artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos que dice

lo siguiente: "Corresponde exclusivamente a la Nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público. En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares, y la Nación aprovechará los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines". De esa manera, la industria eléctrica quedó en manos del estado.

Así quedó reservada a la nación esta industria estratégica, la única fuente de energía que desde su descubrimiento podía producirse casi sin restricción y que con relativa facilidad se puede transportar, distribuir y transformar en calor, luz o movimiento. Junto con los combustibles fósiles, la industria eléctrica es la fuente motriz, térmica y lumínica de tipo artificial más importante en la vida contemporánea.

La disposición constitucional de la que hablamos reconoce que la producción de electricidad es un servicio público, ya que está ligada a todas las necesidades colectivas de la sociedad humana y es elemento indispensable en la mayor parte de las actividades productivas. Por ello, el estado mexicano decidió que no podía estar sujeta simplemente a las reglas del mercado, sino que había que regularla mediante una legislación específica, sujeta a normas que garantizan la continuidad de su prestación, a un precio compatible con la remuneración del capital invertido y la capacidad económica del usuario, por lo cual sólo podía ser proporcionada por el estado, con exclusión de interferencias competitivas.

2.2 Centrales Eléctricas en México

La generación de energía eléctrica en la Comisión Federal de Electricidad, se realiza por medio de las tecnologías disponibles en la actualidad, centrales hidroeléctricas, termoeléctricas, de vapor convencional, geotermoeléctricas, nucleoeeléctricas, eoloeléctricas, turbogas, ciclo combinado, diesel (combustión interna), carboeléctricas y dual (combustóleo y carbón).

La Comisión Federal de Electricidad tiene 26 Centrales Termoeléctricas tipo Vapor Convencional, de las cuales se encuentran siete en la Gerencia Regional de Producción Noroeste, seis en la Gerencia Regional de Producción Norte, tres en la Gerencia Regional de Producción Occidente, tres en la Gerencia Regional de Producción Central y siete en la Gerencia Regional de Producción Sureste. Suman un total de 87 unidades generadoras de este tipo.

Dos Centrales Carboeléctricas y una Dual, las dos primeras se encuentran en la Gerencia Regional de Producción Norte y la última se encuentra en la Gerencia Regional de Producción Occidente. Las dos primeras suman un total de ocho unidades generadoras, mientras que la última tiene siete unidades generadoras, para un total de 15 unidades generadoras por las tres centrales.

13 Centrales tipo Ciclo Combinado, de las cuales se encuentran dos en la Gerencia Regional de Producción Noroeste, seis en la Gerencia Regional de Producción Norte, tres en la Gerencia Regional de Producción Central (en esta GRP hay también un Paquete de Ciclo Combinado de cuatro unidades generadoras ubicado dentro de una Central Termoeléctrica) y dos en la Gerencia Regional de Producción Sureste. Suman un total de 59 unidades generadoras de este tipo.

Siete Centrales Geotermoeléctricas, de las cuales se encuentran cinco en la Gerencia Regional de Producción Noroeste, una en la Gerencia Regional de Producción Occidente y una en la Gerencia Regional de Producción Sureste. Suman un total de 37 unidades generadoras de este tipo.

64 Centrales Hidroeléctricas, de las cuales 20 son de gran importancia y 44 son centrales pequeñas. Suman un total de 178 unidades generadoras de este tipo. Las 20 centrales mas grandes se ubican de la siguiente manera: cinco en la Gerencia Regional de Producción Noroeste, dos en la Gerencia Regional de Producción Norte, cinco en la Gerencia Regional de Producción Occidente, dos en la Gerencia Regional de Producción Central y seis en la Gerencia Regional de Producción Sureste.

30 Centrales Turbogas (Fijas), de las cuales se encuentran nueve en la Gerencia Regional de Producción Noroeste, 13 en la Gerencia Regional de Producción Norte, una en la Gerencia Regional de Producción Central y siete en la Gerencia Regional de Producción Sureste. Suman un total de 76 unidades generadoras de este tipo (68 unidades fijas y 8 unidades móviles).

Cabe mencionar también que tiene dos centrales eólicas:

a) Central Eólica La Venta, en Oaxaca: Esta Central se ubica en el sitio del mismo nombre, a unos 30 kilómetros al noroeste de la ciudad de Juchitán, Oaxaca. Fue la primera planta eólica integrada a la red en México y en América Latina, con una capacidad instalada actual de 84.650 MW, y consta de 104 aerogeneradores.

b) Central Eólica Guerrero Negro, en Baja California Sur: Esta central se ubica en las afueras de Guerrero Negro, Baja California Sur, dentro de la Zona de Reserva de la Biosfera de El Vizcaíno. Tiene una capacidad instalada de 0.600 MW, y consta de un solo aerogenerador.

2.3 Clasificación de las Centrales Termoeléctricas

Las centrales termoeléctricas usan el calor para producir electricidad. Calientan una sustancia, que puede ser agua o gas, los cuales al calentarse salen a presión y mueven turbinas y estas a su vez hacen girar a un generador eléctrico. Como ya hemos visto, para alimentar una central termoeléctrica se pueden usar muchas fuentes energéticas: carbón, petróleo, gas natural etc.

Tomando en cuenta la energía primaria como punto de partida para transformarla finalmente en energía eléctrica, las podemos clasificar en:

➤ Termoeléctricas:

- De vapor convencional
- Geotérmicas
- De turbina de gas
- Motores de combustión interna (Diesel)
- Dual
- Ciclo combinado

2.3.1 Plantas de vapor convencional

En este tipo de plantas se utiliza la energía calorífica producida al quemar un combustible comercial como petróleo, carbón, etc. Este calor absorbe el agua del generador de vapor, la cual se transforma en vapor, este mismo se envía a la turbina en la cual se transforma en energía térmica y luego en energía mecánica produciendo un movimiento giratorio en la flecha, en la cual está acoplada al rotor del generador, llegando la energía mecánica a éste y

mediante esta energía y un campo magnético transforma finalmente esta energía a electricidad, misma que se lleva a los centros de consumo.

Actualmente en México es la forma más común mediante la cual se genera energía eléctrica. (Aproximadamente 70%)

En la siguiente relación que presentamos en Tabla 2.1 se muestra las centrales termoeléctricas de vapor en operación que hay en México por CFE, así como también las fechas de entrada de operación, su capacidad efectiva en MW y su ubicación; en la Tabla 2.2 mostramos la relación de las mismas pero fuera de operación. Así mismo, en la Tabla 2.3 se muestra, las centrales carboeléctricas.

Tabla 2.1 Centrales termoeléctricas de vapor convencional en operación.

Nombre de la central	Número de unidades	Fecha de entrada en operación	Capacidad efectiva instalada (MW)	Ubicación
Altamira	4	19-May-1976	800	Altamira, Tamaulipas
Benito Juárez (Samalayuca)	2	02-Abr-1985	316	Cd. Juárez, Chihuahua
Carlos Rodríguez Rivero (Guaymas II)	4	06-Dic-1973	484	Guaymas, Sonora
Felipe Carrillo Puerto (Valladolid)	2	05-Abr-1992	75	Valladolid, Yucatán
Francisco Pérez Ríos (Tula)	5	30-Jun-1991	1,606	Tula, Hidalgo
Francisco Villa	5	22-Nov-1964	300	Delicias, Chihuahua
Gral. Manuel Álvarez Moreno (Manzanillo I)	4	01-Sep-82	1,200	Manzanillo, Colima
Guadalupe Victoria (Lerdo)	2	18-Jun-1991	320	Lerdo, Durango
José Aceves Pozos (Mazatlán II)	3	13-Nov-1976	616	Mazatlán, Sinaloa
Juan de Dios Bátiz P.	3	12-Jun-1995	320	Ahome, Sinaloa

(Topolobampo)				
Lerma (Campeche)	4	09-Sep-1976	150	Campeche, Campeche
Manzanillo II	2	24-Jul-1989	700	Manzanillo, Colima
Mérida II	2	13-Dic-1981	168	Mérida, Yucatán
Pdte. Adolfo López Mateos (Tuxpan)	6	30-Jun-1991	2,100	Tuxpan, Veracruz
Pdte. Emilio Portes Gil (Río Bravo)	1	11-Jul-1964	300	Río Bravo, Tamaulipas
Poza Rica	3	04-Feb-1963	117	Tihuatlán, Veracruz
Presidente Juárez (Rosarito)	6	06-Mar-1964	320	Rosarito, Baja California
Puerto Libertad	4	01-Ago-1985	632	Pitiquito, Sonora
Punta Prieta II	3	01-Ago-1979	113	La Paz, Baja California Sur
Salamanca	4	19-Jun-1971	550	Salamanca, Guanajuato
Valle de México	3	01-Abr-1963	450	Acolman, México
Villa de Reyes	2	01-Nov-1986	700	Villa de Reyes, San Luis Potosí

Tabla 2.2 Centrales termoeléctricas de vapor convencional fuera de servicio.

Nombre de la central	Número de unidades	Fecha de entrada en operación	Capacidad efectiva instalada (MW)	Ubicación
Guaymas I	2	10-Ago-1962	0	Guaymas, Sonora
La Laguna	1	01-Dic-1967	0	Gómez Palacio, Durango
Monterrey	6	15-Jul-65	0	San Nicolás de los Garza, N.L.
Nachi-Cocom	2	06-Jun-1962	0	Mérida, Yucatán
San Jerónimo	2	30-Sep-60	0	Monterrey, Nuevo León

Tabla 2.3 Centrales carboeléctricas en operación.

Nombre de la central	Número de unidades	Fecha de entrada en operación	Capacidad efectiva instalada (MW)	Ubicación
Carbón II	4	02-Nov-1993	1,400	Nava, Coahuila
José López Portillo (Río Escondido)	4	21-Sep-82	1,200	Nava, Coahuila

2.3.2 Plantas Geotérmicas

Este tipo de plantas son muy similares a las plantas de vapor con la diferencia que en estas plantas no existe generador de vapor, ya que éste se obtiene del subsuelo, México es rico en este tipo de yacimientos. En la Tabla 2.4 se muestra las centrales geotérmicas de vapor en operación que hay en México por CFE, así como también las fechas de entrada de operación, su capacidad efectiva en MW y su ubicación.

Tabla 2.4 Centrales geotérmicas en operación.

Nombre de la central	Número de unidades	Fecha de entrada en operación	Capacidad efectiva instalada (MW)	Ubicación
Cerro Prieto I	5	12-Oct-1973	105	Mexicali, Baja California
Cerro Prieto II	2	01-Feb-1984	220	Mexicali, Baja California
Cerro Prieto III	2	24-Jul-1985	220	Mexicali, Baja California
Cerro Prieto IV	4	26-Jul-2000	100	Mexicali, Baja California
Humeros	8	30-May-1991	40	Humeros, Puebla
Los Azufres	15	04-Ago-1982	192	Cd. Hidalgo, Michoacán
Tres Vírgenes	2	02-Jul-2001	10	Mulege, Baja California Sur

2.3.3 Plantas de Turbina de Gas

En este tipo de plantas el compresor oprime un gas, generalmente aire, el cual se lleva a la cámara de combustión en donde se quema un combustible, aumentando de esta manera la energía del gas. Llevándose así a la turbina con una alta presión y alta temperatura, en esta la energía de los gases se transforma en mecánica moviéndose a su vez al rotor del generador eléctrico para producir finalmente electricidad.

En México actualmente existen algunas plantas de este tipo, de pequeñas capacidades, generando aproximadamente un 2 % de la energía total.

En la Tabla 2.5 se muestra las centrales termoeléctricas de turbina de gas que hay en México por CFE, así como también las fechas de entrada de operación, su capacidad efectiva en MW y su ubicación; en la Tabla 2.6 mostramos la relación de las mismas pero fuera de operación.

Tabla 2.5 Centrales de turbina de gas en operación.

Nombre de la central	Número de unidades	Fecha de entrada en operación	Capacidad efectiva instalada (MW)	Ubicación
Caborca	2	03-Nov-1970	42	Caborca, Sonora
Cancún	4	01-Ene-1974	102	Cancún, Quintana Roo
Chankanaab	3	01-Mar-1968	53	Cozumel, Quintana Roo
Chávez (TG. Laguna - Chávez)	2	07-Jul-1971	28	Francisco I. Madero, Coahuila
Ciprés	1	12-Dic-1981	27	Ensenada, Baja California
Ciudad Constitución	1	26-Oct-1984	33	Cd. Constitución, Baja California Sur
Ciudad del Carmen	3	28-Jul-1986	47	Ciudad del Carmen, Campeche
Ciudad Obregón	2	01-Jun-1972	28	Cajeme, Sonora
Culiacán	1	01-Ene-1990	30	Culiacán, Sinaloa
El verde	1	01-Feb-1973	0	El salto, Jalisco
Esperanzas	1	16-Nov-1971	12	Múzquiz, Coahuila
Fundidora (TG. Monterrey)	1	05-Abr-1971	12	Monterrey, Nuevo León
Industrial (TG. Juárez)	1	01-Mar-1977	18	Cd. Juárez, Chihuahua
La Laguna (TG. Laguna - Chávez)	4	05-May-1970	56	Gómez Palacio, Durango
La Paz	2	01-Jun-1977	43	La Paz, Baja California Sur
Las cruces	3	01-Ene-1969	0	Acapulco, Guerrero
Leona (TG. Monterrey)	2	01-Mar-1972	24	Monterrey, Nuevo León
Los Cabos	3	30-Nov-1983	85	Los Cabos, Baja California Sur

Mérida II	1	01-Abr-1981	30	Mérida, Yucatán
Mexicali	3	01-Oct-1974	62	Mexicali, Baja California
Monclova	3	01-Dic-1975	48	Monclova, Coahuila
Nachi-Cocom	1	16-Mar-1987	30	Mérida, Yucatán
Nizuc	2	01-Abr-1980	88	Cancún, Quintana Roo
Parque (TG. Juárez)	4	01-Oct-1974	59	Cd. Juárez, Chihuahua
Tecnológico (TG. Monterrey)	1	01-Feb-1974	26	Monterrey, Nuevo León
Tijuana	3	01-Jul-1982	210	Rosarito, Baja California
Universidad (TG. Monterrey)	2	31-Oct-1970	24	Monterrey, Nuevo León
Xul-Ha	2	05-Nov-1980	26	Othón P. Blanco, Quintana Roo
Huinalá	1	02-mar-99	150	Pesquería, Nuevo León
Pdte. Adolfo López M. (Tuxpan)	1	02-ene-04	163	Tuxpan, Veracruz
P. Móvil OT-5000- 1	1	02-oct-84	3	Guerrero Negro, B.C.S
P. Móvil T-14000- 1	1	07-ene-70	13	Santa Rosalía, B.C.S.
P. Móvil T-14000- 2	1	13-feb-72	13	Cabo San Lucas, B.C.S
P. Móvil T-18000- 1	1	01-jul-87	13	Chetumal, Quintana Roo
P. Móvil T-25000- 1	1	01-jun-87	19	Cabo San Lucas, B.C.S.
P. Móvil T-25000- 2	1	28-ene-88	19	Cabo San Lucas, B.C.S

P. Móvil T-25000-3	1	26-Ene-77	20	Gomez Palacio, DGO.
P. Móvil T-25000-4	1	01-Jun-87	17	Ensenada, Baja California

Tabla 2.6 Centrales de turbina de gas fuera de servicio.

Nombre de la central	Número de unidades	Fecha de entrada en operación	Capacidad efectiva instalada (MW)	Ubicación
Chaveña	1	01-Jun-70	0	Cd. Juárez, Chihuahua
Chihuahua	4	01-Abr-1972	0	Chihuahua, Chihuahua
El Verde	1	01-Feb-1973	0	El Salto, Jalisco
Las Cruces	3	01-Ene-1969	0	Acapulco, Guerrero
Nuevo Laredo (Arroyo del Coyote)	2	10-Dic-1980	0	Nuevo Laredo, Tamaulipas

2.3.4 Plantas de Diesel

Este tipo de plantas es simplemente un motogenerador donde el motor puede ser de diesel o gasolina, siendo lógicamente la maquina prima del generador eléctrico.

En México existen muchas plantas de este tipo, especialmente de pequeña potencia, las cuales en muchos casos son plantas de emergencia.

En Tabla 2.7 se muestra las centrales termoeléctricas de diesel que hay en México por CFE, así como también las fechas de entrada de operación, su capacidad efectiva en MW y su ubicación; en la Tabla 2.8 mostramos la relación de las mismas pero fuera de operación.

Tabla 2.7 Centrales de diesel en operación.

Nombre de la central	Número de unidades	Fecha de entrada en operación	Capacidad efectiva instalada (MW)	Ubicación
Baja California Sur I	2	28-Jul-05	79	La Paz, Baja California Sur
Gral. Agustín Olachea A. (Pto. San Carlos)	3	16-Ago-1991	104	Comondú, Baja California Sur
Guerrero Negro II (Vizcaíno)	3	17-Jun-2004	11	Mulegé, Baja California Sur
Hol-Box	8	01-Ene-1985	3	Lázaro Cárdenas, Quintana Roo
Huicot	16	01-Ene-1973	1	Nayarit y Jalisco
Santa Rosalía	11	10-Jun-75	11	Mulegé, Baja California Sur
Yécora	4	03-Jun-1977	2	Yécora, Sonora
Paquete de unidades móviles	22	1901- 1983	3	Diferentes estados de la república

Tabla 2.8 Centrales de diesel fuera de servicio.

Nombre de la central	Número de unidades	Fecha de entrada en operación	Capacidad efectiva instalada (MW)	Ubicación
Esmeralda	5	15-Abr-71	0	Sierra Mojada, Coahuila
Guerrero Negro	4	02-Abr-1982	0	Mulegé, Baja California Sur

2.3.5 Planta Dual

Las centrales termoeléctricas duales o de ciclo combinado trabajan haciendo pasar gas a través de una turbina que hace girar un generador. El gas caliente producto de la combustión de las turbinas pasa a través de una caldera haciendo hervir agua en la misma, produciendo vapor que hace girar una turbina a vapor que está conectada a otro generador. En la Tabla 2.9 se muestra la central termoeléctrica dual que hay en México por CFE.

Tabla 2.9 Central termoeléctrica dual.

Nombre de la central	Número de unidades	Fecha de entrada en operación	Capacidad efectiva instalada (MW)	Ubicación
Pdte. Plutarco Elías Calles (Petacalco)	7	18-Nov-93	2,700	La Unión, Guerrero

2.3.6 Plantas de Ciclo Combinado

Las Termoeléctricas de ciclo combinado más eficientes y más amigables con el ambiente ya que requieren menos combustible para generar una misma cantidad de electricidad. En la tabla 2.10 se muestran las centrales termoeléctricas de ciclo combinado que hay en México por CFE.

Tabla 2.10 Centrales termoeléctricas de ciclo combinado.

Nombre de la central	Número de unidades	Fecha de entrada en operación	Capacidad efectiva instalada (MW)	Ubicación
Chihuahua II (El Encino)	5	09-May-2001	619.40	Chihuahua, Chihuahua
Dos Bocas	6	14-Ago-1974	452	Medellín, Veracruz
El Sauz	7	29-Jul-1981	610	Pedro Escobedo, Querétaro
Felipe Carrillo Puerto (Valladolid)	3	30-Jun-1994	220	Valladolid, Yucatán

Gómez Palacio	3	05-Ene-1976	239.80	Gómez Palacio, Durango
Hermosillo	2	31-Dic-05	227.02	Hermosillo, Sonora
Huinalá	5	10-Jul-1998	377.66	Pesquería, Nuevo León
Huinalá II (Monterrey II)	2	17-Sep-2000	450.20	Pesquería, Nuevo León
Pdte. Emilio Portes Gil (Río Bravo)	3	05-Oct-07	211.12	Río Bravo, Tamaulipas
Presidente Juárez (Rosarito)	4	06-Jul-2001	773	Rosarito, Baja California
Samalayuca II	6	12-May-1998	521.76	Cd. Juárez, Chihuahua
Tula	6	08-May-1981	489	Tula, Hidalgo
Valle de México (incluída en Termoeléctricas)	4	01-Jul-2004	549.30	Acolman, México
San Lorenzo Potencia	3	30-Dic-09	382.12	Cuautlancingo, Puebla

Capítulo 3

El Sistema de Enfriamiento en una Termoeléctrica

En México existen aproximadamente 100 centrales termoeléctricas, de las cuales 88 son convencionales y el resto son de ciclo combinado. Por lo general, las plantas convencionales cuentan con sistemas de enfriamiento de torre húmeda, las cuales desechan una gran cantidad de agua en la atmósfera, aproximadamente un litro por cada megawatt; es decir, evaporan un litro por cada megawatt de electricidad producida. Mientras que en las centrales de ciclo combinado el sistema de enfriamiento de la planta es tipo cerrado, el cuál incluye una torre de enfriamiento húmeda asistida por ventiladores.

3.1 Funcionamiento de una Central Termoeléctrica

El funcionamiento de todas las plantas térmicas, o termoeléctricas, es semejante. El combustible se almacena en parques o depósitos adyacentes, desde donde se suministra a la planta, pasando a la caldera, en la que se provoca la combustión. Esta, se emplea para calentar el agua, que se encuentra en la caldera, y producir el vapor. El vapor a una alta presión, hace girar los álabes de la turbina, cuyo eje del rotor gira solidariamente con el de un generador que produce la energía eléctrica; esta energía se transporta mediante líneas de alta tensión a los centros de consumo. Por su parte, el vapor es enfriado en un condensador y convertido otra vez en agua, que vuelve a los tubos de la caldera, comenzando de nuevo el ciclo.

El agua en circulación que refrigera el condensador expulsa el calor extraído a la atmósfera a través de las torres de refrigeración, grandes estructuras que identifican estas plantas; parte del calor extraído pasa a un río próximo, lago o al mar. Las torres de refrigeración son enormes cilindros contraídos a media altura (hiperboloides), que emiten constantemente, vapor de agua (que se forma durante el ciclo) no contaminante, a la atmósfera. Para minimizar los efectos contaminantes de la combustión sobre el entorno, la planta dispone de una chimenea de gran

altura (llegan a los 300 m) y de unos precipitadores que retienen las cenizas y otros volátiles de la combustión. Las cenizas se recuperan para su aprovechamiento en procesos de metalurgia y en el campo de la construcción, donde se mezclan con el cemento. En la Figura 3.1 se ilustra un esquema típico de funcionamiento una central termoeléctrica clásica.

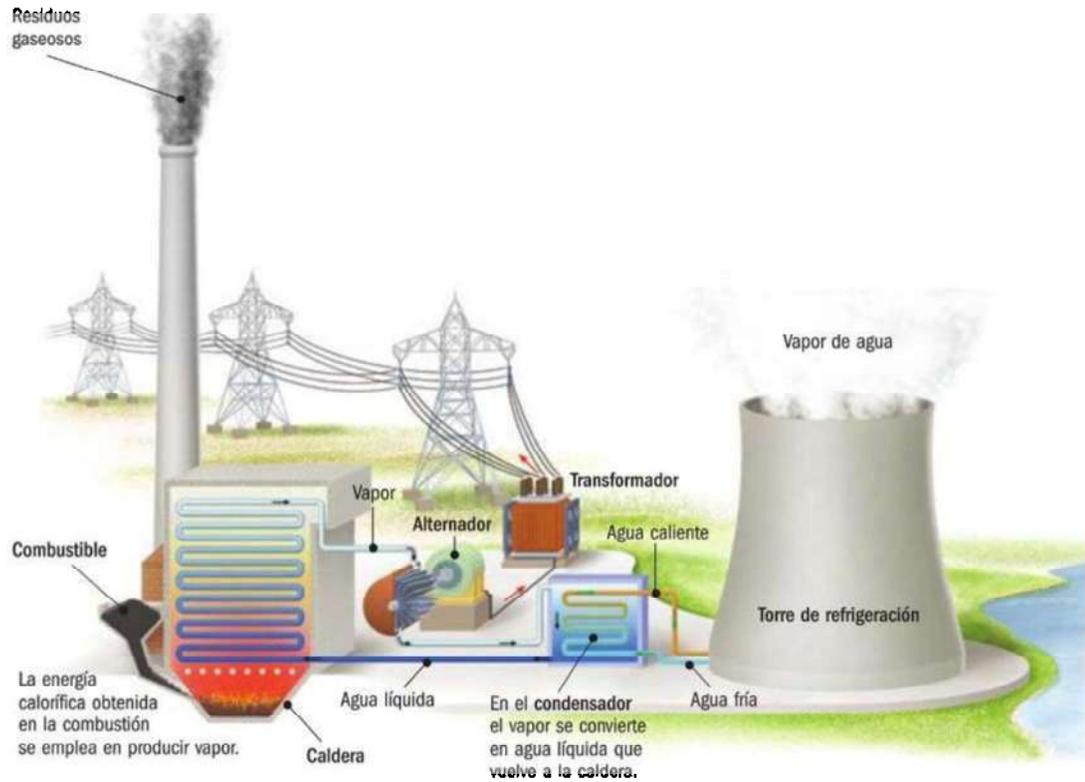


Figura 3.1 Esquema de funcionamiento de una planta Termoeléctrica clásica.

3.1.1 Ciclo Termodinámico Rankine

En el ciclo de las turbinas de vapor corresponde al ciclo Rankine y es la aplicación tecnológica del ciclo de Carnot para el caso de que el fluido motor sea un fluido condensable y durante su evolución se produzcan cambios de fase. En la Figura 3.2 se muestra los elementos de una central termoeléctrica.

De forma simplificada, y para el ciclo básico, la evolución de los fluidos sigue los siguientes pasos:

- 1-2 compresión isoentrópica en una bomba.
- 2-3 adición de calor a presión constante en una caldera.

- 3-4 expansión isoentrópica en una turbina.
- 4-1 rechazo de calor a presión constante en el condensador.

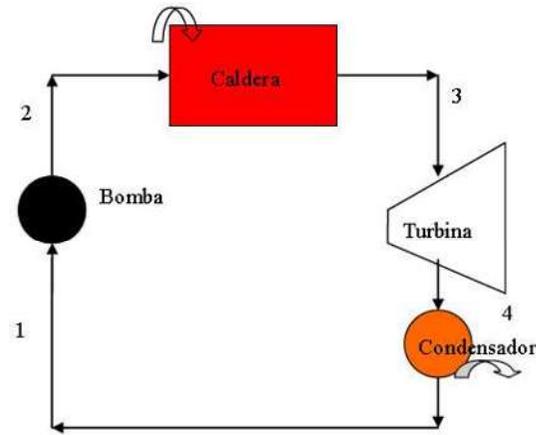


Figura 3.2 Elementos de una central termoeléctrica.

Los componentes asociados con el ciclo Rankine (bomba, caldera, turbina y condensador) son dispositivos de flujo permanente; por ello es posible analizar los cuatro procesos que conforman el ciclo Rankine como procesos de flujo permanente, los cambios en la energía cinética y potencial del vapor suelen ser pequeños respecto de los términos de trabajo y de transferencia de calor y por consiguiente, casi se ignora.

En base a lo anterior podemos decir que la eficiencia del ciclo Rankine ideal, puede obtenerse de la definición original de eficiencia.

$$e = \frac{\text{Trabajo neto o útil}}{\text{Trabajo o energía entregada al sistema}}$$

3.2 El sistema de Enfriamiento

La refrigeración mecánica es el proceso mediante el cual se reduce la temperatura de una sustancia por debajo de la que prevalece en su ambiente. La industria de procesos químicos es uno de los usuarios más importantes de las instalaciones de refrigeración. Los grandes usuarios típicos de la refrigeración en este campo realizan procesos como la elaboración de hule sintético y textiles, refrigerantes, cloro, plásticos, fluoruro de hidrogeno, intermedios de nafteno, tinturas, tereftalato de dimetilo, acrilonitrilo y caprolactama.

La refrigeración se emplea para suprimir calor de reacciones química, licuar gases de proceso, separar gases por destilación y condensación y purificar productos mediante la

congelación de separación selectiva de un componente de una mezcla. La refrigeración se usa en forma amplia en el acondicionamiento de aire de zonas de plantas industriales, con fines de confort y en aplicaciones asociadas a procesos y al aprovechamiento térmico ambiental.

El acondicionamiento de aire es el proceso que consiste en tratar el aire de tal modo que se controlen simultáneamente su temperatura, su humedad, limpieza y distribución para satisfacer los requisitos del espacio acondicionado.

El desarrollo y la aplicación de procesos a bajas temperaturas se ha ampliado de una manera impresionante en la última década. La utilización del oxígeno y el nitrógeno líquido en el desarrollo de cohetes y naves espaciales ha generado un aumento increíble en la capacidad de licuefacción y separación del aire.

Se llama sistema de flujo o simplemente "sistema" a un conjunto formado por equipo y tuberías que manejan un fluido determinado, pudiendo ser, agua destilada, agua de mar, de enfriamiento, vapor, gases, combustible o cualquier otro requerido en la central.

En las centrales termoeléctricas aparte de producir energía eléctrica mediante el vapor, se necesita un sistema de enfriamiento donde el vapor que sale por el escape de una turbina, dependiendo del diseño de esta última, puede seguir dos caminos diferentes:

- Usarse para otros procesos (Turbina sin Condensación).

Se da este caso cuando la turbina descarga el vapor con una entalpía considerable, puede canalizarse hacia una turbina de baja presión o bien para un proceso industrial este último se da en las centrales termoeléctricas que se tienen en empresas como Pemex, Fertimex, etc. y algunas de la iniciativa privada especialmente en la industria química o petroquímica.

- Condensarse (Turbina con Condensación).

Este es el caso de las centrales termoeléctricas de la Comisión Federal de Electricidad el vapor se condensa, lo que permite aprovechar más energía y recuperar el agua para alimentarse de nuevo al generador de vapor.

3.3 El Condensador

Los condensadores de vapor son aparatos en los cuales se condensa el vapor de escape procedente de máquinas y turbinas, y de donde el aire y otros gases no condensables son

evacuados en forma continua. La condensación del vapor de escape se efectúa en el condensador lo cuál se muestra en la Figura 3.3.

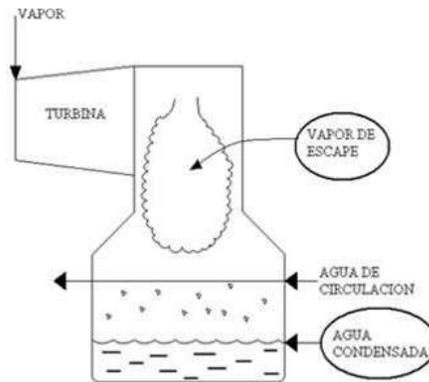


Figura 3.3 El condensador.

El condensador es una gran cámara que se encuentra en la parte inferior del escape de la turbina. La cámara está atravesada por miles de tubos y por el interior de los tubos circula el agua necesaria para el enfriamiento del vapor. El vapor hace contacto con los tubos fríos y se condensa, formando gotas que se precipitan en la parte inferior del condensador. El agua de enfriamiento se conoce como "Agua de Circulación" y la proporcionan las bombas de circulación, pudiendo ser aguas tratadas, agua de una laguna o de mar. Se requieren grandes cantidades de agua de circulación. En la Figura 3.4 que se muestra a continuación, el agua de circulación sale con mayor temperatura y se envía a unas torres de enfriamiento o se desecha nuevamente a la laguna, o mar, según corresponda.

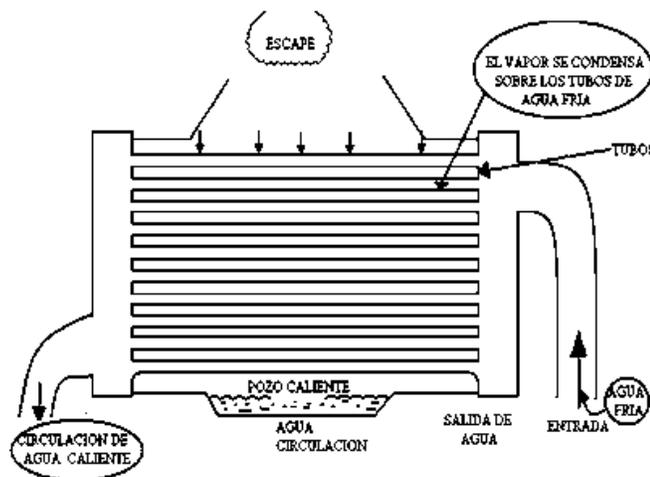


Figura 3.4 Proceso de circulación del agua.

La condensación del vapor produce una presión de vacío dentro del condensador (presión inferior a la atmosférica). En la Figura 3.5 se muestra el vacío en el condensador.

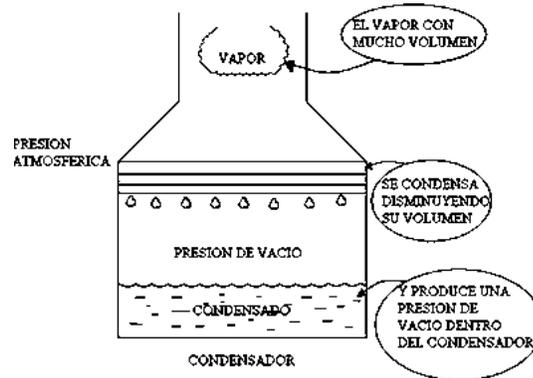


Figura 3.5 Vacío en el condensador.

El agua resultante en el condensador, producto de la condensación del vapor de escape, se envía nuevamente al generador de vapor a través de dos sistemas, el primero de los cuales es el sistema de condensado. La función del sistema de condensado es extraer el agua del condensador y hacerla pasar por una serie de equipos que le aumentan gradualmente su temperatura hasta llegar al deareador, donde éste, es un calentador de agua que elimina los gases disueltos en el agua. El aumento de temperatura del agua hace que ésta llegue menos fría al generador de vapor, además de que aumente la eficiencia del ciclo.

Las principales ventajas del uso de condensadores en las centrales termoeléctricas son:

- Disminución de la presión de escape con el consiguiente aumento de energía aprovechable.
- Recuperación del condensado para utilizarlo como agua de alimentación para las calderas.

Otra ventaja que sí tiene en algunos condensadores, es la eliminación de gases no condensables, como el aire en las centrales convencionales, el cuál al no condensarse es arrastrado por el condensado y genera problemas de corrosión fundamentalmente en el generador de vapor. Estos gases se eliminan mediante un sistema de eyectores o bombas de vacío que mantienen la baja presión deseada en el condensador.

En la mayoría de las centrales termoeléctricas productoras de vapor la recuperación del condensado es muy importante, constituyendo una necesidad en la mayoría de las aplicaciones marítimas. El agua de alimentación de las calderas tomadas de lagos, ríos o mares, debe vaporizarse o tratarse apropiadamente antes de introducirla en los generadores de vapor. Con la tendencia a hacer trabajar las calderas a presiones y temperaturas cada vez más elevadas, ha aumentado la necesidad de trabajar con aguas de alimentación puras, dando como resultado que la mayoría de los condensadores instalados sean del tipo de superficie, los cuales permiten recuperar el condensado.

3.3.1 Tipos de Condensadores

En las centrales térmicas se utilizan dos tipos de condensadores:

- De superficie
- De chorro

Los condensadores de superficie proporcionan una baja presión de escape y al mismo tiempo permiten recuperar el condensado como se muestra en la Figura 3.6

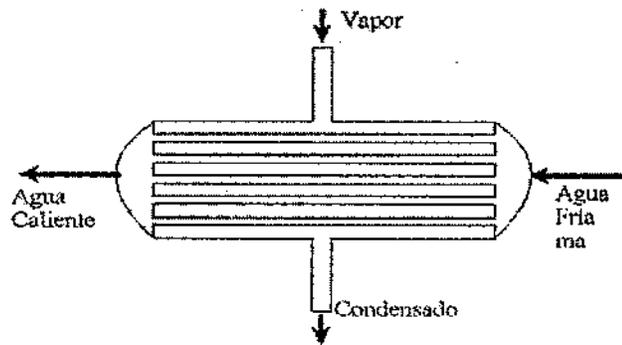


Figura 3.6 Condensador de superficie.

Los condensadores de chorro solamente proporcionan una baja presión de escape, ya que el condensado se mezcla con el agua de refrigeración como se muestra en la Figura 3.7

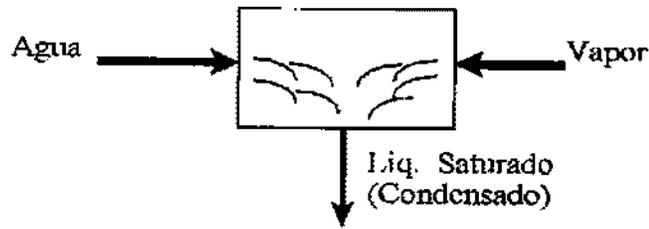


Figura 3.7 Condensador de chorro.

En las centrales equipadas con grandes turbinas de vapor no pueden emplearse condensadores de chorro, porque aún prescindiendo de la pérdida del condensado, el consumo de energía de las bombas de estos condensadores y el costo inicial de las necesarias para evacuar el aire neutralizan los beneficios conseguidos con el elevado vacío obtenido con este tipo de condensadores. Sin embargo, tratándose de turbinas de tamaño moderado, así como de máquinas de vapor de émbolo, los condensadores de chorro tienen bastante aplicación, especialmente en el caso que abunde el agua de alimentación de buena calidad. Un condensador de superficie consiste generalmente en un cilindro de hierro colado, o de chapa de hierro con una tapa porta-tubos en cada extremo, las cuales unen entre sí una multitud de tubos que forman la superficie de enfriamiento. El vapor de escape entra al condensador por un orificio situado en la parte superior de la envolvente y el agua de refrigeración pasa por el interior de los tubos. Cuando el condensador se emplea con una máquina de émbolo, se adopta corrientemente la disposición inversa, es decir, el agua pasa por fuera de los tubos y el vapor por el interior de los mismos. Otra forma de condensación de superficie conocida por condensador evaporativo, es aquella en que el cilindro-envolvente se ha suprimido. El vapor pasa por el interior de los tubos del condensador sobre los cuales se lanza agua pulverizada. El enfriamiento se produce principalmente por la evaporación del agua en la atmósfera. Los condensadores de chorro pueden ser de nivel bajo y barométrico. Los dos tipos son similares por lo que se refiere a la forma en la cual el vapor de escape y el agua de refrigeración se ponen en contacto; la diferencia estriba en el método de evacuar el agua y el condensado. Los condensadores de chorro en los cuales el agua de refrigeración, el condensado y los gases no condensables son evacuados por medio de una de una sola bomba, se denominan condensadores de chorro, de vacío reducido y de nivel bajo, debido a la limitada capacidad de aire de la bomba. En el condensador representado en la Figura 3.8 los gases no condensables son evacuados por medio de una

bomba o eyector independiente, consiguiéndose un vacío más elevado. Este tipo de condensador se denomina de chorro, de vacío elevado y de nivel bajo. En determinadas condiciones el aire y el agua pueden ser evacuados por la acción cinética de la vena de fluido, en cuyo caso el condensador de chorro se denomina condensador eyector o sifón.

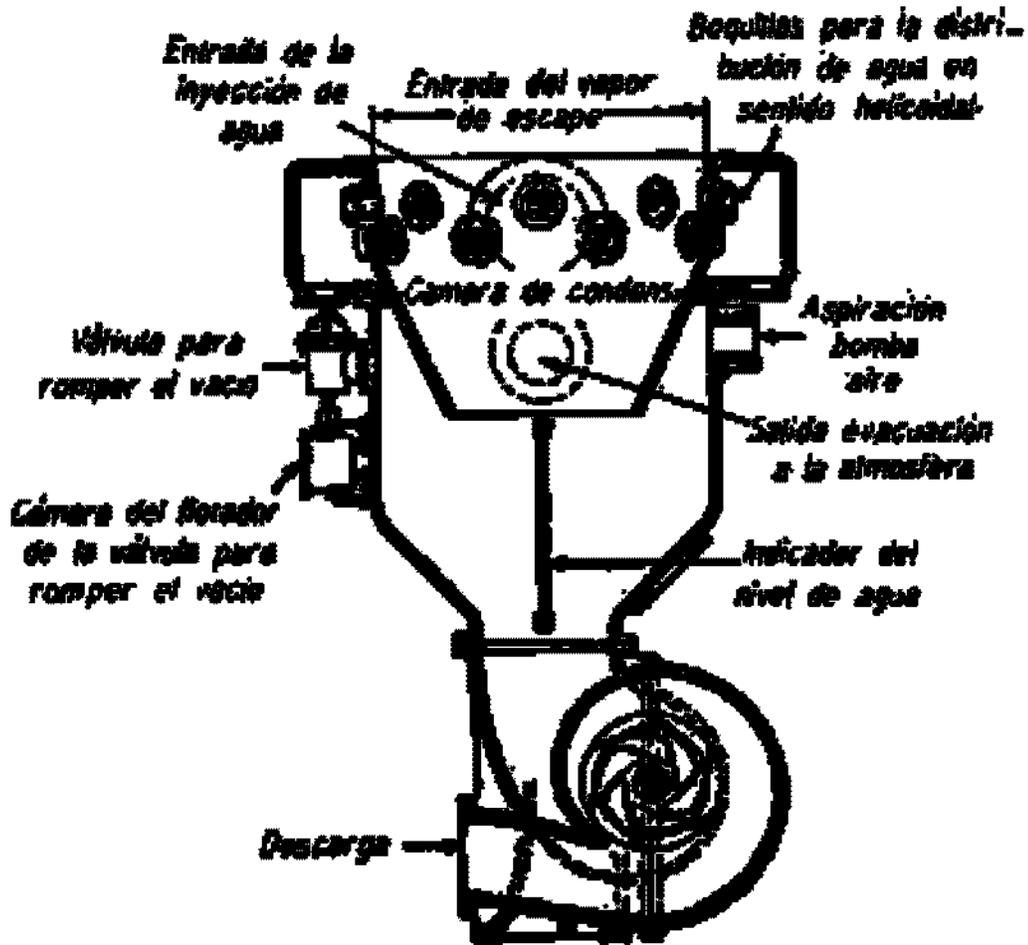


Figura 3.8 Condensador de chorro de nivel bajo (de contacto directo).

3.3.2 Condensadores de Superficie

En los condensadores de superficie se puede recuperar el condensado por que no se mezcla con el agua de refrigeración. El vapor que hay que condensar normalmente circula por fuera de los tubos como se ilustra en la Figura 3.9, mientras que el agua de enfriamiento o circulante pasa por el interior de los mismos. Esto se hace porque el vapor limpio no ensucia la superficie externa de los tubos, la cual es difícil de limpiar. El agua de

refrigeración, frecuentemente está sucia y deja sedimento en el interior de los tubos. El método usual de limpiarlos consiste en desmontar las tapas del condensador y hacer pasar por dentro de los tubos cepillos de alambre movidos por un motor eléctrico. El realizar esta labor no es fácil ya que un condensador puede tener de mil a once mil tubos.

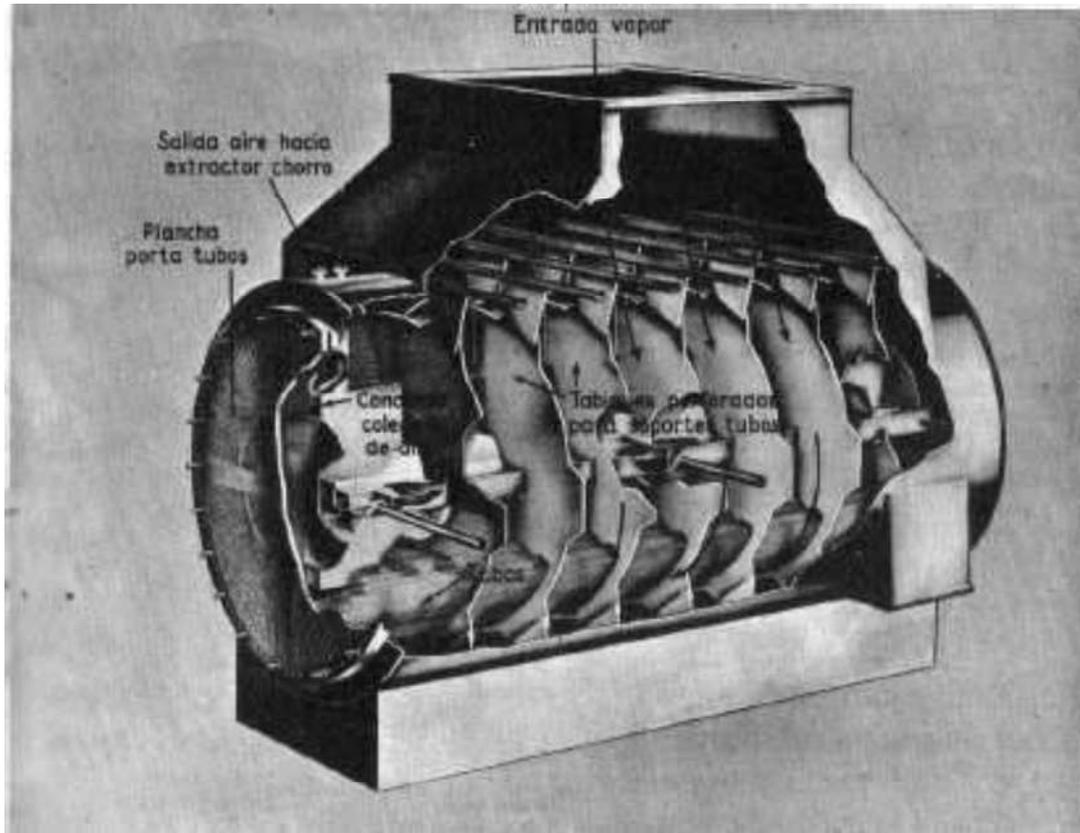


Figura 3.9 Condensador de superficie Westinghouse, de un paso.

Los condensadores de superficie pueden ser de paso único, en los cuales el agua circula en un sólo sentido a través de todos los tubos, o de dos pasos, en los cuales el agua circula en un sentido en la mitad de los tubos y regresa a través de los restantes. La mayoría de los grandes condensadores están equipados con una bomba centrífuga para evacuar el condensado líquido, y un eyector de aire de tipo chorro para evacuar el aire y los gases. La Figura 3.10 representa una instalación moderna típica de turbina con su condensador. El condensador de dos pasos se halla suspendido directamente del fondo de la turbina, no necesitándose ninguna junta de dilatación. Los soportes de muelle ayudan a sostener el peso del condensador, y al mismo tiempo, permiten cierto movimiento para compensar las dilataciones y contracciones. Las tuberías de agua del condensador generalmente van

provistas de juntas de dilatación de caucho, debido a que solamente han de soportar la baja presión del agua de refrigeración. La bomba del condensador evacúa el agua tan pronto como ésta va cayendo en el pozo caliente. El condensado actúa de refrigerante en los condensadores intermedio y posterior al ser bombeado al depósito de almacenamiento o al calentador de baja presión.

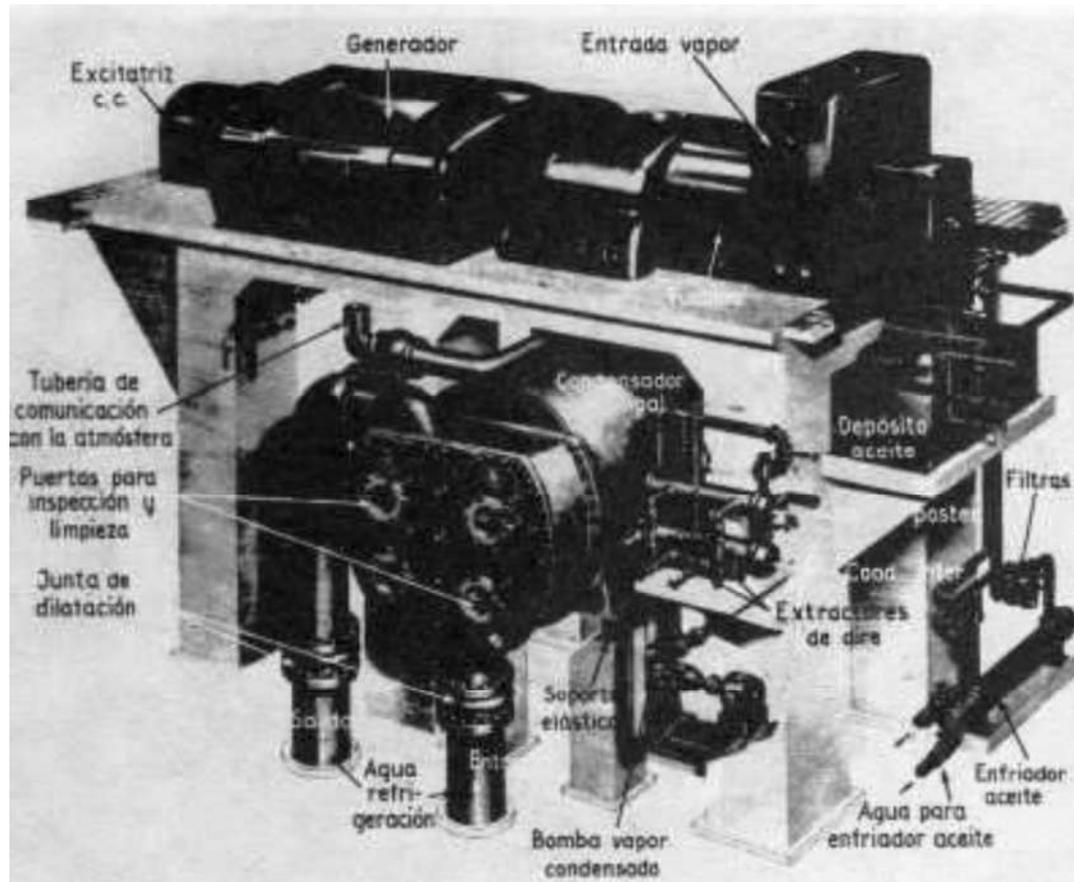


Figura 3.10 Instalación de una turbina y condensador Elliot.

El aire y gases no condensables son evacuados del condensador principal por medio de eyectores de vapor. Tal como representa la Figura 3.10, dos eyectores trabajan en paralelo entre el condensador principal y el condensador intermedio. Estos eyectores hacen pasar el aire del condensador principal al intermedio, en donde la presión absoluta vale aproximadamente 0.5 kg/cm^2 . Otros dos condensadores trabajan en paralelo para hacer pasar el aire del condensador intermedio al condensador posterior, el cual se haya a la presión atmosférica. Por tanto, el aire y los gases no condensables son comprimidos en dos etapas, con una elevación de presión de casi 0.5 kg/cm^2 en cada una, para poderlos

descargar a la atmósfera. El vapor de alta presión utilizado en los eyectores se condensa en los condensadores intermedio y posterior y, por lo general, se evacua por medio de purgadores para ser enviado a la instalación del agua de alimentación. Un condensador de superficie y su equipo auxiliar debe cumplir con los requisitos siguientes:

1. El vapor debe entrar en el condensador con la menor resistencia posible y la caída de presión a través del mismo deberá ser reducido al mínimo.
2. El aire (el cual es un mal conductor de calor) deberá evacuarse rápidamente de las superficies transmisoras de calor.
3. El aire debe recogerse en puntos apropiados, prácticamente libre de vapor de agua y enfriado a temperatura más baja.
4. La evacuación del aire debe realizarse con un gasto mínimo de energía.
5. Asimismo debe rápidamente evacuarse el condensado de las superficies transmisoras del calor y devolverse libre de aire a la caldera a la máxima temperatura posible.
6. El agua de refrigeración debe atravesar el condensador con un rozamiento reducido, dejando un mínimo de sedimentos, con una absorción de calor máxima.

La Figura 3.11 representa una vista de un condensador moderno de doble circulación construido para requerir una altura de local mínima. De esta forma, las fundaciones de la turbina pueden ser bajas o más económicas.

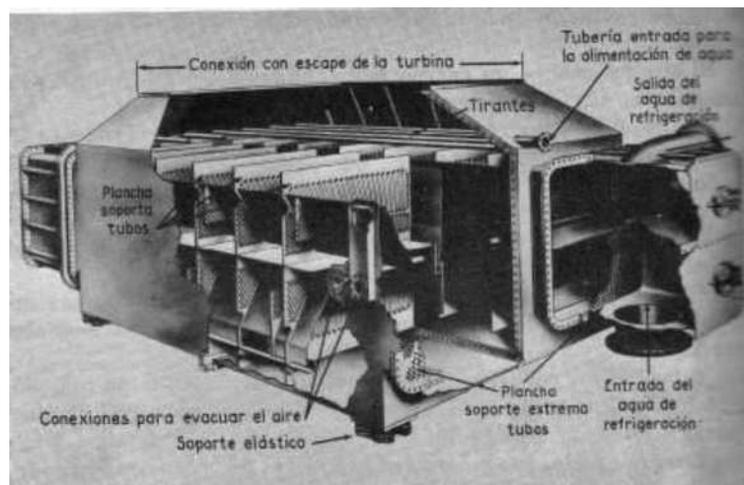


Figura 3.11 Corte ideal de un condensador Foster Wheeler, de doble circulación.

La Figura 3.12 es una vista en corte de este aparato, el cual tiene $6\,510\text{ m}^2$ de superficie de tubo y puede servir a una turbina de $1\,000\,000\text{ kW}$. Las flechas indican que el vapor fluye hacia abajo a través de la primera batería de tubos y, al mismo tiempo, pasa por el paso central, siguiendo a continuación una trayectoria ascendente a través de la segunda batería de tubos. Esta disposición da lugar a la denominación “doble circulación”, y a una acción desgasificante y de recalentamiento. Todo el vapor que se condensa sobre los tubos de la batería inferior gotea a contracorriente con respecto al vapor entrante. El vapor que se condensa sobre los tubos de la batería superior, pasa por entre los tubos de ésta, se recoge en una bandeja inclinada que separa los tubos de las baterías superior e inferior. Este condensado atraviesa, a continuación, un cierre hidráulico y sigue hacia abajo pasando por encima del borde de un tabique vertical sobre el cual forma una película delgada. Cuando esta película de agua abandona el borde inferior del tabique, cae a través del vapor vivo, originando la desgasificación y evitando, al mismo tiempo, el sobre enfriamiento. La gran superficie de entrada y la trayectoria relativamente corta seguida por el vapor contribuyen a que los rozamientos y la caída de presión sean pequeños. La sección triangular del enfriador de aire que aparece en el centro de la Figura 3.12 se emplea para reducir el volumen de aire y gases no condensables antes de evacuarlos mediante la bomba de aire.

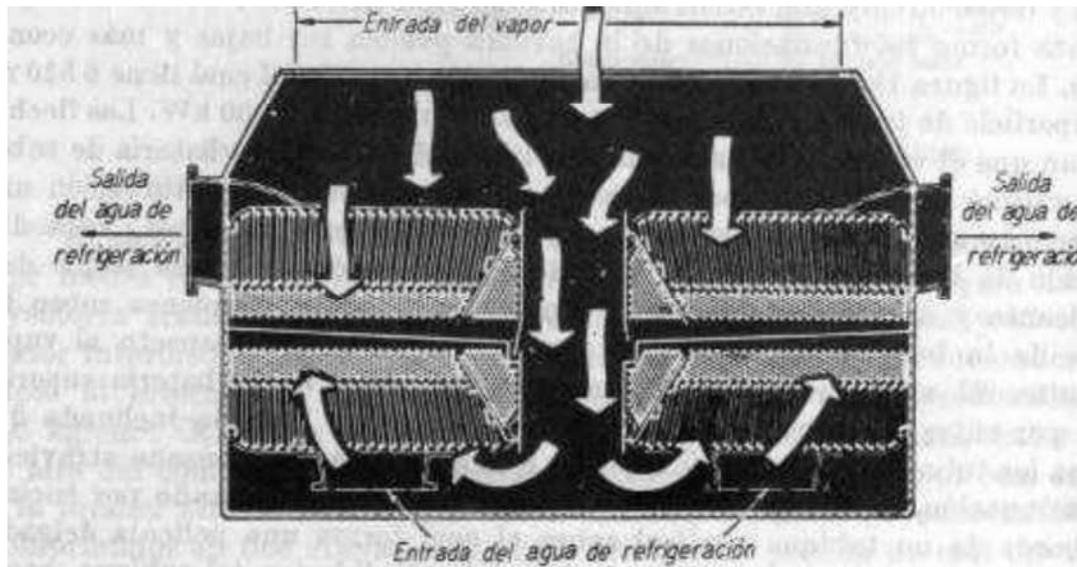


Figura 3.12 Corte transversal en alzado del condensador de doble circulación.

3.3.3 Condensares de Chorro de Nivel Bajo

Este condensador consiste en una cámara cilíndrica cerrada, en cuya parte superior hay una caja de boquillas de agua, la cual va acoplada a un tubo en forma de Venturi, cuyo extremo inferior se halla sumergido en el agua. El agua inyectada pasa por las boquillas por la presión de la bomba y por el vacío existente. Los chorros están dirigidos a la garganta del tubo en donde se reúnen para formar un sólo chorro. El vapor de escape en el condensador por la parte superior se pone en contacto directo con los chorros de agua convergentes, y se condensa. Por el efecto combinado de la presión de agua externa, el vacío existente dentro del condensador, y la acción de la gravedad, los chorros de agua alcanzan una velocidad suficiente para arrastrar el vapor condensado, el aire y los gases no condensables, y para descargarlos en el pozo caliente venciendo la presión atmosférica. Los chorros de agua crean el vacío al condensar el vapor, y lo mantienen al arrastrar y evacuar el aire y los gases no condensables. De esta forma no se requiere bomba alguna para evacuar el aire y el agua. La unión que aparece en la Figura 3.13 entre la turbina y el condensador consiste en un tubo de cobre ondulado con bridas de hierro colado. Esta unión permite las dilataciones y contracciones producidas por las variaciones de temperatura.

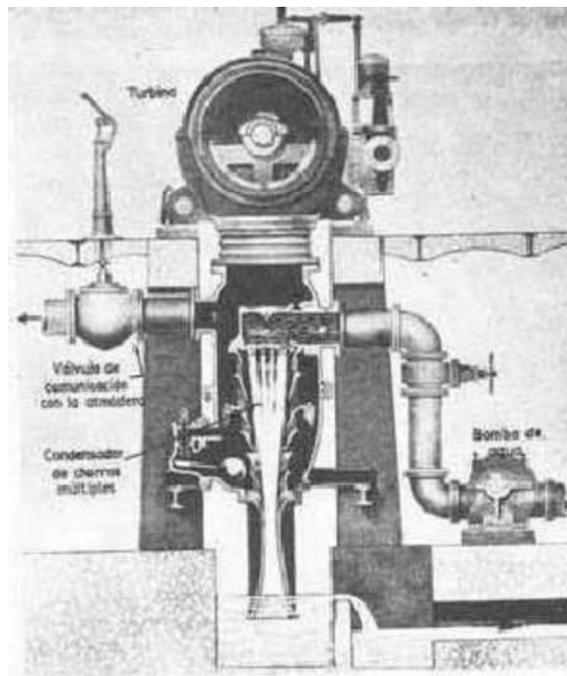


Figura 3.13 Instalación de un condensador-eyector Schutte y Koerting.

El condensador eyector requiere más agua que cualquier otro tipo de condensador de chorro, pero la ausencia de bombas de vacío compensa esta desventaja. Los condensadores de chorros múltiples pueden mantener un vacío del orden de 737mm con respecto a una presión barométrica de 762 mm, con agua de refrigeración a 15.6°C; este tipo de condensador es apropiado para turbinas de una potencia hasta 10 000 KW. En los condensadores de chorro, de nivel bajo, la cámara de condensación se halla a poca altura, el agua se saca mediante una bomba, y su altura total es lo suficientemente baja para poderlos instalar debajo de la turbina o máquina de vapor. Los condensadores de tipo barométrico se colocan a un nivel suficientemente elevado (del orden de 12 m), sobre el punto por donde se descarga el agua, para que ésta pueda salir por sí sola por la acción de la gravedad a través de un tubo con cierre hidráulico o columna barométrica.

La Figura 3.14 representa una vista y una sección de un condensador de chorro, de nivel bajo. La bomba del vacío-húmedo evacua el condensado, el aire arrastrado y los otros gases no condensables. El condensado líquido ayuda a hacer la junta de los anillos del émbolo y disminuye las fugas, no necesitándose ningún eyector de aire independiente. Estos condensadores se fabrican de hierro colado y de bronce; estos últimos se emplean cuando el agua es salada. Los condensadores de este tipo se construyen en tamaños capaces de condensar de 5153 a 11350 Kg de vapor por hora cuando trabajan con agua a 21°C y contra una presión absoluta de escape de 101.6mm de mercurio.

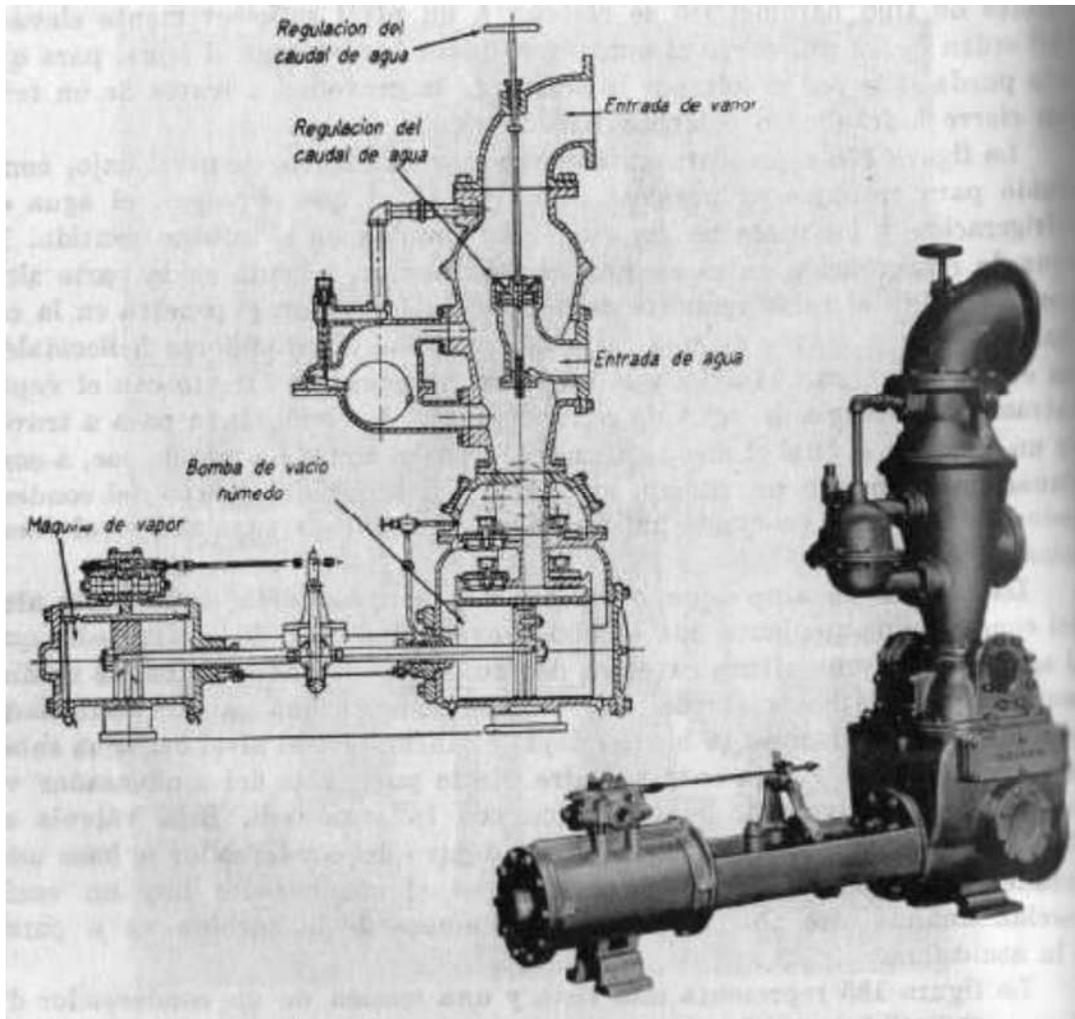


Figura 3.14 Condensador de chorro Worthington, con bomba de vacío húmedo.

El cono regulable admite el agua en láminas delgadas cónicas en el extremo del codo de inyección. El caudal de agua puede regularse en consonancia con las variaciones de la carga de vapor y de la temperatura del agua de refrigeración. Para evitar que el agua alcance un nivel impropio en el interior del condensador en el caso de que la bomba deje de funcionar, se dispone un flotador de bola, de cobre, el cual rompe el vacío cuando se presentan tales casos. La bomba de vacío-húmedo es accionada por una máquina de vapor simplex.

3.4 El sistema de Condensado

El sistema de condensado cuenta con el siguiente equipo:

- **Condensador:** como se mencionó anteriormente son aparatos en los cuales se condensa el vapor de escape procedente de maquinas y turbinas, y de donde el aire y otros gases no condensables son evacuados en forma continua.
- **Pozo caliente:** se determina así a la parte inferior del condensador en donde se colecta el condensado.
- **Bombas de condensado:** Extraen el agua del pozo caliente y proporcionan la presión necesaria para que el agua pase por los calentadores y llegue al Deareador. Estas son bombas de presión baja comparadas con las bombas de agua de alimentación.
- **Otros calentadores:** El sistema incluye a dos equipos que también son calentadores y aumentan la temperatura del agua de condensado. Se llaman Condensador de Vapor de Sellos y Banco de Eyectores y reciben vapor de otros puntos de ciclo que no analizamos.

Calientan el agua en forma similar a los calentadores del punto siguiente.

- **Calentadores de baja presión:** Son equipos que aumentan la temperatura del agua del sistema de condensado.

En la Figura 3.15 se muestra un dibujo esquemático del calentador de contacto.

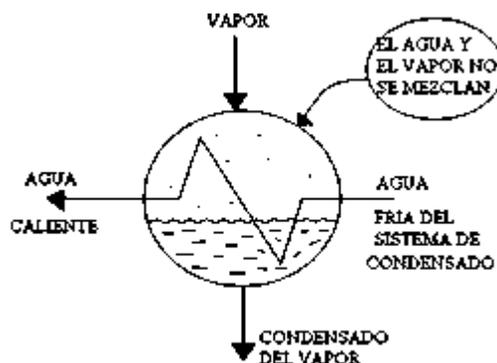


Figura 3.15 Calentador de contacto.

El agua por calentarse circula por el interior de unos tubos, mientras que por el exterior circula vapor, el agua se calienta y el vapor se enfría en los calentadores de contacto. El

agua pertenece al sistema de condensado y el vapor se toma de las extracciones de la turbina. El agua de condensado y el vapor de extracción no se mezclan. El número de calentadores es variable en cada central, las unidades más grandes cuentan con 4 calentadores de baja presión. A cada calentador se le asignan un número progresivo.

Es usual encontrar a los calentadores 1 y 2 instalados físicamente en el cuello del condensador. En este último caso el camino seguido por el sistema de condensado y por el sistema de las extracciones no se altera. En la Figura 3.16 se muestra un dibujo esquemático del calentador de agua por baja presión.

- **El Deareador:** Es un equipo que cumple simultáneamente con dos funciones:

Es un calentador de agua y elimina los gases disueltos en el agua (Deaeración).

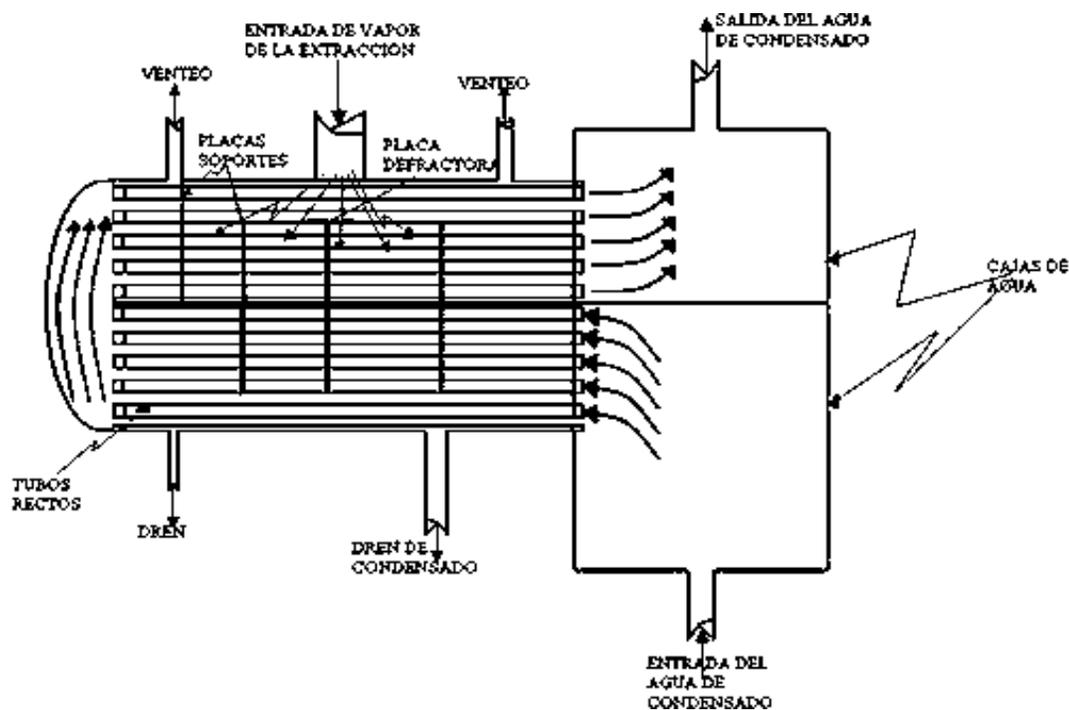


Figura 3.16 Calentador de agua por baja presión.

Para lograrlo, está diseñado de tal manera que el agua del sistema del agua de condensado llega al deareador y se fracciona en pequeñas gotas mediante charolas y otros dispositivos como se ilustra en la Figura 3.17. Se alimenta vapor de tal forma que se arrastra a los gases disueltos en el agua y estos salen por un venteo en la parte superior del deareador. Si el agua no se dearea, los gases disueltos producen corrosión en el generador

de vapor. La mezcla de vapor con el agua también produce un calentamiento y por lo tanto el deareador es un calentador. Como el calentamiento se produce por mezcla, a diferencia de lo descrito en el punto anterior, que son de contacto.

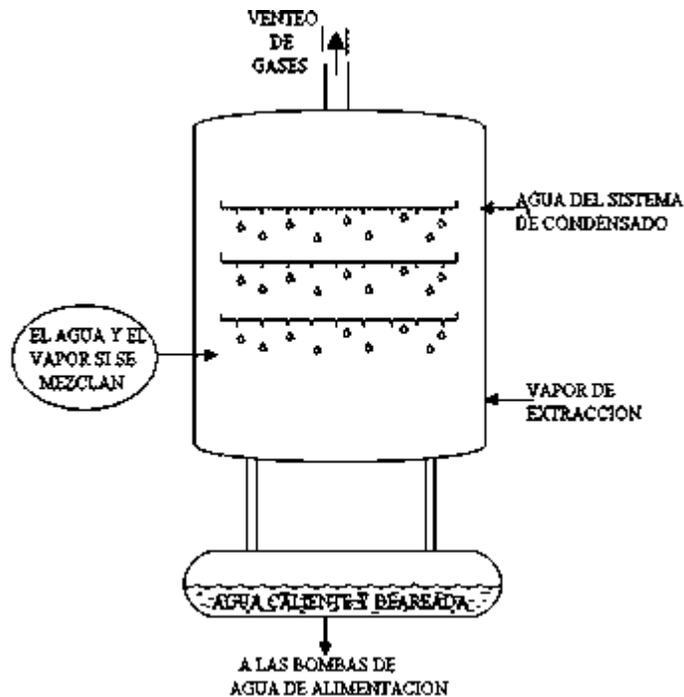


Figura 3.17 Deareador (calentador de mezcla).

El agua deareada y caliente se almacena en un depósito inferior llamado tanque de oscilación, de donde es succionada por las bombas de agua de alimentación las cuales la envían al generador de vapor. Al deareador se le asigna un número progresivo dentro de los calentadores. En la Figura 3.18 se muestra un dibujo esquemático, se representa como se lleva a cabo la circulación del agua condensada por medio de las bombas de condensado hasta llegar al deareador.

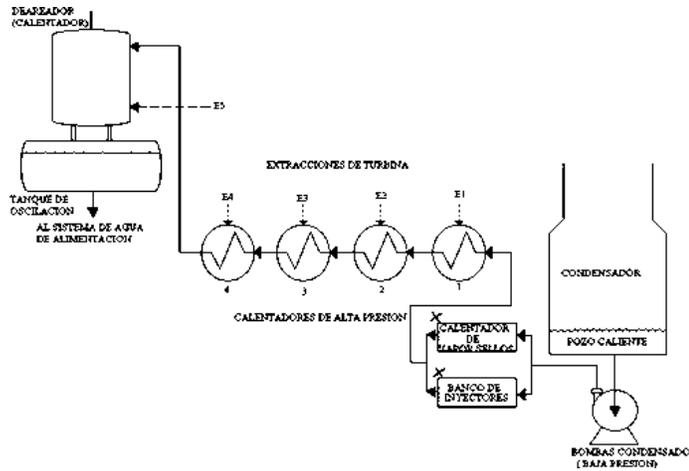


Figura 3.18 Circulación del agua condensada.

3.5 Formas de Enfriamiento

En las centrales termoeléctricas aparte de producir energía eléctrica mediante el vapor, se necesita un sistema de enfriamiento que está directamente en los intercambiadores, en este caso vamos a verificar sistema de enfriamiento directo e indirecto.

3.5.1 Enfriamiento Directo

En el cual el fluido de enfriamiento, en este caso el agua fría, va directamente al proceso y regresa como agua caliente y a la parte superior (charolas), de la torre de enfriamiento.

El agua que ingresa es entre un rango de temperatura de 40-60 grados centígrados y es enfriada a razón de 10 a 20 grados centígrados. En la Figura 3.19 se muestra un esquema del sistema de enfriamiento directo.

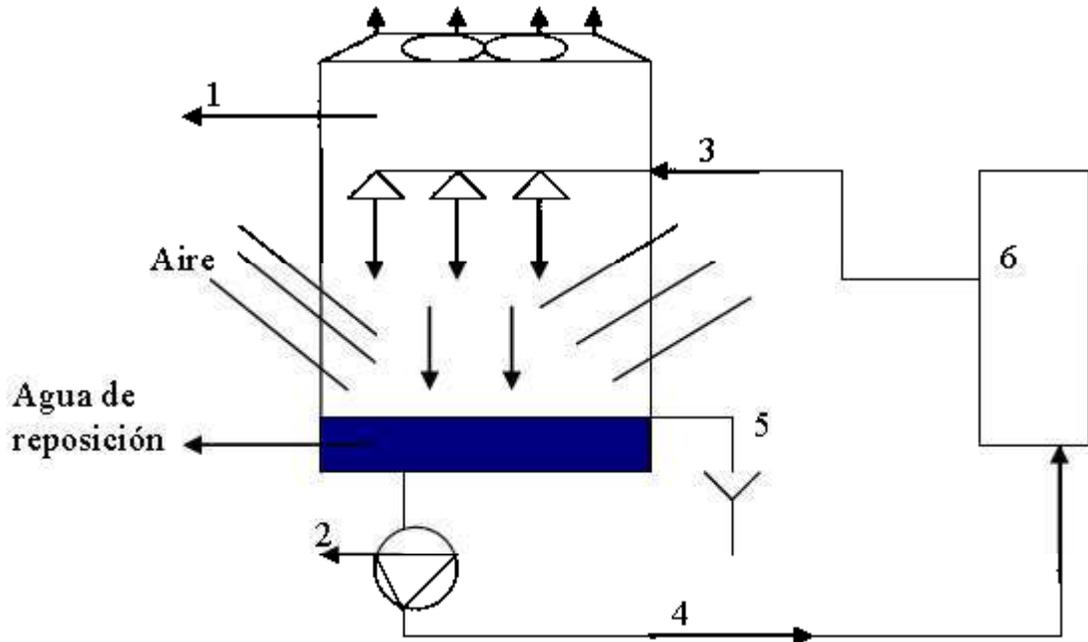


Figura 3.19 Esquema del sistema de enfriamiento directo.

En donde:

1. Torre de enfriamiento
2. Bomba de agua fría
3. Entrada de agua caliente
4. Salida de agua fría
5. Purga
6. Proceso industrial

En este tipo de sistema el agua enfriada es bombeada directamente al proceso. En dicho proceso se lleva a cabo el intercambio de calor y el agua caliente es retornada a las torres de enfriamiento.

3.5.2 Enfriamiento Indirecto

En este caso el agua fría intercambia calor con un equipo intercambiador de calor y regresa como agua caliente a la parte superior de la torre, en el intercambiador de calor en flujo frío

pasa por el proceso intercambia calor y regresa al intercambiador como fluido caliente. En la Figura 3.20 se muestra un esquema del sistema de enfriamiento indirecto.

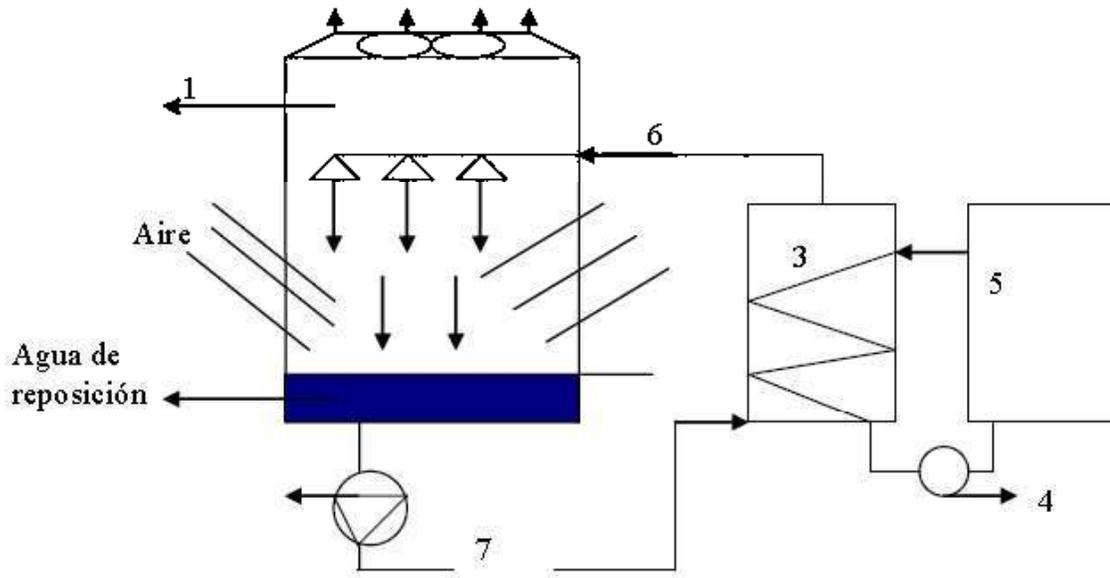


Figura 3.20 Esquema del sistema de enfriamiento indirecto.

En donde:

1. Torre de enfriamiento
2. Bomba de agua fría
3. Intercambiador de calor
4. Bomba de líquido de enfriamiento
5. Proceso industrial
6. Entrada de agua caliente
7. Salida de agua fría

En este tipo de sistema el agua enfriada se bombea a un intercambiador de calor y este se retorna nuevamente a la torre de enfriamiento. En el intercambiador de calor se lleva a cabo la transferencia de calor entre el agua enfriada y un líquido que podría ser un aceite o alguna salmuera, este líquido es bombeado al proceso y retornando al intercambiador de calor.

3.6 Torres de Enfriamiento

Las torres de enfriamiento son equipos que se usan para enfriar agua en grandes volúmenes, porque son el medio más económico para hacerlo, si se compara con otros equipos de enfriamiento como los cambiadores de calor donde el enfriamiento ocurre a través de una pared. En el interior de las torres se monta un empaque con un propósito de aumentar la superficie de contacto entre el agua caliente y el aire que la enfría. En las torres se colocan deflectores o eliminadores de niebla que atrapan las gotas de agua que fluyen con la corriente de aire hacia la salida de la torre, con el objeto de disminuir la posible pérdida de agua.

El agua se introduce por el domo de la torre por medio de vertederos o por boquillas para distribuir el agua en la mayor superficie posible. El enfriamiento ocurre cuando el agua, al caer a través de la torre, se pone en contacto directo con una corriente de aire que fluye a contracorriente o a flujo cruzado, con una temperatura de bulbo húmedo inferior a la temperatura del agua caliente, en estas condiciones, el agua se enfría por transferencia de masa (evaporación) y por transferencia de calor sensible y latente del agua al aire, lo anterior origina que la temperatura del aire y su humedad aumenten y que la temperatura del agua descienda; la temperatura límite de enfriamiento del agua es la temperatura de bulbo húmedo del aire a la entrada de la torre.

Se recomienda el tratamiento de agua a enfriar, agregando álcalis, algicidas, bactericidas y floculantes; y realizar un análisis periódico tanto de dureza como de iones cloro ya que estos iones son causantes de las incrustaciones y de la corrosión en los elementos de la torre. El enfriamiento de agua en una torre tiene su fundamento en el fenómeno de evaporación. La evaporación es el paso de un líquido al estado de vapor y solo se realiza en la superficie libre de un líquido, un ejemplo es la evaporación del agua de los mares. Cuando el agua se evapora sin recibir calor del exterior es necesario que tome de sí misma el calor que necesita. Esto origina que el agua se enfríe y por lo tanto que su temperatura disminuya. Según el mecanismo de la evaporación en la superficie del agua que está en contacto con aire no saturado sucede lo siguiente:

1. Inicialmente el agua toma calor de sí misma para evaporarse y así se crea un gradiente de temperatura entre el seno del agua y la superficie de contacto.

2. El aire recibe humedad (vapor) y por lo tanto, energía en forma de calor latente de vaporización.
3. Después el aire le proporciona energía al agua, la que se evapora cada vez más a expensas de la energía del aire que de sí misma, hasta establecerse un estado de equilibrio a la temperatura de bulbo húmedo en el aire.

3.7 Clasificación de las Torres de Enfriamiento

Una torre de refrigeración es una instalación que extrae calor del agua mediante evaporación o conducción.

Las industrias utilizan agua de refrigeración para varios procesos. Como resultado, existen distintos tipos de torres de enfriamiento. Existen torres de enfriamiento para la producción de agua de proceso que solo se puede utilizar una vez, antes de su descarga. También hay torres de enfriamiento de agua que puede reutilizarse en el proceso.

Cuando el agua es reutilizada, se bombea a través de la instalación en la torre de enfriamiento. Después de que el agua se enfría, se reintroduce como agua de proceso. El agua que tiene que enfriarse generalmente tiene temperaturas entre 40°C y 60°C. El agua se bombea a la parte superior de la torre de enfriamiento y de ahí fluye hacia abajo a través de tubos de plástico o madera. Esto genera la formación de gotas. Cuando el agua fluye hacia abajo, emite calor que se mezcla con el aire de arriba, provocando un enfriamiento de 10 a 20°C.

Parte del agua se evapora, causando la emisión de más calor. Por eso se puede observar vapor de agua encima de las torres de refrigeración.

Para crear flujo hacia arriba, algunas torres de enfriamiento contienen aspas en la parte superior, las cuales son similares a las de un ventilador. Estas aspas generan un flujo de aire ascendente hacia la parte interior de la torre de enfriamiento. El agua cae en un recipiente y se retraerá desde ahí para el proceso de producción.

Existen sistemas de enfriamiento abiertos y cerrados. Cuando un sistema es cerrado el agua no entra en contacto con el aire de afuera. Como consecuencia la contaminación de agua de las torres de enfriamiento por los contaminantes del aire y microorganismos es insignificante. Además, los microorganismos presentes en las torres de enfriamiento no son eliminados a la atmósfera.

En las torres de enfriamiento se consigue disminuir la temperatura de agua caliente que proviene de un circuito de refrigeración mediante la transferencia de calor y materia al aire que circula por el interior de la torre. A fin de mejorar el contacto aire-agua, se utiliza un entramado denominado “relleno”. El agua entra en la torre por la parte superior y se distribuye uniformemente sobre el relleno utilizando pulverizadores. De esta forma, se consigue un contacto óptimo entre el agua y el aire atmosférico.

La forma más simple y usual de clasificar las torres de enfriamiento es según la forma en que se mueve el aire a través de éstas. Según este criterio, existen torres de circulación natural y torres de tiro mecánico. En las torres de circulación natural, el movimiento del aire sólo depende de las condiciones climáticas y ambientales. Las torres de tiro mecánico utilizan ventiladores para mover el aire a través del relleno.

3.7.1 Torres de Circulación Natural

Se clasifican, a su vez, en torres atmosféricas y en torres de tiro natural.

a) Las torres atmosféricas

Estas utilizan las corrientes de aire de la atmósfera. El aire se mueve de forma horizontal y el agua cae verticalmente (flujo cruzado). Son torres de gran altura y pequeña sección transversal. Deben instalarse en lugares muy despejados, de forma que ningún obstáculo pueda impedir la libre circulación de aire a través de la torre. Tienen un costo inicial alto debido a su gran tamaño, pero el costo de mantenimiento es reducido, al no existir partes mecánicas móviles. Una torre de este tipo puede ser una solución muy económica para determinadas necesidades de refrigeración si se puede garantizar que funcionara habitualmente expuesta a vientos de velocidades iguales o superiores a los 8 Km/h. Si la velocidad promedio del viento es baja, los costos fijos y de bombeo aumentan mucho en relación a una torre de tiro mecánico y no compensan el ahorro del costo de ventilación. Actualmente, las torres atmosféricas están en un desuso.

b) Torre de tiro natural

Es aquella en la que el aire es inducido por una gran chimenea. Situada sobre el relleno. La diferencia de densidades entre el aire húmedo caliente y el aire atmosférico es el principal motivo por el cual se crea el tiro de aire a través de la

torre. La diferencia de velocidades entre el viento circulante a nivel del suelo y el viento que circula por la parte superior de la chimenea también ayuda a establecer el flujo de aire. Por ambos motivos, las torres de tiro natural han de ser altas y, además, deben tener una sección transversal grande para facilitar el movimiento del aire ascendente. Estas torres tienen bajos costos de mantenimiento y son muy indicadas para enfriar grandes caudales de agua. Al igual que las torres atmosféricas, no tienen partes mecánicas. La velocidad media del aire a través de la torre suele estar comprendida entre 1 m/s y 2 m/s. Las torres de tiro natural no son adecuadas cuando la temperatura seca del aire es elevada, ya que esta debe ser siempre inferior a la del agua caliente. No es posible conseguir un valor de acercamiento pequeño y es muy difícil controlar exactamente la temperatura del agua. En las torres de tiro-natural no se pueden utilizar rellenos de gran capacidad, debido a que la resistencia al flujo de aire debe ser lo más pequeña posible. Estas torres son muy utilizadas en centrales termoeléctricas; muy pocas veces son aplicables a plantas industriales debido a la fuerte inversión inicial necesaria. En la Figura 3.21 se ilustra el esquema de una torre de tiro natural.

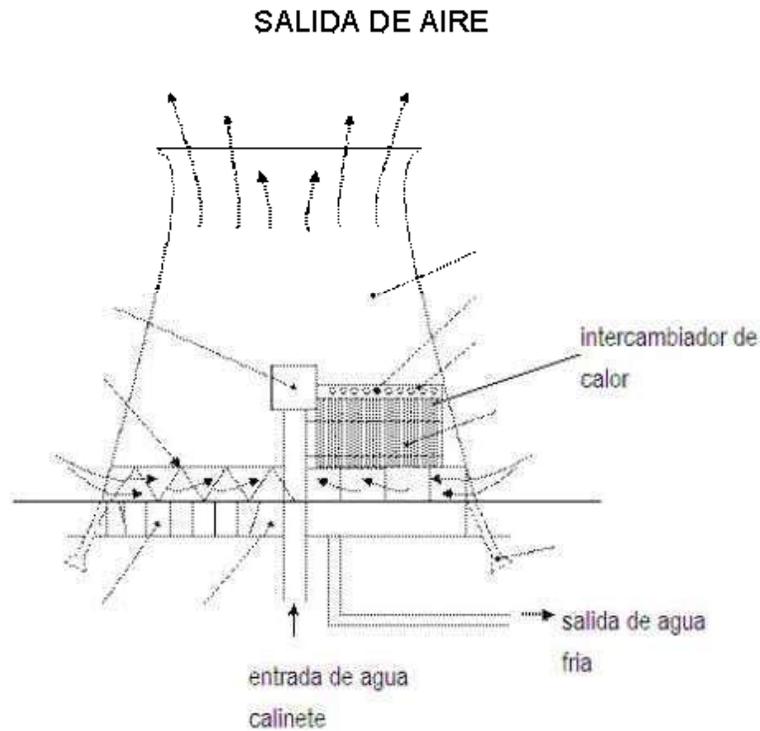


Figura 3.21 Esquema de una torre de tiro natural.

3.7.2 Torres de Tiro Mecánico

Las torres de tiro mecánico proporcionan un control total sobre el caudal de aire suministrado. Se trata de torres compactas, con una sección transversal y una altura de bombeo pequeñas en comparación con las torres de tiro natural. En estas torres se puede controlar de forma precisa la temperatura del agua de salida, y se pueden lograr valores de acercamiento muy pequeños (hasta de 1°C ó 2°C, aunque en la práctica acostumbra a ser de 3°C ó 4°C). Si el ventilador se encuentra situado en la entrada de aire, el tiro es forzado. Cuando el ventilador se ubica en la zona de descarga del aire, se habla de tiro inducido.

En las torres de tiro forzado el aire se descarga a baja velocidad por la parte superior de la torre. Estas torres son, casi siempre, de flujo a contracorriente. Son más eficientes que las torres de tiro inducido, puesto que la presión dinámica convertida a estática realiza un trabajo útil. En la Figura 3.22 se ilustra un esquema de una torre de tiro mecánico.

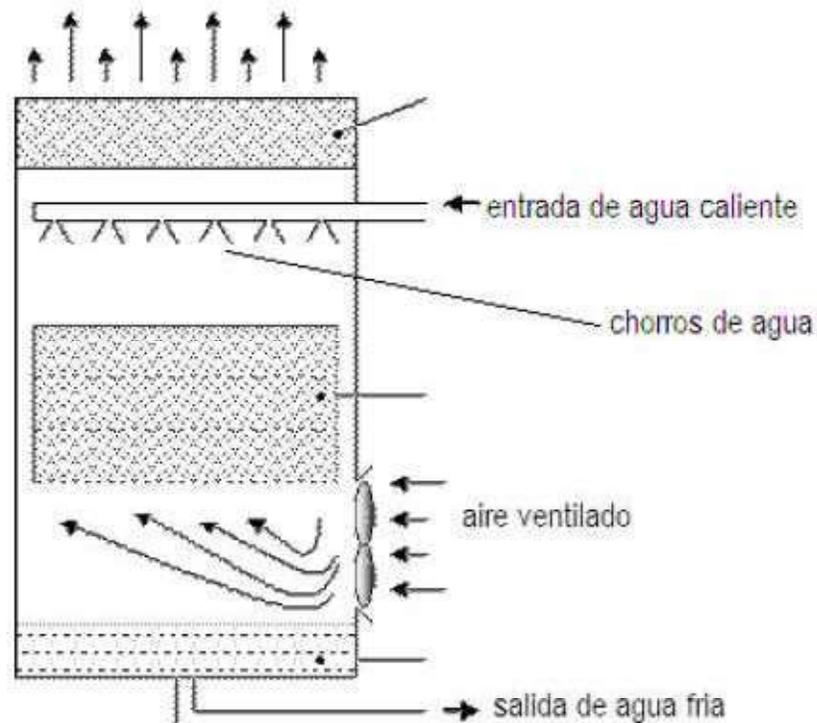


Figura 3.22 Esquema de una torre de tiro mecánico.

3.7.3 Torres de Tiro Inducido

En el caso de tiro inducido. Esto también significa que el equipo mecánico tendrá una duración mayor que en el caso de tiro inducido, ya que el ventilador trabaja con aire frío

y no saturado, menos corrosivo que el aire caliente y saturado de la salida, como inconveniente debe mencionarse la posibilidad de que exista recirculación del aire de salida hacia la zona de baja presión, creada por el ventilador en la entrada de aire. En la Figura 3.23 se ilustra un esquema típico de una torre de flujo a contracorriente y tiro inducido.

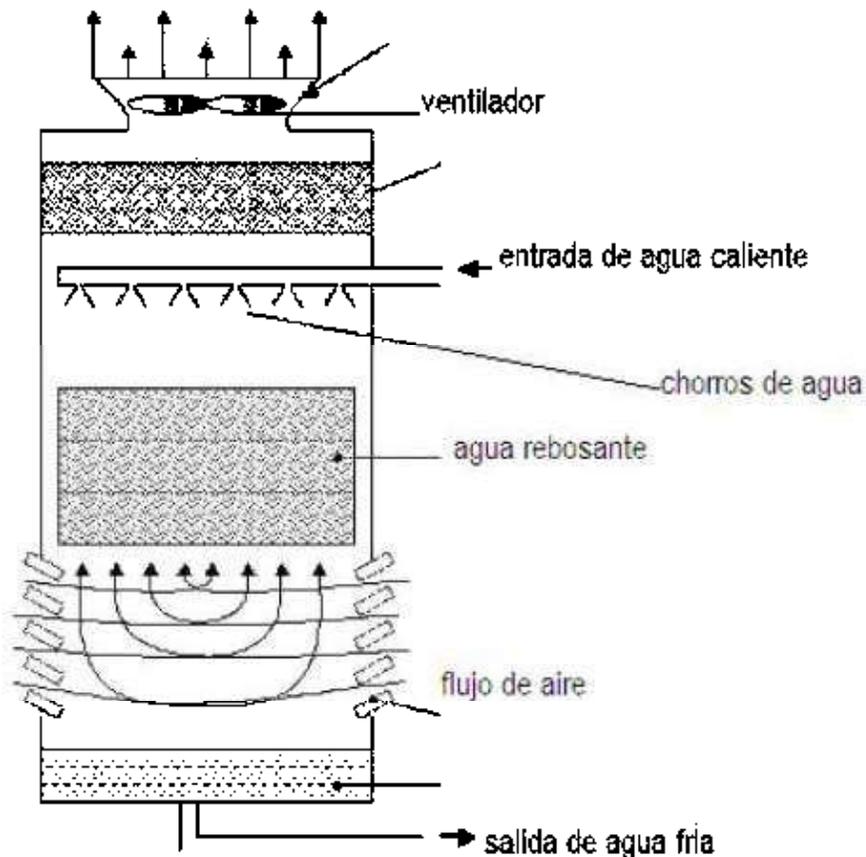


Figura 3.23 Torre de flujo a contracorriente y tiro inducido.

Las torres de tiro inducido pueden ser de flujo a contracorriente o de flujo cruzado. El flujo a contracorriente significa que el aire se mueve verticalmente a través del relleno, de manera que los flujos de agua y de aire tienen la misma dirección pero sentido opuesto. La ventaja que tienen es que el agua más fría se pone en contacto con el aire más seco, lográndose un máximo rendimiento. En estas, el aire puede entrar a través de una o más paredes de la torre, con lo cual se consigue reducir en gran medida la altura de la entrada de aire. Además, la elevada velocidad con la que entra el aire hace que exista el riesgo de

arrastre de suciedad y cuerpos extraños dentro de la torre. La resistencia del aire que asciende contra el agua que cae se traduce en una gran pérdida de presión estática y en aumento de la potencia de ventilación en comparación con las torres de flujo cruzado. En las torres de flujo cruzado, el aire circula en dirección perpendicular respecto al agua que desciende. Estas torres tienen una altura menor que las torres de flujo a contracorriente, ya que la altura total de la torre es prácticamente igual a la del relleno. El mantenimiento de estas torres es menos complicado que en el caso de las torres a contracorriente, debido a la facilidad con la que se pueden inspeccionar los distintos componentes internos de la torre. La principal desventaja de estas torres es que no son recomendables para aquellos casos en los que se requiera un gran salto térmico y un valor de acercamiento pequeño, puesto que ello significará más superficie transversal y más potencia de ventilación, que en el caso de una torre de flujo a contracorriente. En la Figura 3.24 se ilustra un esquema de una torre de flujo cruzado (tiro inducido).

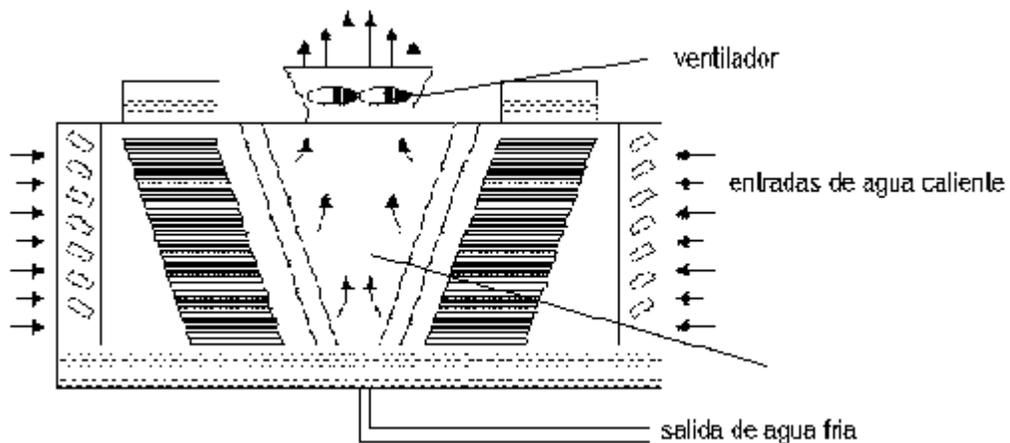


Figura. 3.24 Torre de flujo cruzado (tiro inducido).

Capítulo 4

Análisis del Sistema de Enfriamiento en una Termoeléctrica

Las centrales termoeléctricas generan electricidad a partir de un ciclo termodinámico, pero mediante fuentes energéticas distintas de los combustibles fósiles empleados en la producción de energía eléctrica desde hace décadas y sobre todo, con tecnologías diferentes. En este caso nos centraremos al estudio del condensador en las centrales termoeléctricas convencionales o clásicas. El esquema básico de funcionamiento de todas las centrales termoeléctricas es prácticamente el mismo, independientemente de que utilicen carbón, fuelóleo o gas. Las únicas diferencias sustanciales consisten en el distinto tratamiento previo que sufre el combustible antes de ser inyectado en la caldera y el diseño de los quemadores de la misma, que varía según el tipo de combustible empleado.

4.1 Diagrama General de una Central Termoeléctrica

En la Figura 4.1 se presenta un diagrama general de una central termoeléctrica incluyendo los sistemas principales. Este diagrama es sólo representativo de una central termoeléctrica típica y puede tener variaciones según cada central real en particular.

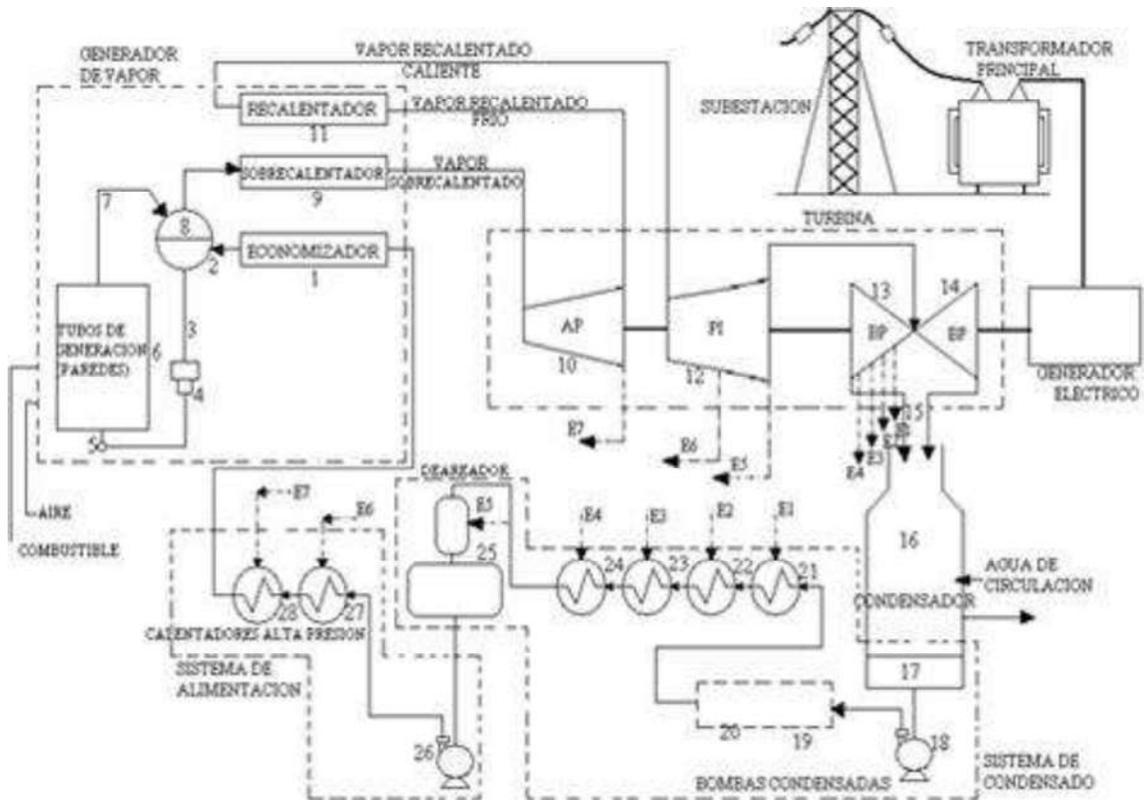


Figura 4.1 Diagrama General de una central termoelectrica.

4.2 Eficiencia de una Central Termoelectrica Convencional

La eficiencia de cualquier máquina o proceso se define como el cociente de la energía útil de salida, a la energía de entrada. En el caso de una planta termoelectrica es la relación de la energía eléctrica a la energía química almacenada en el combustible que se libera al quemarse éste. Sin embargo, la eficiencia puede definirse desde diferentes ángulos y en las centrales termoelectricas se pueden tener las siguientes:

$$\text{Eficiencia} \left\{ \begin{array}{l} \text{Termodinámica} \quad ; \quad n_T = W_t / Q \\ \text{Global} \quad ; \quad n_G = W_t * Pot / \dot{Q} \\ \text{Neta} \quad ; \quad n_N = Pot * n_{tg} / \dot{Q} \end{array} \right.$$

a) Eficiencia Termodinamica:

Es la capacidad de un sistema de no convertir tanta energia en calor en vez de fuerza, donde viene expresada por la siguiente ecuación:

$$n_T = \frac{W_t}{Q} \quad (4.1)$$

donde:

$W_t \rightarrow$ Es el trabajo neto o útil.

$Q \rightarrow$ Es el trabajo o energía entregada al sistema.

b) Eficiencia Global:

Es la capacidad de todo el sistema de la central termoeléctrica considerando la eficiencia termodinámica, así como también la potencia generada por el turbogenerador, donde viene expresada por la siguiente ecuación:

$$n_G = \frac{W_t * Pot}{\dot{Q}} \quad (4.2)$$

donde:

$W_t \rightarrow$ Es el trabajo neto o útil.

$\dot{Q} \rightarrow$ Es el calor generado por el flujo de vapor proveniente de las turbinas.

$Pot \rightarrow$ Es el trabajo generado por el flujo de vapor del turbogenerador.

c) Eficiencia Neta:

Es la capacidad de todo el sistema de la central termoeléctrica, considerando la potencia del turbogenerador por la eficiencia del mismo entre el calor de todo el sistema, donde viene expresada por la siguiente ecuación:

$$n_N = \frac{Pot * n_{tg}}{\dot{Q}} \quad (4.3)$$

donde:

n_{tg} → Es la eficiencia del turbogenerador.

\dot{Q} → Es el calor generado por el flujo de vapor proveniente de las turbinas.

P_{ot} → Es el trabajo generado por el flujo de vapor del turbogenerador.

En base a lo anterior, se enfocará únicamente en este caso al cálculo de la eficiencia termodinámica.

4.2.1 Análisis de la Eficiencia Termodinámica de una Termoeléctrica

La planta de generación de vapor ideal se puede analizar mediante el ciclo Rankine. Considerando el esquema de la Figura 4.2 que corresponde a una central termoeléctrica convencional a analizar.

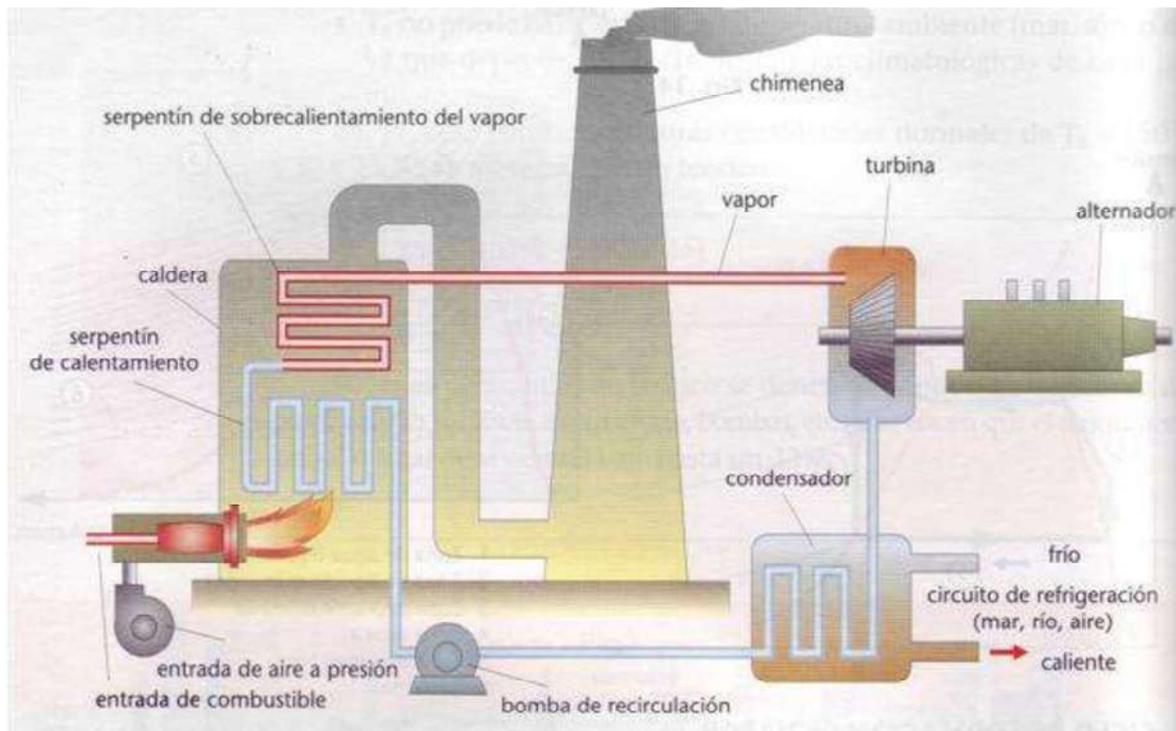


Figura 4.2 Esquema de una central termoeléctrica convencional.

En la Figura 4.3 se muestra el diagrama de bloques que corresponde al esquema de la Figura 4.2 en donde éste se ha pasado a diagrama de bloques para una fácil comprensión y se puedan identificar las presiones y temperaturas con mayor facilidad.

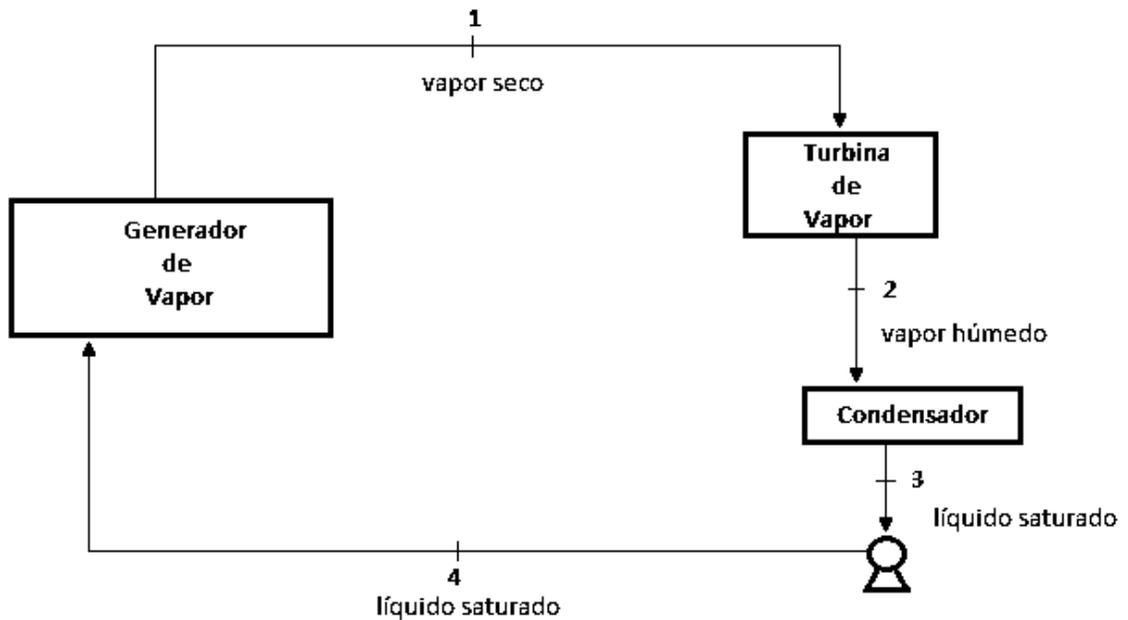


Figura 4.3 Diagrama de bloques de una central termoeléctrica convencional.

El ciclo de las turbinas de vapor corresponde al ciclo Rankine y es la aplicación tecnológica del ciclo de Carnot para el caso de que el fluido motor sea un fluido condensable y durante su evolución se produzcan cambios de fase.

En la Figura 4.4 se muestran los diagramas de presión volumen y temperatura entropía. El vapor saturado por la caldera a una presión P_1 es suministrado a la turbina, en donde se expande isoentrópicamente hasta la presión P_2 . En el condensador se transforma el vapor húmedo isobáricamente a isotérmicamente, en el líquido saturado, mediante la remoción de calor. Puesto que la presión $P_2 = P_3$ es mucho menor que la presión del vapor en la caldera $P_4 = P_1$, un líquido saturado mediante la remoción de calor se bombea isoentrópicamente hasta alcanzar la presión P_4 .

El líquido comprimido es suministrado a la caldera, en donde se calienta primero hasta su temperatura de saturación correspondiente a la Presión P_1 , y luego se evapora hasta transformarse finalmente en vapor saturado seco para terminar el ciclo.

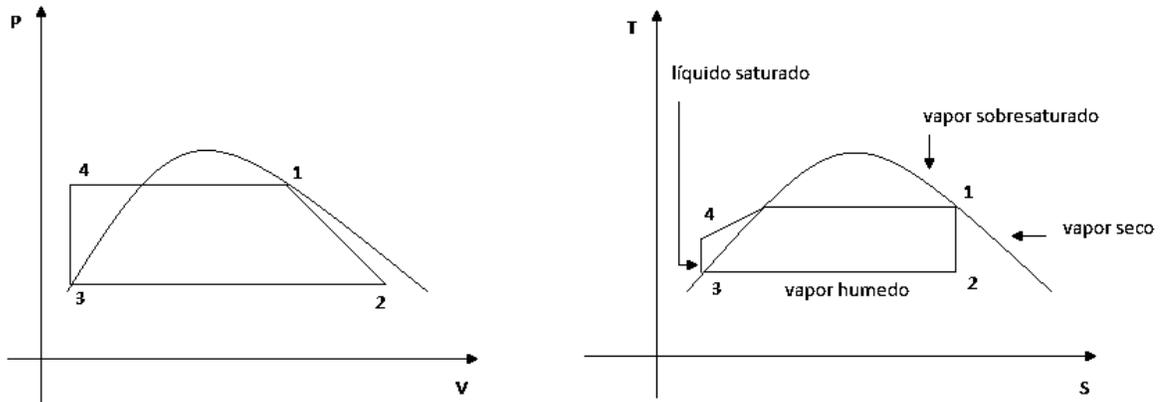


Figura 4.4 Diagramas de Presión - Volumen y Temperatura – Entropía.

Relacionando la Figura 4.4 con el diagrama de la Figura 4.3 podemos expresar de manera resumida lo siguiente:

- 1 – 2 → Proceso isoentrópico en la turbina, $S_1 = S_2$
- 2 – 3 → Proceso isobárico e isotérmico, $P_2 = P_3 ; T_2 = T_3$
- 3 – 4 → Proceso isoentrópico y volumen constante, $S_3 = S_4$
- 4 – 1 → Proceso isobárico, $P_4 = P_1$

La eficiencia del ciclo Rankine ideal, puede obtenerse de la definición original de eficiencia.

$$e = \frac{W_t}{Q} \quad (4.4)$$

donde:

W_t → Es el trabajo neto o útil.

Q → Es el trabajo o energía entregada al sistema.

El trabajo desarrollado por la turbina, despreciando diferencias de energía cinética y potencial es:

$$W_c = h_1 - h_2 \quad (4.5)$$

El trabajo que requiere la bomba es:

$$W_b = h_4 - h_3 \quad (4.6)$$

El trabajo neto es:

$$W_n = W_t - W_b \quad (4.7)$$

Por otro lado, la energía por unidad de masa que toma el agua en el generador de vapor es:

$$Q = h_1 - h_4 \quad (4.8)$$

Entonces, la eficiencia será:

$$e = \frac{W_n}{Q} = \frac{W_t - W_b}{Q} \quad (4.9)$$

$$e = \frac{(h_1 - h_2) - (h_4 - h_3)}{(h_1 - h_4)} \quad (4.10)$$

La diferencia de entalpía en el proceso isoentrópico 3 – 4 (bomba) puede calcularse mediante la expresión:

$$W_b = h_4 - h_3 = \int_3^4 v dp = v_3(p_4 - p_3) \quad (4.11)$$

Esto es considerado incomprensible al líquido. El trabajo requerido por la bomba es generalmente muy pequeño comparado con el trabajo desarrollado por la turbina:

$$W_t \ll W_b \quad (4.12)$$

De manera que la expresión (4.9) generalmente se simplifica así:

$$e \cong \frac{h_1 - h_2}{h_1 - h_4} \quad (4.13)$$

La eficiencia térmica del ciclo puede aumentarse si se incrementa la entalpía del vapor suministrado a la turbina. Dicha entalpía puede incrementarse aumentando la temperatura del vapor en la caldera.

Por otra parte, la potencia que entrega la central termoeléctrica viene dada por la siguiente expresión:

$$Pot. = m_v n_{tg} \Delta h \quad (4.14)$$

donde:

m_v → Es el flujo de vapor.

n_{tg} → Es la eficiencia del generador.

Δh → Es el gradiente entálpico en la turbina.

A continuación se plantea una serie de problemas, en donde se ejemplifican los conceptos anteriores.

Problema 4.1 Se tiene una planta termoeléctrica convencional la cual se muestra en la Figura 4.5 en la que el vapor entra en la turbina, seco y una presión de 30 Bar, la presión en el condensador es de 0.075 Bar. Calcular la eficiencia del ciclo.

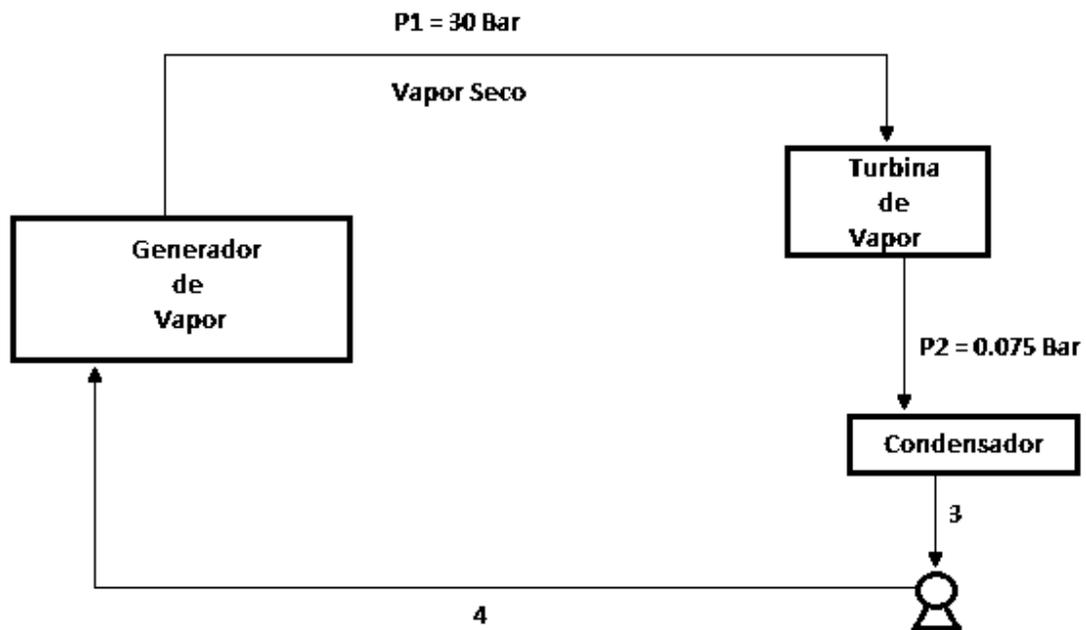


Figura 4.5 Planta termoeléctrica convencional.

En este caso usamos la ecuación (4.10)

$$e = \frac{(h_1 - h_2) - (h_4 - h_3)}{(h_1 - h_4)}$$

Como antes se mencionó:

h_1 = Entalpía del vapor al salir de la caldera y entrada a la turbina, se consideran nulas las pérdidas de la tubería que las une.

h_2 = Entalpía del vapor al salir de la turbina.

h_3 = Entalpía del líquido, normalmente saturado al salir del condensador.

h_4 = Entalpía del líquido comprimido al entrar a la caldera.

Para este caso:

$$h_1 = h_g = 2804.2 \frac{kJ}{kg}$$

Valor obtenido del diagrama de Mollier del agua, con P_1 y la línea de saturación, donde el valor se obtiene observando la Figura 4.6.

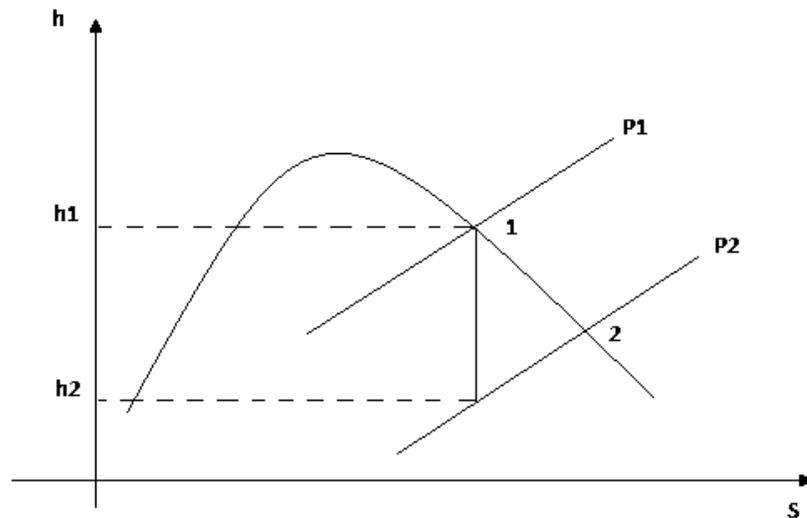


Figura 4.6 Valor obtenido del diagrama de Mollier, con P_1 y la línea de saturación.

Como $S_1 = S_2$, del punto 1 y bajando perpendicularmente a S , en el diagrama de Mollier, hasta cruzar con la isobára P_2 , se obtiene el punto 2, de donde:

$$h_2 = 1925.17 \frac{kJ}{kg}$$

También, se obtiene $X_2 = 0.73$

La entalpía del líquido al salir del condensador, es la entalpía a la presión del condensador.

$$h_3 = h_{f2} = 168.79 \frac{kJ}{kg}$$

El trabajo hecho por la bomba es:

$$W_b = h_4 - h_3$$

$$h_4 = h_3 + v_{f2}(P_4 - P_3)$$

De las tablas de vapor, con P_2

$$V_{f2} = 1.0079 \times 10^3 \frac{m^3}{kg}$$

$$h_4 = 168.79 \frac{kJ}{kg} + 1.0079 \times 10^3 (30 - 0.075) \times 10^5$$

La presión expresada en Pascales.

$$h_4 = 168.79 \frac{kJ}{kg} + 3016.14 \frac{j}{kg}$$

Para que exista homogeneidad de unidades.

$$h_4 = 168.79 \frac{kJ}{kg} + 3016.14 \times 10^{-3} \frac{kJ}{kg}$$

$$h_4 = 171.81 \frac{kJ}{kg}$$

Por lo tanto, la eficiencia será:

$$e = \frac{(2804.2 - 1925.7) - (171.81 - 168.79)}{2804.2 - 171.81}$$

$$e = 0.33 \approx 33\%$$

El trabajo por unidad de masa, requerido por la bomba es:

$$w_b = h_4 - h_3 = 171.81 - 168.79 = 3.02 \frac{kJ}{kg}$$

Este valor es muy pequeño comparado con el de la turbina el cual es:

$$w_t = h_1 - h_2 = 2804.2 - 1925.17$$

$$w_t = 879.03 \frac{kJ}{kg}$$

Por lo general debido a que el valor de w_b es muy pequeño, generalmente se desprecia.

Problema 4.2 Considere el mismo ciclo del problema 4.1 pero el vapor suministrado a la turbina se encuentra ahora sobrecalentado a 30 Bar y 400°C. Calcular la eficiencia del ciclo.

Del diagrama de Mollier y de las turbinas de vapor, considerando como antes, isoentrópico el proceso en la turbina, se obtiene.

$$h_1 = 3230.0 \frac{kJ}{kg}$$

$$h_2 = 2165.77 \frac{kJ}{kg}$$

Despreciando W_b

$$h_3 = h_4 = 168.79 \frac{kJ}{kg}$$

Por lo tanto, se usa la ecuación (4.13)

$$e = \frac{h_1 - h_2}{h_1 - h_4} = \frac{3230.9 - 2165.17}{3230.9 - 168.79}$$

$$e = 0.35 \approx 35\%$$

Finalmente se observa que al sobrecalentar el vapor, se mejora la eficiencia en un 2%

También, se puede mejorar la eficiencia aún más, si se incrementa la presión de operación del vapor, por ejemplo si la presión de 30 Bar aumentará a 50 Bar manteniéndose a la misma temperatura constante de los 400°C, realizando los mismos cálculos su eficiencia mejoraría en un 2% más, por lo tanto se tendría una eficiencia de un 37% en el ciclo.

4.3 Análisis de la Eficiencia Termodinámica sin Condensador

Para visualizar más objetivamente el efecto del condensador, se realizará un cálculo de la eficiencia termodinámica, del condensador para cual se plantea un problema en cual no se incluye el condensador en el ciclo.

Problema 4.3 Con los valores que se indican en el esquema de la Figura 4.7 el cual se tiene una presión de 30 Bar de vapor seco al entrar y salir de la turbina. Calcular la eficiencia termodinámica.

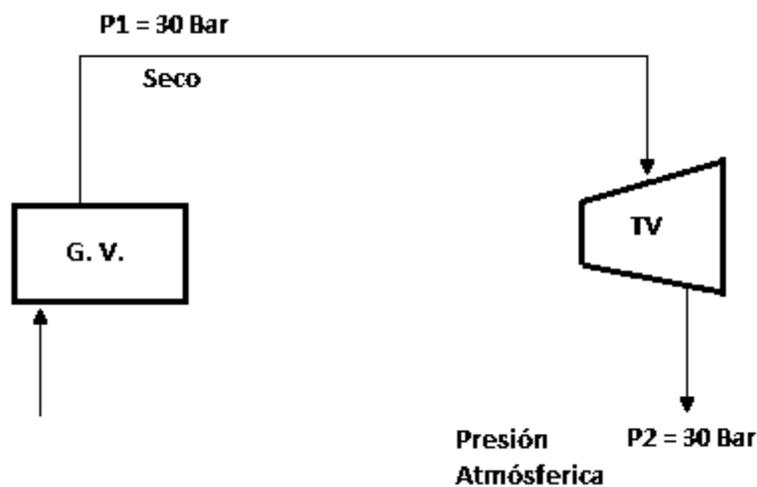


Figura 4.7 Planta termoeléctrica sin condensador.

De las tablas de vapor obtenemos:

$$h_1 = 2804.2 \text{ KJ/Kg} \quad \text{y} \quad S_1 = 6.1869 \text{ KJ/Kg } ^\circ\text{C}$$

Considerando el proceso isoentrópico en la turbina se tiene:

$$h_2 = 2237.4 \text{ KJ/Kg}$$

Por lo que usando la ecuación (4.13) en donde $h_4 = h_{f2}$ donde h_{f2} se obtiene directamente de las tablas de vapor del agua, por lo tanto la eficiencia termodinámica es:

$$e = \frac{h_1 - h_2}{h_1 - h_{f2}} = 0.237 \approx 23.7\%$$

Para esta misma planta, considerando un condensador se obtiene una eficiencia del 33%

4.4 Análisis del Condensador de una Termoeléctrica

Como se mencionó en el capítulo 3 los condensadores de superficie son los más utilizados en las centrales termoeléctricas, donde en estos el agua refrigerante y el vapor se encuentran separados por medio de una pared metálica a través de la cual se realiza la transmisión de calor.

En los condensadores de superficie, tal y como se observa en la Figura 4.8 el calor cedido por el vapor de escape es igual al absorbido por el agua de circulación, considerando nulas las pérdidas en el condensador.

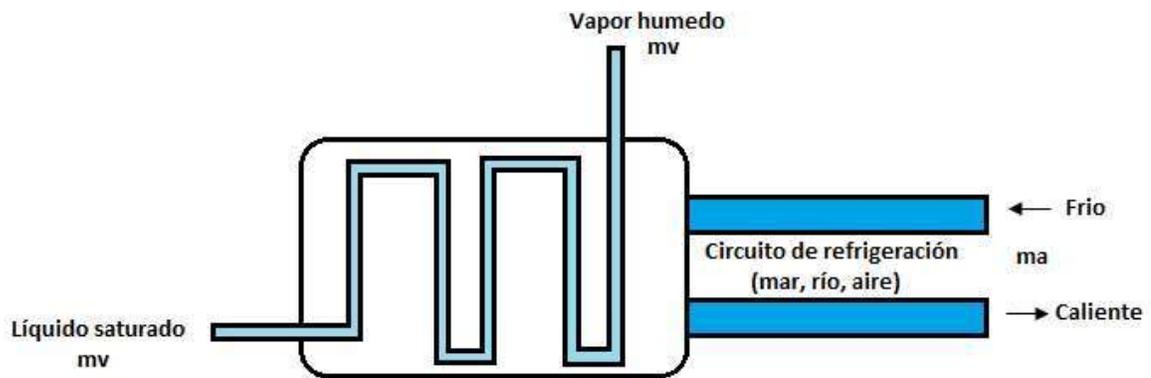


Figura 4.8 Análisis del condensador de superficie.

Despreciado las pérdidas, con base en esto se puede escribir:

$$m_v(h_v - h_c) = m_a(h_s - h_e) \quad (4.15)$$

donde:

m_v → Es el flujo de vapor que entra al condensador.

h_v → Es la entalpía del vapor.

h_c → Es la entalpía del condensador, normalmente líquido saturado.

h_e → Es la entalpía del agua fría.

h_s → Es la entalpía del agua caliente.

m_a → Es el flujo de agua de enfriamiento.

En realidad el agua de enfriamiento necesario para una central termoeléctrica no sólo se requiere para el condensador, deben considerarse también los siguientes sistemas:

- a) Enfriamiento de aceite para chumaceras de la turbina de vapor.
- b) Enfriamiento del generador eléctrico. Este equipo debe de tener un sistema de enfriamiento, a base de hidrógeno o aire que a su vez son enfriados con agua en un cambio de calor.
- c) Enfriamiento de equipos auxiliares como ventiladores, motores eléctricos grandes, compresores, etc.

En el condensador, además de vapor de la turbina, llegan a él flujos de drenes de equipos como eyectores, calentadores, etc., así mismo en la Figura 4.9 se ilustra la forma más común de representar un condensador por medio de un bloque, tomando en cuenta esto último la cantidad de calor que recoge un condensador queda descrita por la siguiente ecuación:

$$Q_c = m_v(h_v - h_c) + m_d(h_d - h_c) \quad (4.16)$$

Donde m_d y h_d es el flujo y entalpía de los drenes que fluyen del condensador.

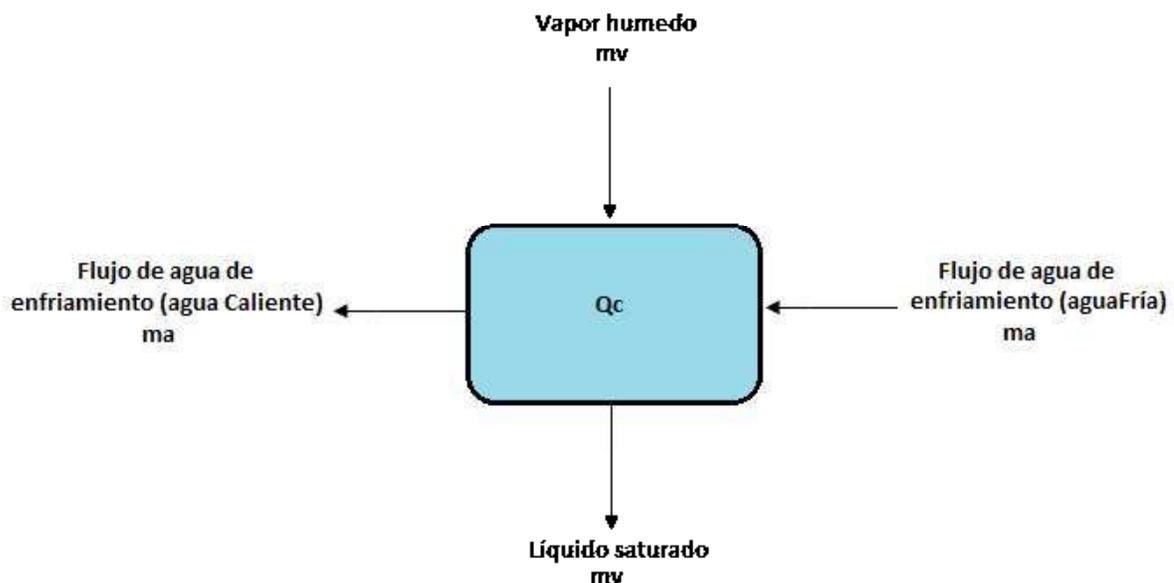


Figura 4.9 Cantidad de calor que recoge un condensador.

4.5 Análisis del Flujo de Agua de Enfriamiento en el Condensador de una Termoeléctrica

Se tiene la siguiente central termoeléctrica que se ilustra en la Figura 4.10, en la cual su eficiencia está dada por 35.66% por lo que ahora se analiza el flujo de agua de enfriamiento en el condensador.

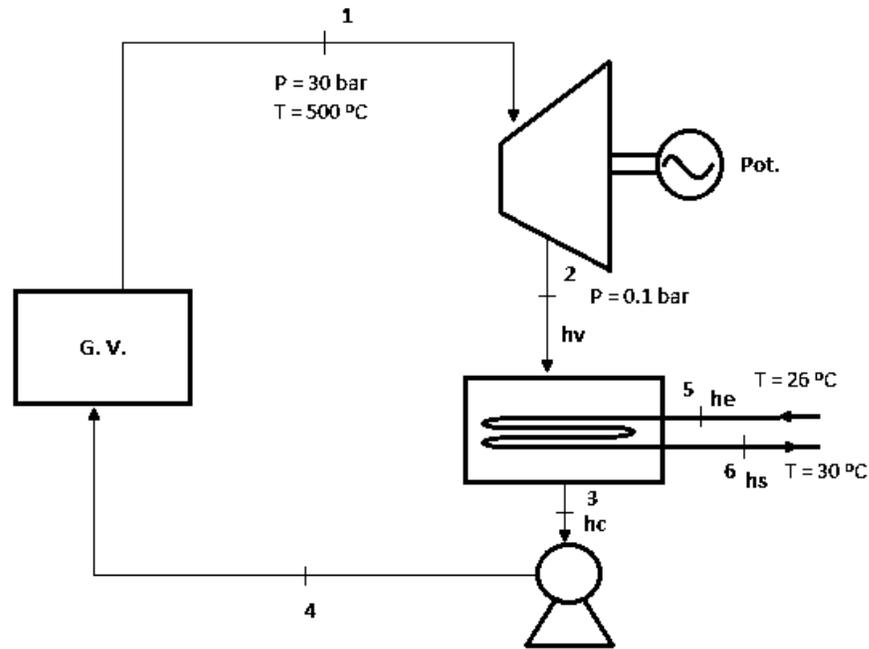


Figura 4.10 Análisis del flujo de agua de enfriamiento en el condensador de una termoeléctrica.

Considerando una presión a la salida del generador de vapor de $P_1 = 30 \text{ bar}$ a una temperatura de $T_1 = 500 \text{ °C}$, por lo cual se obtiene de las tablas de vapor su entalpía y entropía:

$$h_1 = 3456.5 \frac{\text{KJ}}{\text{Kg}} \quad S_1 = 7.2338 \text{ KJ/Kg °C}$$

Así mismo, considerando la presión a la que opera el condensador, la cual está dada por $P_2 = 0.1 \text{ bar}$, por lo cual se calcula la entalpía a la salida de la turbina, esto con ayuda del diagrama de Mollier:

$$h_2 = h_v = 2292.2298 \frac{\text{KJ}}{\text{Kg}}$$

Considerando que la central termoeléctrica nos proporciona una potencia de 300 MW y que la eficiencia del turbogenerador es de 0.9 de esta manera, utilizando la ecuación (4.14) para calcular el flujo de vapor se tiene:

$$Pot. = m_v n_{tg} \Delta h$$

Donde Δh esta dado por:

$$\Delta h = (h_1 - h_2)$$

Despejando m_v :

$$m_v = \frac{Pot}{n_{tg}(h_1 - h_2)}$$

$$m_v = \frac{300 \times 10^3}{(0.9)(3456.5 - 2292.2298)}$$

$$m_v = 286.3023835 \frac{Kg}{seg}$$

Considerando la temperatura del agua de 26 °C proveniente de un circuito de refrigeración que alimenta al condensador, el cual este puede ser de mar, por lo cual se tiene con ayuda de las tablas de vapor del agua la entalpía:

$$T_5 = 26^\circ C \quad h_e = 109.07 \frac{KJ}{Kg}$$

Considerando la temperatura del agua a la salida del condensador de 30 °C y con ayuda de las tablas de vapor del agua obtenemos la entalpía:

$$T_6 = 30^\circ C \quad h_s = 125.79 \frac{KJ}{Kg}$$

Finalmente con los datos obtenidos y utilizando la ecuación (4.15) se calcula el flujo de agua de enfriamiento:

$$m_v(h_v - h_c) = m_a(h_s - h_e)$$

Despejando m_a :

$$m_a = m_v \frac{(h_v - h_c)}{(h_s - h_e)}$$

Donde h_c se obtiene directamente de la presión a la que opera el condensador y con la ayuda de las tablas de vapor se determina ese valor, es decir:

$$h_c = h_f$$

$$h_f = 191.83 \frac{KJ}{Kg}$$

Por lo tanto, calculando el flujo de agua de enfriamiento se tiene:

$$m_a = 286.3023835 \frac{(2292.2298 - 191.83)}{(125.79 - 109.07)}$$

$$m_a = 35965.87734 \frac{Kg}{seg}$$

En la tabla 4.1 se muestra la relación del flujo de vapor (m_v) y del flujo de agua de enfriamiento (m_a), conforme esta varía con la potencia generada por el turbogenerador.

Tabla 4.1 Análisis del flujo de agua de enfriamiento conforme varia la potencia generada.

Pot. (MW)	m_v (Kg/seg)	m_a (Kg/seg)
200	190.8682	23 977.2515
250	238.5853	29 971.5644
300	286.3023	35 965.8773
350	334.0194	41 960.1902
400	381.7365	47 954.5031

Por cada 50 MW que produce el turbogenerador se tiene un flujo de vapor de 47.7170 Kg/seg y el agua de enfriamiento del condensador de 5 994.3128 Kg/seg

Por lo tanto, conforme aumenta la potencia generada por el turbogenerador, aumenta también el flujo de vapor y por lo tanto se requerirá un mayor flujo de agua de enfriamiento.

4.5.1 Análisis del Flujo de Agua de Enfriamiento en el Condensador de una Termoeléctrica con Etapa de Recalentamiento

Se llama así al ciclo en el cual, el vapor después de haber pasado por parte de la turbina, se extrae de la mina para llevarse al generador de vapor y eliminar la humedad recalentándose a presión constante, el arreglo queda de la forma en la que se ilustra en la Figura 4.11.

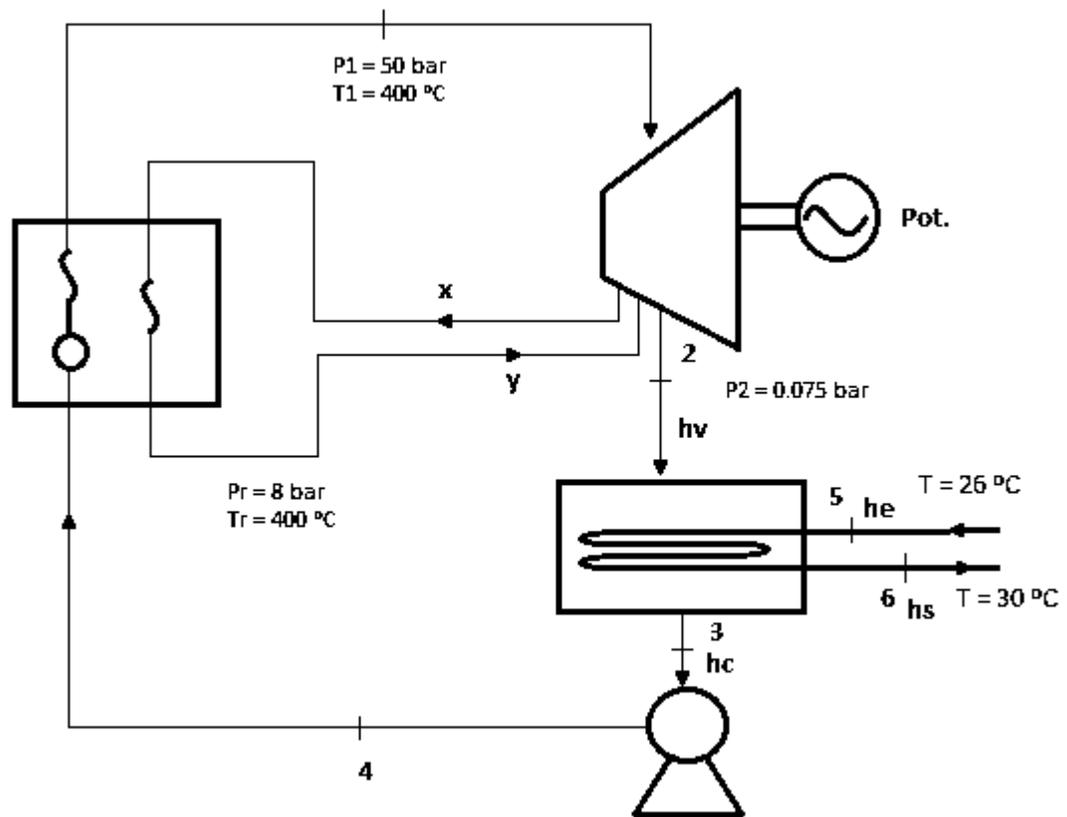


Figura 4.11 Central termoeléctrica con ciclo de recalentamiento.

La eficiencia, que es la energía que se entrega a la turbina respecto a la que recibe el ciclo, esto es:

$$e = \frac{(h_1 - h_x) + (h_y - h_2)}{Q_1 + Q_2} \quad (4.17)$$

Donde Q_1 es el calor que absorbe el agua en el generador de vapor y Q_2 es el calor que absorbe el agua en el recalentador.

El cálculo de Q_1 y Q_2 se determina por:

$$Q_1 = h_1 - h_4 \quad (4.18)$$

$$Q_2 = h_y - h_x \quad (4.19)$$

Por lo tanto, la expresión que determina la eficiencia termodinámica del ciclo para una etapa de recalentamiento es:

$$e = \frac{(h_1 - h_x) + (h_y - h_2)}{(h_1 - h_4) + (h_y - h_x)} \quad (4.20)$$

Como se pudo observar la planta de la Figura 4.11 se le agregó una etapa de recalentamiento con los datos de operación que se indican en la misma, utilizando la ecuación (4.20) su eficiencia es:

Vapor sobrecalentado:

$$P_1 = 50 \text{ bar}; \quad h_1 = 3195.4 \frac{\text{KJ}}{\text{Kg}}$$

$$T_1 = 400^\circ\text{C}$$

Vapor húmedo:

$$P_x = 8 \text{ bar}; \quad h_x = 2765.4236 \frac{\text{KJ}}{\text{Kg}}$$

$$h_2 = h_v = 2362.8381 \frac{\text{KJ}}{\text{Kg}}$$

$$h_4 = h_c = h_{f2} = 168.2925 \frac{\text{KJ}}{\text{Kg}}$$

Vapor sobrecalentado:

$$P_x = P_y = 8 \text{ bar}; \quad h_y = 3267.1 \frac{\text{KJ}}{\text{Kg}}$$

$$T_y = 400^\circ\text{C}$$

Por lo tanto, la eficiencia es:

$$e = \frac{(h_1 - h_x) + (h_y - h_2)}{(h_1 - h_4) + (h_y - h_x)}$$

$$e = \frac{(3195.4 - 2765.4236) + (3267.1 - 2362.8381)}{(3195.4 - 168.2925) + (3267.1 - 2765.4236)}$$

$$e = 0.3781 \approx 37\%$$

En base a la ecuación (4.14) podemos calcular el flujo de vapor:

$$Pot. = m_v n_{tg} \Delta h$$

Por lo que el gradiente entálpico en la turbina queda modificado de la siguiente manera, esto debido a la etapa de recalentamiento:

$$\Delta h = (h_1 - h_x) + (h_y - h_2)$$

$$\Delta h = (3195.4 - 2765.4236) + (3267.1 - 2362.8381)$$

$$\Delta h = 1334.2383 \frac{KJ}{Kg}$$

Considerando una potencia de 300 MW y con una eficiencia de 0.9 del turbogenerador, el flujo de vapor queda dado por:

$$m_v = \frac{Pot}{n_{tg} \Delta h}$$

$$m_v = \frac{300 \times 10^3}{(0.9)(1334.2383)}$$

$$m_v = 249.8304338 \frac{Kg}{seg}$$

Considerando las temperaturas del agua de enfriamiento que entra y sale del condensador de 26°C y 30°C respectivamente, sus entalpías están dadas por:

$$T_5 = 26^\circ C \quad h_e = 109.07 \frac{KJ}{Kg}$$

$$T_6 = 30^\circ C \quad h_s = 125.79 \frac{KJ}{Kg}$$

En base a lo anterior podemos analizar el flujo de agua de enfriamiento con una etapa de recalentamiento, para esto despejando m_a de la ecuación (4.15) se tiene:

$$m_v (h_v - h_c) = m_a (h_s - h_e)$$

$$m_a = m_v \frac{(h_v - h_c)}{(h_s - h_e)}$$

$$m_a = 249.8304338 \frac{(2362.8381 - 168.2925)}{(125.79 - 109.07)}$$

$$m_a = 32790.92579 \frac{Kg}{seg}$$

En la tabla 4.2 se muestra la relación del flujo de vapor (m_v) y del flujo de agua de enfriamiento (m_a), conforme esta varía con la potencia generada por el turbogenerador, esto para una etapa de recalentamiento.

Tabla 4.2 Análisis del flujo de agua de enfriamiento conforme varia la potencia generada con una etapa de recalentamiento.

Pot. (MW)	m_v (Kg/seg)	m_a (Kg/seg)
200	166.5536	21 860.6172
250	208.1920	27 325.7715
300	249.8304	32 790.9257
350	291.4688	38 256.0801
400	333.1072	43 721.2343

Por cada 50 MW que produce el turbogenerador se tiene un flujo de vapor de 41.6384 Kg/seg y el agua de enfriamiento del condensador de 5 465.1542 Kg/seg.

En este caso una parte del vapor húmedo proveniente de las turbinas es retroalimentado al generador de vapor debido al proceso de recalentamiento, de esta manera, conforme aumenta la potencia generada por el turbogenerador, aumenta también el flujo de vapor y por lo tanto se requerirá un mayor flujo de agua de enfriamiento hacia el condensador.

Desde luego no es posible instalar un número muy grande de etapas de recalentamiento ya que el costo resulta muy prohibitivo y los incrementos en la eficiencia, a medida que se incrementa el número de etapas es cada vez más pequeña.

Es necesario hacer un análisis técnico económico para decidir el número de etapas de recalentamiento.

4.5.2 Análisis del Flujo de Agua de Enfriamiento en el Condensador de una Termoeléctrica con Ciclo Regenerativo

La idea básica de este ciclo es extraer parte del vapor que ya ha sido usado en la turbina, pero a una presión superior a la que opera el condensador, y usarlo para calentar el agua de alimentación a la caldera, de esta forma se recupera la energía que libera el vapor extraído al condensarse, es decir, disminuye el calor rechazado en el condensador. La Figura 4.12 se ilustra un arreglo donde se tiene un calentador de contacto directo.

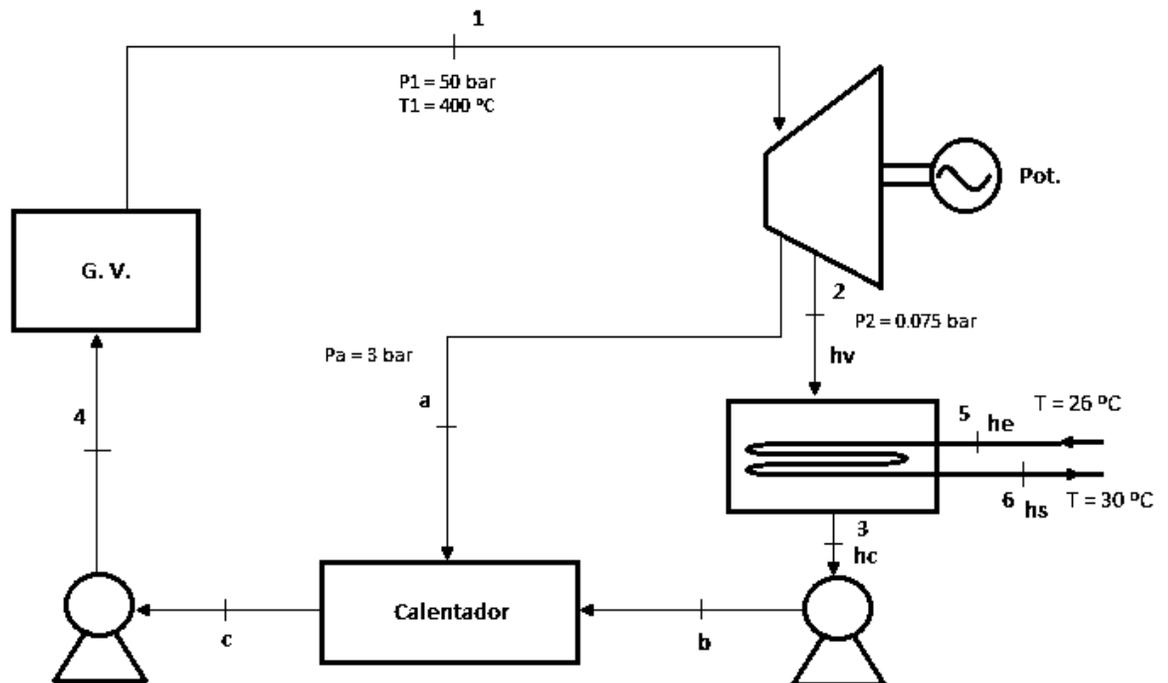


Figura 4.12 Ciclo regenerativo con calentador de contacto directo.

En este caso el vapor de extracción y el condensado se mezclan en un calentador abierto para lograr un líquido saturado. Las presiones del vapor del líquido saturado y del condensador deben ser las mismas, por lo que es necesario otra bomba para introducir el agua a la caldera.

La eficiencia, que es la energía que se entrega a la turbina respecto a la que recibe el ciclo, esto es:

$$e = \frac{(h_1 - h_a) + (1 - \frac{m_a}{m_1})(h_a - h_2)}{(h_1 - h_4)} \quad (4.21)$$

donde:

$$\frac{m_a}{m_1} = \frac{h_{fa} - h_{f2}}{h_a - h_{f2}} \quad (4.22)$$

En base al Figura 4.12 se obtiene del diagrama de Mollier y de las tablas de vapor las siguientes entalpías:

$$h_1 = 3195.7 \frac{KJ}{Kg}$$

$$h_a = 2575 \frac{KJ}{Kg}$$

$$h_2 = 2070 \frac{KJ}{Kg}$$

$$h_{fa} = h_4 = 561.47 \frac{KJ}{Kg}$$

$$h_{f2} = h_3 = 168.79 \frac{KJ}{Kg}$$

Como se pudo observar la planta de la Figura 4.12 se le agregó una etapa de ciclo regenerativo con los datos de operación que se indican en la misma, utilizando la ecuación (4.22) se tiene:

$$\frac{m_a}{m_1} = \frac{h_{fa} - h_{f2}}{h_a - h_{f2}}$$

$$\frac{m_a}{m_1} = \frac{561.4 - 168.79}{2575 - 168.79} = 0.1636$$

Finalmente sustituyendo en la ecuación (4.21) la eficiencia es:

$$e = \frac{(h_1 - h_a) + (1 - \frac{m_a}{m_1})(h_a - h_2)}{(h_1 - h_4)}$$

$$e = \frac{(3195.7 - 2575) + (1 - 0.1636)(2575 - 2070)}{(3195.7 - 561.47)}$$

$$e = 0.396 \approx 39.6\%$$

En base a la ecuación (4.14) podemos calcular el flujo de vapor:

$$Pot. = m_v n_{tg} \Delta h$$

Por lo que el gradiente entálpico en la turbina queda modificado de la siguiente manera, esto debido a la etapa de recalentamiento:

$$\Delta h = (h_1 - h_a) + (1 - \frac{m_a}{m_1})(h_a - h_2)$$

$$\Delta h = (3195.7 - 2575) + (1 - 0.1636)(2575 - 2070)$$

$$\Delta h = 1043.082 \frac{KJ}{Kg}$$

Considerando una potencia de 300 MW y con una eficiencia de 0.9 del turbogenerador, el flujo de vapor queda dado por:

$$m_v = \frac{Pot}{n_{tg} \Delta h}$$

$$m_v = \frac{300 \times 10^3}{(0.9)(1043.082)}$$

$$m_v = 319.5657996 \frac{Kg}{seg}$$

Considerando las temperaturas del agua de enfriamiento que entra y sale del condensador de 26°C y 30°C respectivamente, sus entalpías están dadas por:

$$T_5 = 26^\circ C \quad h_e = 109.07 \frac{KJ}{Kg}$$

$$T_6 = 30^\circ C \quad h_s = 125.79 \frac{KJ}{Kg}$$

En base a lo anterior podemos analizar el flujo de agua de enfriamiento con un calentador de contacto directo, para esto despejando m_a de la ecuación (4.15) se tiene:

$$m_v(h_v - h_c) = m_a(h_s - h_e)$$

$$m_a = m_v \frac{(h_v - h_c)}{(h_s - h_e)}$$

$$m_a = 319.5657996 \frac{(2070 - 168.79)}{(125.79 - 109.07)}$$

$$m_a = 36337.42188 \frac{Kg}{seg}$$

En la tabla 4.3 se muestra la relación del flujo de vapor (m_v) y del flujo de agua de enfriamiento (m_a), conforme esta varía con la potencia generada por el turbogenerador, esto para un ciclo regenerativo con calentador de contacto directo.

Tabla 4.3 Análisis del flujo de agua de enfriamiento conforme varia la potencia generada con ciclo regenerativo con calentador de contacto directo.

Pot. (MW)	m_v (Kg/seg)	m_a (Kg/seg)
200	213.0438	24 224.9479
250	266.3048	30 281.1849
300	319.5657	36 337.4218
350	372.8267	42 393.6588
400	426.0877	48 449.8958

Por cada 50 MW que produce el turbogenerador se tiene un flujo de vapor de 53.2609 Kg/seg y el agua de enfriamiento del condensador de 6 056.2369 kg/seg.

En este caso parte del vapor húmedo proveniente las turbinas del generador, es llevado a un calentador y por medio de una bomba es retroalimentado al generador de vapor, de esta manera, conforme aumenta la potencia generada por el turbogenerador, aumenta también el flujo de vapor y por lo tanto se requerirá un mayor flujo de agua de enfriamiento hacia el condensador.

4.6 Calor Rechazado por el Ciclo Rankine

El calor que el ciclo Rankine rechaza en el condensador, es eliminado al medio ambiente por alguno de los métodos:

- a) Torre de enfriamiento

- b) Circuitos abiertos en los cuales el agua de enfriamiento se toma del mar, ríos o lagos grandes y se regresa a los mismos después de absorber el calor en el condensador.
- c) Estanques de enfriamiento
- d) Condensadores enfriados por aire.

4.7 Análisis de la Torre de Enfriamiento de una Termoeléctrica

Como se menciona en el capítulo 3 las torres de enfriamiento son cambiadores de calor en donde el aire atmosférico absorbe el calor que el agua de enfriamiento tomó en el condensador tal y como se observa en la Figura 4.13.

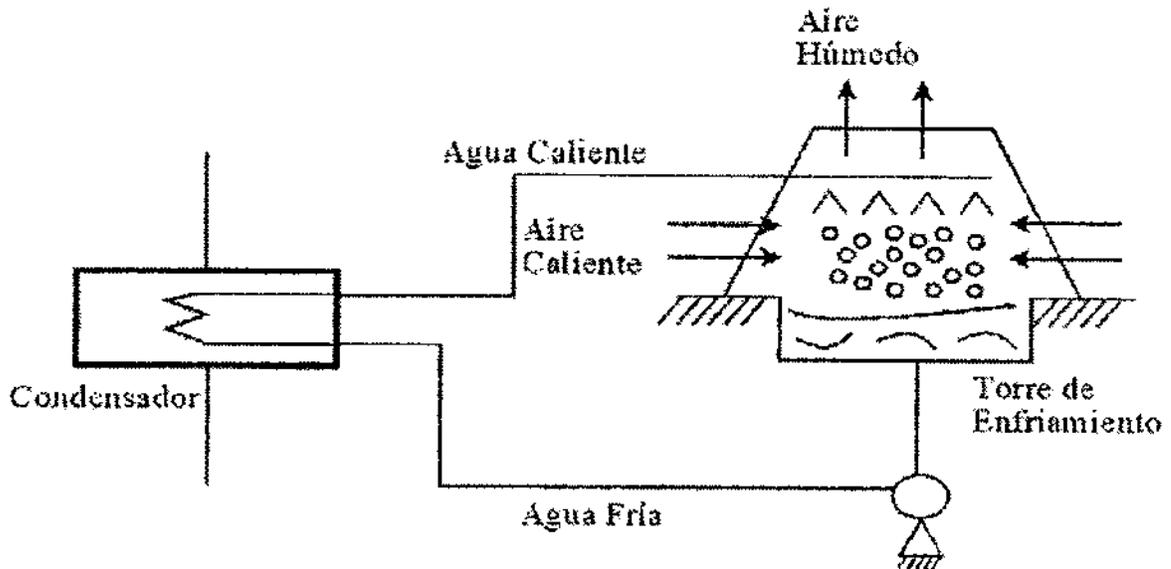


Figura 4.13 Torre de enfriamiento.

Un balance de energía lleva a la siguiente expresión:

$$Q_{rech} = Q_{agua} = Q_{aire} \quad (4.23)$$

Es decir, el calor que rechaza el ciclo en el condensador lo toma el agua y ésta a su vez lo entrega al aire.

En forma más explícita:

$$m_a(h_s - h_e) = m_A(h_2 - h_1) \quad (4.24)$$

Donde:

m_A = Es el flujo de aire en la torre de enfriamiento.

h_2 = Es entalpía del aire a la salida de la torre de enfriamiento.

h_1 = Es la entalpía del aire al entrar a la torre de enfriamiento.

4.8 Sistema de Agua de Enfriamiento de una Termoeléctrica

Es posible instalar un sistema de enfriamiento cuando un la planta este cerca del mar, de un lago grande ó de algún río caudaloso, de esta fuente se bombea agua a la planta retornando nuevamente a su lugar de origen como agua caliente, tal y como se ilustra en la Figura 4.14.

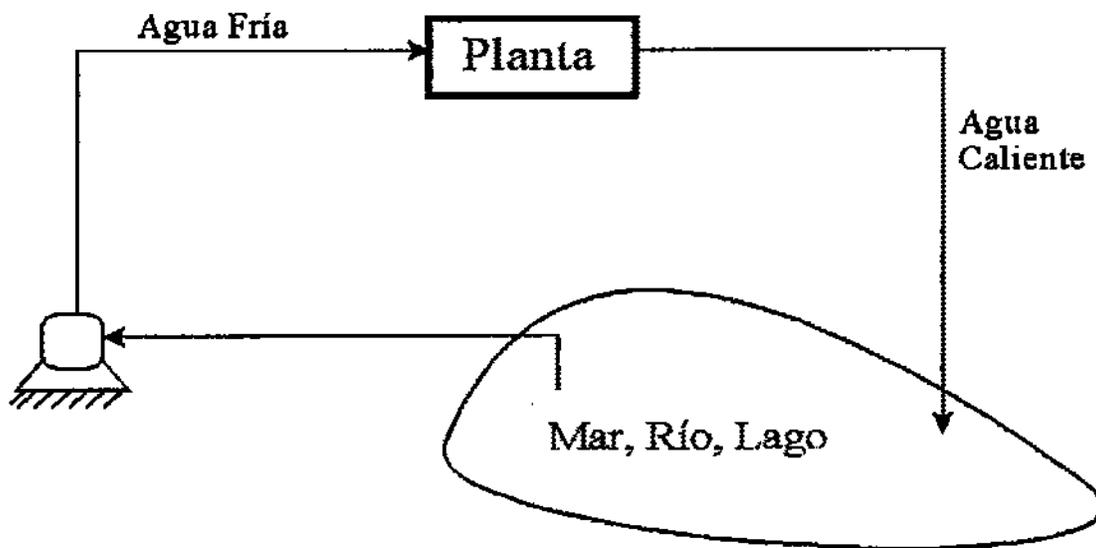


Figura 4.14 Circuito abierto de enfriamiento.

En este caso se debe de tener mucho cuidado para evitar la contaminación térmica, elevando, por ejemplo, la temperatura del agua de un lago afectando la flora y fauna de la región.

Cabe mencionar que también se pueden construir centrales termoeléctricas, donde no existan los ríos mares o lagos, ya que en estos se tendría que construir un estanque de agua de forma artificial, estos se instalan en mampáras para obligar al agua a seguir una cierta trayectoria para que se enfríe antes de ser succionada por el sistema de bombeo.

Capítulo 5

Análisis del Sistema de Enfriamiento en la Termoeléctrica de Manzanillo

En el presente capítulo se pretende analizar el flujo de agua de enfriamiento del condensador de una central termoeléctrica en México, la cual corresponde a la central termoeléctrica de Manzanillo Colima, así como también el impacto ecológico del condensador.

5.1 Central Termoeléctrica de Manzanillo

La central termoeléctrica de Manzanillo localizada al sur del puerto de Manzanillo Colima, cuenta con dos unidades de 350MW y cuatro de 300 MW, el generador de vapor es de tipo inemperie, mientras que los turbogeneradores son del tipo interior y se encuentran situados junto con el equipo auxiliar en el cuarto de máquinas.

La termoeléctrica de Manzanillo requiere de dos combustibles para su operación, el diesel para arranques y el combustóleo para generación. El sistema de enfriamiento principal de los condensadores de superficie es del tipo abierto con agua de mar y el agua de repuesto al ciclo se obtiene por medio de dos plantas evaporadoras y dos plantas des mineralizadoras. En la Figura 5.1 se muestra una imagen de la central termoeléctrica de Manzanillo.



Figura 5.1 Central Termoeléctrica Manzanillo.

En la Figura 5.2 se muestra el diagrama de flujo de la central termoeléctrica de Manzanillo.

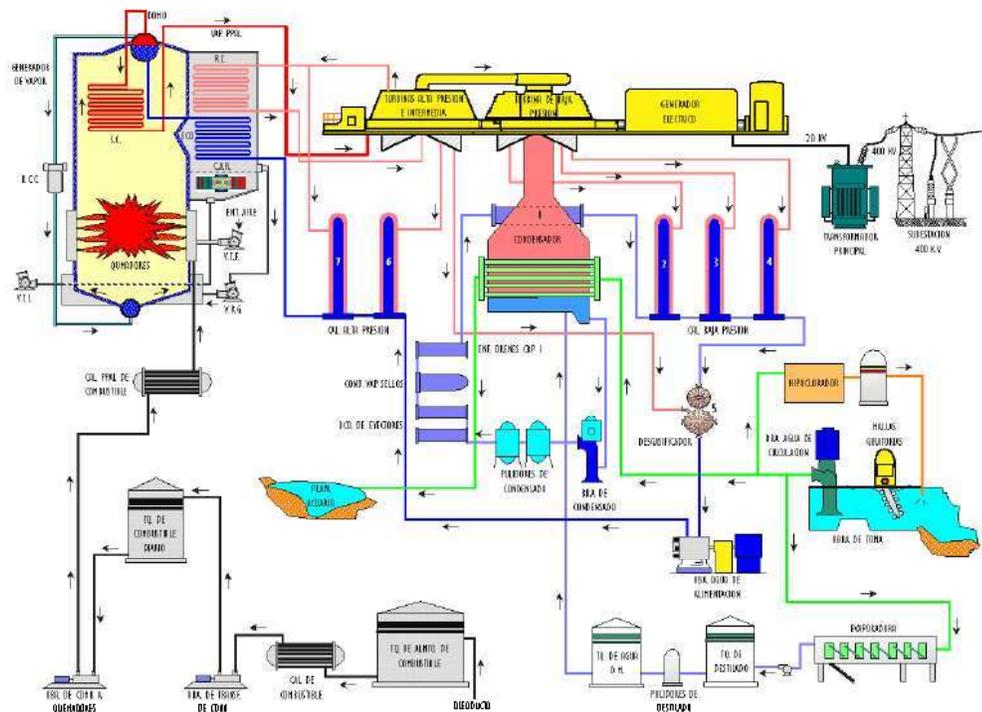


Figura 5.2 Diagrama de flujo de la termoeléctrica de Manzanillo.

5.2 Descripción del equipo principal de la Termoeléctrica de Manzanillo

- Generador de vapor del tipo imtemprie de circulación forzada, con una capacidad máxima de 1170 ton/h de vapor sobrecalentado, a una presión de operación de 166 Bar, con una temperatura de 540 °C. En la Figura 5.3 se muestra una imagen de la caldera de la central.



Figura 5.3 Caldera de la central.

En la Figura 5.4 se muestra una imagen tomada al tanque de almacenamiento del combustóleo, el cual cuenta con una capacidad de almacenamiento de 48 000 000 litros.



Figura 5.4 Tanque de almacenamiento del combustóleo.

- Turbogenerador del tipo “Tandem Compound” de 18 pasos de acción con recalentamiento y doble flujo en la sección de baja presión. En la Figura 5.5 se muestran las turbinas de alta y baja presión.



Figura 5.5 Turbinas de alta y baja presión.

- Generador eléctrico trifásico síncrono con conexión en estrella, 2 polos, totalmente cerrado a prueba de explosión y son enfriados por hidrogeno y agua desionizada. En la Figura 5.6 se muestra el generador eléctrico.



Figura 5.6 Generador eléctrico.

- Condensador principal de superficie de un solo paso enfriado con agua de mar. En la Figura 5.7 se muestra un esquema típico de este tipo de condensador.

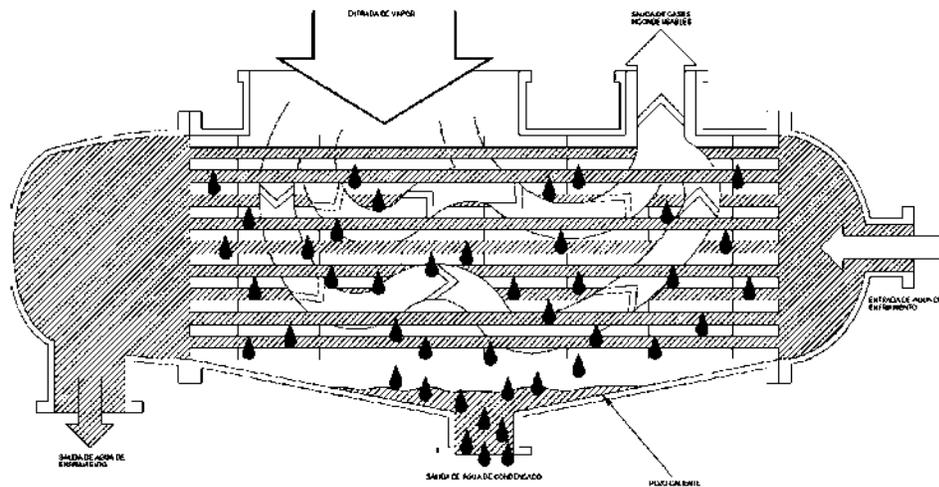


Figura 5.7 Condensador de superficie de un paso.

- Equipos y sistemas auxiliares que complementan el ciclo termodinámico Rankine regenerativo con recalentamiento.
- Para realizar el control y supervisión de los diferentes equipos de la central desde la sala de control, se cuenta con un sistema de control Digital, el cual es capaz de realizar el arranque y paro de la unidad en forma ordenada, y uniforme, así como mantenerla en estado estable, y segura durante fallas y variaciones de la carga. En la Figura 5.8 se muestra la sala de control donde se realiza la operación y monitoreo a los diversos sistemas.



Figura 5.8 Sala de control.

- Para vigilar el comportamiento de cada una de las variables de los diferentes equipos y del proceso mismo, se cuenta con un sistema de adquisición de datos el cual despliega en pantalla y papel toda la información sobre las variables para una operación segura y eficiente de la central.

5.3 Descripción del Condensador de la Termoeléctrica de Manzanillo

El sistema de condensación de la planta consiste en un equipo destinado a convertir el vapor de escape en agua, y de una o varias bombas y equipos para extraer continuamente del condensador, dicha cantidad de agua, el aire y los gases no condensables.

La presión de diseño para un condensador determinado viene dado en la especificación de cada instalación.

Se ha comprobado que una máquina desarrolla mayor cantidad de trabajo útil si su vapor de escape es descargado a un espacio donde existe una presión baja, que si la realizara en contra de presiones más altas.

En el condensador, la presión absoluta es generada por la condensación del vapor, esto debido a que el volumen específico del vapor es mucho mayor que el volumen específico del agua.

En la Tabla 5.1 se muestran los datos de diseño del condensador principal de la termoeléctrica de Manzanillo.

Tabla 5.1 Datos de diseño del condensador principal.

CONDENSADOR PRINCIPAL		
Marca	SWECOMEX, S.A.	Unidades
Tipo	Delta "V" dividido	
Número total de tubos	15,556	adimensional
Longitud efectiva	11,280	mm
Diámetro externo	25.4	mm
Número de pasos	1	adimensional
Calibre de los tubos	18	BWG
Material	90-10 u-Ni	

5.4 Análisis del Flujo de Agua de Enfriamiento en el Condensador Principal de la Termoeléctrica de Manzanillo

En la Tabla 5.2 se muestran los parámetros de operación del condensador principal de la termoeléctrica de Manzanillo.

Tabla 5.2 Parámetros de diseño y operación del condensador principal.

Descripción	Valor de diseño	Valor de operación	Entalpía de operación (Líquido Sat.)	Entalpía de operación (V. Humedo)
Carga de la unidad P_G	350,000 KW	350,000 KW		
Presión de operación P_t	0.0973 Bar	0.0987 Bar		2031.2413 KJ/Kg
Flujo de agua de enfriamiento m_a	13,161 Kg/seg	13,175 Kg/seg		
Temperatura de salida del agua T_6	38.36 °C	38.29 °C	159.21 KJ/Kg	
Temperatura de entrada del agua T_5	30.50 °C	28.18 °C	117.43 KJ/Kg	
Temperatura del agua condensada T_3	43.3 °C	44 °C	184.274 KJ/Kg	

Con los parámetros de operación del condensador que se muestran en la Tabla 5.2 se calcula el flujo de vapor, ya que en este caso se tiene el parámetro del flujo de agua de enfriamiento, para lo cual se interpreta en el esquema de la Figura 5.9.

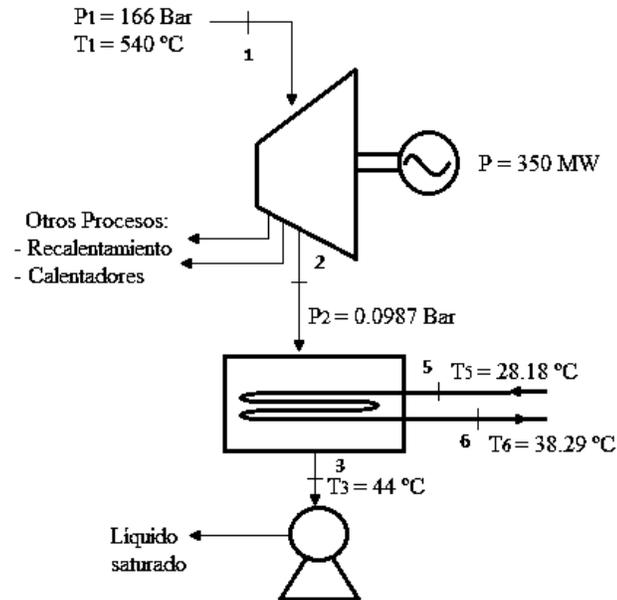


Figura 5.9 Interpretación de la unidad generadora.

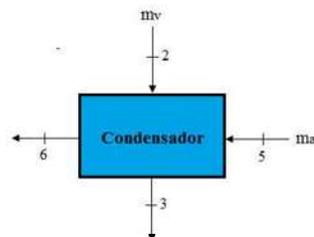
De acuerdo a la presión que opera el generador de vapor se obtienen la entalpía y entropía de las tablas de vapor sobrecalentado del agua:

$$\begin{array}{l} P_1 = 166 \text{ bar} \\ T_1 = 540 \text{ } ^\circ\text{C} \end{array} \quad \Longrightarrow \quad \begin{array}{l} h_1 = 3409.905 \text{ KJ/Kg} \\ S_1 = 6.4212 \text{ KJ/Kg } ^\circ\text{C} \end{array}$$

Considerando el proceso isoentrópico en la turbina se tiene:

$$h_2 = 2031.2413 \text{ KJ/Kg}$$

En base a la ecuación (4.15) que describe al condensador del esquema que se muestra en la Figura 5.11, se pretende analizar la cantidad del flujo de agua de enfriamiento m_a .



$$m_v(h_2 - h_3) = m_a(h_6 - h_5)$$

Figura 5.10 Análisis del condensador.

Analizando el flujo de agua de vapor, respecto al flujo de vapor proveniente de la turbina se tiene:

$$m_v = m_a \frac{(h_6 - h_5)}{(h_2 - h_3)}$$
$$m_v = 13175 \frac{(159.21 - 117.43)}{(2031.2413 - 184.274)}$$
$$m_v = 298.0289 \frac{Kg}{seg}$$

Por lo que finalmente se requiere en el condensador un flujo de agua de enfriamiento de $13\ 175 \frac{Kg}{seg}$ por la cantidad de flujo de vapor proveniente de la turbina de $298.0766 \frac{kg}{seg}$

5.5 Ensuciamiento del condensador de superficie

El condensador de superficie suele provocar ensuciamiento en el interior de los tubos por donde circula el agua de enfriamiento, provocando así la pérdida de la transferencia de calor y por lo tanto disminuya la eficiencia del ciclo.

El depósito de materia orgánica sobre la superficie interior de los tubos del condensador de superficie se le denomina como bio-ensuciamiento, este término se le da para designar la adherencia y crecimiento de la vida animal y vegetal en las superficies expuestas a medios propicios para el desarrollo de la vida orgánica, como es el agua de mar.

Este ensuciamiento se define generalmente como la acumulación de materiales indeseados en las superficies del equipo de transferencia de calor y afecta al equipo de dos maneras.

- El material de la capa que ensucia tiene una conductividad térmica muy baja, lo cual aumenta la resistencia de intercambio térmico y reduce la eficiencia del condensador.
- Los depósitos reducen el área de paso transversal y provocan un aumento en la presión diferencial del condensador, lo cual disminuye el flujo de agua de enfriamiento.

5.6 Métodos de control del ensuciamiento en el condensador

Las formas más comunes para controlar el ensuciamiento en el condensador son:

a) Tratamiento químico:

Consiste en la adición de productos químicos, esto para realizar un proceso de desinfección, denominado a los productos biocida, tales como el uso de cloro, algicidas etc.

b) Tratamiento físico:

Estos son los más utilizados cuando se realiza un paro de la planta, ya que estos se consideran como los más efectivos en cuanto acabado de limpieza, ya que consiste en la limpieza de los tubos del condensador con dardos y agua a presión, estos procesos son muy tardados debido a la gran cantidad de tubos que tiene el condensador.

Capítulo 6

Conclusiones y Recomendaciones

6.1 Conclusiones

La operación de centrales termoeléctricas es muy común en México, ya que el 70% de la energía producida, es por parte de las termoeléctricas, esto debido al aprovechamiento de los recursos naturales que existen en nuestro país, pero no son renovables.

El uso generalizado de los sistemas de condensado y de enfriamiento del agua en las termoeléctricas han permitido no sólo un mejor desempeño de los sistemas de generación sino que también el uso de condensadores son muy útiles en el proceso de enfriamiento y por lo tanto aumentan la eficiencia y el rendimiento de una termoeléctrica.

6.1.1 Conclusiones Generales

El sistema de agua de enfriamiento de una termoeléctrica está conformado por el condensador seguido de las torres de enfriamiento, que estas ayudan a disipar el calor del agua proveniente del condensador.

Como se pudo analizar el condensador es muy indispensable en una central termoeléctrica ya que aumenta la eficiencia el uso de éste, dentro de la planta, donde lo único que hace el condensador es pasar de vapor húmedo proveniente de la turbina a líquido saturado.

Existe una gran variedad de condensadores, en particular los más utilizados por las termoeléctricas son los condensadores de superficie, a diferencia de los condensadores de chorro estos proporcionan una baja presión de escape y al mismo tiempo permiten recuperar el condensado, esto debido a la estructura del condensador.

Para el sistema de enfriamiento del condensador se requiere agua proveniente de algún mar, río, lago o de algún estanque, donde por medio de un sistema de bombeo el agua es llevada al condensador, saliendo del mismo con una mayor temperatura a la que entró, como el agua que sale es muy caliente y es llevada a las torres de enfriamiento, donde al

pasar por éstas se enfría y ésta misma, es nuevamente retornada a su lugar de origen de donde se haya tomado.

6.1.2 Conclusiones Particulares

De acuerdo con los objetivos de la tesis, una central termoeléctrica funciona en base al ciclo Rankine que no es más que la aplicación del ciclo de Carnot para transferencia de calor, donde se calcularon por este método la eficiencia termodinámica de algunas termoeléctricas, por lo que su eficiencia con el condensador esta alrededor del 30% y sin uso del condensador alrededor del 20%.

El análisis del flujo de agua de enfriamiento en el condensador de una termoeléctrica que fue el caso práctico que se analizó con etapas de recalentamiento y con etapa de ciclo regenerativo para varias potencias generadas por el turbogenerador, donde para ambos casos se observó que todo va directamente proporcional al generador de vapor ya que si se obtiene un mayor flujo de vapor se tendrá una mayor generación de energía eléctrica y por lo tanto se requerirá un mayor flujo de agua de enfriamiento.

De igual manera se presentó un estudio realizado a la termoeléctrica de Manzanillo, esto con los valores reales que opera el condensador principal de la unidad generadora, donde en esta se analizó el flujo de vapor proveniente en la turbina respecto al flujo de agua de enfriamiento, comparada con los casos analizados anteriormente, se observó una diferencia en la cantidad de flujo de agua de enfriamiento, por lo que esto ocurrió debido al manejo de temperaturas entrantes y salientes del agua de enfriamiento al condensador, además de la presión y temperatura que entrega el generador de vapor al turbogenerador, con esto finalmente se logró apreciar un mayor flujo de agua de enfriamiento que se requiere en el condensador, así como también ver la importancia que se requiere refrigerar el agua para el uso de sistemas de condensación, ya que la eficiencia aumenta.

6.2 Recomendaciones

El impacto ambiental que tienen las termoeléctricas suelen presentarse como tecnologías limpias debido a la reducción de las emisiones contaminantes que ellas se consiguen, sin embargo se recomienda instalar de preferencia el sistema de enfriamiento cuando una

planta está cerca del mar, de algún lago grande o de algún río caudaloso, esto por las grandes cantidades de agua que requiere la planta para la generación de energía eléctrica, por lo que se recomienda tener un especial cuidado del agua, cuando esta se retorne nuevamente a su fuente de origen, esto para evitar la contaminación térmica y así evitar afectar la flora y fauna de la región.

Se recomienda tratar el agua de enfriamiento antes de ser introducida al condensador, esto mediante un proceso de cloración, filtración y la colocación de algunos biocidas, esto para evitar el bio-esuciamiento del mismo, de igual manera se recomienda también realizar un mantenimiento periódico físico en el condensador, ya que estos son más efectivos al estar limpios, esto cuando la limpieza se hace y la unidad generadora se encuentre en paro.

Cuando el sistema de enfriamiento no está cercas del mar como es el caso de la termoeléctrica de Querétaro, se debe tener un proceso de refrigeración para el agua caliente que sale del condensador y se enfríe y para que pueda ser retornada nuevamente al mismo, para ello se recomienda crear estanques de agua artificiales con mamparas para obligar al agua a seguir una cierta trayectoria para que se enfríe y pueda ser utilizada nuevamente por un sistema de bombeo.

Finalmente, se recomienda para la continuidad y mejora de este trabajo de tesis la realización de un análisis para condensadores de dos pasos, esto con la finalidad de ampliar el campo con la metodología descrita.

Apéndices

Apéndice A. Conceptos Básicos de la Termodinámica

La termodinámica es la rama de la física que se dedica al estudio de las relaciones entre el calor y el resto de las formas de energía. Analiza, por lo tanto, los efectos de los cambios de temperatura, presión, densidad, masa y volumen en los sistemas a nivel macroscópico.

a) Primera ley de la termodinámica

La primera ley de la termodinámica, que se conoce como el principio de conservación de la energía, señala que, si un sistema intercambia calor con otro, su propia energía interna cambiará. El calor, en este sentido, es la energía necesaria que debe intercambiar un sistema para compensar las diferencias entre el trabajo y la energía interna.

La ecuación general de la conservación de la energía es la siguiente:

$$E_{entra} - E_{sale} = \Delta E_{sistema}$$

Que aplicada a la termodinámica teniendo en cuenta el criterio de signos termodinámicos, queda de la siguiente forma:

$$\Delta U = Q - W$$

donde:

U es la energía interna del sistema (aislado).

Q es la cantidad de calor aportado al sistema.

W es el trabajo realizado por el sistema.

b) Segunda ley de la termodinámica

La segunda ley de la termodinámica supone distintas restricciones para las transferencias de energía que, en hipótesis, podrían llevarse a cabo si se tiene en cuenta la primera ley. El segundo principio regula la dirección en la que se llevan a cabo los procesos termodinámicos e impone la imposibilidad de que se desarrollen en sentido contrario. Cabe destacar que esta segunda ley se apoya en la entropía, una magnitud física encargada de medir la parte de la energía que no puede usarse para producir trabajo.

c) Tercera Ley de la termodinámica

La tercera ley de la termodinámica, destaca que es imposible alcanzar una temperatura que sea igual al cero absoluto a través de un número finito de procesos físicos.

Entre los procesos termodinámicos, se destacan los isotérmicos (no cambia la temperatura), los isócoros (no cambia el volumen), los isobáricos (no cambia la presión) y los adiabáticos (no hay transferencia de calor).

d) Entropía

En termodinámica, la entropía (simbolizada como S), es la magnitud física que mide la parte de la energía que no puede utilizarse para producir trabajo.

e) Entalpía

En termodinámica, la entalpía (simbolizada como H), cuya variación expresa una medida de la cantidad de energía absorbida o cedida por un sistema termodinámico, es decir, la cantidad de energía que un sistema puede intercambiar con su entorno.

Apéndice B. El Ciclo de Carnot

El ciclo de Carnot se produce cuando un equipo que trabaja absorbiendo una cantidad de calor Q_1 de la fuente de alta temperatura y cede un calor Q_2 a la de baja temperatura produciendo un trabajo sobre el exterior. El rendimiento viene definido, como en todo ciclo, por:

$$n = \frac{W_{util}}{Q_1} = \frac{Q_1 - Q_2}{Q_1} = 1 - \frac{Q_2}{Q_1}$$

El ciclo de Carnot se define como un proceso cíclico reversible que utiliza un gas perfecto, y que consta de dos transformaciones isotérmicas y dos adiabáticas, tal como se muestra en la figura.

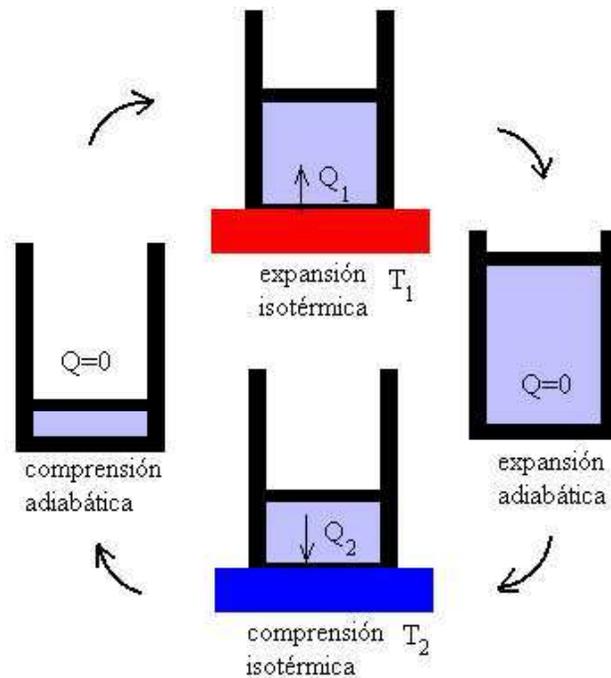


Fig. Ciclo de Carnot.

La representación gráfica del ciclo de Carnot en un diagrama p-V es el siguiente:

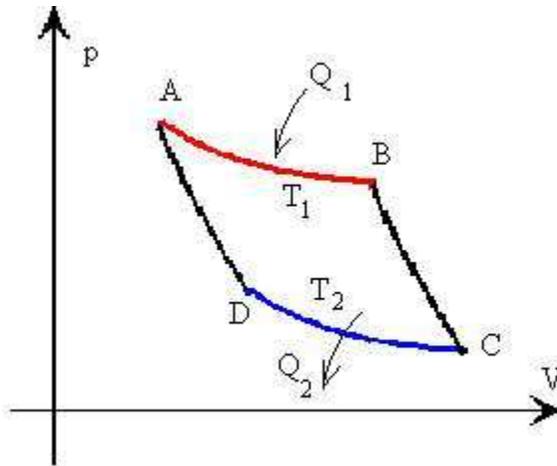


Fig. Diagrama del Ciclo de Carnot

donde:

Tramo A-B isoterma a la temperatura T_1

Tramo B-C adiábata

Tramo C-D isoterma a la temperatura T_2

Tramo D-A adiábata

Referencias

Institución:

[CFE 2012]

CFE. *Central termoeléctrica Manzanillo*. Morelia Michoacán México, 2012

[UMSNH 2012]

UMSNH. *Notas de Centrales Eléctricas I, Dr. Gilberto González Avalos*. Morelia Michoacán México, 2012.

[UMSNH 2012]

UMSNH. *Notas de Centrales Eléctricas II, Dr. Gilberto González Avalos*. Morelia Michoacán México, 2012.

[IPN 2012]

IPN. *Análisis de la Transferencia de Calor en Condensadores de Superficie de la Central de Manzanillo, Gerardo Cuevas*. México, México DF, 2012

Internet:

[CFE 2011]

CFE. La Electricidad en México. Diciembre de 2011.

<http://www.cfe.gob.mx/QUIENESSOMOS/QUEESCFE/Paginas/CFEylaelectricidadenMexico.aspx>

[CFE 2011]

CFE. Termoeléctricas en México. Diciembre de 2011.

<http://www.cfe.gob.mx/QuienesSomos/estadisticas/listadocentralesgeneradoras/Paginas/Termoeléctricas.aspx>

[CICA 2012]

CICA. Centrales Termoelectricas Clásicas. Enero de 2012.

<http://thales.cica.es/rd/Recursos/rd99/ed99-0226-01/capitulo7.html>

[SCRIBD 2012]

SCRIBD. Condensadores. Febrero de 2012.

<http://es.scribd.com/doc/5068509/CONDENSADORES>

[SCRIBD 2012]

SCRIBD. Termodinámica Técnica. Junio de 2012.

<http://es.scribd.com/doc/56385628/Termodinamica-Tecnica-Ing-Carlos-Cruz>

[WORDPRESS 2012]

WORDPRESS. Centrales Térmicas. Marzo 2012.

<http://iesvillalbahervastecnologia.files.wordpress.com/2009/09/funcionamiento-de-una-central-termica.pdf>

[WIKIPEDIA 2012]

WIKIPEDIA. Ciclo de Carnot. Mayo de 2012.

http://es.wikipedia.org/wiki/Ciclo_de_Carnot

[EHU 2012]

EHU. Tablas de vapor del agua. Junio de 2012.

<http://www.ehu.es/mmtde/materiala/tablas%20y%20diagramas.pdf>