



**UNIVERSIDAD MICHOACANA DE
SAN NICOLÁS DE HIDALGO
FACULTAD DE INGENIERIA
ELÉCTRICA**



TESIS

**“ANÁLISIS DE LA POTENCIA GENERADA EN CENTRALES
GEOTERMOELÉCTRICAS CON POLINOMIOS DE APROXIMACIÓN”**

PARA OBTENER EL TITULO COMO:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTA:

JORGE OLAYA ESCOBEDO

ASESOR:

DR. GILBERTO GONZÁLEZ ÁVALOS

Morelia, Michoacán, México

Noviembre del 2019

AGRADECIMIENTOS

A mis padres Jorge Olaya Espinoza y Senaida Escobedo Martínez por todo su apoyo durante toda mi formación académica

Hermano: Diego Olaya Escobedo gracias por orientarme en mi formación profesional.

Compañeros y amigos: Carlos Martínez Ramírez, Kevin Rodrigo Garnica Sosa, Deira Deyanira Alanís García, Cristian Correa Gómez, Víctor Manuel Ortiz Mercado gracias por gran ayuda y amistad durante mi formación profesional como ingeniero electricista.

Asesor Dr, Gilberto González Ávalos muchas gracias por guiarme en la elaboración de la presente tesis.

DEDICATORIA

Independientemente de todo lo que puedas aprender durante toda tu formación académica, algo que podemos llamar como una constante en la vida, será la presencia y el apoyo de mis queridos padres, Jorge Olaya Espinoza y Senaida Escobedo Martínez para ellos nunca seré lo suficientemente grande como para abandonar su casa, para mi madre nunca dejaré de ser su bebé, como de igual manera para mi padre, siempre me faltarán algunas lecciones de la vida por aprender y sé que voy a contar con su auxilio cuando lo requiera.

ÍNDICE

AGRADECIMIENTOS.....	i
DEDICATORIA.....	ii
ÍNDICE.....	iii
RESUMEN	v
PALABRAS CLAVE.....	v
ABSTRACT	vi
KEYWORDS	vi
LISTA DE FIGURAS	vii
LISTA DE TABLAS.....	ix
GLOSARIO DE TÉRMINOS	x
CAPITULO 1 INTRODUCCIÓN	1
1.1. La energía geotérmica	1
1.2. Objetivo	4
1.3. Justificación.....	4
1.4. Metodología.....	5
1.5. Contenido de tesis.....	5
CAPITULO 2 ANTECEDENTES DE LAS CENTRALES ELÉCTRICAS	6
2.1. Central termoeléctrica.....	6
2.2. Central eléctrica de ciclo combinado.....	10
2.3. Turbina de gas	12
2.4. Central termoeléctrica de biomasa	15
2.5. Central nuclear.....	20
2.6. Central hidroeléctrica	22
2.7. Central eólica.....	29
CAPITULO 3 MODELADO DE UNA TURBINA DE VAPOR.....	35
3.1. Principios teóricos de la turbina de vapor	35
3.2. Ecuación de Euler de la transferencia de la energía	39
3.3. Tipos de turbinas de vapor	41
3.4. Turbinas de impulso	42

3.5. Turbinas de impulso con escalonamientos de velocidad tipo curtis.....	44
3.6. Turbinas de impulso con escalonamientos de velocidad tipo rateau.....	45
3.7. Turbinas de reacción.....	47
3.8. Turbinas de vapor radiales.....	49
CAPITULO 4 POTENCIA GENERADA CON POLINOMIOS DE APROXIMACIÓN	53
4.1. Introducción.....	53
4.2. Polinomios de aproximación	53
4.3. Potencia generada en una geotermoeléctrica.....	58
4.4. Casos de estudio	62
4.4.1. Caso 1 de estudio de la potencia eléctrica obtenida mediante la aplicación de polinomios de cuarto grado	63
4.4.2. Caso 2 de estudio de la potencia eléctrica obtenida mediante la aplicación de polinomios de quinto grado	74
4.4.3. Caso 3 de estudio de la potencia eléctrica obtenida mediante la aplicación de polinomios de sexto grado.....	84
4.4.4. Resultados finales	93
CAPITULO 5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	94
5.1. Conclusiones.....	94
5.2. Recomendaciones	95
BIBLIOGRAFÍA	96

RESUMEN

Actualmente, se requiere tener energías limpias que produzcan un mínimo impacto ecológico al medio ambiente, durante sus procesos de extracción y generación. En la realidad no existe una forma de obtención de energía que no dañe al medio ambiente, algunas contaminan más que otras y dejan una marca imborrable en el ecosistema y en la salud de los seres vivos. Los cambios climáticos y el calentamiento global que se han venido incrementando desde el inicio de la revolución industrial, surge la necesidad de tener un sistema de generación de energía eficiente y sostenible que dañe lo menos posible al medio ambiente. Esta investigación tiene como objetivo Analizar la Potencia Generada en Centrales Geotermoeléctricas con polinomios de aproximación, comenzando con una introducción, posteriormente se recopila información de algunas centrales eléctricas para conocer varias de sus características y funcionamiento, se investigaron los distintos tipos de turbinas de vapor tales como: turbinas de impulso, reacción y radiales. El desarrollo del análisis de la potencia generada muestra una idea más clara de la cantidad de energía eléctrica que se puede producir al aprovechar una fuente de energía renovable como la geotérmica y considerarse como una opción para combatir la contaminación del medio ambiente, cambio climático y calentamiento global.

PALABRAS CLAVE

Polinomio, potencia, vapor, central geotermoeléctrica, turbina.

ABSTRACT

Currently, it is required to have clean energies that produce a minimum ecological impact on the environment, during its extraction and generation processes. In reality there is no way to obtain energy that does not harm the environment, some pollute more than others and leave an indelible mark on the ecosystem and on the health of living beings. The climatic changes and global warming that have been increasing since the beginning of the industrial revolution, there is a need to have an efficient and sustainable energy generation system that damages the environment as little as possible. This research aims to analyze the Power Generated in Geothermal Power Plants with approach polynomials, starting with an introduction, later information is collected from some power plants to know several of its characteristics and operation, the different types of steam turbines such as: impulse, reaction and radial turbines. The development of the analysis of the generated power shows a clearer idea of the amount of electric energy that can be produced by taking advantage of a renewable energy source such as geothermal and considered as an option to combat environmental pollution, climate change and warming global.

KEYWORDS

Polynomial, power, steam, geothermal power plant, turbine.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 Ejemplo de generación de energía geotérmica por ciclo binario. [2]	2
Figura 2.1 Diagrama de una central térmica de carbón de ciclo convencional. [5]	7
Figura 2.2 Capacidad y generación en centrales termoeléctricas convencionales en México 2017. [3]	9
Figura 2.3 Esquema básico de funcionamiento de una central térmica de ciclo combinado. [5]	10
Figura 2.4 Capacidad y generación en centrales de ciclo combinado en México 2017. [3]	11
Figura 2.5 Capacidad y generación en centrales de turbogas en México 2017. [3]	13
Figura 2.6 Esquema de una turbina de gas que opera con ciclo Brayton en ciclo abierto. [7]..	14
Figura 2.7 Partes principales de la turbina de gas. [8].....	14
Figura 2.8 Central termoeléctrica de biomasa en donde se quema el combustible (paja) para calentar el agua y convertirla en vapor, moviendo una turbina de vapor acoplada al mismo eje del generador eléctrico. [9]	17
Figura 2.9 Capacidad y generación en centrales de bioenergía en México 2017. [3].....	19
Figura 2.10 Central nuclear con reactor de agua a presión. [10].....	20
Figura 2.11 Esquema de una central hidroeléctrica. [13]	23
Figura 2.12 Componentes de una turbina Pelton de eje horizontal, con dos equipos de inyección. [14]	24
Figura 2.13 Acción del chorro de agua sobre cada cangilón de un rodete Pelton. [14]	25
Figura 2.14 Componentes de una turbina Francis de eje vertical. [14]	27
Figura 2.15 Componentes de una turbina Kaplan de eje vertical. [14]	28
Figura 2.16 Capacidad y generación en centrales hidroeléctricas en México 2017. [3]	29
Figura 2.17 Central eólica. [16].....	30
Figura 2.18 Partes principales de una central eólica. [17].....	31
Figura 2.19 Componentes de una turbina eólica. [18].....	31
Figura 3.1 Esquema de una central termoeléctrica con turbina de vapor. [19]	36
Figura 3.2 Ciclo Rankine ideal en el pv . [19]	36
Figura 3.3 Ciclo Rankine ideal en el TS . [19]	37
Figura 3.4 Ciclo Rankine ideal en el hs . [19]	37
Figura 3.5 Componentes de la velocidad a la entrada y a la salida del rotor de una turbina de vapor. [19]	40
Figura 3.6 Turbina de vapor ALSTHOM en proceso de montaje. Una de las dos unidades de la planta nucleoelectrica de FESSENHEIN (Francia). Potencia 1 000 MW; velocidad de giro: 1 500 rpm; longitud del eje: 59 metros. [19]	42
Figura 3.7 a) Diagramas de velocidades a la entrada y a la salida del rotor de una turbina simple, de impulso o de acción. b) Los mismos diagramas acomodados con vértice común (sin fricción). [19]	43

Figura 3.8 a) Desarrollo cilíndrico de un escalonamiento de velocidad en una turbina de impulso.	
b) Diagramas de vértice común y a la salida del rotor (sin fricción). [19].....	44
Figura 3.9 Turbina con escalonamientos de presión y velocidad (Curtis). [20].....	45
Figura 3.10 a) Desarrollo cilíndrico de un escalonamiento de presión en una turbina de impulso.	
b) Diagrama de vértice a la entrada y a la salida del rotor. La velocidad absoluta V2 de salida del rotor sería la de entrada en el estator siguiente, coincidiendo con la relativa en el alabe fijo del estator, ya que en este la U = 0 . (Sin fricción). [19].....	46
Figura 3.11 Turbina tipo Rateau de la compañía Western Electric, gira a 1500 rpm y genera una potencia de 1500 hp. [21]	46
Figura 3.12 a) Desarrollo cilíndrico de un escalonamiento de reacción con grado de reacción de 50%. b) Diagrama de vértice común a la entrada y a la salida del rotor (sin fricción). [19].....	47
Figura 3.13 Turbina de reacción. [22]	48
Figura 3.14 Diagramas de velocidades a la entrada y a la salida del rotor de una turbina de vapor radial centrípeta, de un escalonamiento. [19].....	51
Figura 3.15 Diagramas de velocidades a la entrada y a la salida del rotor de una turbina de vapor radial centrífuga, de un escalonamiento. [19].....	51
Figura 3.16 Turbina de vapor radial con dos rodets, uno centrípeta y otro centrífugo, tipo ...	52
Figura 3.17 Turbina radial Ljungstrom: 1. entrada de vapor; 2. admisión; 3 y 4 discos que giran en direcciones opuestas; 5. álabes; 6. cierres laberínticos; 7. generadores; 8. escape; 9. corte transversal por dos escalonamientos. [19].....	52
Figura 4.1 Gráfica de interpolación de dos puntos. [24]	54
Figura 4.2 Representación gráfica de la naturaleza recursiva de las diferencias divididas finitas. [24]	56
Figura 4.3 Gráfica de interpolación de segundo grado. [24].....	58
Figura 4.4 Central Geotermoeléctrica con dos etapas de Flasheo.....	59
Figura 4.5 Función polinómica de aproximación obtenida por el software Scientific WorkPlace 5.5 para determinar h3	63
Figura 4.6 Función polinómica de aproximación obtenida por el software Scientific WorkPlace 5.5 para determinar s2	64
Figura 4.7 Función polinómica de aproximación obtenida por el software Scientific WorkPlace 5.5 para determinar sf7	65
Figura 4.8 Gráfica $h = h_g$ real vs $h = h_g$ (polinomio de aproximación de cuarto grado).	73
Figura 4.9 Gráfica $s = s_g$ real vs $s = s_g$ (polinomio de aproximación de cuarto grado).	73
Figura 4.10 Gráfica $h = h_g$ real vs $h = h_g$ (polinomio de aproximación quinto grado).	83
Figura 4.11 Gráfica $s = s_g$ real vs $s = s_g$ (polinomio de aproximación quinto grado).	83
Figura 4.12 Gráfica $h = h_g$ real vs $h = h_g$ (polinomio de aproximación sexto grado).	93
Figura 4.13 Gráfica $s = s_g$ real vs $s = s_g$ (polinomio de aproximación sexto grado).	93

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.1 Clasificación por entalpía. [1]	1
Tabla 4.1 Comparación de entalpías a una determinada presión.	71
Tabla 4.2 Comparación de entropías a una determinada presión.	72
Tabla 4.3 Comparación de entalpías a una determinada presión.	81
Tabla 4.4 Comparación de entropías a una determinada presión.	82
Tabla 4.5 Comparación de entalpías a una determinada presión	91
Tabla 4.6 Comparación de entropías a una determinada presión.	92

GLOSARIO DE TÉRMINOS

Aerogenerador	Aeroturbina en la que la energía mecánica producida se transforma en energía eléctrica.
Bagazo	Se denomina bagazo al residuo de materia después de extraído su jugo.
Ciclo binario	El ciclo binario es un intento por superar algunas de las deficiencias, del agua y para aproximarse al fluido de trabajo ideal mediante dos fluidos.
Ciclo termodinámico	Serie de procesos termodinámicos tales que, al transcurso de todos ellos, el sistema regrese a su estado inicial; es decir, que la variación de las magnitudes termodinámicas propias del sistema sea nula.
CO ₂	Dióxido de carbono.
Ciclo Brayton	Es un ciclo termodinámico consistente, en su forma más sencilla, en una etapa de compresión adiabática, una etapa de calentamiento isobárico y una expansión adiabática de un fluido termodinámico compresible.
Combustión	Desde el punto de vista de la teoría clásica, la combustión se refiere a las reacciones de oxidación, que se producen de forma rápida, de materiales llamados combustibles, formados fundamentalmente por carbono (C) e hidrógeno (H) y en algunos casos por azufre (S), en presencia de oxígeno, denominado el comburente y con gran desprendimiento de calor.
Comburente	Es una sustancia que acelera el proceso de la combustión o en su defecto la produce completamente.
Cohesionado	Reunirse o adherirse las cosas entre sí o entre las partículas de que están formadas.
Condensación	Es el cambio de estado de la materia que se encuentra en forma gaseosa (generalmente en vapores) y pasa a forma líquida.
Caudal	Es la cantidad de fluido, medido en volumen, que se mueve en una unidad de tiempo.
Compresión	Disminución del volumen por efecto de la presión.
Contrapresión	Presión opuesta a otra.
° C	Grado centígrado.
Convergente.	Se refiere al encuentro de dos puntos o cosas que parten de lugares diferentes.
Depurador de humos	Es un dispositivo que tiene por objeto eliminar los gases peligrosos, humos y otros contaminantes del aire.
Divergente	Se refiere a dos elementos que se van separando de manera progresiva.
Entalpia	Es la cantidad de energía contenida en una sustancia. Representa una medida termodinámica la cual viene figurada con la letra H en mayúscula, la variación de esta medida muestra la cantidad de energía atraída o cedida por un sistema termodinámico, es decir, la proporción de energía que un sistema transfiere a su entorno.
Ebullición	Es un proceso físico en el que un líquido pasa a estado gaseoso.
Energía cinética	Es aquella energía que posee debido a su movimiento. Se define como el trabajo necesario para acelerar un cuerpo de una masa determinada desde el reposo hasta la velocidad indicada.

Energía potencial	Es la energía que es capaz de generar un trabajo como consecuencia de la posición de un cuerpo. A la misma puede considerársela como la energía almacenada en el sistema o la medida de un trabajo que el sistema puede ofrecer.
Energía mecánica	Es la capacidad de un cuerpo de generar movimiento y de realizar un trabajo mecánico.
Fusión nuclear	Es el proceso por el cual varios núcleos atómicos de carga similar se unen y forman un núcleo más pesado. Simultáneamente se libera o absorbe una cantidad enorme de energía.
Granulometría	Es la medición de los granos de una formación sedimentaria y el cálculo de la abundancia de los correspondientes a cada uno de los tamaños previstos por una escala granulométrica.
Guiñada	Rotación del eje del rotor alrededor de su eje vertical (solo para máquinas de eje horizontal).
h	Entalpía.
Homogeneizar	Transformar una cosa para que tenga características comunes y uniformes con otra u otras.
Humedad	Se denomina humedad al agua que impregna un cuerpo.
Inducción electromagnética	Es el fenómeno que origina la producción de una fuerza electromotriz (f.e.m. o tensión) en un medio o cuerpo expuesto a un campo magnético variable, bien en un medio móvil respecto a un campo magnético estático no uniforme, o la variación de las líneas de campo que atraviesan dicha superficie mediante un giro.
Incompresible	Que no se puede comprimir o reducir a menor volumen.
Líquido saturado	Un líquido que está a punto de evaporarse se llama líquido saturado.
Moderador	Situado en el corazón del reactor nuclear, el moderador constituye un medio para disminuir la velocidad de los neutrones, lo cual propicia una reacción nuclear en cadena eficaz.
MWh	Mega watt hora.
mbar	Milibar.
Presión	Es la fuerza ejercida por un líquido, o por un gas, sobre la superficie de un cuerpo con el que está en contacto.
Proceso isobárico	Es el proceso de compresión mediante el cual el volumen y la temperatura de un gas varían mientras que la presión se mantiene constante.
Proceso isoentrópico	Es aquel en el que la entropía del sistema permanece constante. No existe intercambio de calor con el medio ambiente.
Periferia	Espacio que rodea un núcleo cualquiera.
p	Presión.
Proceso isotérmico	El proceso isotérmico es el proceso de compresión mediante el cual la temperatura se mantiene constante pero el volumen y la presión varían.
rpm	Una revolución por minuto es una unidad de frecuencia que se usa también para expresar velocidad angular. En este contexto, se indica el número de rotaciones completadas cada minuto por un cuerpo que gira alrededor de un eje.
Reactor nuclear	Un reactor nuclear es un dispositivo en donde se produce una reacción nuclear en cadena controlada.

S	Entropía.
Trabajo	Es la fuerza que se aplica sobre un cuerpo para desplazarlo de un punto a otro.
T	Temperatura.
Velocidad periférica	Velocidad de la zona exterior de un elemento sometido a rotación, expresada en medida de longitud por unidad de tiempo.
v	Volumen.
Velocidad relativa	La velocidad relativa entre dos cuerpos es el valor de la velocidad de uno de ellos tal como la mediría un observador situado en el otro. La velocidad relativa de un cuerpo B respecto de un cuerpo A se denota V_{BA} .
Velocidad angular	Indica la variación de desplazamiento angular por unidad de tiempo, en el S.I. se mide en rad/seg (radianes por segundo).
Velocidad tangencial	Es la velocidad real de un punto que gira con un movimiento circular (de radio constante) y se mide en metros por segundo (m/seg.).

CAPITULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1. La energía geotérmica

La energía geotérmica es una fuente de energía que aprovecha el calor que existe en el subsuelo de nuestro planeta. Esta definición incluye el calor que se encuentra en las rocas, suelos y aguas termales, cualquiera sea su temperatura, profundidad o procedencia. En la actualidad, está considerada como una fuente de energía renovable abundante y de explotación viable. Por su temperatura o “entalpía” (magnitud termodinámica simbolizada con la letra H mayúscula) se presenta en la Tabla 1.1. [1]

Tabla 1.1 Clasificación por entalpía. [1]

Tipo Yacimiento	Tipo de Terreno	Rango de Temperatura	Uso Principal
Muy Baja Entalpía	Subsuelo con o sin agua	5°C<T<25°C	Climatización
	Aguas Subterráneas	10°C<T<22°C	
Baja Entalpía	Aguas Termales	22°C<T<50°C	Balnearios
	Zonas Volcánicas	T<100°C	Calor de Distrito
	Sedimentos Profundos		
Media Entalpía		100°C<T<150°C	Electricidad, Ciclos Binarios
Alta Entalpía		T>150°C	Electricidad

Los recursos geotérmicos de alta temperatura (más de 100-150° C) se utilizan para generar energía eléctrica, mientras que aquellos con temperaturas menores son óptimos para los sectores industrial y residencial.

La energía calórica contenida bajo la tierra es enorme. Por ejemplo, los volcanes son pequeños orificios por donde el magma encuentra salida a la superficie; el calor del interior de la tierra derrite con facilidad la piedra y forma la lava que se derrama por las laderas de estos volcanes. En algunas zonas del planeta se puede encontrar con relativa facilidad y dependiendo de la topografía que este calor afecta a grandes volúmenes del suelo. En algunos casos el agua entra en ebullición y encuentra escape a la superficie como grandes chorros de vapor. En otros casos el calor está almacenado en la tierra y las piedras y para extraerlo se inyectan toneladas de agua que se evaporan y vuelven a la superficie con gran energía. [1]

Hasta el momento se han desarrollado diferentes tecnologías para aprovechar el calor extraído de la tierra y, en el futuro inmediato, se proyectan varias más. Por ejemplo, en el caso de las zonas con media y alta entalpía, existe la posibilidad de instalar plantas de generación de energía eléctrica a partir de turbinas de vapor. Para las zonas donde el agua ya sale evaporada (o de alta entalpía) se utilizan los sistemas de ciclo directo con expansión súbita de una o dos etapas. [1]

Para las zonas donde el agua sale caliente, pero en forma líquida (media entalpía) se utilizan plantas generadoras con sistemas de ciclo binario. En este tipo de sistemas la evaporación debe lograrse combinando otros elementos como amoníaco o freón que poseen puntos de ebullición más bajos que el agua, lo cual se muestra en la Figura 1.1. [1]

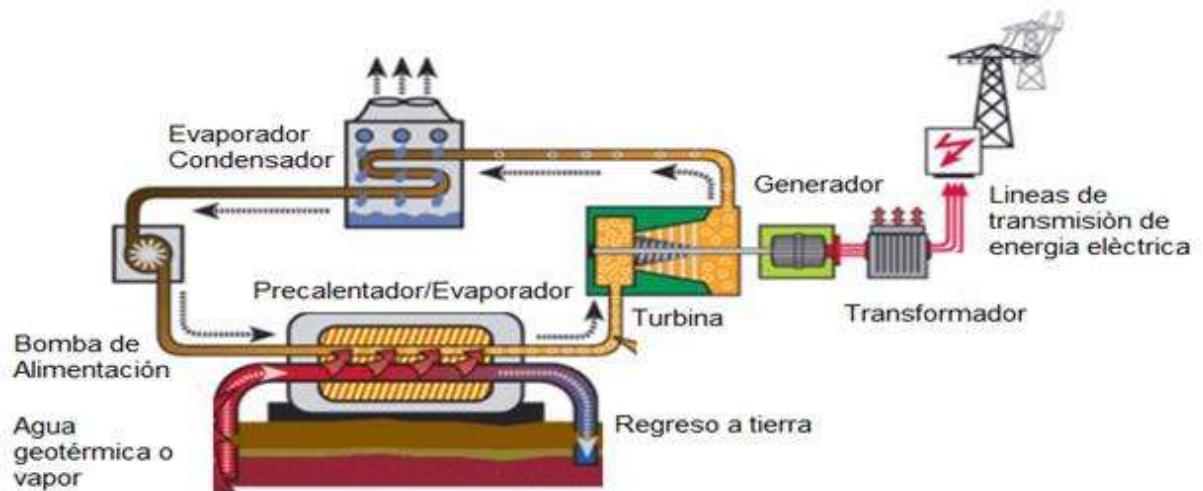


Figura 1.1 Ejemplo de generación de energía geotérmica por ciclo binario. [2]

Además de aprovechar yacimientos de menor temperatura, otra de las ventajas de los sistemas de ciclo binario es que al utilizar un segundo elemento que evapora y entra en contacto con la turbina, permite aislar y aprovechar aquellos yacimientos en los cuales el agua o el vapor suben cargados de impurezas para las turbinas. [1]

Existe en la actualidad un creciente interés en la exploración y el desarrollo de nuevas plantas de generación de electricidad basadas en este tipo de energía. Las principales ventajas de la explotación de este tipo de energía son:

- Es una fuente inagotable de energía.
- No provoca contaminación ambiental.
- Produce mínimo impacto visual y auditivo.
- Se traduce en enormes cantidades de energía eléctrica.
- La inversión necesaria es relativamente baja.
- No tiene ciclos de actividad y reposo (como ocurre con la energía eólica o solar).

Actualmente, las plantas generadoras se instalan en lugares donde la actividad volcánica está casi a nivel superficial: por ejemplo, en Islandia. Sin embargo, los nuevos desarrollos tecnológicos están expandiendo considerablemente la factibilidad de instalar centrales de generación geotérmica en lugares con muy baja actividad térmica superficial, es decir, aprovechando zonas más profundas pero que también poseen la energía necesaria para evaporar el agua. [1]

México se ubica dentro de los primeros seis países con mayor capacidad instalada en unidades geotermoeléctricas, junto con Estados Unidos de América, Filipinas, Indonesia, Turquía y Nueva Zelanda. [3]. En la zona de San Francisco, Estados Unidos, se encuentra la central más grande del mundo llamada “The Geysers”: alcanza una producción constante de 725 MW, suficiente para abastecer a más de 700.000 familias. [1]

La mayoría de los campos geotérmicos que se aprovechan para generar electricidad se asocian a estructuras volcánicas antiguas. La gran actividad tectónica y volcánica del territorio mexicano ofrece sin duda una oportunidad única para una transición hacia fuentes renovables capaces de satisfacer las necesidades energéticas del país. [4]

El territorio mexicano tiene un gran potencial geotérmico por la intensa actividad tectónica y volcánica que se da en algunas áreas del norte y el centro de la República. [3]. México cuenta con ocho centrales geotermoeléctricas, que representan el 1.2% de la capacidad total (926 MW) y el 1.8% de la generación de electricidad del país (6,041 GWh) en el año 2017. [3]

La geotermia actualmente se aprovecha en los campos geotérmicos ubicados en los estados de Baja California, Baja California Sur, Michoacán y Puebla, los dos últimos se localizan en el Eje Volcánico Transversal, zona volcánica en la cual se concentra el recurso geotérmico del país para su aprovechamiento en la generación eléctrica. [3]

Cabe destacar la actividad del campo del Cerro Prieto en el valle de Mexicali, Baja California, que alberga la planta geotérmica más grande de México y una de las más grandes en el mundo. La planta de Cerro Prieto, que toma su nombre del volcán del que se alimenta, aporta casi la mitad de la energía eléctrica que se consume en toda la península de Baja California y además exporta electricidad a Estados Unidos. [4]

La falta de inversión e infraestructura para la exploración de los pozos está frenando el desarrollo de la geotermia en México. Sin ser una de las energías limpias más costosas puesto que no requiere construcción de represas o tanques de almacenamiento de combustibles, los inversionistas entienden que hay un elevado riesgo en la aportación del capital necesario para iniciar la exploración del terreno, porque normalmente se desconoce el tamaño del recurso hasta que no se realizan las perforaciones de los pozos. Además, hay que considerar que una planta geotérmica tarda hasta 6 años desde que comienza la exploración hasta que se genera electricidad. [4]

Una legislación clara unida a la simplificación de los trámites de regularización de los pozos y a una política de incentivos animaría a los inversores privados y aceleraría la generación de electricidad a través de plantas geotérmicas en México, rebajando así la dependencia de los combustibles fósiles. Objetivo que todos los gobiernos debieran buscar. [4]

1.2. Objetivo

Obtener una función polinomial de aproximación de los distintos parámetros energéticos del vapor que se extrae de un pozo geotérmico para elaborar un análisis de la potencia eléctrica que se genera en centrales geotermoeléctricas empleando polinomios de aproximación de distintos grados.

1.3. Justificación

El calentamiento global y el cambio climático está modificando el medio ambiente ocasionando diversos desastres naturales por ejemplo: huracanes, tornados y tormentas producidos por los cambios de temperatura y evaporación de agua se producirán con mayor regularidad, habría menos agua disponible para la agricultura, la producción alimentaria o para consumo de los seres vivos, el nivel del mar aumentará también debido al derretimiento de los glaciares ocasionando inundaciones de algunas ciudades de la costa. El análisis de la potencia eléctrica generada en una central geotermoeléctrica que se realiza mediante la ayuda de polinomios de aproximación es una muy buena opción práctica para obtener algunas de las propiedades del agua saturada como: entropía del líquido saturado, entropía de vapor saturado, entalpía del líquido saturado, entalpía de vapor saturado y entalpía de evaporización, las cuales se obtienen de manera directa con solo sustituir la variable independiente (presión) en una función de aproximación polinomial construida en base a un conjunto de datos de la tabla de las propiedades del agua saturada a una determinada presión y de esta forma evitar aplicar una interpolación cuando no se conoce el valor de alguna de las propiedades del agua saturada a una determinada presión, dichos valores se utilizaran para poder estimar de manera aproximada la cantidad de potencia eléctrica que genera una central geotermoeléctrica en tres casos de estudios con polinomios de aproximación de diferente grado. Al conocer aproximadamente la potencia que se produce en una central geotermoeléctrica se tiene una idea más clara de la importancia que tiene la energía geotérmica.

1.4. Metodología

La investigación que se desarrolla en el presente trabajo de tesis se conforma de cinco capítulos. En el capítulo uno se presenta de una breve introducción, compuesta por una investigación del tema energía geotérmica, objetivos a cumplir, justificación, metodología y el contenido de la tesis. Para complementar el capítulo se lleva a cabo una investigación sobre los antecedentes de las centrales eléctricas, se menciona la central termoeléctrica, central nucleoelectrica y la central eólica. En el capítulo tres se mencionan los tipos de turbinas de vapor. La estructura del capítulo 4 se forma primero escogiendo el tipo de central geotermoeléctrica, posteriormente obteniendo las funciones polinómicas de aproximación de las distintas propiedades del agua saturada: tabla de presión, se realiza el análisis de la potencia generada en base a la comparación de los resultados obtenidos. Por último, el capítulo cinco cuenta con las conclusiones y recomendaciones.

1.5. Contenido de tesis

En el capítulo 2 se tienen los antecedentes de centrales eléctricas, se mencionan las centrales: eólica, hidráulica y termoeléctricas.

En el capítulo 3 se muestra el modelado de una turbina de vapor.

En el capítulo 4 se obtiene la potencia eléctrica generada mediante polinomios de aproximación.

En el capítulo 5 se presentan las conclusiones y recomendaciones.

ANTECEDENTES DE LAS CENTRALES ELÉCTRICAS

2.1. Central termoeléctrica

Una central termoeléctrica es una instalación empleada en la generación de energía eléctrica a partir de la energía liberada por combustibles fósiles como petróleo, gas natural o carbón. Este calor es empleado por un ciclo termodinámico convencional para mover una turbina de vapor y producir energía eléctrica, liberando dióxido de carbono a la atmósfera. [5]

Prácticamente todas las centrales eléctricas de carbón, nucleares, geotérmicas, energía solar térmica o de combustión de biomasa, así como algunas centrales de gas natural, son centrales termoeléctricas. El calor residual de una turbina de gas puede usarse para producir vapor y a su vez producir electricidad, en lo que se conoce como un ciclo combinado, lo cual mejora la eficiencia. Las centrales termoeléctricas no nucleares, particularmente las de combustibles fósiles, se conocen también como centrales térmicas o centrales termoeléctricas convencionales. Las centrales térmicas convencionales pueden emplear fuentes de energía no renovables, como el carbón, el petróleo y el gas, o fuentes de energía renovables, como la biomasa. [5]

Las centrales que utilizan combustibles fósiles generan mucha energía en un espacio reducido, pero pueden agotar los yacimientos y emiten gases muy contaminantes. En cuanto a las que emplean biomasa, si su consumo supera la capacidad de regeneración de la vegetación de la que se nutre, pueden producir deforestación. [5]

La primera central termoeléctrica fue construida por Sigmund Schuckert en la ciudad de Ettal en Baviera y entró en funcionamiento en 1879. Las primeras centrales comerciales fueron la Central de Pearl Street en Nueva York y la Edison Electric Light Station, en Londres, que entraron en funcionamiento en 1882. [5]

Estas primeras centrales utilizaban motores de vapor de pistones. El desarrollo de la turbina de vapor permitió construir centrales más grandes y eficientes por lo que hacia 1905 la turbina de vapor había reemplazado completamente a los motores de vapor de pistones en las grandes centrales eléctricas. [5]

Se llaman centrales clásicas o de ciclo convencional a aquellas centrales térmicas que emplean la combustión del carbón, petróleo (aceite) o gas natural para generar la energía eléctrica. Son consideradas las centrales más económicas, por lo que su utilización está muy extendida en el mundo económicamente avanzado y en el mundo en vías de desarrollo, a pesar de que estén siendo criticadas debido a su elevado impacto ambiental. [5]

En la Figura 2.1 se muestra el diagrama de funcionamiento de una central térmica de carbón de ciclo convencional.

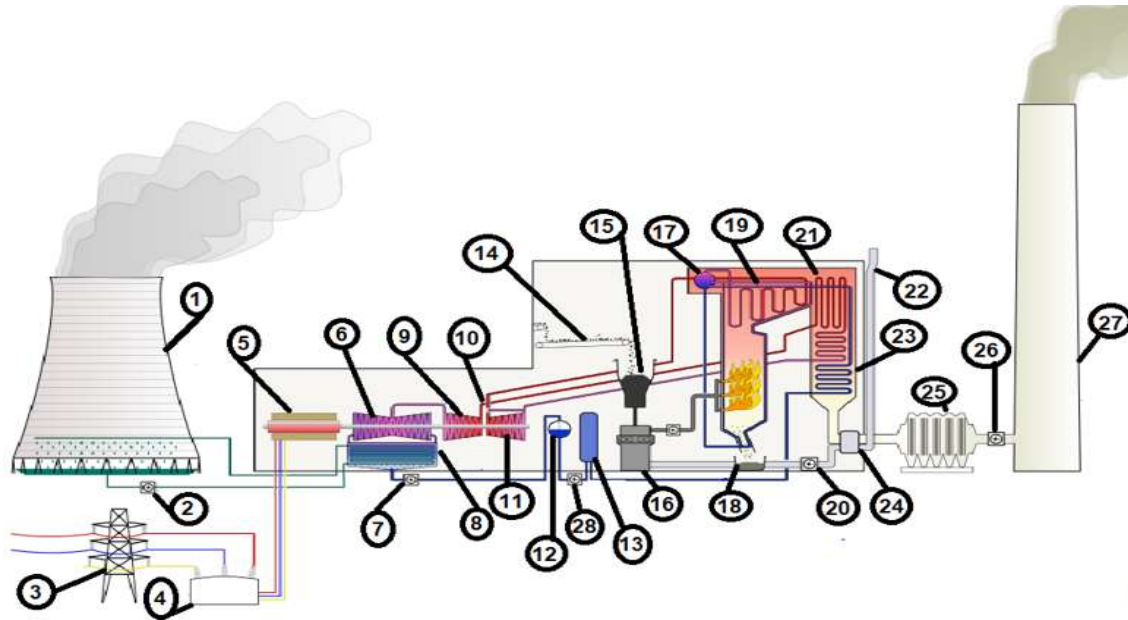


Figura 2.1 Diagrama de una central térmica de carbón de ciclo convencional. [5]

1. Torre de refrigeración.
2. Bomba hidráulica.
3. Línea de transmisión (trifásica).
4. Transformador (trifásico).
5. Generador eléctrico (trifásico).
6. Turbina de vapor de baja presión.
7. Bomba de condensación.
8. Condensador de superficie.
9. Turbina de media presión.
10. Válvula de control de gases.
11. Turbina de vapor de alta presión.
12. Desgasificador.
13. Calentador.
14. Cinta transportadora de carbón.
15. Tolva de carbón.
16. Pulverizador de carbón.
17. Tambor de vapor.
18. Tolva de cenizas.
19. Supercalentador.

20. Ventilador de tiro forzado.
21. Recalentador.
22. Toma de aire de combustión.
23. Economizador.
24. Precalentador de aire.
25. Precipitador electrostático.
26. Ventilador de tiro inducido.
27. Chimenea de emisiones.
28. Bomba de alimentación.

Básicamente, el funcionamiento de este tipo de centrales es el mismo independientemente del combustible que se consuma. Así, este se quema en la caldera, liberando calor que se usa para calentar agua. [5]

El agua calentada se transformará en vapor con una presión muy elevada, que es la que hace girar una turbina de vapor, lo que transformará la energía interna del vapor en energía mecánica (rotación de un eje). [5]

La producción de electricidad se producirá en el generador, por la rotación del rotor (que comparte el mismo eje que la turbina de vapor) y mediante la inducción electromagnética. [5]

La electricidad generada pasa por un transformador, que aumentará su tensión para el transporte. [5]

El vapor que sale de la turbina de vapor se envía a un condensador (termodinámica) para transformarlo en líquido y retornarlo a la caldera para empezar de nuevo un nuevo ciclo de producción de vapor. [5]

En México existen 59 centrales termoeléctricas convencionales cuya capacidad instalada total es de 12,546 MW, equivalente al 17% del total nacional y generaron 42,780 GWh que representa el 13% del total de la electricidad generada en 2017. El 66.8% de la capacidad instalada y el 73.8% de la energía eléctrica generada en centrales termoeléctricas convencionales, se concentra en los estados de Veracruz, Hidalgo, Colima, Sonora, Tamaulipas y Sinaloa, Figura 2.2. [3]

En el mundo, 5% de la electricidad se produce mediante petróleo y sus derivados. Japón y Arabia Saudita encabezan el listado de los principales países que generan electricidad con dichos combustibles. México se mantiene entre los diez primeros productores de electricidad con crudo y sus derivados. En México, como en otros países, se ha optado por sustituir esta tecnología por otras de mayor eficiencia y con menor impacto ambiental, ya que una termoeléctrica convencional es 73% menos eficiente que un ciclo combinado, y emite en promedio 680 kilogramos de CO₂ por cada MWh de energía eléctrica producido. [3]

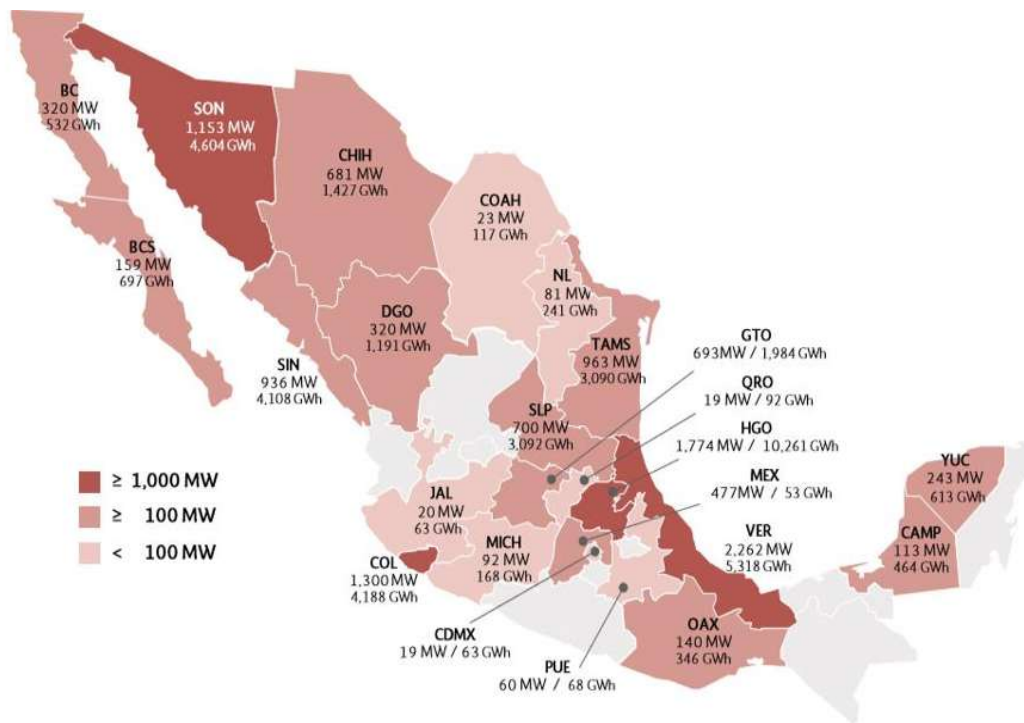


Figura 2.2 Capacidad y generación en centrales termoeléctricas convencionales en México 2017. [3]

México cuenta con tres centrales carboeléctricas cuya capacidad conjunta es de 5,378 MW equivalentes al 7% de toda la capacidad instalada. En 2017 estas centrales contribuyeron con 30,557 GWh de energía eléctrica, que representa el 9% de la generación de electricidad en 2017. Las centrales carboeléctricas se encuentran ubicadas en Coahuila y Guerrero. El estado de Coahuila es el mayor productor a nivel nacional de carbón mineral, el cual es utilizado en las centrales de Río Escondido y Carbón II. La central dual Petacalco en el estado de Guerrero, utiliza como combustible primario carbón importado y puede utilizar también combustóleo. [3]

A nivel mundial el carbón representa la fuente principal de energía para la generación de electricidad. Los países con mayor generación eléctrica a partir de esta fuente energética son China y Estados Unidos de América. [3]

La concepción básica de una central carboeléctrica es análoga a una central termoeléctrica. El cambio principal radica en el generador de vapor, el cual es más complejo, de mayores dimensiones y con superficies más grandes para la transferencia de calor. Además, requiere de un tratamiento especial del combustible, el cual consiste en la pulverización y secado del carbón, así como de sistemas anticontaminantes como colectores de bolsas y equipos de desulfuración. [3]

Si bien, una carboeléctrica es más eficiente que una termoeléctrica convencional, el uso del carbón como combustible primario para la generación de electricidad origina importantes emisiones contaminantes (en promedio emite 773 kilogramos de CO₂ por MWh) y afecta a los equipos y materiales de la central generadora. No obstante, existen sistemas de captura y almacenamiento de CO₂ que pueden ser integrados a dichas centrales, con la finalidad de mitigar el nivel de emisiones al medio ambiente. [3]

2.2. Central eléctrica de ciclo combinado

En la actualidad se están construyendo numerosas centrales termoeléctricas de las denominadas de ciclo combinado, que son un tipo de central que utiliza gas natural o incluso carbón preparado como combustible para alimentar una turbina de gas. Luego los gases de escape de la turbina de gas todavía tienen una elevada temperatura, se utilizan para producir vapor que mueve una segunda turbina, esta vez de vapor. Cada una de estas turbinas está acoplada a su correspondiente generador para producir energía eléctrica. [5]

Normalmente, durante el proceso de partida de estas centrales solo funciona la turbina de gas; a este modo de operación se lo llama ciclo abierto. Si bien la mayoría de las centrales de este tipo pueden intercambiar el combustible (entre gas y diésel) incluso en funcionamiento. [5]

Como la diferencia de temperatura que se produce entre la combustión y los gases de escape es más alta que en el caso de una turbina de gas o una de vapor, como se muestra en la Figura 2.3, se consiguen rendimientos muy superiores, del orden del 55 %. [5]

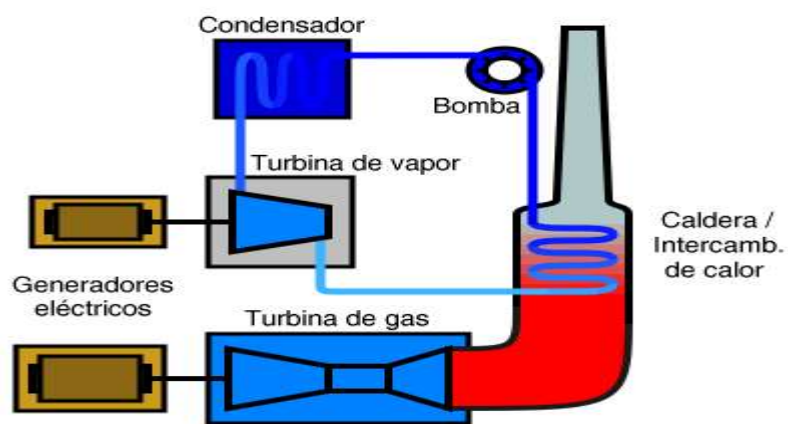


Figura 2.3 Esquema básico de funcionamiento de una central térmica de ciclo combinado. [5]

En México predomina la generación eléctrica a partir de ciclos combinados. Actualmente existen 83 centrales eléctricas con una capacidad instalada total de 28,084 MW equivalente al

37% de la capacidad instalada nacional. La energía eléctrica generada en 2017 alcanzó los 165,245 GWh, que representa el 50% de la generación eléctrica del país en 2017, Figura 2.4. En los estados de Tamaulipas, Nuevo León, Veracruz, Baja California y Chihuahua, se concentra el 58.8% de la capacidad instalada y el 59.7% de la generación eléctrica con esta tecnología. Lo anterior corresponde con la distribución de la demanda nacional de gas natural donde las regiones Noreste, Noroeste y Sureste representaron el 72.6% durante 2016. Casi el 60% de la demanda total de gas natural en el país corresponde al sector eléctrico. [3]

La reducción de la producción de gas por parte de Pemex y los precios bajos del combustible en Estados Unidos de América, han resultado en el incremento sostenido de las importaciones de gas natural, que han registrado una tasa media de crecimiento anual de 17.5% en el periodo de 2016 respecto a 2015. A nivel global, una quinta parte de la generación de electricidad depende del gas natural. Estados Unidos de América es el mayor productor de electricidad a partir de dicho combustible, seguido por Rusia y Japón. México se ubica dentro de los primeros diez países con la mayor generación de electricidad a partir de gas natural. [3]

La generación de electricidad a partir de ciclo combinado se caracteriza por operar de forma continua al contar con el suministro adecuado de combustible y agua. Este tipo de central presenta una eficiencia superior a otras tecnologías convencionales (es 1.4 veces mayor que la eficiencia de una termoeléctrica convencional), y emite en promedio 346 kilogramos de CO₂ por MWh, valor menor a la media del sector eléctrico. [3]

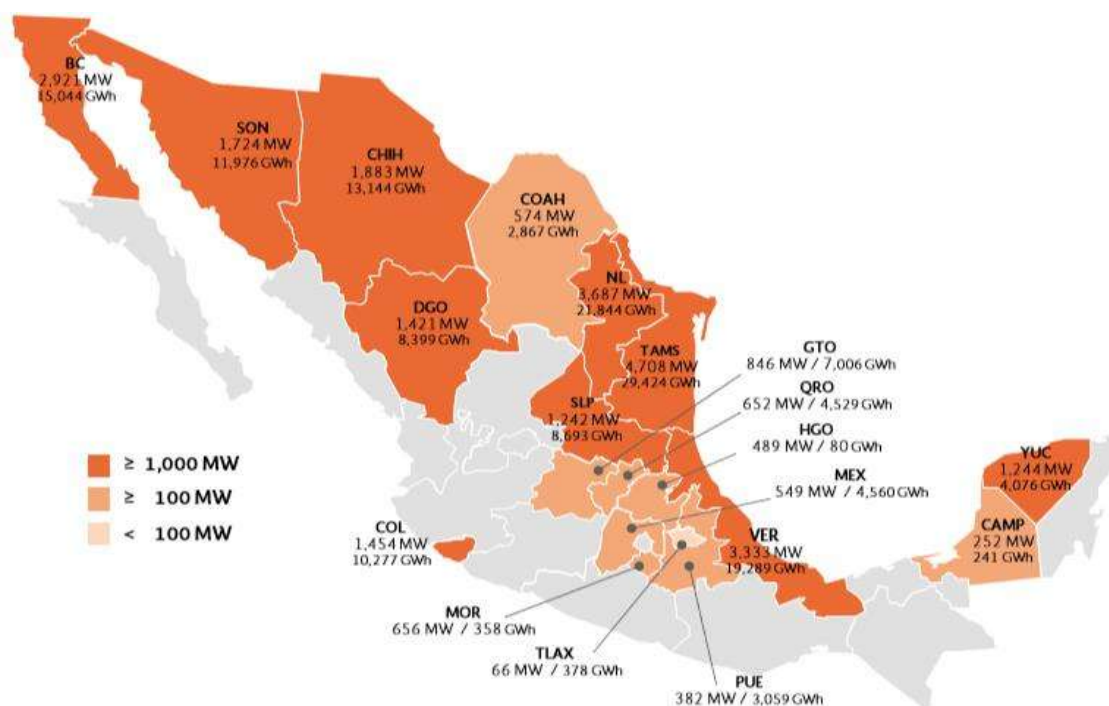


Figura 2.4 Capacidad y generación en centrales de ciclo combinado en México 2017. [3]

2.3. Turbina de gas

Las turbinas de gas han sufrido un fuerte desarrollo desde que en 1939 se exhibiera en Suiza el primer modelo de turbina industrial para la generación de energía eléctrica. La aparición de las centrales térmicas de ciclo combinado y la exigencia de mayores potencias, mayores rendimientos, mayor disponibilidad y mayor fiabilidad han hecho de la turbina de gas uno de los equipos en los que se centra una buena parte de la investigación para generación de energía a partir de combustibles fósiles. [6]

Además, la posibilidad de hibridación con energías renovables (solar térmica) y nuevos ciclos basados en el Hidrógeno o el Helio hacen pensar que el desarrollo de las turbinas de gas continuará a un ritmo creciente los próximos años. [6]

Las turbinas de gas son turbomáquinas que, de un modo general, pertenecen al grupo de máquinas térmicas generadoras y cuya franja de operación va desde pequeñas potencias (30 KW para las microturbinas) hasta 500 MW para los últimos desarrollos. De esta forma, compiten tanto con los motores alternativos (ciclos termodinámicos otto y diesel) como con la instalación de vapor de pequeña y media potencia. [6]

Sus principales ventajas son su pequeño peso y volumen en relación con su potencia y la flexibilidad de su operación. Esto hace que sean máquinas cuyo uso para determinadas aplicaciones, especialmente las referidas a la generación de electricidad y a la propulsión de buques y aviones. Comparadas con las turbinas de vapor, las turbinas de gas apenas tienen necesidades de refrigeración, lo que facilita enormemente su instalación. Además, su baja inercia térmica les permite alcanzar su plena carga en tiempos muy bajos, lo que las hace ideales para determinadas aplicaciones en las que se requiere variaciones de carga rápidas (regulación de red o abastecimiento de picos de demanda). Esta simplicidad comparada con turbinas de vapor otorga a las turbinas de gas dos ventajas adicionales: un mantenimiento sencillo comparado con otras máquinas térmicas y una elevada fiabilidad. Una instalación de generación eléctrica basada en una turbina de gas puede alcanzar con facilidad valores de disponibilidad superiores al 95% y valores de fiabilidad cercanos al 99% si la instalación está bien diseñada, bien construida, bien operada y con un adecuado nivel de mantenimiento. [6]

Sus aplicaciones son muy variadas, siendo su campo de aplicación el más amplio entre los motores térmicos. Inicialmente se utilizaron para la realización de trabajo mecánico. Posteriormente se trasladaron al campo de la aeronáutica como elemento propulsor, sobre todo a partir de la segunda guerra mundial. Más tarde se utilizaron como elemento motor para la generación de energía eléctrica, aplicación para la que se han desarrollado modelos específicos que han tratado de adaptarse a las exigencias de ese mercado. La posibilidad de aprovechar el calor de los gases de escape para producir vapor aprovechable en la industria como energía térmica o para producir más energía eléctrica (en los denominados ciclos combinados gas-

vapor) han provocado una auténtica revolución en el mercado de la generación eléctrica, donde la turbina de vapor ha sido la reina indiscutible durante muchos años. [6]

En el país operan 131 centrales de turbogás que representan el 7% de la capacidad total y 4% de la generación eléctrica en 2017. Los estados de Campeche, Baja California, México, Guanajuato y Baja California Sur aportaron el 62.6% de la generación de energía eléctrica y concentraron el 53.4% de la capacidad en operación de centrales con turbina de gas en 2017, Figura 2.5. [3]

Las plantas de turbinas de gas son utilizadas principalmente para atender la demanda pico debido a su capacidad de arranque rápido; utilizan como principales fuentes de energía primaria el gas natural y el diésel, son menos eficientes que el resto de las tecnologías convencionales (ofrecen una eficiencia media de 36%), y en promedio emiten 509 kilogramos de CO₂ por MWh con gas, o más de 660 kilogramos de CO₂ por MWh con diésel. [3]

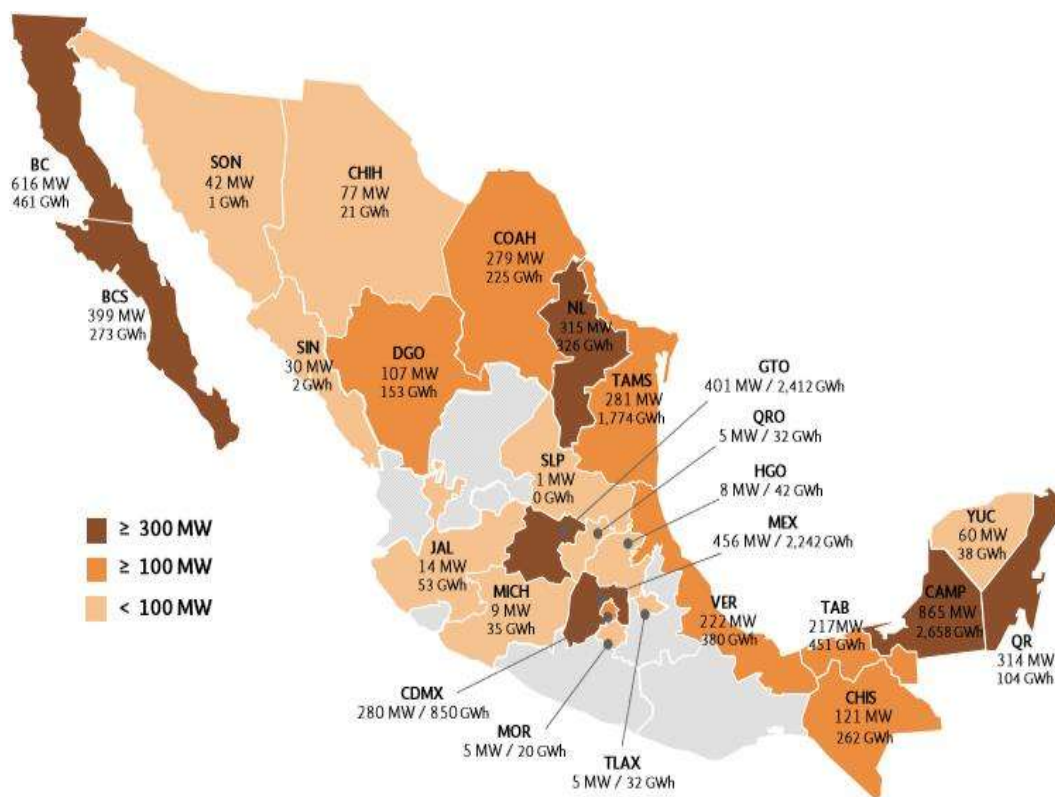


Figura 2.5 Capacidad y generación en centrales de turbogás en México 2017. [3]

Una turbina de gas es un motor térmico rotativo de combustión interna, donde a partir de la energía aportada por un combustible se produce energía mecánica y se genera una importante cantidad de calor en forma de gases calientes y con un alto porcentaje de oxígeno. [6]

El ciclo térmico que representa esta máquina es el ciclo Brayton. La máquina sigue un ciclo abierto, puesto que se renueva continuamente el fluido que pasa a través de ella, Figura 2.6. El aire es aspirado de la atmósfera y comprimido para después pasar a la cámara de combustión, donde se mezcla con el combustible y se produce la ignición. Los gases calientes, producto de la combustión, fluyen a través de la turbina. Allí se expansionan y mueven el eje, que acciona el compresor de la turbina y del generador. [6]

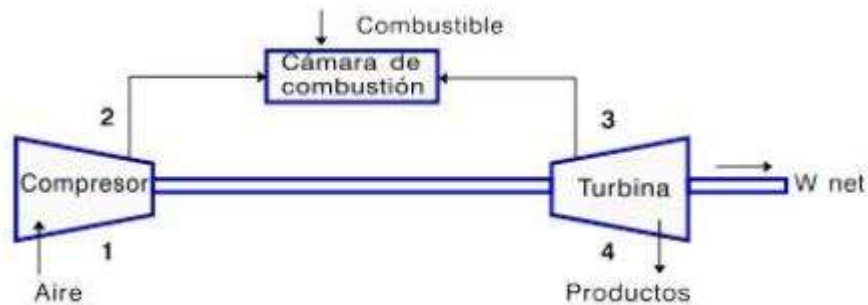


Figura 2.6 Esquema de una turbina de gas que opera con ciclo Brayton en ciclo abierto. [7]

Los elementos principales de una turbina de gas se exponen en la Figura 2.7:

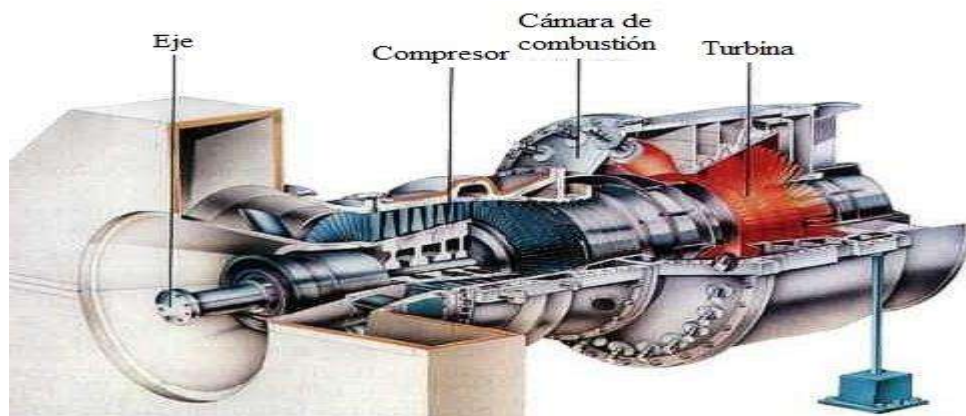


Figura 2.7 Partes principales de la turbina de gas. [8]

- a) **Compresor de aire:** La función del compresor es elevar la presión del aire de combustión (una vez filtrado) antes que entre en la cámara de combustión, en una relación que varía según la turbina pero que normalmente está comprendida entre 10:1 y 40:1. Esta compresión se realiza en varias etapas y consume aproximadamente las 2/3 partes del trabajo producido

por la turbina. El control de la entrada de aire para la combustión se realiza variando el ángulo de inclinación de las ruedas iniciales de álabes del compresor. A mayor ángulo, mayor cantidad de aire de entrada al compresor, y, por tanto, a la turbina. Este método se usa para mejorar el comportamiento a carga parcial de la turbina de gas, como se verá más adelante. Una parte del aire del compresor se utiliza para refrigeración de álabes y de la cámara de combustión, de forma que aproximadamente un 50% de la masa de aire es usado para este fin. [6]

- b) **Cámara de combustión:** En ella tiene lugar la combustión a presión constante del gas combustible junto con el aire. Esta combustión a presión obliga a que el combustible sea introducido a un nivel de presión adecuado, que oscila entre 16 y 50 bar. Debido a las altas temperaturas que pueden alcanzarse en la combustión y para no reducir demasiado la vida útil de los elementos componentes de la cámara, se trabaja con un exceso de aire alto, utilizando del 300 al 400% del aire teórico necesario, con lo que se consigue por un lado reducir la temperatura de llama y por otro refrigerar las partes más calientes de la cámara. Parte del aire que procede del compresor, se dirige directamente hacia las paredes de la cámara de combustión para mantener su temperatura en valores convenientemente bajos. Otra parte se hace circular por el interior de los álabes de la turbina, saliendo por orificios en los bordes que crean una película sobre la superficie de los álabes. [6]
- c) **Turbina:** En la turbina tiene lugar la conversión de la energía contenida en los gases de combustión, en forma de presión y temperatura elevada (entalpía), a potencia mecánica (en forma de rotación de un eje). Los gases, que entran a la turbina a una temperatura de 1200-1400°C y una presión de 10 a 30 bar, salen a unos 450-600°C. Esa alta temperatura hace que la energía que contienen pueda ser aprovechada bien para mejorar el rendimiento de la turbina (con un sistema conocido como “REGENERACIÓN”, que consiste en utilizar estos gases para calentar adicionalmente la mezcla en la cámara de combustión) o bien, como es más habitual, para generar vapor en una caldera de recuperación. Ese vapor posteriormente se introduce en una turbina de vapor consiguiéndose un aumento del rendimiento global igual o incluso superior al 55% (el rendimiento de la turbina de gas es de 30-35%). [6]

2.4. Central termoeléctrica de biomasa

Se considera biomasa a un grupo de productos energéticos y materia primas de tipo renovable que se originan a partir de materia orgánica formada por vía biológica. Es por esta razón que el concepto de combustibles fósiles y las materias orgánicas derivadas de éstos como son los plásticos y la mayoría de los productos sintéticos se encuentra fuera de lugar en la definición de biomasa. [9]

La biomasa destinada a la producción de energía se obtiene de los restos de aprovechamientos forestales, de las industrias de la primera y segunda transformación de la madera, de la fracción

orgánica de los residuos sólidos urbanos, de los residuos de las explotaciones ganaderas, de los productos agrícolas y forestales, de cultivos energéticos, aquellos destinados exclusivamente a su explotación para la obtención de biomasa. La gran variedad que existe de materiales que se incluye dentro del concepto de biomasa permite a su vez establecer una variedad de posibles procesos de transformación de esta biomasa en energía. La biomasa puede transformarse en diferentes formas de energía aplicando diversos procesos de conversión, es posible generar calor y vapor mediante la combustión de biomasa o biogás, el calor puede ser el producto principal para aplicaciones en calefacción y cocción, o puede ser un subproducto de la generación de electricidad en plantas que cogen electricidad y vapor. La co-generación se refiere a la producción simultánea de vapor y electricidad, que puede aplicarse a muchos procesos industriales que requieren las dos formas de energía. En América Central, por ejemplo, este proceso es muy común en la industria azucarera, donde es posible aprovechar los desechos de proceso, principalmente el bagazo. Por la alta fiabilidad de bagazo disponible, tradicionalmente, la co-generación se realiza de una forma bastante eficiente. No obstante, en los últimos años ha existido la tendencia a mejorar el proceso para generar más electricidad y vender el excedente a la red eléctrica. [9]

Los procesos que se pueden seguir para realizar esta transformación pueden dividirse en físicos, físico-químicos, termoquímicos y biológicos. [9]

Una central termoeléctrica de biomasa es una planta de generación eléctrica que aprovecha la energía química contenida en una cantidad determinada de biomasa y que es liberada como energía térmica mediante un proceso de combustión. [9]

En primer lugar, una planta de valorización energética de biomasa debe disponer de un sistema de pretratamiento de biomasa, cuyos fines principales son la disminución de la humedad que contiene, la adecuación del tamaño y la uniformidad de la biomasa, al objeto de uniformizar las condiciones de entrada en la caldera y conseguir la mayor eficiencia del sistema de combustión. [9]

Una vez liberada la energía térmica en un horno apropiado, los gases liberados en la combustión, compuestos por CO_2 y H_2O mayoritariamente junto con otras sustancias sólidas y gaseosas, intercambian su calor en una caldera por la que circula agua, y que es convertida normalmente en vapor a una determinada presión y temperatura. [9]

Los gases de combustión de la biomasa atraviesan la caldera cediendo su energía al agua/vapor en diferentes etapas: paredes de agua, sobrecalentador, haz vaporizador, economizador y precalentadores de aire. [9]

El vapor a presión formado en la caldera es transportado entonces hasta una turbina, donde se expande, produciéndose una nueva transformación energética por la cual la energía potencial contenida en el vapor a presión se convierte primero en energía cinética, y después en energía mecánica rotativa. En la Figura 2.8, se muestra una central termoeléctrica de biomasa. [9]

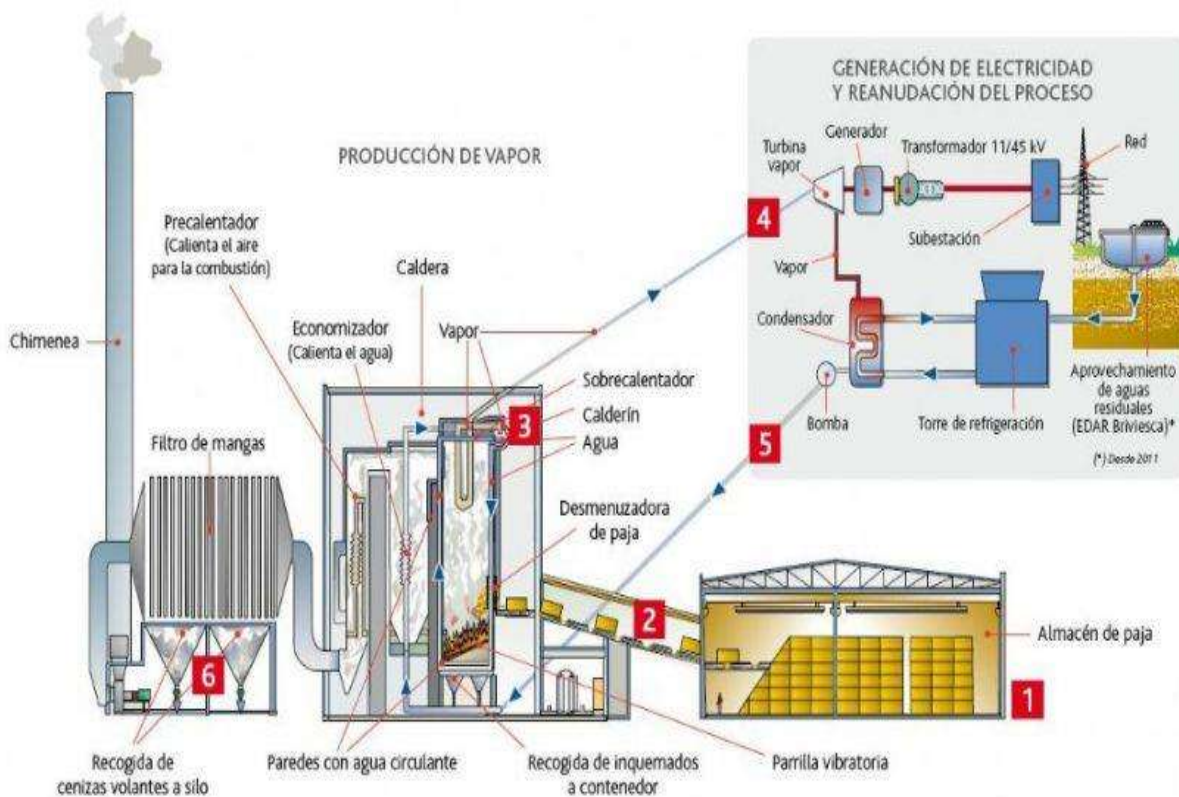


Figura 2.8 Central termoeléctrica de biomasa en donde se quema el combustible (paja) para calentar el agua y convertirla en vapor, moviendo una turbina de vapor acoplada al mismo eje del generador eléctrico. [9]

La biomasa, antes de proceder a su combustión en la caldera, es necesario someterla a un proceso previo de preparación, que facilite el proceso de reacción entre combustible y comburente. Este proceso facilita la combustión ya que ajusta la granulometría y grado de humedad, fundamentalmente. [9]

El conjunto de procesos o tratamientos previos tienen tres objetivos fundamentales:

- 1) **Homogeneizar** la entrada de biomasa en la caldera, de manera que la caldera reciba un flujo de energía constante y de valor similar.
- 2) **Disminuir su granulometría** para aumentar su superficie específica. De hecho, cuanto menor sea el tamaño del grano mayor es la superficie para que puedan reaccionar el combustible y el comburente, con lo que se produce la aceleración de la reacción y se disminuye la cantidad de biomasa que no reacciona (inquemados)

- 3) **Disminuir la humedad** que contiene, evitando que parte del calor liberado en la combustión se utilice como calor de vaporación del agua, disminuyendo la temperatura de los humos. [9]

Todo ello debe hacerse además con el menor consumo de energía posible, ya que toda la energía consumida en estos procesos, a menos que sean energías residuales o energía que puedan utilizarse sin coste, supondrán una disminución de la energía neta generada por la planta. [9]

De forma sencilla, la combustión es una reacción química bastante rápida, mediante la cual se combina oxígeno del aire (que es el comburente) con los diferentes elementos oxidantes del combustible originándose de esta forma un desprendimiento de calor. [9]

Por esta razón, para que se produzca el proceso químico deben suceder 4 circunstancias:

- 1) Debe haber una cantidad suficiente de combustible, es decir, de biomasa.
- 2) Debe haber una cantidad suficiente de aire comburente, que contiene el oxígeno necesario para oxidar o reaccionar con el combustible.
- 3) La temperatura debe ser lo suficientemente alta como para que se produzca y se mantenga la reacción. Si la temperatura no supera un determinado valor, denominado temperatura de inflamación, comburente y combustible no reaccionan.
- 4) Debe haber un iniciador de la combustión, normalmente una llama preexistente. Esto significa que en el encendido del sistema de combustión participan normalmente otros elementos, incluso otros combustibles. [9]

La caldera es sin duda el equipo principal de una central termoeléctrica de combustión de biomasa. En ella se lleva a cabo el proceso de transformación de la energía química contenida en la biomasa en energía térmica, que será más tarde transformada en energía mecánica.

La caldera, además de ser el equipo principal, es también la principal preocupación de los técnicos que se encargan de la explotación de una central. Es sin duda alguna, el equipo que más problemas potenciales puede dar, que más paradas provoca, y que requiere un mantenimiento más estricto.

Las razones por las que la caldera es un equipo problemático son las siguientes:

- 1) Se trata de una tecnología emergente, no suficientemente desarrollada. Frente a la gran experiencia acumulada en otros procesos de combustión que liberan gran cantidad de energía térmica a partir de la oxidación de un combustible sólido, como las centrales de carbón, la combustión de biomasa se enfrenta a una serie de problemas nuevos que aún no se han resuelto de forma totalmente satisfactoria.
- 2) El alto contenido en potasio y en cloro de la biomasa provoca incrustaciones y corrosión en diversas partes de la caldera.

- 3) La combustión no es totalmente estable, presentando variaciones importantes de presión y temperatura.
- 4) Hay una gran dificultad para automatizar completamente el control de la caldera, por la variabilidad de las condiciones en que puede presentarse la biomasa a la entrada.

Solo una adecuada selección del tipo de caldera puede conducir a un éxito en la consecución de un proyecto de generación eléctrica con biomasa, y a la vez, una elección inadecuada dificultará enormemente que una inversión en este tipo de plantas pueda rentabilizarse. [9]

México cuenta con 77 plantas generadoras, que representan el 1.3% de la capacidad total instalada (1,007 MW) del país y emplearon algún tipo de biocombustible para producir 1,884 GWh durante el 2017, Figura 2.9. Los estados de Veracruz, Jalisco y San Luis Potosí concentran el 53.9% de la capacidad total de esta tecnología debido al aprovechamiento de los residuos orgánicos en los ingenios azucareros y del procesamiento de los residuos sólidos urbanos. La generación de electricidad por biomasa y residuos representa el 2% del total de electricidad en el mundo. Estados Unidos de América, Brasil y Alemania concentran alrededor del 40% de la electricidad generada por esta tecnología. [3]



Figura 2.9 Capacidad y generación en centrales de bioenergía en México 2017. [3]

2.5. Central nuclear

El principal uso que se le da actualmente a la energía nuclear es el de la generación de energía eléctrica. Las centrales nucleares son las instalaciones encargadas de este proceso. Prácticamente todas las centrales nucleares en producción utilizan la fisión nuclear ya que la fusión nuclear actualmente es inviable a pesar de estar en proceso de desarrollo. [10]

El funcionamiento de una central nuclear es idéntico al de una central térmica que funcione con carbón, petróleo o gas excepto en la forma de proporcionar energía calorífica (calor) en el agua para convertirla en vapor. En el caso de los reactores nucleares este calor se obtiene mediante las reacciones de fisión nuclear de los átomos del combustible nuclear uranio o plutonio, mientras que en las otras centrales térmicas se obtiene energía térmica mediante la quema de uno o varios combustibles fósiles. [10]

De todos los tipos de reactores nucleares destacan dos: el reactor nuclear de agua a presión (PWT) y el reactor nuclear de agua en ebullición (BWR). El reactor de agua a presión es el más utilizado en el mundo como el que se muestra en la central nuclear de la Figura 2.10. [10]

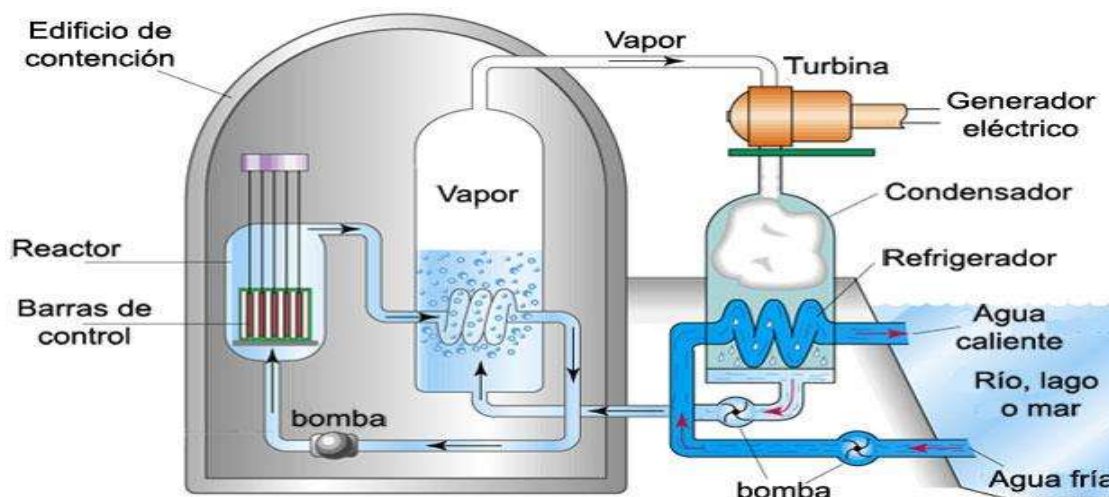


Figura 2.10 Central nuclear con reactor de agua a presión. [10]

El principio básico del funcionamiento de una central nuclear con un reactor de agua a presión se puede simplificar en estos 4 pasos:

- 1) Obtención de energía térmica mediante la fisión nuclear del núcleo de los átomos (núcleo atómico) del combustible nuclear.
- 2) Generar vapor de agua mediante la energía térmica obtenida anteriormente en el generador de calor.

- 3) Accionar un conjunto de turbinas mediante el vapor de agua obtenido.
- 4) Aprovechar la energía mecánica de las turbinas para accionar un generador de energía eléctrica. [10]

Desde un punto de vista físico se observan varios cambios de energía: inicialmente tenemos energía nuclear (la que mantiene los núcleos de los átomos cohesionados), posteriormente, al romperse se convierte en energía térmica. Parte de la energía térmica se convierte en energía interna del agua al convertirse en vapor según los principios de la termodinámica. La energía interna y la energía calorífica del agua se transforman en energía cinética al accionar la turbina. Finalmente, el generador convierte la energía cinética en energía eléctrica. [10]

Por otra parte, el vapor de agua que sale de la turbina, aunque ha perdido energía calorífica sigue estando en estado gaseoso y muy caliente, por lo que hay refrigerar antes de volverlo a introducir en el circuito. Al salir de la turbina se dirige a un depósito de condensación donde estará en contacto térmico con unas tuberías de agua fría. El vapor de agua se vuelve líquido, y mediante una bomba se redirige nuevamente al reactor. De ahí que las centrales nucleares siempre están instaladas cerca de una fuente abundante de agua fría (mar, río, lago), para aprovechar esta agua en el depósito de condensación. La columna de humo blanco que se puede ver saliendo de determinadas centrales es el vapor de agua que se provoca cuando se está intercambio de calor. [10]

El encargado de convertir la energía nuclear en energía térmica es el reactor nuclear. Él es el encargado de provocar y controlar estas fisiones atómicas que generarán una gran cantidad de energía calorífica (calor). Con este calor se calienta agua para convertirla en vapor a alta presión y temperatura. [9]. La composición del reactor nuclear está formada por el combustible nuclear, el refrigerante, los elementos de control, los materiales estructurales y, en el caso de que se trate de un reactor nuclear térmico, el moderador. [11]

Los reactores nucleares se pueden clasificar como reactores térmicos y reactores rápidos. [11]

Los reactores térmicos son aquellos que funcionan retrasando (moderando) los neutrones más rápidos o incrementando la proporción de átomos fisibles. Para ralentizar estos neutrones, llamados neutrones lentos, se necesita un moderador que puede ser agua ligera, agua pesada o grafito. [11]

Los reactores rápidos son los que no necesitan moderar la velocidad de los electrones y utilizan neutrones rápidos. [11]

Para construir un reactor nuclear es necesario disponer de combustible nuclear suficiente, que se denomina masa crítica. Tener suficiente masa crítica significa disponer de suficiente material fisible en óptimas condiciones para mantener una reacción en cadena. [11]

La disposición de absorbentes de neutrones y de las barras de control permite controlar la reacción en cadena y la parada y puesta en funcionamiento del reactor nuclear. En el núcleo del reactor se produce y mantiene la reacción nuclear en cadena con el objetivo de calentar el agua que se utilizará para accionar las turbinas de la central. [11]

El combustible nuclear es un material con capacidad de fisionarse lo suficiente como para llegar a la masa crítica, es decir, para mantener una reacción nuclear en cadena. Se coloca de manera que se pueda extraer rápidamente la energía térmica que produce esta reacción nuclear encadenada. En las centrales nucleares se utiliza combustible nuclear sólido. Los combustibles nucleares varían dependiendo del tipo de reactor pero generalmente se utilizan derivados del uranio. [11]

La fisión se produce al chocar un neutrón contra un núcleo de uranio o plutonio dentro de un reactor. La división de estos núcleos genera energía, partículas subatómicas y más neutrones que al chocar con otros núcleos de uranio o plutonio provocan una reacción en cadena. La energía generada se aprovecha mediante un refrigerante, el cual puede ser agua o sodio líquido. Este fluido absorbe el calor dentro del reactor y permite generar vapor de agua. [3]

México cuenta con una sola central nucleoelectrónica ubicada en el estado de Veracruz, con una capacidad actual de 1,608 MW, cuya generación representó el 3% del total nacional (10,883 GWh) (ver Anexo, Mapa 2.2.10. y Tabla 2.2.15.). A nivel mundial, la energía nuclear participa con el 11% de la energía eléctrica generada mediante los 450 reactores nucleares en operación, Estados Unidos de América y Francia son los países con el mayor número de centrales instaladas (99 y 58 plantas respectivamente). [3]

Las nucleoelectricas tienen una vida media útil de 60 años, tiempo que supera al resto de las tecnologías. La energía nuclear es una fuente que no requiere de combustión para su funcionamiento, no está sujeta a la volatilidad de los precios de los combustibles fósiles. [3]. El único inconveniente de las centrales nucleares es que generan desechos radiactivos que dañan al medio ambiente.

2.6. Central hidroeléctrica

En una central hidroeléctrica se utiliza energía hidráulica para la generación de energía eléctrica. Son el resultado actual de la evolución de los antiguos molinos que aprovechaban la corriente de los ríos para generar energía. [12]

En general, estas centrales aprovechan la energía potencial gravitatoria que posee la masa de agua de un cauce natural en virtud de un desnivel, también conocido como «salto geodésico». En su caída entre dos niveles del cauce, se hace pasar el agua por una turbina hidráulica que transmite energía a un generador eléctrico donde se transformará en energía eléctrica. [12]

Para producir electricidad hidráulica son necesarios tres elementos: agua en movimiento, una turbina y un generador. Las plantas hidráulicas están diseñadas para concentrar la energía cinética del agua en movimiento. Son fábricas que convierten la energía del agua en movimiento en una corriente de electrones, o electricidad. [13]

En la mayoría de los casos, se construye una presa a lo largo de un río para elevar el nivel de agua y crear la caída necesaria para obtener la fuerza requerida. El agua que cae es dirigida a una turbina. El agua hace girar la turbina que está conectada a un generador. Éste tiene un rotor que es girado por la turbina. Cuando el rotor gira, se produce la electricidad como se muestra en la Figura 2.1. [13]

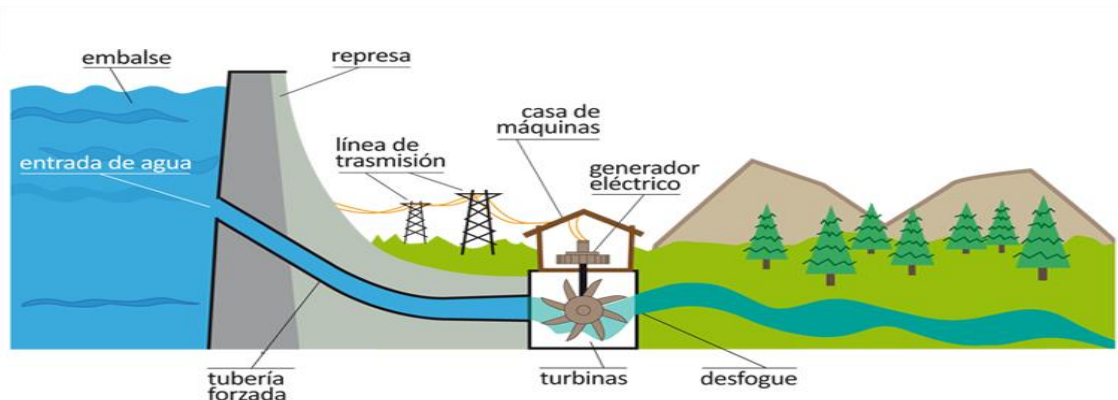


Figura 2.11 Esquema de una central hidroeléctrica. [13]

Hoy en día existen muchas plantas hidráulicas. Su clasificación depende del volumen neto y del flujo de agua. La clasificación también varía según la disponibilidad del área para poner la planta y de la cantidad invertida en el proyecto. Sin embargo, los tres tipos principales de plantas hidráulicas incluyen instalaciones de retención, desviación de ríos y almacenamiento de agua bombeada. [13]

- a) Planta de retención: Es el tipo de planta de hidroeléctrica más popular. Una planta de retención es en esencia un gran sistema hidráulico que utiliza una presa para almacenar grandes cantidades de agua de río en un contenedor. El agua que sale del contenedor se dirige hacia una turbina giratoria. Al girar, la turbina activa un generador que produce electricidad. El agua es liberada después por dos razones: para cumplir con las variantes necesidades eléctricas o para asegurar que el contenedor mantenga niveles constantes de agua.
- b) Planta de desviación de ríos: Este tipo de planta hidráulica es también conocida como central de pasada. La desviación implica la producción de electricidad al dividir una gran parte (cerca del 90%) de cualquier corriente o río hacia una tubería o túnel para girar turbinas

antes de volver a su fuente de origen. En este tipo de planta las turbinas no están directamente en el río.

- c) Planta de almacenamiento de agua bombeada: Funciona bombeando agua a un contenedor más alto desde un contenedor bajo. Cuando aumenta la demanda de electricidad, el agua es liberada para que fluya de vuelta al contenedor más bajo, gire una turbina y se produzca la electricidad. [13]

Los tres tipos de turbinas hidráulicas más utilizadas son:

1. Turbinas Pelton: Se conocen como turbinas de presión por ser esta constante en la zona del rodete, de chorro libre, de impulsión, o de admisión parcial por ser atacada por el agua solo una parte de la periferia del rodete. Su utilización es idónea en saltos de gran altura (alrededor de 200 m y mayores), y caudales relativamente pequeños (hasta $10 \text{ m}^3/\text{s}$ aproximadamente). Por razones hidroneumáticas, y por sencillez de construcción, son de buen rendimiento para amplios márgenes de caudal (entre 30 % y 100 % del caudal máximo). Por ello se colocan pocas unidades en cada central que requiere turbinas de estas características. Pueden ser instaladas con el eje en posición vertical u horizontal, siendo esta ultima las más adecuada. Los componentes de la turbina Pelton se muestra en la Figura 2.12. [14]

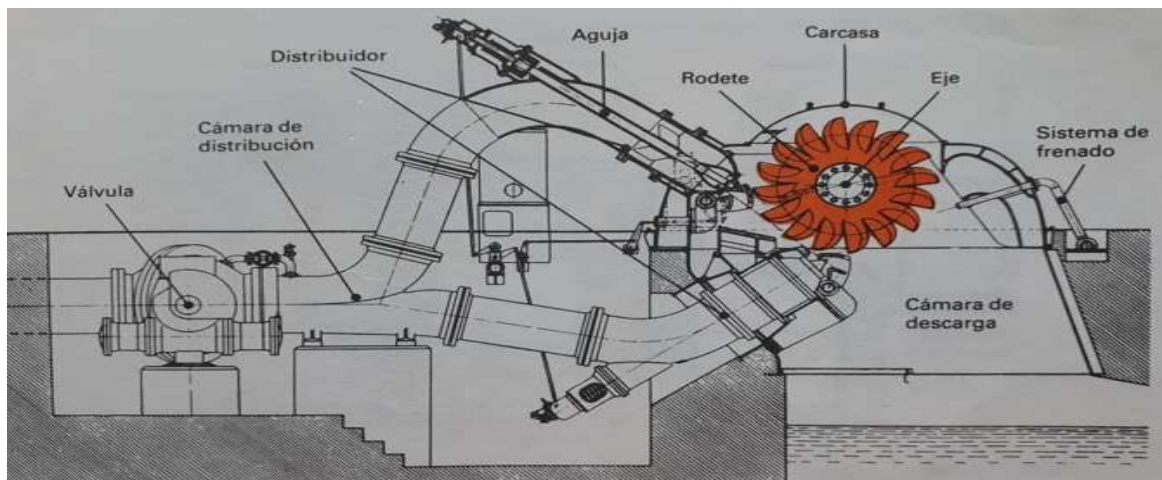


Figura 2.12 Componentes de una turbina Pelton de eje horizontal, con dos equipos de inyección. [14]

Su principio de funcionamiento consiste en la energía potencial gravitatoria del agua embalsada, o energía de presión hasta los orificios de las toberas, se convierte, prácticamente sin pérdidas, en energía cinética, al salir el agua a través de dichos orificios en forma de

chorros libres, a una velocidad que corresponde a toda la altura del salto útil, estando referida esta, para el caso concreto de las turbinas Pelton, al centro de los chorros considerados. [14]

Se dispone de la máxima energía cinética en el momento en que el agua incide tangencialmente sobre el rodete, empujando a los cangilones que lo forman, obteniéndose el trabajo mecánico deseado. Las formas cóncavas de los cangilones hacen cambiar la dirección del chorro de agua, saliendo de este, ya sin energía apreciable, por los bornes laterales, sin ninguna incidencia posterior sobre los cangilones sucesivos. De ese modo, el chorro de agua transmite su energía cinética al rodete, donde queda transformada instantáneamente en energía mecánica. [14]

La válvula de aguja, gobernada por el regulador de velocidad, cierra más o menos el orificio de salida de la tobera, consiguiendo modificar el caudal de agua que fluye por esta, al objeto de mantener constante la velocidad del rodete, evitándose embalamiento o reducción del número de revoluciones del mismo, por disminución o aumento respectivamente de la carga solicitada del generador. [14]

La arista que divide a cada cangilón en dos partes simétricas, corta el chorro de agua, seccionándolo en dos láminas de fluido, teóricamente del mismo caudal precipitándose cada una la concavidad correspondiente, tal disposición permite contrarrestar mutuamente los empujes axiales que se originan en el rodete, equilibrando presiones sobre el mismo, al conseguir cambiar, simetría y opuestamente, los sentidos de ambas láminas, Figura 2.13. [14]

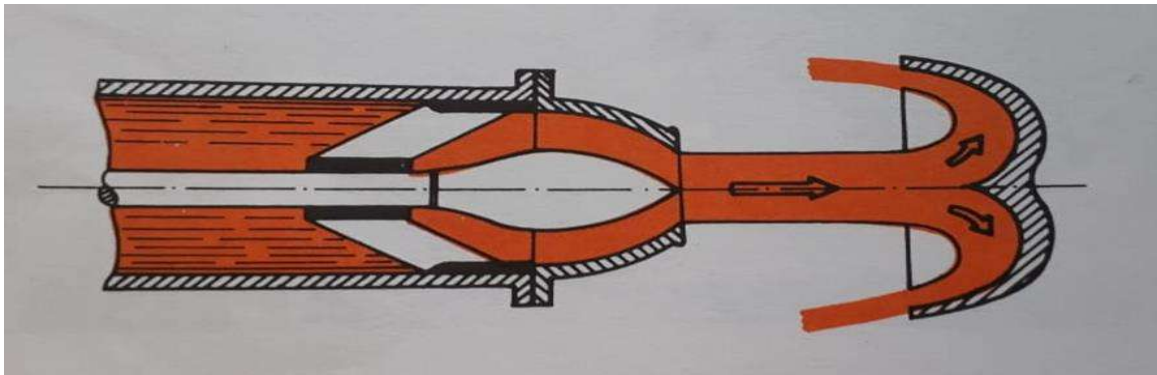


Figura 2.13 Acción del chorro de agua sobre cada cangilón de un rodete Pelton. [14]

2. Turbinas Francis: Son conocidas como turbinas de sobre presión por ser variable la presión en las zonas del rodete, o de admisión total ya que este se encuentra sometido a la influencia directa del agua en toda su periferia. También se conocen como turbinas radiales-axiales y turbinas de reacción. El campo de aplicación es muy extenso, dado el avance tecnológico conseguido en la construcción de este tipo de turbinas, pueden emplearse en saltos de distintas alturas dentro de una amplia gama de caudales (entre 2 y 200 m^3/s aproximadamente). Se considera la siguiente clasificación, en función de la velocidad específica del rodete, cuyo número de revoluciones por minuto depende de las características del salto.
- Turbina Francis lenta: Para saltos de gran altura (alrededor de 200 m o más).
 - Turbina Francis normal: Indicada en saltos de altura media (entre 200 m y 20 m).
 - Turbinas Francis rápidas y extrarrápidas: Apropriadas a saltos de pequeña altura (inferiores a 20 m). [14]

Las turbinas Francis, son de rendimiento óptimo, pero solamente entre unos determinados márgenes (para 60 % y 100 % del caudal máximo). Siendo una de las razones por la que se disponen varias unidades en cada central, al objeto de que ninguna trabaje, individualmente, por debajo de valores del 60 % de la carga total. Al igual que las turbinas Pelton, las turbinas Francis pueden ser instaladas con el eje en posición horizontal o vertical, siendo esta última disposición la más generalizada por estar ampliamente experimentada, especialmente en el caso de unidades de gran potencia. [14]. Los componentes de la turbina Francis se muestra en la Figura 2.14.

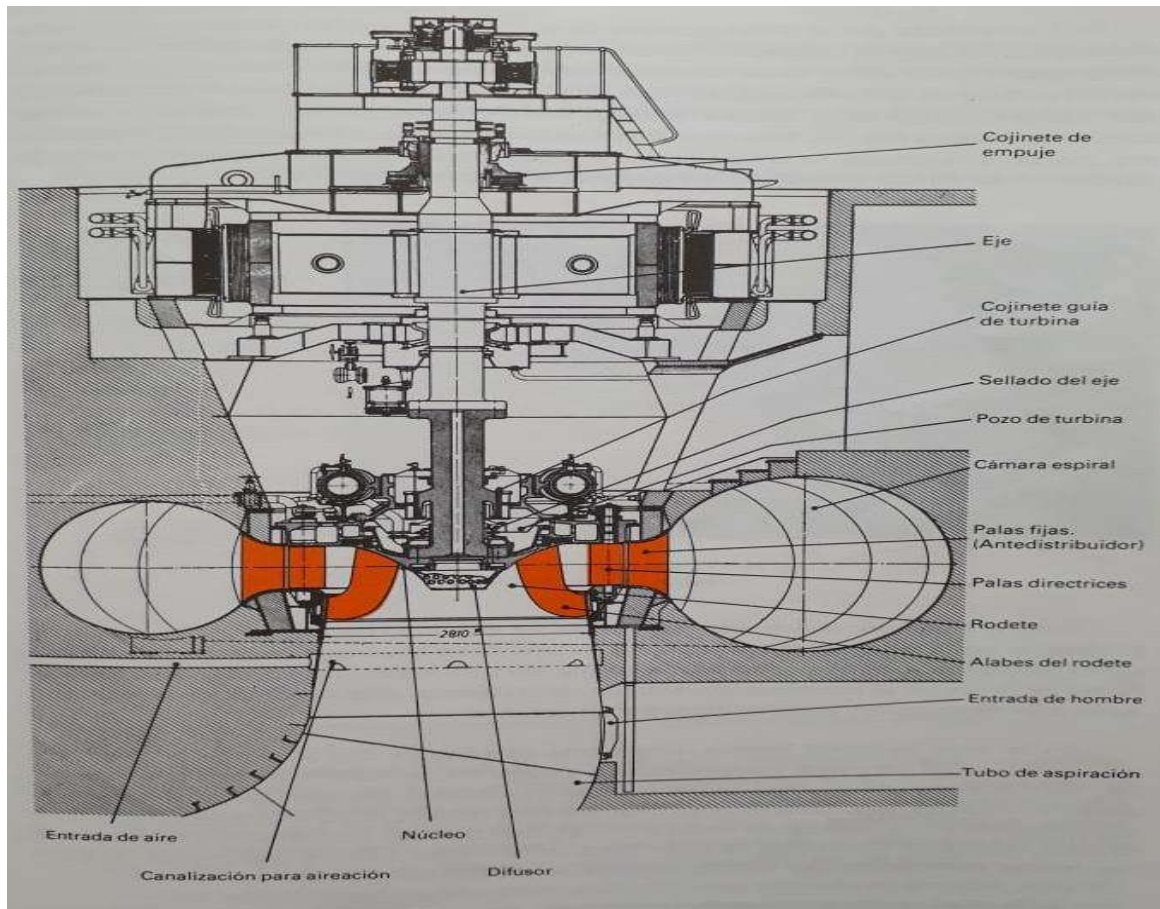


Figura 2.14 Componentes de una turbina Francis de eje vertical. [14]

Su funcionamiento consiste en que la energía potencial gravitatoria del agua embalsada, se convierta en energía cinética en su recorrido hacia el distribuidor, donde a la salida de este, se dispone de energía en forma cinética y de presión, siendo, la velocidad de entrada del agua en el rodete, inferior a la que correspondería por altura de salto, debido a los cambios bruscos de dirección en su recorrido. En la zona del distribuidor, podemos añadir que el agua, a su paso por las palas fijas de la cámara espiral y las palas directrices del distribuidor, disminuye su presión, adquiriendo velocidad y, en tales condiciones, provoca el giro del rodete, al discurrir a través de los álabes de este, sobre los cuales actúa el resto de la presión existente en las masas de agua dotadas, a su vez, de energía cinética. El tubo de aspiración produce una depresión en la salida del rodete o dicho en otros términos, una succión. [14].

3. Turbinas Kaplan: Al igual que las turbinas Francis, las de tipo Kaplan, son turbinas de admisión total, incluidas así mismo en la clasificación de turbinas de reacción. Las características constructivas y de funcionamiento, son muy similares entre ambos tipos. Se emplean en saltos de pequeña altura (alrededor de 50 m y menores), con caudales medios y

grandes (aproximadamente de $15 \text{ m}^3/\text{s}$ en adelante). Debido a su singular diseño, permiten desarrollar elevadas velocidades específicas, obteniendo buenos rendimientos incluso dentro de extensos límites de variación de caudal. A igualdad potencia, las turbinas Kaplan son menos voluminosas que las turbinas Francis. Normalmente se instalan con el eje en posición vertical. El rodete de la turbina Kaplan permite la obtención de rendimientos óptimos, incluso con valores del 30 % del caudal máximo. [14]. Los componentes de la turbina Kaplan se muestra en la Figura 2.15.

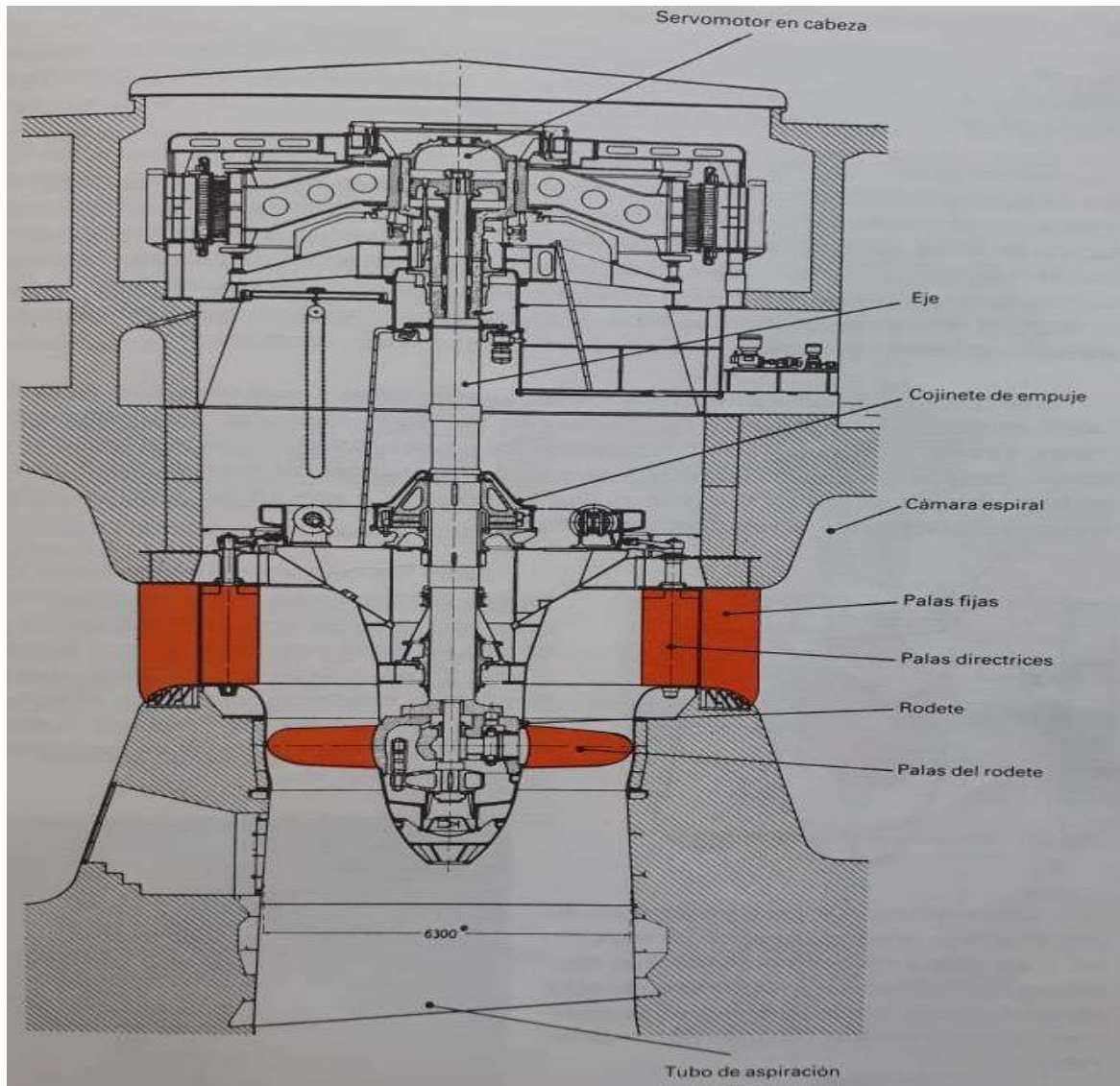


Figura 2.15 Componentes de una turbina Kaplan de eje vertical. [14]

En 2017, la generación hidroeléctrica representó el 10% de la generación total (31,848 GWh) y el 17% de la capacidad instalada del SEN (12,642 MW), con 86 centrales en operación, Figura 2.16. Los países que concentran la mayor capacidad instalada en centrales hidroeléctricas son: China, Canadá, Brasil, Estados Unidos de América y Rusia, los cuales representan el 53% de la capacidad hidroeléctrica mundial. México representa el 1% de la capacidad hidroeléctrica en el mundo. [3]

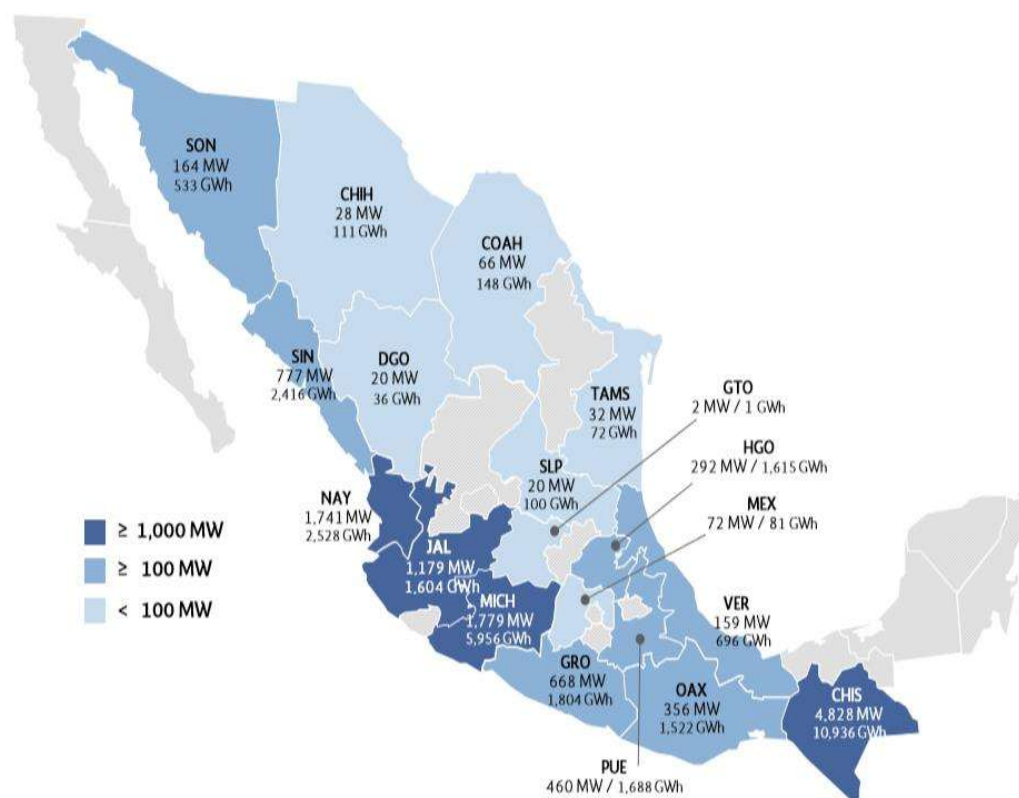


Figura 2.16 Capacidad y generación en centrales hidroeléctricas en México 2017. [3]

2.7. Central eólica

La energía eólica es una fuente de energía renovable que utiliza la fuerza del viento para generar electricidad. El principal medio para obtenerla son los aerogeneradores, molinos de viento de tamaño variable que transforman con sus aspas la energía cinética del viento en energía mecánica. La energía del viento puede obtenerse instalando los aerogeneradores tanto en suelo firme como en el suelo marino. [15]. Las partes principales de una central eólica se muestra en la Figura 2.17.

El funcionamiento consiste en el viento (aire en movimiento que contiene energía cinética) fluye a través de las palas del rotor de la turbina. Los rotores giran alrededor paulatinamente, capturando parte de la energía cinética del viento, y devolviéndola al eje de accionamiento central que lo sujeta. Las palas del rotor pueden girar sobre el cubo en la parte delantera, de modo que cumplan con el viento en el mejor ángulo para captar más energía. Dentro de la góndola (el cuerpo principal de la turbina, situado en la parte más alta, entre las hélices), la caja de engranajes convierte la rotación lenta del eje de transmisión (aproximadamente 16 revoluciones por minuto, rpm) en una rotación de alta velocidad (1600 rpm) para que el generador se mueva de forma eficiente. El generador, situado justo detrás de la caja de engranajes, toma la energía cinética del eje de accionamiento de giro y la convierte en energía eléctrica. [16]

Los anemómetros (medidores de la velocidad del viento) y las veletas, situadas en la parte de atrás de la góndola, proporcionan medidas sobre la velocidad y dirección del viento. Utilizando estas medidas, la parte entera de la turbina (los rotores y la góndola) puede ser rotada por la guiñada del motor, montada entre la góndola y la torre, de esta forma se dirige directamente al viento, capturando la mayor cantidad de energía. Si la velocidad del viento se incrementa demasiado, los frenos se encargan de parar los rotores para que dejen de girar (por razones de seguridad). La corriente eléctrica, producida por el generador, fluye a través de un cable que se dirige hacia el suelo por el interior de la torre de la turbina. Una subestación transforma el voltaje de la electricidad para que pueda ser transmitido de forma eficiente a las comunidades vecinas. [16]

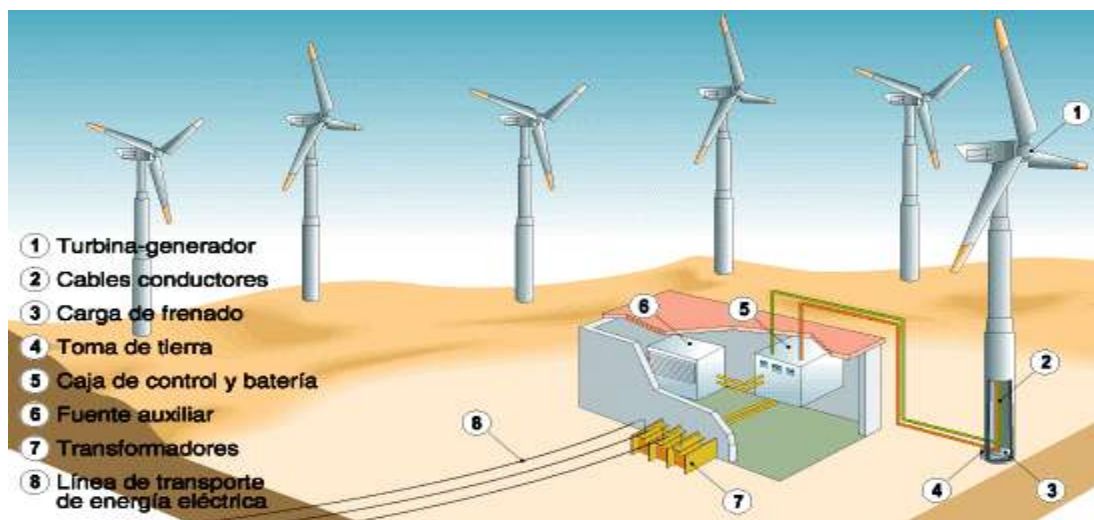


Figura 2.17 Central eólica. [16]

A nivel general es posible identificar tres secciones principales en una central eólica, presentadas en la Figura 2.18.

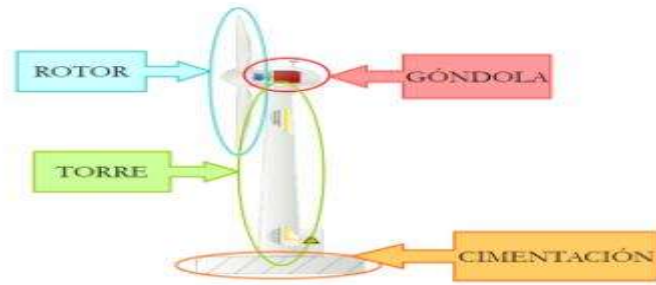


Figura 2.18 Partes principales de una central eólica. [17]

Esquemáticamente es posible resumir los componentes de una turbina eólica en los siguientes elementos numerados, [17] que se muestran en la Figura 2.19.

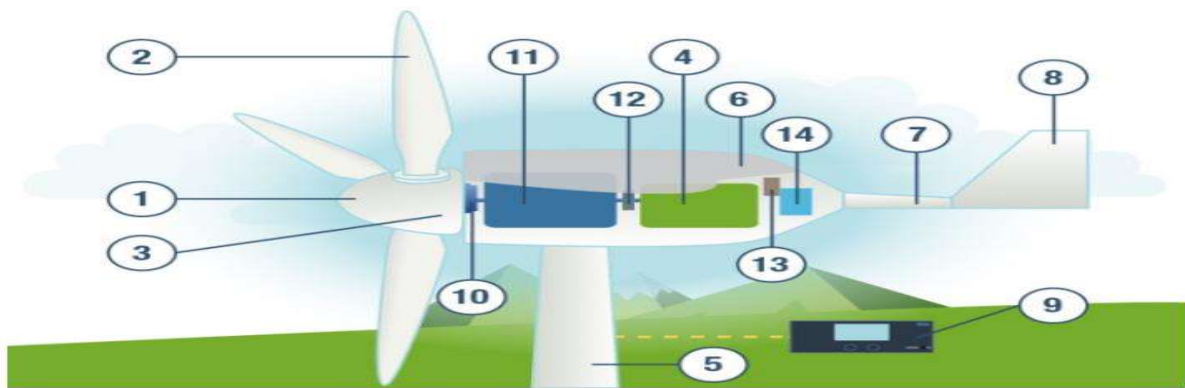


Figura 2.19 Componentes de una turbina eólica. [18]

1. Cono frontal: Corresponde a una cubierta aerodinámica conectada a las palas y al buje.
2. Palas (también llamadas hélices): Son las responsables de capturar el viento y transmitir su potencia al buje mediante la rotación. Por lo general, están fabricadas de un material compuesto de matriz polimérica (poliéster) con un refuerzo de fibras de vidrio o carbono para dar mayor resistencia y vida útil. Materiales como la madera combinada con resina epóxica, o bien el aluminio y las aleaciones de acero, son por lo general solo usados en turbinas muy pequeñas dado que son pesados y vulnerables a la fatiga. Pueden medir longitudes en el rango desde 1 metro hasta 100 metros y van conectados al buje del rotor. Como elemento arquitectónico se busca que sean fáciles de fabricar, y estructuralmente se busca que sean capaces de resistir las cargas a las que serán sometidas. Por lo general, los perfiles aerodinámicos usados son los mismos que se utilizan en la industria aeronáutica y

dependen de los fabricantes y las investigaciones realizadas por estos para mejorar sus características aerodinámicas. Su cantidad en una turbina es variada, pero por lo general son una, dos o tres dependiendo de la potencia que se desea generar.

3. Bujes: Corresponde a un elemento de unión entre las palas (mediante un sistema de bridas y pernos) y el eje principal (mediante acoplamientos y anillos contractores). Se encarga de transmitir la fuerza del viento al interior de la góndola. En el caso de una turbina con tres palas la unión tanto de las palas y el eje debe ser de forma rígida.
4. Generador: Pieza encargada de convertir la energía mecánica de giro producida por el rotor en energía eléctrica. Para turbinas de gran potencia, se emplean generadores asincrónicos doble alimentados, en los cuales la velocidad de rotación puede ser variada, a diferencia de generadores asincrónicos convencionales. Los últimos se emplean más, ya que pueden conectarse directamente a la red y son más robustos y de menor mantenimiento. Además, existe un tercer tipo de generadores, conocidos como generadores sincrónicos.

Hay diferencias entre los generadores sincrónicos y asincrónicos. Por lo general, un generador sincrónico no es posible conectarlo directamente a la red de corriente alterna con frecuencia constante, ante lo cual se hace necesario un elemento intermedio entre ambos conocido como convertidor de frecuencias. Pese a la presencia de un elemento intermedio, la ventaja de este tipo de generadores es que generan una mayor eficiencia de la turbina y una mejor compatibilidad con la red.

Los generadores eólicos de velocidad variable tienden a ser más tolerantes en su funcionamiento ante una falla, ya que pueden variar la velocidad y ajustar la excitación debido al control ejercido por el convertidor. La importancia de esta variabilidad es que el rotor de la turbina trabaja como un dispositivo almacenador de energía cinética, que es proporcional a la inercia y al cuadrado de la velocidad del rotor.

Finalmente, en términos eléctricos en los generadores grandes (es decir cuya potencia rodea los 100-150 kW) el voltaje (tensión) generado por la turbina suele ser de 690 V de corriente alterna. Esta corriente, luego se envía mediante un transformador (por lo general ubicado en la torre) para así elevar el voltaje entre los 10 a 30 mil volts. La cantidad de voltaje a transformar dependerá de las normas de la red eléctrica dada la ubicación de la turbina.

5. Soporte o torre: Corresponde a un elemento estructural que sirve como soporte tanto como para la góndola y el rotor. Por lo general, suele medir entre 40 y 60 metros y está hecha de acero u hormigón armado (o bien una mezcla de ambos). Además, normalmente está hueca por dentro para permitir el acceso a la góndola.

6. **Góndola:** Contiene los componentes principales del generador y otros elementos, se utiliza como cubierta para proteger las distintas piezas de la turbina. En general, el personal de servicio puede acceder al interior de la góndola desde la torre.
7. **Tubo de cola:** Elemento mecánico, cuya función es unir el cuerpo del generador y el timón de cola, presentando normalmente forma tubular.
8. **Timón de orientación o veleta:** Corresponde a un sistema mecánico de orientación del aerogenerador. Gracias a la acción del controlador electrónico, las señales entregadas por la veleta permiten ubicar/girar la turbina contra la dirección del viento. Por lo general, se acoplan con un anemómetro, utilizado para medir la velocidad del viento. Las señales enviadas por este último son usadas por el controlador electrónico, el cual al recibir la velocidad de arranque (concepto que se desarrollará en el funcionamiento de la turbina) cercana a los 5 metros por segundo inicia el funcionamiento del generador. Así también, el controlador electrónico detendrá el funcionamiento de la turbina cuando esta superé la velocidad cercana a los 25 metros por segundo.
9. **Regulador de carga:** Corresponde a un elemento presente principalmente en los generadores de baja potencia, y se agregan como sistema de frenado cortocircuitando la salida del aerogenerador.
10. **Eje de baja velocidad:** Es el elemento de conexión entre el buje del rotor y el multiplicador. En una turbina eólica moderna (por ejemplo, de 600 kW), su velocidad de giro es muy lenta alcanzando entre 19 y 30 revoluciones por minuto.
11. **Multiplicador:** Estructuralmente corresponde a una caja de engranajes que convierte la baja velocidad de giro y alta potencia del eje principal en una velocidad de giro adecuada para el funcionamiento del motor a costa de la potencia. Es decir, se encarga de proveerle una alta velocidad de giro al eje de alta velocidad.
12. **Eje de alta velocidad:** En contraste con el eje de baja velocidad, este permite alcanzar giros a grandes velocidades, alcanzando incluso las 1500 revoluciones por minuto. Gracias a su gran velocidad de giro, permite el funcionamiento del generador.
13. **Controlador electrónico:** Corresponde a un ordenador que monitorea las condiciones del viento y controla el mecanismo de orientación. Establece gran relación entre la veleta y el anemómetro, dado que sus principales funciones son aprovechar al máximo la fuerza del viento mediante la reorientación del rotor, y evitar los daños de la turbina ante grandes velocidades.

14. Unidad de refrigeración: Mecanismo que sirve para enfriar el generador eléctrico, mediante un ventilador eléctrico. Además de esto, contiene una unidad de aceite refrigerante que se usa para enfriar el aceite en la caja de engranajes. [17]

En México se ubican 45 centrales eólicas cuya capacidad instalada alcanza los 4,199 MW que representa el 6% de la capacidad total instalada. Los parques eólicos del país aportaron un 3% de la generación total nacional (10,620 GWh). La mayor concentración de este tipo de centrales se localiza en el estado de Oaxaca, con el 56% de la capacidad instalada y el 61% de la generación anual mediante esta tecnología. Los países con la mayor capacidad instalada en parques eólicos son China, Estados Unidos de América, Alemania, España y Reino Unido, con la cual generan el 65% de la energía eólica mundial. México se ubica dentro de los primeros 20 países con la mayor generación de electricidad por medio del viento. En México se estima un potencial eólico de al menos 15,000 MW, el mayor volumen del recurso aprovechable se ubica en las regiones Oriental (Oaxaca), Peninsular, Baja California, Noroeste (Sonora) y Noreste (Tamaulipas) en las cuales, la velocidad del viento alcanza hasta los 12 m/s durante los meses de enero, febrero, marzo, noviembre y diciembre. [3]

MODELADO DE UNA TURBINA DE VAPOR

3.1. Principios teóricos de la turbina de vapor

La turbina de vapor es una turbomáquina capaz de convertir la energía termodinámica del vapor de agua en energía mecánica en el eje de la máquina. La turbina de vapor es una máquina importantísima en la actualidad, constituye el órgano fundamental de las plantas termoeléctricas. [19]

El calor constituye hoy en día la principal fuente energética de que el hombre se sirve para operar transformaciones en la materia. Puede decirse, que el 97% de la energía consumida en el mundo pasa por la trampa del calor, con origen básicamente, en combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural), y también en la fisión nuclear, aunque existen otras fuentes menos desarrolladas, como la energía geotérmica y la solar. Un porcentaje notable de esta energía calorífica consumida en el mundo se aplica a la generación de electricidad, lo que se lleva a cabo en las plantas termoeléctricas. [19]

En la transformación de la energía calorífica en eléctrica, es preciso servirse de un fluido de trabajo, capaz de recibir y ceder energía. Como fluido abundante y fácil de manejar se usa el agua, la cual experimenta cambios de fase en el ciclo cerrado en que opera en la planta térmica, pasando de líquido a vapor, cediendo energía y volviendo de nuevo al estado líquido. En la Figura 3.1, se presenta el esquema de una planta termoeléctrica con turbina de vapor. Las partes esenciales son: la caldera o generador de vapor con una energía termodinámica alta, partiendo del agua líquida y mediante la adición de calor, con origen en las fuentes señaladas anteriormente. Las calderas modernas suelen tener un depurador de humos. [19]

Las turbinas, órgano fundamental que convierte la energía termodinámica del vapor en energía mecánica (trabajo en el eje), sobre en el que también va montado el generador eléctrico. Sigue a la turbina el condensador, donde el vapor con una energía termodinámicamente residual vuelve a su estado líquido expulsando calor. Por último, la bomba de alimentación reintegra a la caldera el agua líquida que sale del condensador cerrándose el ciclo. [19]

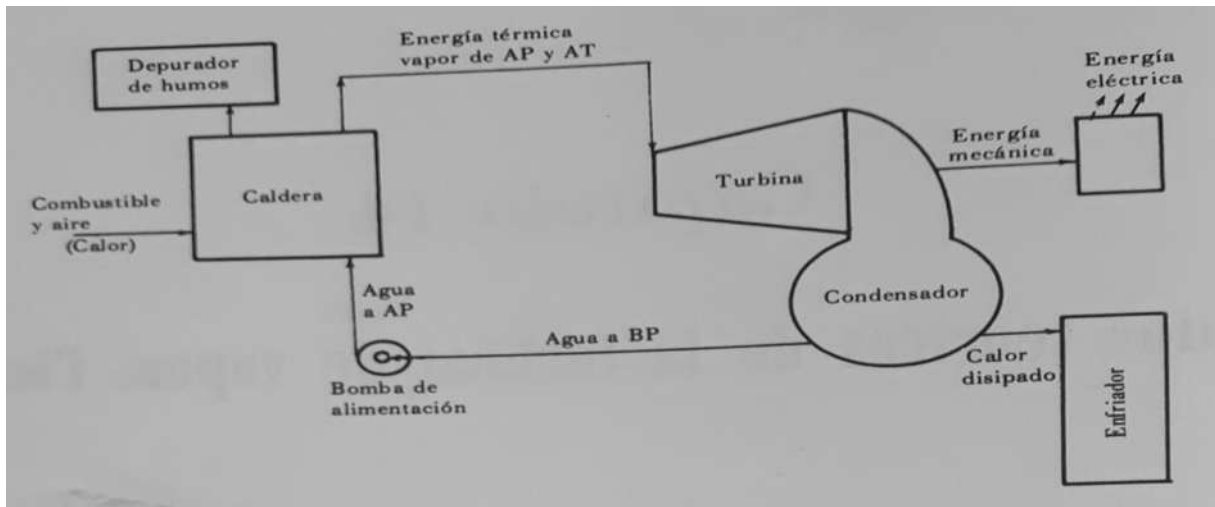


Figura 3.1 Esquema de una central termoelectrica con turbina de vapor. [19]

El flujo de trabajo (agua-vapor) describe un ciclo cerrado, en el que se producen cambios energéticos útiles y transformación de fase. Se observa en la Figura 3.1, en la caldera el agua recibe energía bajo la forma de calor para convertirse en vapor; en el condensador el vapor pierde calor transformándose en líquido; por fin, la bomba recibe trabajo para impulsar el agua en la caldera, con lo que el ciclo se cierra. Este ciclo básico se conoce como ciclo Rankine, el cual, en forma ideal, está constituido por cuatro procesos; dos isoentrópicos y dos isobáricos, cuya representación en los diagramas $p-v$, $T-s$ y $h-s$ se ofrece en las Figuras 3.2, 3.3 y 3.4. Del estado 1 al 2 se tiene expansión isoentrópica en la turbina; del 2 al 3, condensación a presión constante; del 3 al 4, compresión isoentrópica del agua; del 4 al 1 existe primero un calentamiento del agua hasta las condiciones de saturación (4-a) a la presión de la caldera, seguido de evaporación (a-1) a la presión de la caldera, $p = \text{constante}$. [19]

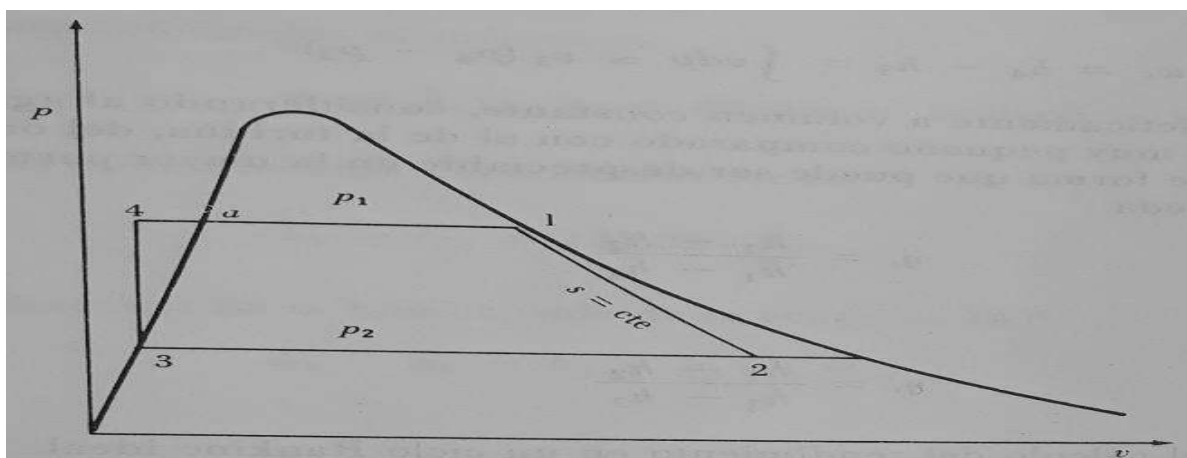


Figura 3.2 Ciclo Rankine ideal en el $p-v$. [19]

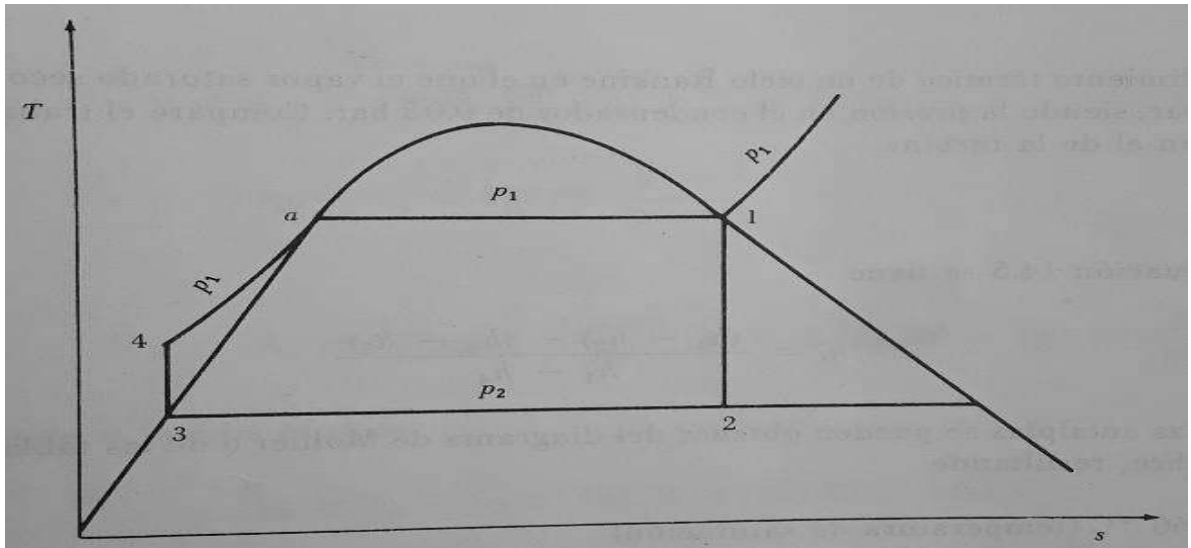


Figura 3.3 Ciclo Rankine ideal en el **TS**. [19]

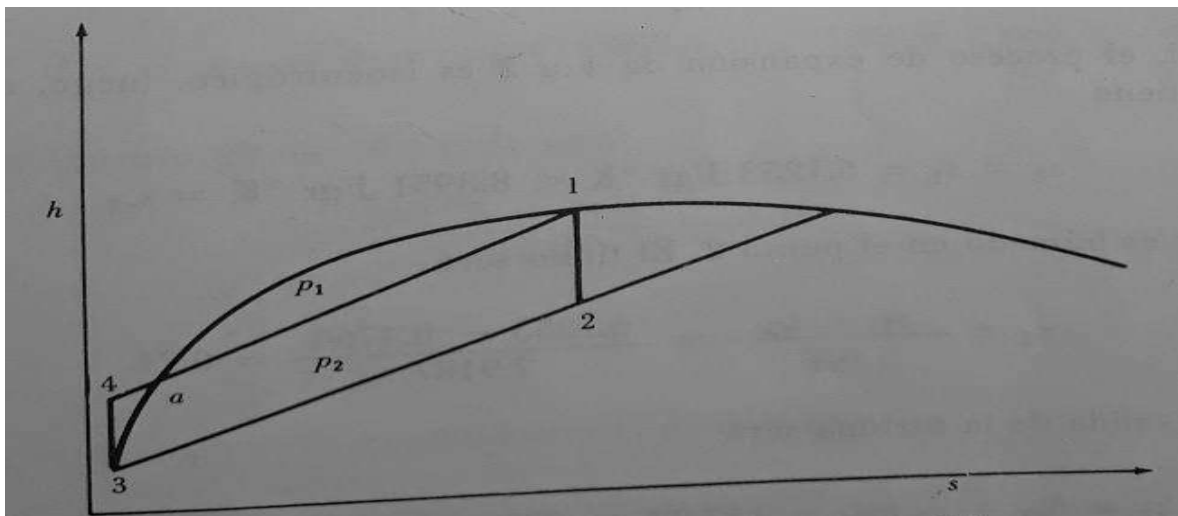


Figura 3.4 Ciclo Rankine ideal en el **hs**. [19]

El rendimiento térmico del ciclo Rankine viene expresado por la relación del trabajo total en el ciclo sobre el calor entregado al ciclo, esto es:

$$n_t = \frac{\oint \delta W}{Q_{ent}} \quad (3.1)$$

y por unidad de masa:

$$n_t = \frac{\oint \delta w}{q_{ent}} \quad (3.2)$$

Donde δ es el espesor de la caja de contorno, espesor del choque.

El trabajo en el ciclo se compone del trabajo de la turbina w_t , que es positivo, y del trabajo de la bomba, el cual es negativo w_b . El calor entregado al ciclo es el entregado al fluido de trabajo, q_{ent} , luego

$$n_t = \frac{w_t - w_b}{q_{ent}} \quad (3.3)$$

Ahora bien, el trabajo de la turbina, en el proceso isoentrópico de expansión del vapor, sin cambios sensibles en la energía cinética y potencial, de acuerdo con la ley de la termodinámica aplicada a un sistema abierto de flujo estable, es

$$w_t = h_1 - h_2 \quad (3.4)$$

Análogamente, el trabajo de la bomba es

$$w_b = h_4 - h_3 \quad (3.5)$$

En el proceso de toma de calor del fluido a $p = \text{constante}$,

$$q_{ent} = h_1 - h_4 \quad (3.6)$$

Por lo tanto, el rendimiento térmico del ciclo en función de las entalpías es:

$$n_t = \frac{(h_1 - h_2) - (h_4 - h_3)}{h_1 - h_4} \quad (3.7)$$

El cálculo de las entalpías es directo por medio de las tablas de vapor. El trabajo de la bomba puede determinarse en el proceso isoentrópico de compresión del siguiente modo [19].

$$w_b = h_4 - h_3 = \int v dp = v_3(p_4 - p_3) \quad (3.8)$$

Ya que la compresión se hace prácticamente a volumen constante, considerando al agua incompresible. Este trabajo de la bomba es muy pequeño comparado con el de la turbina, del orden de 0.3 a 0.4 por ciento de aquel respecto a éste, de forma que puede ser despreciable en la mayor parte de los casos, con lo que el rendimiento en el ciclo queda:

$$n_t = \frac{h_1 - h_2}{h_1 - h_4} \quad (3.9)$$

Como $h_4 = h_3 = hf_3$ se tiene

$$n_t = \frac{h_1 - h_2}{h_1 - h_3} \quad (3.10)$$

Esta es una forma sencilla para el cálculo del rendimiento en un ciclo Rankine ideal. [19]

3.2. Ecuación de Euler de la transferencia de la energía

El fluido a su paso por los ductos que forman los álabes y la carcasa en una turbina de vapor, ejercen sobre las paredes acciones reductibles a fuerzas, en virtud de los cambios que sufre la cantidad de movimiento del fluido con el tiempo. La Figura 3.5 representa, en forma esquemática, el rotor generalizado de una turbomáquina, que pudiera corresponder a un compresor centrífugo, por considerar el flujo radial de adentro hacia afuera. El eje del rotor, por simplicidad, se ha puesto perpendicular al papel y se proyecta en el punto O. El punto 1 marca la posición de una masa elemental dm de un flujo que entra en el rotor con velocidad absoluta V_1 . Dentro del rotor, en flujo estable, no se produce cambio en la cantidad de movimiento con el tiempo. La trayectoria puede ser cualquiera. Después de un tiempo dt estará saliendo, en el punto 2, una masa igual del fluido (flujo estable) con velocidad absoluta V_2 . Como las velocidades de entrada y salida son diferentes, se tendrá, entre los puntos 1 y 2, un cambio en la cantidad de movimiento en ese tiempo dt , que dará lugar a una fuerza o impulsa entre fluido y álabes

Para un gasto de masa $\dot{m}$ se tendrá, entre la entrada y salida del rotor, una fuerza:

$$F = \dot{m}(V_2 - V_1) \quad (3.11)$$

Las componentes de esta fuerza, según las tres direcciones ortogonales: axial, radial y tangencial, serían F_a , F_R y F_u .

Las componentes F_R y F_a no producen momento de giro sobre el eje y no tienen ninguna acción útil en la transferencia de energía en una turbomáquina. La única fuerza que produce un momento útil es la componente tangencial F_u y su valor es: [19].

$$F_u = \dot{m}(V_{u2} - V_{u1}) \quad (3.12)$$

El momento exterior M transmitido por el rotor al fluido en un compresor (o por el fluido al rotor en una turbina), entre la entrada y salida del fluido será:

$$M = \dot{m}(V_{u2}R_2 - V_{u1}R_1) \quad (3.13)$$

Siendo R_1 y R_2 los radios de los puntos de entrada y de salida del fluido, respectivamente. Si el rotor gira a una velocidad angular ω , la potencia transferida será:

$$P = \dot{m} \omega (V_{u2}R_2 - V_{u1}R_1) \quad (3.14)$$

y como $\omega R = U$, sustituyendo entre la entrada y la salida, queda:

$$P = \dot{m} (V_{u2}U_2 - V_{u1}U_1) \quad (3.15)$$

Dividiendo por $\dot{m}$ se obtiene el trabajo o energía específica transferida entre rotor y fluido, que se designa por w y se obtiene por la siguiente ecuación:

$$w = (V_{u2}U_2 - V_{u1}U_1) \quad (3.16)$$

La ecuación (3.16) es conocida como ecuación de Euler. La energía transferida entre rotor y fluido tiene su significado en el cambio que sufren las velocidades tangenciales del rotor y del fluido desde la entrada hasta la salida del rotor. El fluido puede ser cualquiera (líquido o gaseoso), bajo la hipótesis de que todas las partículas que entran en el rotor tienen la misma velocidad y experimentan la misma aceleración.

Para hacer que w (energía o trabajo del rotor) conserve siempre un valor positivo, la ecuación de Euler se escribe de la siguiente manera:

$$w = U_2V_{u2} - U_1V_{u1}, \text{ para máquinas receptoras (bombas o compresores)} \quad (3.17)$$

$$w = U_1V_{u1} - U_2V_{u2}, \text{ para máquinas motrices (turbinas)} \quad (3.18)$$

Esta forma es lógica, ya que una bomba o un compresor sirven para transferir energía a un fluido, es decir el fluido recibe energía de la máquina y por lo tanto la energía del fluido a la salida del rotor será mayor que la que tiene a la entrada (flujo de adentro hacia afuera), $U_2V_{u2} > U_1V_{u1}$ hace que el trabajo en el rotor sea positivo. Recíprocamente, en una turbina donde $U_1V_{u1} > U_2V_{u2}$, la energía cedida por el fluido al rotor será también positiva. [19]

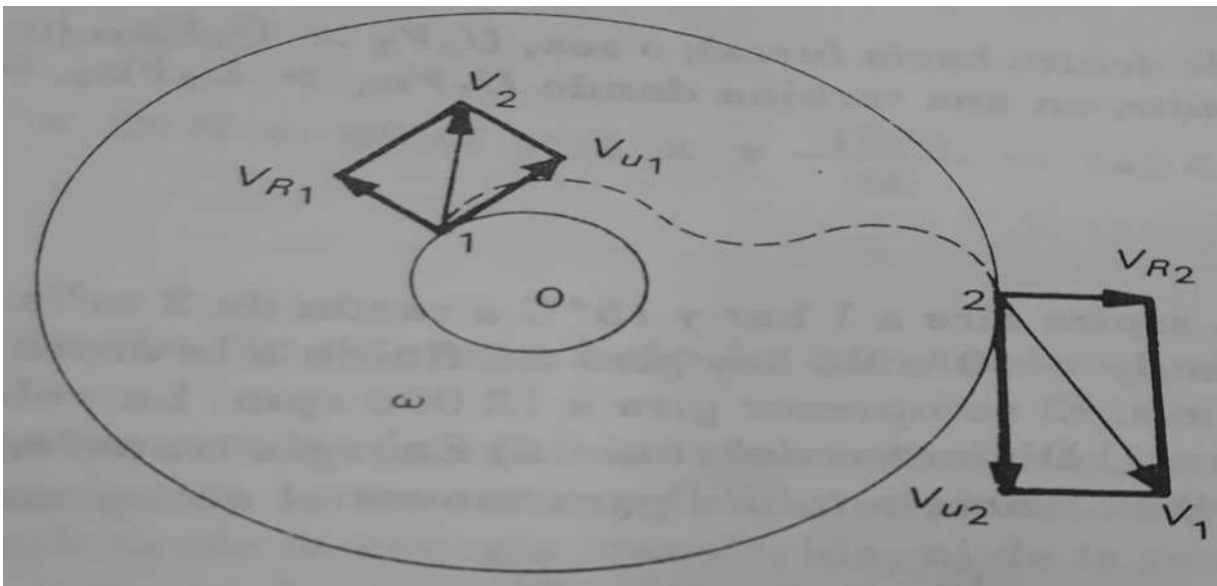


Figura 3.5 Componentes de la velocidad a la entrada y a la salida del rotor de una turbina de vapor. [19]

3.3. Tipos de turbinas de vapor

Las turbinas de vapor pueden ser axiales o radiales, según sea la dirección del flujo a su paso por los ductos entre los álabes de la máquina. Las más generalizadas son las de tipo axial, en las que el flujo tiene lugar en la dirección del eje de la turbina. En las radiales, el flujo sigue la dirección del radio, pudiendo ser hacia adentro o hacia afuera. [19]

Las turbinas axiales pueden ser de impulso o de reacción. En las primeras se aprovecha la energía cinética del fluido obtenido en toberas apropiadas. En las de reacción se utiliza fundamentalmente la energía de presión del fluido, aunque también la cinética. Las turbinas de vapor se componen de varios pasos, escalonamientos o celdillas, agrupándose en un primer cuerpo de alta presión los escalonamientos de impulso, y uno o varios cuerpos de baja presión, los escalonamientos de reacción. La turbina gigante de 1000 MW de la Figura 3.6, por ejemplo, consta de un cuerpo de alta presión de 14 escalonamientos de impulso, y de tres cuerpos de baja presión, de 12 pasos cada uno en doble expansión axial. [19]

Por otra parte, según sea las aplicaciones, las turbinas de vapor pueden ser de condensación, cuando descargan el vapor húmedo en un condensador, a presiones muy bajas, del orden de 35 a 60 mbar. En otros tipos, la presión de descarga es de algunos bar por encima de la presión atmosférica, para emplear el vapor en otros usos, denominándose a estas turbinas de contrapresión. En otras pueden realizarse extracciones de vapor a presiones intermedias, para producir recalentamientos y mejor al título de vapor que realiza la expansión, esto es, operar con vapor de más alta calidad, para tener mejores rendimientos y reducir los daños en los álabes. En las turbinas de condensación es conveniente hacer uso del sistema de regeneración del vapor, como medio eficaz de incrementar el rendimiento térmico. [19]

Las turbinas de vapor pueden ser de alta o baja velocidad, según sirvan para impulsar sistemas mecánicos, compresores, bombas, etc, o sean destinadas a mover generadores para la producción de energía eléctrica. Estas últimas suelen girar a 3000, 3600, 1500 ó 1800 rpm, según sea la frecuencia de trabajo y el tamaño de la máquina. En otros casos, las velocidades de giro pueden ser más altas, sobre todo cuando sirven para mover compresores. [19]

Las presiones del vapor de entrada a la turbina oscilan, hoy en día, entre 40 y 165 bar y la temperatura de entrada entre 400 y 540 °C. por lo general, los valores más altos de presión y temperatura corresponden a las máquinas de mayor potencia. En los casos de turbinas de vapor para plantas nucleoelectricas estos dos parámetros, presión y temperatura, son moderados, no obstante que las unidades son muy grandes; ello es debido a que el vapor no se sobrecalienta antes de la primera etapa de expansión. [19]



Figura 3.6 Turbina de vapor ALSTHOM en proceso de montaje. Una de las dos unidades de la planta nucleoelectrónica de FESSENHEIN (Francia). Potencia 1 000 MW; velocidad de giro: 1 500 rpm; longitud del eje: 59 metros. [19]

3.4. Turbinas de impulso

La turbina de impulso más simple, de fluido compresible, es la conocida De Laval. Consta de un solo rotor provisto de álabes simétricos, Figura 3.7 al que precede una serie de toberas de alimentación del tipo convergente-divergente, que convierten la energía de presión en energía de velocidad, para así tener chorros de vapor de alto poder dinámico que atacan directamente a los álabes del rotor y lo hacen girar. En la Figura 3.7, se han dibujado varios diagramas. En la parte superior de la Figura 3.7 a) se señala la caída de presión en la tobera de p_2 a p_1 y la ganancia de velocidad en la misma de v_0 a v_1 . En el rotor se mantiene la presión constante $p_2 = p_1$ y cae la velocidad de v_1 a v_2 . El vapor prácticamente no pierde energía en la tobera, donde solo cambia su energía de presión en energía cinética. Es en el rotor donde cede esa energía cinética a la máquina. También se ha dibujado en dicha Figura 3.7 a) y b), los diagramas de velocidad a la entrada y a la salida del rotor, que sirven para calcular la transferencia de energía entre fluido y máquina. [19]

La energía trasferida de fluido a máquina, por unidad de masa de fluido, viene dada por la ecuación de Euler (3.18). Donde U_1 es la velocidad periférica en la entrada del rotor, U_2 es la velocidad periférica en salida del rotor, V_{u1} es la velocidad tangencial en la entrada del rotor y V_{u2} es la velocidad tangencial en la salida del rotor.

Como se trata de una máquina axial, $U_1 = U_2 = U$, luego

$$w = U(V_{u1} - V_{u2}) \quad (3.19)$$

Donde U es la velocidad periférica del rotor.

En la Figura 3.7 b), se señalan los valores de u , v_{u1} y v_{u2} . Bajo la forma de componentes energéticos y tratándose de una máquina de impulso, donde no hay carga estática, la energía transferida por unidad de masa es solamente:

$$w = \frac{V_1^2 - V_2^2}{2} \quad (3.20)$$

De la cual se obtiene de la ecuación (3.21), al eliminar los términos correspondientes a la carga estática, sólo queda la carga dinámica o cambio en la energía dinámica entre la entrada y la salida del rotor. [19]. La ecuación (3.21) proporciona la transferencia de energía bajo la forma de componentes energéticas en una máquina receptora (compresor o bomba). Para las máquinas motoras (turbinas) todos los signos cambian a causa del sentido del flujo. [19]

$$w = \frac{V_2^2 - V_1^2}{2} + \frac{U_2^2 - U_1^2}{2} + \frac{V_{r1}^2 - V_{r2}^2}{2} \quad (3.21)$$

Resulta difícil aprovechar, con buen rendimiento, la energía cinética de los gases en un solo escalonamiento, debido a las altas velocidades de salida de las toberas, que obligan al rotor a girar a 20 000 ó 30 000 rpm, con velocidades tangenciales del orden de la mitad de la velocidad del vapor incidente, si se quiere tener una cesión de energía de vapor aceptable. Sin embargo, escalonando la velocidad o la presión pueden lograrse velocidades de giro más bajas, con lo que se reducen los problemas de vibraciones y esfuerzos de acción centrífuga. Se ofrecen las dos variantes siguientes: escalonamientos de velocidad o tipo Curtis y escalonamiento de presión o tipo Rateau. [19]

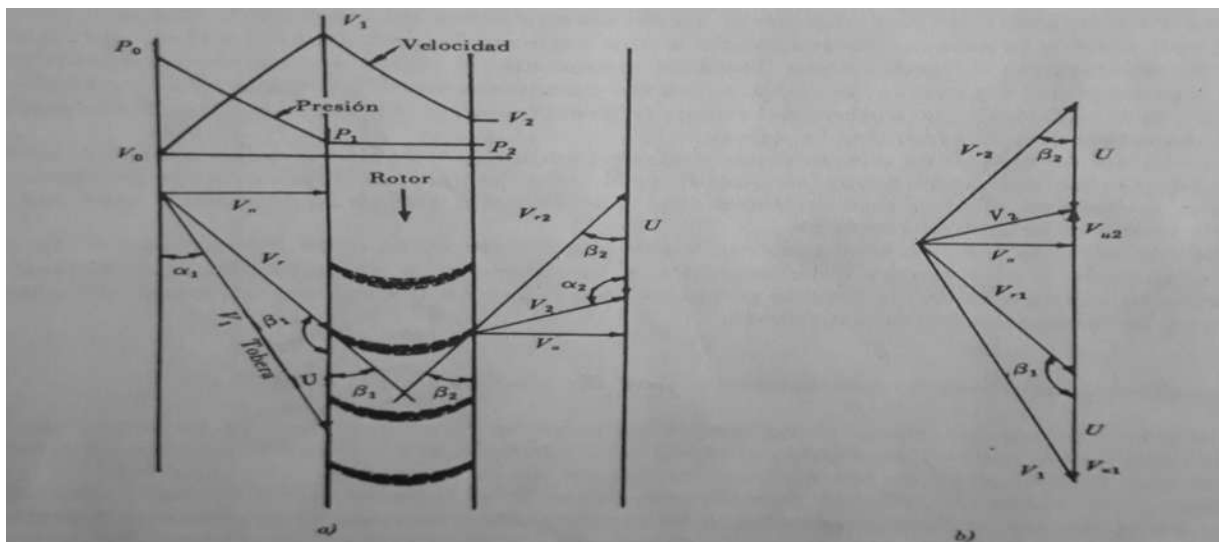


Figura 3.7 a) Diagramas de velocidades a la entrada y a la salida del rotor de una turbina simple, de impulso o de acción. b) Los mismos diagramas acomodados con vértice común (sin fricción). [19]

3.5. Turbinas de impulso con escalonamientos de velocidad tipo curtis

En las turbinas de impulso con escalonamiento de la velocidad se trata de aprovechar la energía cinética inicial del vapor en varios pasos, de forma que disminuya la acción dinámica de éste, en forma paulatina, a fin de tener velocidades de giro más bajas, mejorando, al mismo tiempo, la transferencia energética. En la Figura 3.8, se presenta, en esquema, un escalonamiento de velocidad, donde puede verse que los álabes del rotor son simétricos como corresponde a una turbina de impulso; los del estator son así mismo simétricos e invertidos respecto a los del rotor. De esta forma, en el estator permanecen constantes la velocidad y la presión del vapor; estos álabes sirven solamente de directores del flujo hacia el rotor siguiente. El fluido sólo cede su energía cinética en los álabes del rotor; la presión permanece constante. Todo ello considerando condiciones de transferencia energética ideales. [19]

Como la caída de velocidad es escalonada se tienen acciones más moderadas sobre los álabes, y en consecuencia, velocidades de giro más bajas. Según el número de escalonamientos, las velocidades tangenciales del rotor pueden reducirse cuatro o más veces la velocidad del fluido incidente. Todos los rotores están rígidamente montados sobre el mismo eje. [19]

La energía transferida por escalonamiento y por unidad de masa es la misma que se da en la ecuación (3.20), como corresponde a una turbina de impulso, también le corresponde la ecuación (3.19) para una turbina axial. Todos los escalonamientos son de la misma potencia, para que en los rotores se tenga el mismo par, ya que todos ellos tienen la misma velocidad angular. [19]. En la Figura 3.9 se puede ver una combinación de escalonamiento de presión y velocidad.

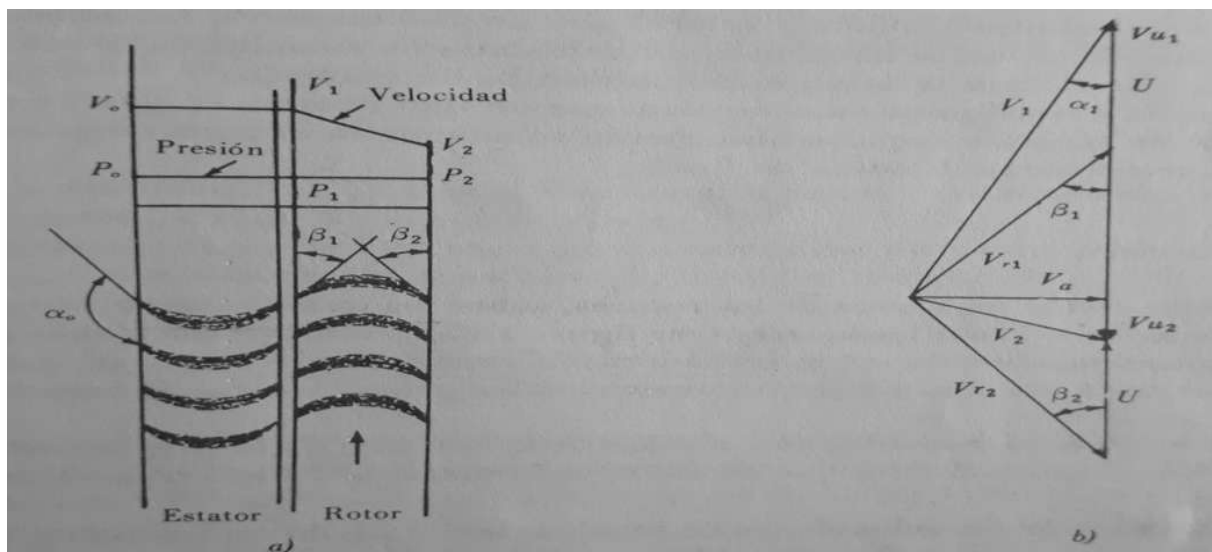


Figura 3.8 a) Desarrollo cilíndrico de un escalonamiento de velocidad en una turbina de impulso. b) Diagramas de vértice común y a la salida del rotor (sin fricción). [19]

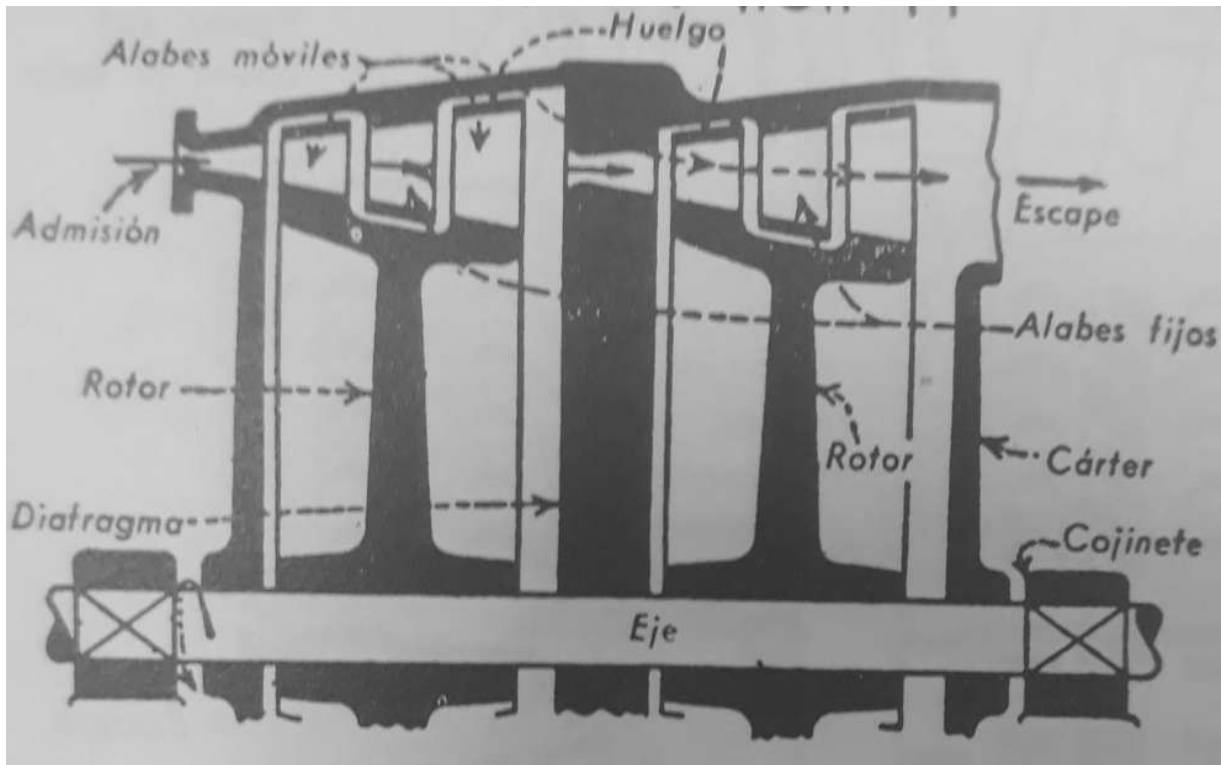


Figura 3.9 Turbina con escalonamientos de presión y velocidad (Curtis). [20]

3.6. Turbinas de impulso con escalonamientos de velocidad tipo rateau

En la Figura 3.10 se ofrece un escalonamiento de presión de una turbina de impulso. Los álabes del rotor son de la misma forma que en cualquier turbina de impulso. esto es, simétricos. En el rotor se producirá siempre una acción dinámica sobre los álabes, con caída de velocidad. Sin embargo, los álabes del estator constituyen verdaderas toberas que permiten ganar velocidad a expensas de la presión. En los diferentes estatores se tendrá una caída de presión en forma escalonada. Alternativamente en los rotores se mantiene constante la presión, con caída de velocidad. La capacidad de conversión de la energía del fluido en energía en el rotor es mayor con los escalonamientos de velocidad, lo cual exige menos pasos, y hace más sencilla la construcción. Con escalonamientos de presión se necesitan más pasos para la misma potencia, haciendo más complicado el diseño; pero se pueden lograr mejores rendimientos globales y velocidades de giro menores. En máquinas de gran potencia, y sobre todo en las turbinas de vapor, se instalan escalonamientos de velocidad a la entrada, seguidos de escalonamientos de presión, y en último término escalonamiento de reacción. La energía transferida a la máquina en el escalonamiento tipo Rateau, se efectúa siempre en los rotores, los que por tener álabes de acción o impulso absorberán solamente la energía cinética, cuantificada por las ecuaciones (3.19) y (3.20), por unidad de masa de fluido. En la Figura 3.11 una turbina de vapor tipo Rateau. [19]

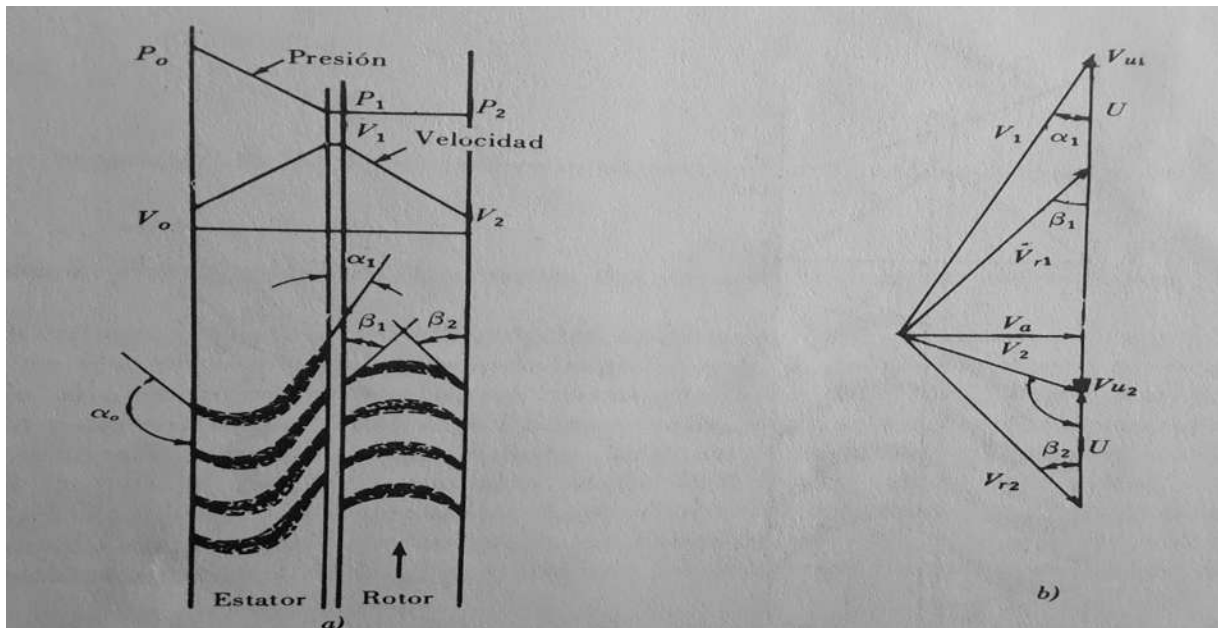


Figura 3.10 a) Desarrollo cilíndrico de un escalonamiento de presión en una turbina de impulso. b) Diagrama de vértice a la entrada y a la salida del rotor. La velocidad absoluta V_2 de salida del rotor sería la de entrada en el estator siguiente, coincidiendo con la relativa en el alabe fijo del estator, ya que en este la $U = 0$. (Sin fricción). [19]

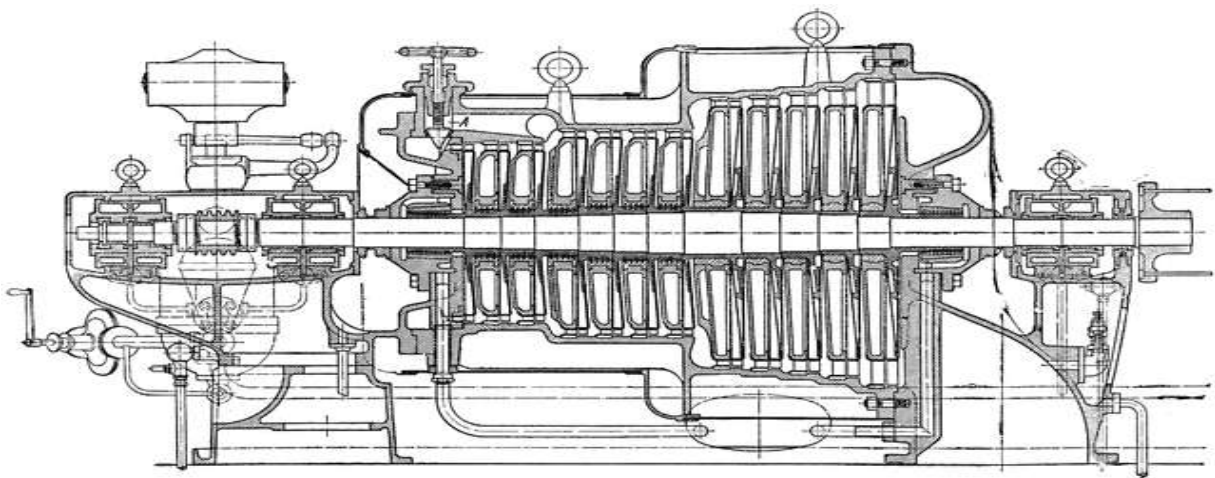


Figura 3.11 Turbina tipo Rateau de la compañía Western Electric, gira a 1500 rpm y genera una potencia de 1500 hp. [21]

3.7. Turbinas de reacción

En las turbinas de reacción los álabes de los rotores, sobre los que ejerce acción el fluido, son asimétricos, con perfil de ala de avión o perfil Joukowski, Figura 3.12. También los álabes de los estatores tienen el mismo perfil, pero invertido, constituyendo verdaderas toberas donde el fluido de trabajo se acelera ganando velocidad a expensas de la presión. En los rotores ceden los gases energía de velocidad y también de presión. En la Figura 3.12, se muestra un diagrama, a caída de presión en forma prácticamente continua a lo largo de los escalonamientos que constituyen la turbina. También se puede ver la forma alternada que tiene la velocidad. En las turbinas de reacción las velocidades de incidencia del flujo en los álabes del rotor son menores que en el caso de las turbinas de impulso. Las velocidades tangenciales serían proporcionalmente menores, por lo que es necesario que los rotores tengan mayor diámetro para mantener la misma velocidad angular. Debido a la caída progresiva de la presión, los álabes deben ir cambiando de tamaño a unos más grandes para lograr acciones equivalentes en distintos escalonamientos, cuyos rotores van todos montados sobre el mismo eje. [19]. En la Figura 3.13 se muestra una turbina de reacción utilizada para la generación de energía eléctrica en centrales de ciclo combinado.

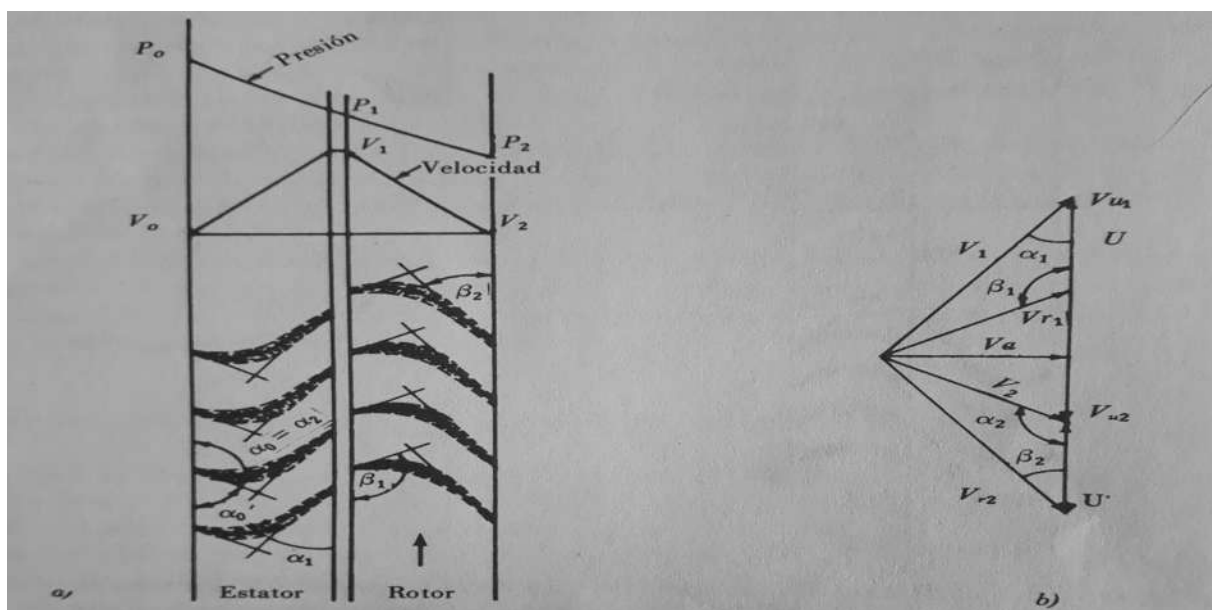


Figura 3.12 a) Desarrollo cilíndrico de un escalonamiento de reacción con grado de reacción de 50%. b) Diagrama de vértice común a la entrada y a la salida del rotor (sin fricción). [19]

Como en las máquinas axiales se suele mantener constante la velocidad axial del fluido, para un flujo de masa estable, el área de paso debe ir creciendo en virtud del aumento del volumen específico del fluido al reducirse la presión. En efecto, de la ecuación de continuidad:

$$\dot{m} = \rho AV = \frac{AV}{v} \quad (3.22)$$

Si V representa la velocidad axial y ésta es constante, al crecer v (volumen específico) debe aumentar A (área) para poder mantener (el flujo de masa) $\dot{m} = cte$. La energía transferida por unidad de masa puede calcularse por la ecuación (3.19) ecuación de Euler, para una turbina axial, o también por la ecuación (3.21), donde el término de acción centrífuga, por ser máquina axial es nulo, con lo que resulta:

$$w = \frac{V_1^2 - V_2^2}{2} + \frac{V_{r2}^2 - V_{r1}^2}{2} \quad (3.23)$$

En la que el primer término del segundo miembro representa la carga dinámica, y el segundo, la carga estática, esta última debida al cambio en la velocidad relativa del fluido a través del rotor. El grado de reacción viene definido por la relación de la carga estática sobre la total, o sea,

$$G_R = \frac{V_{r2}^2 - V_{r1}^2}{V_1^2 - V_2^2 + V_{r2}^2 - V_{r1}^2} = \frac{1}{\frac{V_1^2 - V_2^2}{V_{r2}^2 - V_{r1}^2} + 1} \quad (3.24)$$

Cuando los valores escalares de las velocidades:

$$V_1 = V_{r2}$$

$$V_2 = V_{r1}$$

Se tiene $G_R = \frac{1}{2}$ o reacción de 50%, muy frecuente en las turbinas de vapor y gas. [19]



Figura 3.13 Turbina de reacción. [22]

3.8. Turbinas de vapor radiales

Existen algunas turbinas de vapor de tipo radial, en las que el flujo tiene la dirección del radio de la turbina, pudiendo ser su sentido hacia el eje (flujo centrípeto) o hacia la periferia (flujo centrífugo), Figuras 3.14 y 3.15. Las turbinas de flujo centrípeto tienen mejor transferencia de energía, pues se aprovecha la acción de la presión del vapor debido a la acción centrípeta, representada por el siguiente término:

$$\frac{U_1^2 - U_2^2}{2}$$

Al estudiar la transferencia bajo la forma de componentes energéticos, cuya expresión es: [19]

$$w = \frac{V_1^2 - V_2^2}{2} + \frac{U_1^2 - U_2^2}{2} + \frac{V_{r2}^2 - V_{r1}^2}{2} \quad (3.25)$$

El término de acción centrípeta es positivo si $U_1 > U_2$, es decir, si la velocidad periférica a la entrada del vapor es mayor que la de salida, lo que requiere que $R_1 > R_2$, Figura 3.14. [19]

Las turbinas radiales centrípetas han presentado siempre problemas de desfogue, debido a la acumulación del fluido en zonas de radio menor proveniente de zonas de radio mayor. Este problema se ha solucionado con éxito en las turbinas hidráulicas, de la que es ejemplo la Francis, por que en el agua no se produce el fenómeno de expansión. Pero en el caso de fluidos compresibles, como el vapor, se acentúa gravemente el problema de desfogue a causa de la expansión que éste va teniendo, el cual exige mayores áreas de paso. Se hace necesario aumentar las secciones de los ductos de paso a medida que el flujo se aproxima al eje, y esto sólo puede hacerse en sentido axial, con lo que se complicarían mucho los diseños y la construcción. Ésta es la causa de que este tipo centrípeta puro no tenga aceptación. Pero si se han construido turbinas de vapor radiales con dos rodets, uno centrípeta, seguido de otro centrífugo, de la que es un ejemplo la Figura 3.16, de la empresa Siemens. [19]

Sin embargo, en las turbinas de flujo centrífugo, las áreas de paso van siendo mayores a medida que el fluido se mueve hacia la periferia, favoreciendo por un lado, la expansión del vapor y por otro, la construcción más lógica de la máquina. La verdad es que, en este caso, la acción centrífuga definida por:

$$\frac{U_1^2 - U_2^2}{2}$$

Produce un efecto contrario en el aprovechamiento de la energía de presión, que por ser $U_1 > U_2$, el término no se hace negativo, al ser $R_1 > R_2$, Figura 3.15. La energía de presión solo será aprovechada por el cambio en la velocidad relativa, esto es, por el término:

$$\frac{V_{r2}^2 - V_{r1}^2}{2}$$

El cuál es siempre positivo en ambos tipos de turbina. Será conveniente en la turbina centrífuga, que existan cambios importantes en la velocidad relativa del fluido entre la entrada y salida del rodete móvil. [19]

Debe observarse que para un mismo tamaño de máquina, se tienen velocidades periféricas del rotor más altas con el flujo centrífugo, crece U_2 , lo que permite tener potencias mayores para el mismo tamaño de máquina sin duda, la turbina radial de vapor que ha tenido más éxito ha sido la Ljungstrom, de flujo centrífugo y con dos ejes girando en sentido contrario, Figura 3.17. Esta turbina tiene forma divergente en sentido radial para favorecer aún más la expansión del vapor. No tiene coronas directrices fijas, todas las coronas de álabes son giratorias, con imbricación alternada de las correspondientes a un eje respecto a las montadas en el otro eje, de forma que los álabes de una corona móvil de un eje son al mismo tiempo directores del vapor para los álabes de la corona móvil montada en el otro eje. Todas las coronas móviles están instaladas en el mismo plano radial. Puede haber varias coronas móviles por eje, constituyendo otros tantos escalonamientos. [19]

Los dos ejes se hallan alineados, y mueven a los generadores independientes. La velocidad periférica relativa es el doble que, en una turbina de giro en un solo sentido, con lo que se incrementa la potencia para el mismo tamaño de máquina y se evitan las pérdidas en álabes directores fijos, pues no existen. Las turbinas de vapor radiales suelen ser de relativa pequeña potencia comparadas con las axiales (5 000 a 10 000 KW). La combinación de una primera turbina radial seguida de otra axial (turbina radial-axial) permite llegar a 50 000 KW o más. [19]

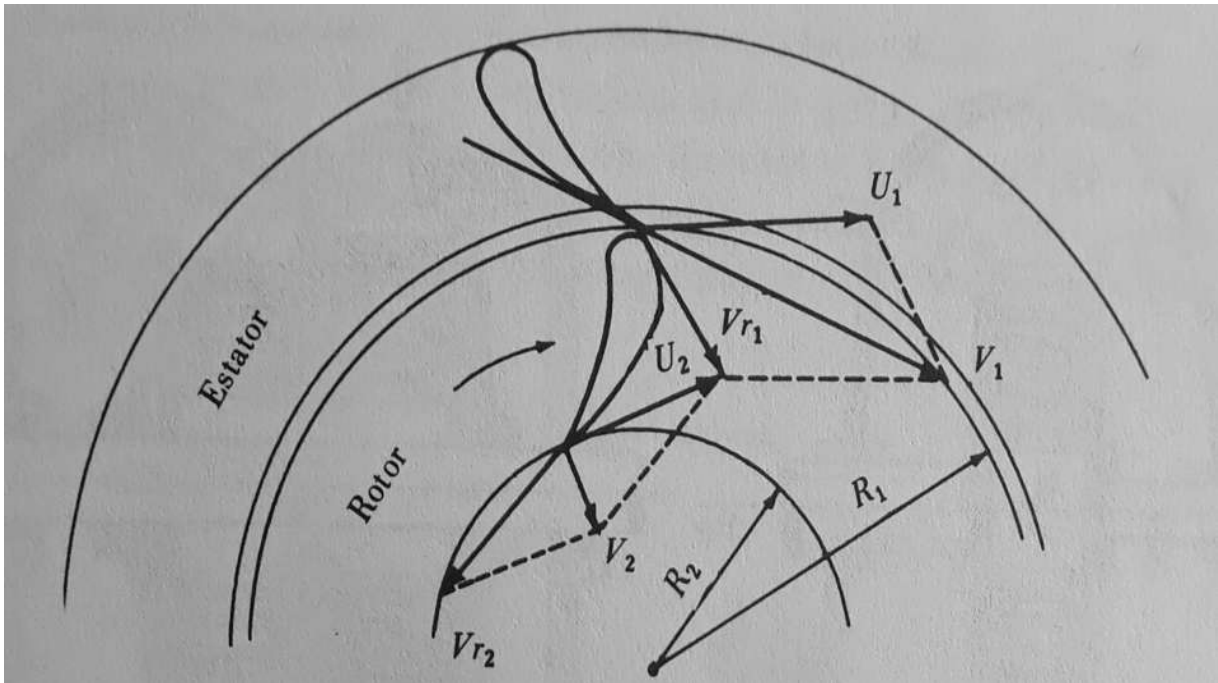


Figura 3.14 Diagramas de velocidades a la entrada y a la salida del rotor de una turbina de vapor radial centrípeta, de un escalonamiento. [19]

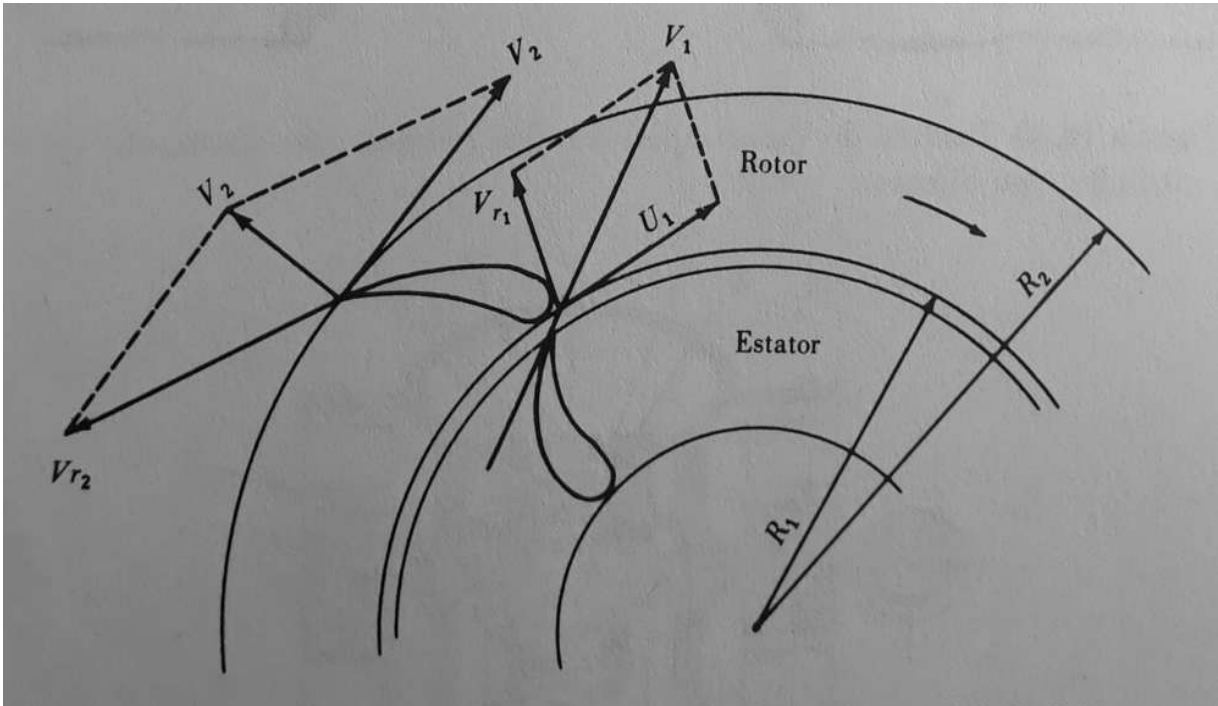


Figura 3.15 Diagramas de velocidades a la entrada y a la salida del rotor de una turbina de vapor radial centrífuga, de un escalonamiento. [19]

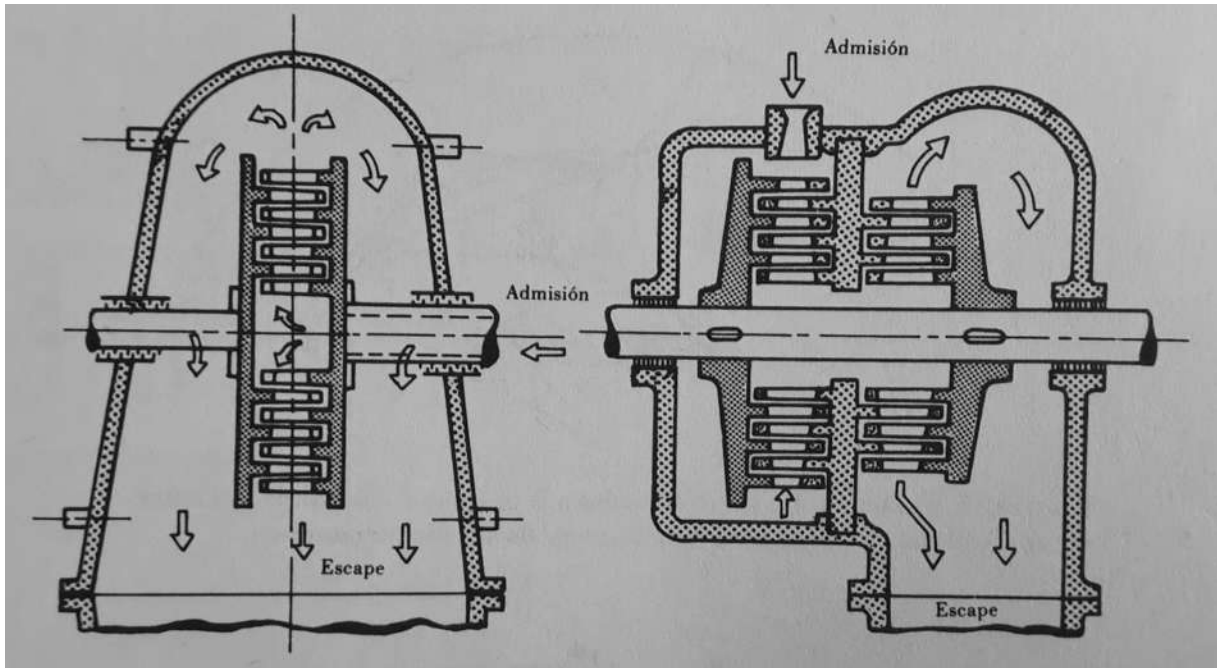


Figura 3.16 Turbina de vapor radial con dos rodets, uno centrípeto y otro centrífugo, tipo Siemens. [19]

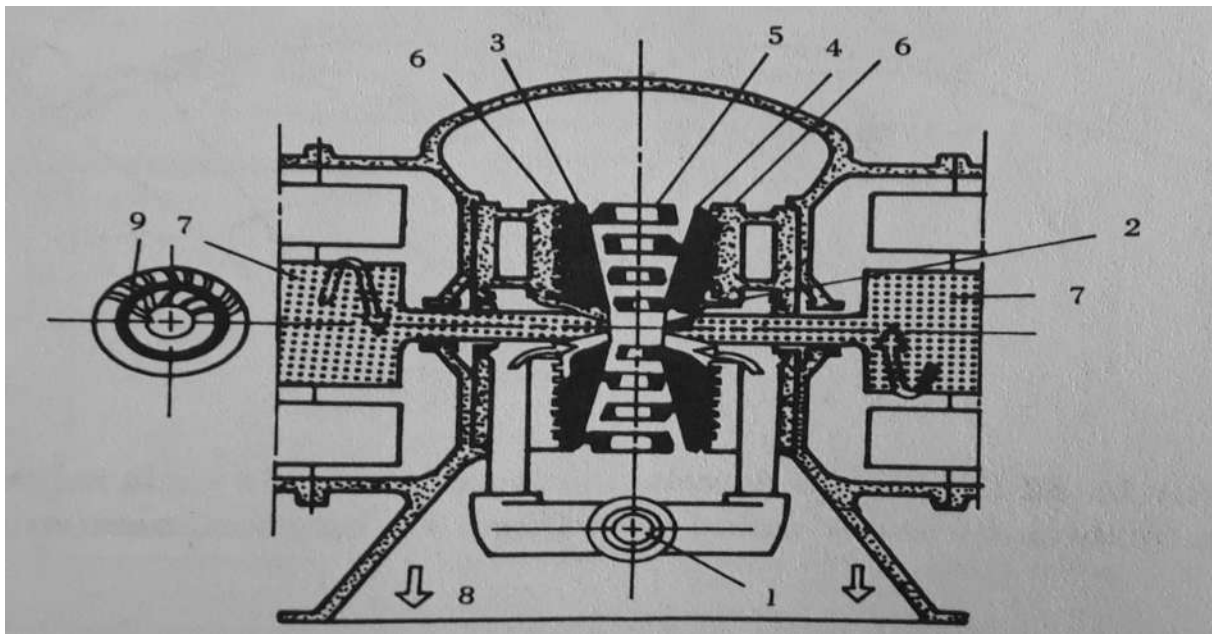


Figura 3.17 Turbina radial Ljungstrom: 1. entrada de vapor; 2. admisión; 3 y 4 discos que giran en direcciones opuestas; 5. álabes; 6. cierres laberínticos; 7. generadores; 8. escape; 9. corte transversal por dos escalonamientos. [19]

POTENCIA GENERADA CON POLINOMIOS DE APROXIMACIÓN

4.1. Introducción

Se originan en muchas áreas de la ciencia como en la Física, Matemáticas, Biología, ingeniería etc. situaciones en las que obteniendo un conjunto de datos experimentales en un determinado intervalo de la variable independiente, de tal forma que conociendo una cierta cantidad de datos tabulados se hace preciso de manera teórica encontrar una función matemática que verifique todos los datos recopilados experimentalmente de algún fenómeno y permita por consiguiente, predecir la existencia de otros valores dentro del intervalo de la variable independiente con la aproximación adecuada. En el presente trabajo de tesis se construyen polinomios de aproximación en base a un conjunto de datos obtenidos de la tabla de propiedades del agua saturada: tabla de presión. Las funciones polinómicas por facilidad de uso de software son elaboradas mediante el programa Scientific WorkPlace 5.5 creado por MacKichan Software, empresa de desarrollo de software con una tradición de productos finos para la publicación científica, dicho software se dio a conocer en el año 1994 actualizado con el tiempo a la versión 5.5 y posteriormente a la versión 6 . para este trabajo se utilizan los polinomios de aproximación de distinto grado para obtener las propiedades energéticas que posee el vapor que se extrae de un pozo geotérmico y utilizar dichas propiedades para poder determinar aproximadamente cuanta potencia eléctrica se produce en una central geotermoeléctrica de flasheo.

4.2. Polinomios de aproximación

Polinomio, en matemáticas, se denomina a la suma de varios monomios, llamados términos del polinomio. Es una expresión algebraica constituida por una o más variables, utilizando solamente operaciones de adición, sustracción, multiplicación y exponentes numéricos positivos. El polinomio de un sólo término se denomina monomio, el de dos binomio, el de tres trinomio. [23]

La expresión general para un polinomio n -ésimo grado es:

$$f(x) = a_0 + a_1x + a_2x^2 + \cdots + a_nx^n \quad (4.1)$$

Dados $n + 1$ puntos, hay uno y sólo un polinomio de grado n que pasa a través de todos los puntos. Las funciones polinómicas son aquellas que surgen de evaluar los polinomios sobre las variables en las que están definidos. Debido a su estructura simple, los polinomios son muy sencillos de evaluar, y se usan ampliamente en análisis numérico para interpolación polinómica o para integrar numéricamente funciones más complejas. La interpolación polinomial consiste en determinar el polinomio único de n -ésimo grado que se ajuste a $n + 1$ puntos. Este polinomio,

entonces, proporciona una fórmula para calcular valores intermedios. Aunque hay uno y sólo un polinomio de n -ésimo grado que se ajusta a $n + 1$ puntos, existe una gran variedad de formas matemáticas en las cuales puede expresarse este polinomio. A continuación, se describe dos alternativas que pueden implementarse en computadora: los polinomios de Newton y de Lagrange. [24]

La forma más simple de interpolación consiste en unir dos puntos con una línea recta. Dicha técnica, llamada interpolación lineal, se ilustra de manera gráfica en la Figura 4.1. Utilizando triángulos semejantes:

$$\frac{f_1(x) - f(x_0)}{x - x_0} = \frac{f(x_1) - f(x_0)}{x_1 - x_0} \quad (4.2)$$

Reordenándose se tiene:

$$f_1(x) = f(x_0) + \frac{f(x_1) - f(x_0)}{x_1 - x_0}(x - x_0) \quad (4.3)$$

que es una fórmula de interpolación lineal. La notación $f_1(x)$ designa que éste es un polinomio de interpolación de primer grado. En general, cuanto menor sea el intervalo entre los datos, mejor será la aproximación. Esto se debe al hecho de que, conforme el intervalo disminuye, una función continua estará mejor aproximada por una línea recta. [24]

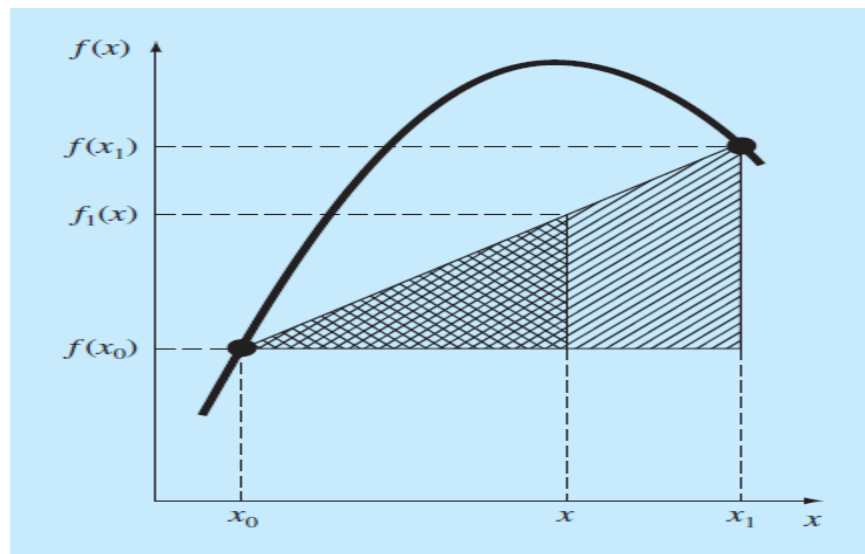


Figura 4.1 Gráfica de interpolación de dos puntos. [24]

Una estrategia para mejorar la estimación consiste en introducir alguna curvatura a la línea que une los puntos. Si se tienen tres puntos como datos, éstos pueden ajustarse en un polinomio de segundo grado (también conocido como polinomio cuadrático o parábola). Una forma particularmente conveniente para ello es:

$$f_2(x) = b_0 + b_1(x - x_0) + b_2(x - x_0)(x - x_1) \quad (4.4)$$

Observe que aunque la ecuación (4.4) parece diferir del polinomio general (ecuación (4.1)), las dos ecuaciones son equivalentes. Lo anterior se demuestra al multiplicar los términos de la ecuación (4.4):

$$f_2(x) = b_0 + b_1x - b_1x_0 + b_2x^2 + b_2x_0x_1 - b_2xx_0 - b_2xx_1$$

o, agrupando términos,

$$f_2(x) = a_0 + a_1x + a_2x^2$$

donde

$$a_0 = b_0 - b_1x_0 - b_2x_0x_1$$

$$a_1 = b_1 - b_2x_0 - b_2x_1$$

$$a_2 = b_2$$

Así, las ecuaciones (4.1) y (4.4) son formas alternativas, equivalentes del único polinomio de segundo grado que une los tres puntos, Figura 4.3. Un procedimiento simple puede usarse para determinar los valores de los coeficientes. Para encontrar b_0 , en la ecuación (4.4) se evalúa con $x = x_0$ para obtener:

$$b_0 = f(x_0) \quad (4.5)$$

La ecuación (4.5) se sustituye en la (4.4), después se evalúa en $x = x_1$ para tener:

$$b_1 = \frac{f(x_1) - f(x_0)}{x_1 - x_0} \quad (4.6)$$

Por último, las ecuaciones (4.5) y (4.6) se sustituyen en la (4.4), después se evalúa en $x = x_2$ y (luego de algunas manipulaciones algebraicas) se resuelve para:

$$b_2 = \frac{\frac{f(x_2) - f(x_1)}{x_2 - x_1} - \frac{f(x_1) - f(x_0)}{x_1 - x_0}}{x_2 - x_0} \quad (4.7)$$

El análisis anterior puede generalizarse para ajustar un polinomio de n -ésimo grado a $n + 1$ datos. El polinomio de n -ésimo grado es:

$$f_n(x) = b_0 + b_1(x - x_0) + \cdots + b_n(x - x_0)(x - x_1) \cdots (x - x_{n-1}) \quad (4.8)$$

Como se hizo antes con las interpolaciones lineales y cuadráticas, los puntos asociados con datos se utilizan para evaluar los coeficientes $b_0, b_1, \dots, b_n$. Para un polinomio de n -ésimo grado se requieren $n + 1$ puntos: $[x_0, f(x_0)], [x_1, f(x_1)], \dots, [x_n, f(x_n)]$. Usamos estos datos y las siguientes ecuaciones para evaluar los coeficientes:

$$b_0 = f(x_0) \quad (4.9)$$

$$b_1 = f[x_1, x_0] \quad (4.10)$$

$$b_2 = f[x_2, x_1, x_0] \quad (4.11)$$

$$b_n = f[x_n, x_{n-1}, \dots, x_1, x_0] \quad (4.12)$$

donde las evaluaciones de la función colocadas entre paréntesis son diferencias divididas finitas.

Una diferencia finita es una expresión matemática de la forma $f(x + b) - f(x + a)$. Si una diferencia finita se divide por $b - a$ se obtiene una expresión similar al cociente diferencial, que difiere en que se emplean cantidades finitas en lugar de infinitesimales. [25]

Por ejemplo, la primera diferencia dividida finita en forma general se representa como:

$$f[x_i, x_j] = \frac{f(x_i) - f(x_j)}{x_i - x_j} \quad (4.13)$$

La segunda diferencia dividida finita, que representa la diferencia de las dos primeras diferencias divididas, se expresa en forma general como:

$$f[x_i, x_j, x_k] = \frac{f[x_i, x_j] - f[x_j, x_k]}{x_i - x_k} \quad (4.14)$$

i	x_i	$f(x_i)$	Primero	Segundo	Tercero
0	x_0	$f(x_0)$	$f[x_1, x_0]$	$f[x_2, x_1, x_0]$	$f[x_3, x_2, x_1, x_0]$
1	x_1	$f(x_1)$	$f[x_2, x_1]$	$f[x_3, x_2, x_1]$	
2	x_2	$f(x_2)$	$f[x_3, x_2]$		
3	x_3	$f(x_3)$			

Figura 4.2 Representación gráfica de la naturaleza recursiva de las diferencias divididas finitas. [24]

En forma similar, la n -ésima diferencia dividida finita es:

$$f[x_n, x_{n-1}, \dots, x_1, x_0] = \frac{f[x_n, x_{n-1}, \dots, x_1] - f[x_{n-1}, x_{n-2}, \dots, x_0]}{x_n - x_0} \quad (4.15)$$

Estas diferencias sirven para evaluar los coeficientes en las ecuaciones (4.9) a (4.12), los cuales se sustituirán en la ecuación (4.8) para obtener el polinomio de interpolación

$$\begin{aligned} f_n(x) = & f(x_0) + (x - x_0)f[x_1, x_0] + (x - x_0)(x - x_1)f[x_2, x_1, x_0] \\ & + \dots + (x - x_0)(x - x_1) \dots (x - x_{n-1})f[x_n, x_{n-1}, \dots, x_0] \end{aligned} \quad (4.16)$$

que se conoce como polinomio de interpolación de Newton en diferencias divididas. [24]

El polinomio de interpolación de Lagrange es simplemente una reformulación del polinomio de Newton que evita el cálculo de las diferencias divididas, y se representa de manera concisa como:

$$f_n(x) = \sum_{i=0}^n L_i(X) f(x_i) \quad (4.17)$$

donde:

$$L_i(x) = \prod_{\substack{j=0 \\ j \neq i}}^n \frac{x - x_j}{x_i - x_j} \quad (4.18)$$

donde Π designa el “producto de”. Por ejemplo, la versión lineal ($n = 1$) es:

$$f_1(x) = \frac{x - x_1}{x_0 - x_1} f(x_0) + \frac{x - x_0}{x_1 - x_0} f(x_1) \quad (4.19)$$

y la versión de segundo grado es:

$$\begin{aligned} f_2(x) = & \frac{(x - x_1)(x - x_2)}{(x_0 - x_1)(x_0 - x_2)} f(x_0) + \frac{(x - x_0)(x - x_2)}{(x_1 - x_0)(x_1 - x_2)} f(x_1) \\ & + \frac{(x - x_0)(x - x_1)}{(x_2 - x_0)(x_2 - x_1)} f(x_2) \end{aligned} \quad (4.20)$$

El razonamiento detrás de la formulación de Lagrange se comprende directamente al darse cuenta de que cada término $L_i(x)$ será 1 en $x = x_i$ y 0 en todos los otros puntos, Figura 4.3. De esta forma, cada producto $L_i(x)f(x_i)$ toma el valor de $f(x_i)$ en el punto x_i . En consecuencia, la sumatoria de todos los productos en la ecuación (4.17) es el único polinomio de n -ésimo grado que pasa exactamente a través de todos los $n + 1$ puntos, que se tienen como datos. La Figura 4.3 muestra un caso de segundo grado, cada uno de los tres términos en la ecuación (4.20) pasa

a través de uno de los puntos que se tienen como datos y es cero en los otros dos. La suma de los términos, por lo tanto, debe ser el único polinomio de segundo grado $f_2(x)$ que pasa exactamente a través de los tres puntos. [24]

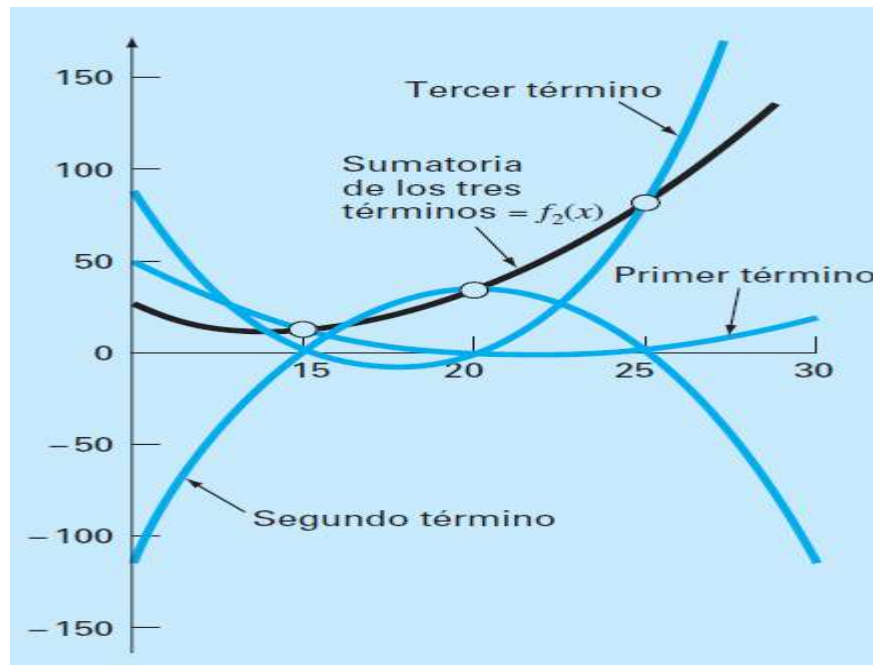


Figura 4.3 Gráfica de interpolación de segundo grado. [24]

4.3. Potencia generada en una geotermoeléctrica

El ciclo termodinámico que emplean las plantas geotermoeléctricas es el ciclo Rankine. Existen distintos tipos de plantas geotermoeléctricas, las que destacan son las centrales de vapor seco y la de flasheo. El vapor seco que se produce de los pozos que utilizan las plantas de vapor seco se pueden usar directamente en las turbinas para producir energía. El vapor seco que brota directamente de los yacimientos de vapor está a relativamente baja presión, por lo que para usarlo directamente se requieren dispositivos de gran tamaño para obtener potencias razonables, este tipo de plantas fueron las primeras que se usaron, sin embargo, existen relativamente pocos yacimientos que producen vapor seco a baja presión.

Las plantas de flasheo utilizan vapor húmedo o líquido saturado, si es el primer caso se lleva a un separador donde aprovechando las diferentes propiedades físicas del líquido y vapor, se separan ambos, alimentando a la turbina con vapor seco, el líquido puede desecharse o si conviene, mediante una válvula reducir la presión con lo cual baja la temperatura de saturación y se convierte en vapor. Los sistemas que utilizan vapor de flasheo del líquido también conocido como salmuera usan separadores a presión constante donde el vapor es apartado del líquido; el

líquido residual en cada descarga puede ser llevado a otra etapa de flasheo a una presión más baja y producir más vapor para alimentar a otra turbina o bien a una segunda admisión de la misma turbina. Para fines prácticos, tomando en consideración aspectos termodinámicos y económicos el número de etapas de flasheo se limita a dos, instalaciones de este tipo se encuentran en los Azufres en el estado de Michoacán.

A continuación se muestra el diagrama de una central geotermoeléctrica, Figura 4.4 que será de utilidad para poder comprender el cómo se genera la potencia eléctrica en dicha central.

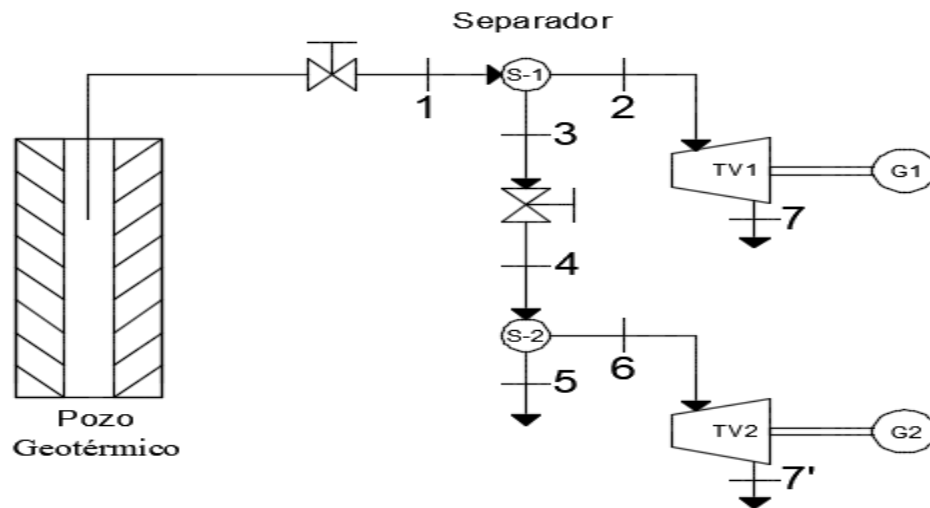


Figura 4.4 Central Geotermoeléctrica con dos etapas de Flasheo.

Del pozo geotérmico se extrae vapor húmedo dirigiéndose al separador (S-1). El flujo de vapor que sale del separador (S-1) y entra a la turbina de vapor (TV1) es:

$$\dot{m}_2 = (\dot{m}_1)(x_1) \quad (4.21)$$

Donde:

$\dot{m}_1$: es el flujo de vapor del yacimiento geotérmico

x_1 : es la calidad del vapor al salir del pozo

El vapor húmedo al pasar por el separador (S-1) a una presión constante se convierte en vapor seco cuyo fin es alimentar a la turbina de vapor, la entropía del vapor se considera equivalente a la entropía del vapor húmedo que sale de la turbina (TV1), dicha entropía se expresa matemáticamente de la siguiente forma:

$$s_2 = s_7 = sf_7 + (x_7)(sf_7) \quad (4.22)$$

Donde:

sf_7 : es la entropía del líquido saturado a una determinada presión (P_7)

x_7 : es la calidad del vapor al salir de la turbina

De tal manera que $sf g_7$ es:

$$sf g_7 = sg_7 - sf_7 \quad (4.23)$$

Donde:

$sf g_7$: es la entropía de vaporización

sg_7 : es la entropía del vapor saturado a una determinada presión (P_7)

La entalpía del vapor húmedo al salir de la turbina (TV1) se expresa matemáticamente de la siguiente forma:

$$h_7 = hf_7 + (x_7)(hf g_7) \quad (4.24)$$

Donde:

hf_7 : es la entalpía del líquido saturado a una determinada presión (P_7)

x_7 : es la calidad del vapor al salir de la turbina

$hf g_7$: es la entalpía de vaporización

La potencia eléctrica generada por la turbina (TV1) es:

$$PGTV_1 = (ntg)(\dot{m}_2)(W_T) \quad (4.25)$$

Donde:

ntg : es la eficiencia del turbogenerador

W_T : es el trabajo de la turbina

El trabajo de la turbina se puede obtener de la siguiente manera:

$$W_T = h_2 - h_7 \quad (4.26)$$

Donde:

h_2 : es la entalpía del vapor seco que sale del separador(S – 1) y entra a la tubina

(TV1) a una presión determinada (P_2)

El líquido saturado residual del separador (S-1) es dirigido a otra etapa de flasheo a una presión más baja (P_4), la entalpía del vapor (h_3) al salir del separador (S-1) y que entra al separador (S-2) se expresa matemáticamente de la siguiente forma:

$$h_3 = h_4 = hf_4 + (x_4)(hfg_4) \quad (4.27)$$

Donde:

hf_4 : es la entalpía del líquido saturado a una determinada presión (P_4)

x_4 : es la calidad del vapor al entrar al separador (S-2)

hfg_4 : es la entalpía de vaporización

El flujo de vapor que sale del separador (S-1) y entra al separador (S-2) es:

$$\dot{m}_3 = \dot{m}_4$$

o también $\dot{m}_3$ se puede expresar como:

$$\dot{m}_3 = \dot{m}_1 - \dot{m}_2 \quad (4.28)$$

El flujo de vapor que sale del separador (S-2) y entra a la turbina de vapor (TV2) es:

$$\dot{m}_6 = (\dot{m}_4)(x_4) \quad (4.29)$$

La entropía del vapor seco que sale del separador (S-2) se considera equivalente a la entropía del vapor húmedo que sale de la turbina (TV2), dicha entropía se expresa matemáticamente de la siguiente forma:

$$s_6 = s_{7'} = sf_{7'} + (x_{7'})(sfg_{7'}) \quad (4.30)$$

Donde:

$sf_{7'}$: es la entropía del líquido saturado a una determinada presión (P_7)

$x_{7'}$: es la calidad del vapor al salir de la turbina

De tal manera que $sfg_{7'}$ es:

$$sfg_{7'} = sg_{7'} - sf_{7'} \quad (4.31)$$

Donde:

$sfg_{7'}$: es la entropía de vaporización

$sg_{7'}$: es la entropía del vapor saturado a una determinada presión (P_7)

sf_7 : es la entropía del líquido saturado a una determinada presión (P_7)

La entalpía del vapor húmedo al salir de la turbina (TV2) se expresa matemáticamente de la siguiente forma:

$$h_{7'} = hf_{7'} + (x_{7'})(hfg_{7'}) \quad (4.32)$$

Donde:

$hf_{7'}$: es la entalpía del líquido saturado a una determinada presión (P_7)

$x_{7'}$: es la calidad del vapor al salir de la turbina

$hfg_{7'}$: es la entalpía de vaporización

La potencia eléctrica generada por la turbina (TV2) es:

$$PGTV_2 = (ntg)(\dot{m}_6)(W_T) \quad (4.33)$$

Donde:

ntg : es la eficiencia del turbogenerador

W_T : es el trabajo de la turbina

El trabajo de la turbina se puede obtener de la siguiente manera:

$$W_T = h_6 - h_{7'} \quad (4.34)$$

Donde:

h_6 : es la entalpía del vapor seco que sale del separador ($S - 2$) y entra a la turbina (TV2) a una presión determinada (P_6)

4.4. Casos de estudio

Se determina la potencia eléctrica de generación para el siguiente caso de una central geotermoeléctrica como se expone en la Figura 4.4 utilizando polinomios de aproximación, si las presiones en los diferentes puntos son: $P_1 = 40 \text{ bar}$, $P_4 = 11.3 \text{ bar}$, P_7 y $P_{7'} = 0.68 \text{ bar}$; el flujo de vapor del yacimiento geotérmico es $\dot{m} = 2300 \frac{\text{Ton}}{\text{Hr}}$, la calidad del vapor al salir del pozo es de $x = 0.40$ y la eficiencia del turbogenerador es de $n = 0.92$.

4.4.1. Caso 1 de estudio de la potencia eléctrica obtenida mediante la aplicación de polinomios de cuarto grado

En la Figura 4.4 se observa que el flujo de vapor ($\dot{m}_1$) que sale del yacimiento geotérmico pasa a través del separador (S-1) de tal forma en que el flujo de vapor en el punto número 2 que entra a la turbina (TV1) dependiendo de la calidad del vapor al salir del pozo geotérmico se puede calcular de la siguiente forma:

$$\dot{m}_2 = (\dot{m}_1)(x_1) = \left(2300 \frac{\text{Ton}}{\text{Hr}}\right)(0.40) = 920 \frac{\text{Ton}}{\text{Hr}}$$

La presión del vapor en el punto 1, 2 y 3 como se muestra en la Figura 4.4 se mantiene constante:

$$P_1 = P_2 = P_3 = 40 \text{ bar}$$

En el punto número 1 de la Figura 4.4, se tiene vapor húmedo a una presión (P_1) el cuál pasa a través del separador (S-1) convirtiéndose en el punto número 3 en líquido saturado y en el punto número 2 se convierte en vapor seco, de modo que la entalpía en el punto 2 es igual a la entalpía del vapor saturado seco:

$$h_2 = h_g \text{ (a una } P_2 = 40 \text{ bar)}$$

$$h_2 = 2801.4 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$$

(valor obtenido de la tabla propiedades del agua saturada: tabla de presión). [26]

La entalpía en el punto número 3 de la Figura 4.4 es igual a la entalpía del líquido saturado:

$$h_3 = h_f \text{ (a una } P_3 = 40 \text{ bar)}$$

Utilizando un polinomio de cuarto grado para determinar h_3 , Figura 4.5.

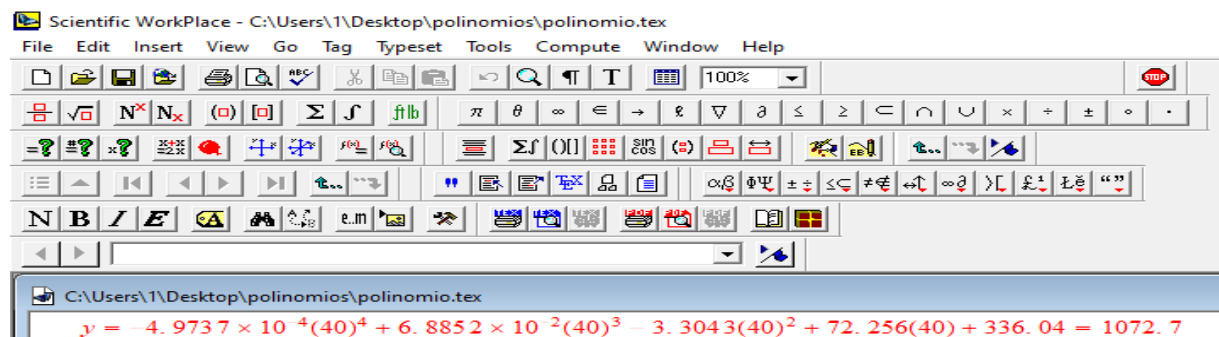


Figura 4.5 Función polinómica de aproximación obtenida por el software Scientific WorkPlace 5.5 para determinar h_3 .

$$h_3(P_3) = -4.9737 \times 10^{-4}(40)^4 + 6.8852 \times 10^{-2}(40)^3 - 3.3043(40)^2 + 72.256(40) + 336.04 = 1072.7$$

$$h_3 = 1072.7 \frac{KJ}{Kg}$$

La entropía del vapor saturado seco en el punto número 2 de la Figura 4.4 es equivalente a la entropía del vapor en el punto número 7, de tal forma que es igual a la entropía de vapor saturado:

$$s_2 = s_7$$

$$s_2 = s_g \text{ (a una } P_2 = 40 \text{ bar)}$$

Utilizando un polinomio de cuarto grado para determinar s_2 , Figura 4.6.

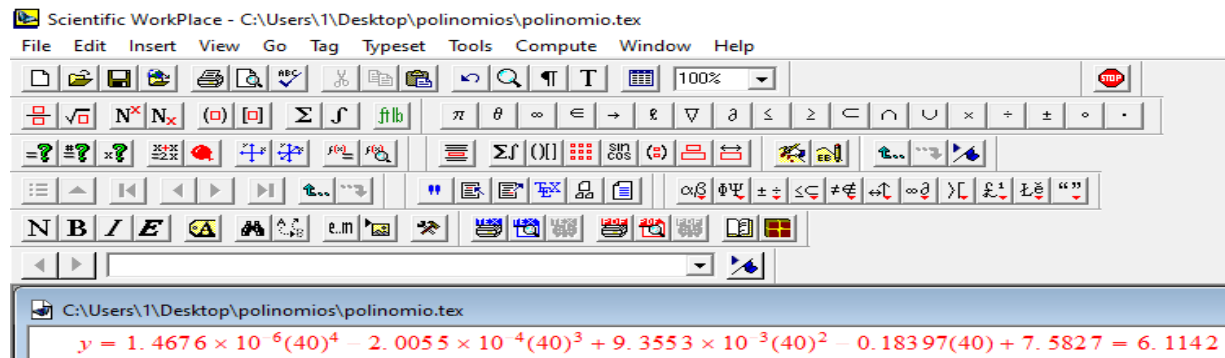


Figura 4.6 Función polinómica de aproximación obtenida por el software Scientific WorkPlace 5.5 para determinar s_2 .

$$s_2(P_2) = 1.4676 \times 10^{-6}(40)^4 - 2.0055 \times 10^{-4}(40)^3 + 9.3553 \times 10^{-3}(40)^2 - 0.18397(40) + 7.5827 = 6.1142$$

$$s_2 = 6.1142 \frac{kJ}{(kg \cdot K)}$$

La entropía que se tiene el punto número 7 de la Figura 4.4 se obtiene sumando la entropía del líquido saturado con el producto de la calidad del vapor por la entropía de vaporización a una presión más baja (P_7):

$$s_2 = s_7 = s_{f7} + (x_7)(s_{fg7})$$

La entropía de vaporización del punto número 7 de la Figura 4.4 es la diferencia de la entropía del vapor saturado con la entropía del líquido saturado:

$$sf_7 = sg_7 - sf_7$$

$$sf_7 \text{ (a una } P_7 = 0.68 \text{ bar)}$$

Utilizando un polinomio de cuarto grado para determinar sf_7 , Figura 4.7.

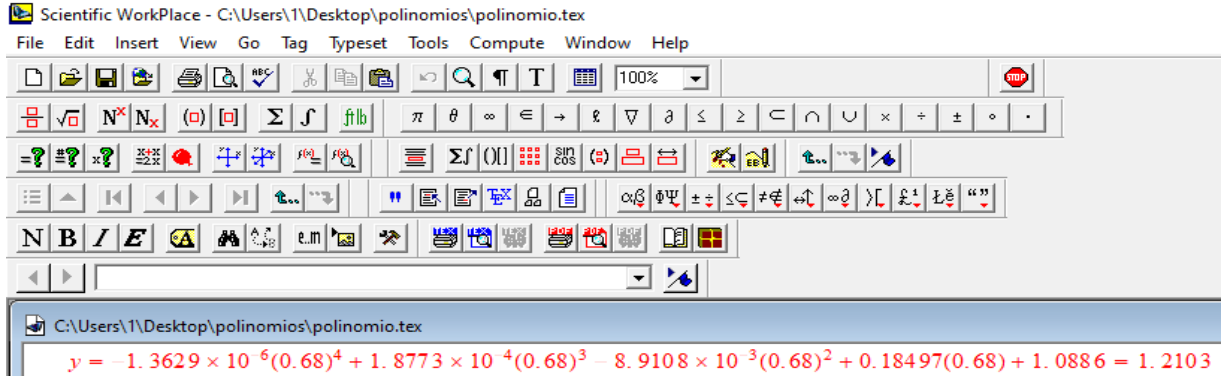


Figura 4.7 Función polinómica de aproximación obtenida por el software Scientific WorkPlace 5.5 para determinar sf_7 .

$$sf_7(P_7) = -1.3629 \times 10^{-6}(0.68)^4 + 1.8773 \times 10^{-4}(0.68)^3 - 8.9108 \times 10^{-3}(0.68)^2 + 0.18497(0.68) + 1.0886 = 1.2103$$

$$sf_7 = 1.2103 \frac{kJ}{(kg \cdot K)}$$

$$sg_7 \text{ (a una } P_7 = 0.68 \text{ bar)}$$

Utilizando un polinomio de cuarto grado para determinar sg_7

$$sg_7(P_7) = 1.4676 \times 10^{-6}(0.68)^4 - 2.0055 \times 10^{-4}(0.68)^3 + 9.3553 \times 10^{-3}(0.68)^2 - 0.18397(0.68) + 7.5827 = 7.4619$$

$$sg_7 = 7.4619 \frac{kJ}{(kg \cdot K)}$$

Despejando la calidad del vapor x_7 se tiene:

$$x_7 = \frac{s_2(P_2) - sf_7(P_7)}{sg_7(P_7) - sf_7(P_7)} = \frac{6.1142 \frac{kJ}{(kg \cdot K)} - 1.2103 \frac{kJ}{(kg \cdot K)}}{7.4619 \frac{kJ}{(kg \cdot K)} - 1.2103 \frac{kJ}{(kg \cdot K)}} = 0.7844$$

La entalpía que se tienen el punto número 7 de la Figura 4.4 se obtiene sumando la entalpía del líquido saturado con el producto de la calidad del vapor por la entalpía de vaporización a una presión más baja (P_7):

$$h_7 = hf_7 + (x_7)(hfg_7)$$

$$hf_7 \text{ (a una } P_7 = 0.68 \text{ bar)}$$

Utilizando un polinomio de cuarto grado para determinar hf_7

$$hf_7(P_7) = -4.9737 \times 10^{-4}(0.68)^4 + 6.8852 \times 10^{-2}(0.68)^3 - 3.3043(0.68)^2 + 72.256(0.68) + 336.04 = 383.67$$

$$hf_7 = 383.67 \frac{KJ}{Kg}$$

$$hfg_7 \text{ (a una } P_7 = 0.68 \text{ bar)}$$

Utilizando un polinomio de cuarto grado para determinar hfg_7

$$hfg_7(P_7) = 2.9680 \times 10^{-4}(0.68)^4 - 4.1200 \times 10^{-2}(0.68)^3 + 1.9882(0.68)^2 - 47.296(0.68) + 2310.4 = 2279.1$$

$$hfg_7 = 2279.1 \frac{KJ}{Kg}$$

Sustituyendo valores se tiene:

$$h_7 = 383.67 \frac{KJ}{Kg} + (0.7844) \left(2279.1 \frac{KJ}{Kg} \right) = 2171.3960 \frac{KJ}{Kg}$$

La potencia eléctrica generada por la turbina (TV1) se obtiene de la siguiente manera sustituyendo los valores conocidos en la siguiente ecuación:

$$PGT = (ntg)(\dot{m}_2)[h_2 - h_7]$$

$$PGTV_1 = (0.92) \left(920 \frac{Ton}{Hr} \right) \left(\frac{1000 kg}{1 Ton} \right) \left(\frac{1 HR}{3600 seg} \right) \left[2801.4 \frac{KJ}{Kg} - 2171.3960 \frac{KJ}{Kg} \right]$$

$$PGTV_1 = 148\,120.9404 \text{ KW}$$

La entalpía del punto número 4 de la Figura 4.4 es equivalente a la entalpía en el punto número 3 y se calcula sumando la entalpía del líquido saturado con el producto de la calidad del vapor x_4 por la entalpía de vaporización a una presión más baja (P_4):

$$h_3 = h_4 = hf_4 + (x_4)(hfg_4)$$

La presión del vapor en el punto 4, 5 y 6 como se muestra en la Figura 4.4 se mantiene constante:

$$P_4 = P_5 = P_6 = 11.3 \text{ bar}$$

$$hf_4 \text{ (a una } P_4 = 11.3 \text{ bar)}$$

Utilizando un polinomio de cuarto grado para determinar hf_4

$$hf_4(P_4) = -4.9737 \times 10^{-4}(11.3)^4 + 6.8852 \times 10^{-2}(11.3)^3 - 3.3043(11.3)^2 + 72.256(11.3) + 336.04 = 821.84$$

$$hf_4 = 821.84 \frac{KJ}{Kg}$$

$$hfg_4 \text{ (a una } P_4 = 11.3 \text{ bar)}$$

Utilizando un polinomio de cuarto grado para determinar hfg_4

$$hfg_4(P_4) = 2.9680 \times 10^{-4}(11.3)^4 - 4.1200 \times 10^{-2}(11.3)^3 + 1.9882(11.3)^2 - 47.296(11.3) + 2310.4 = 1975.2$$

$$hfg_4 = 1975.2 \frac{KJ}{Kg}$$

Despejando la calidad del vapor x_4 se tiene:

$$x_4 = \frac{h_3(P_3) - hf_4(P_4)}{hfg_4(P_4)} = \frac{1072.7 \frac{KJ}{Kg} - 821.84 \frac{KJ}{Kg}}{1975.2 \frac{KJ}{Kg}} = 0.1270$$

El flujo de vapor que sale del separador (S-1) que se tiene en el punto número 3 de la Figura 4.4 es equivalente al flujo de vapor que entra al separador (S-2):

$$\dot{m}_3 = \dot{m}_4$$

A su vez el flujo de vapor que sale del separador (S-1) se encuentra de la siguiente manera:

$$\dot{m}_3 = \dot{m}_1 - \dot{m}_2 = \left(2300 \frac{Ton}{Hr}\right) - \left(920 \frac{Ton}{Hr}\right) = 1380 \frac{Ton}{Hr}$$

El flujo de vapor que sale del separador (S-2) que se tiene en el punto número 6 de la Figura 4.4 se encuentra simplemente multiplicando la calidad del vapor que entra al separador (S-2) por el flujo de vapor que pasa a través del separador (S-2):

$$\dot{m}_6 = (\dot{m}_4)(x_4) = \left(1380 \frac{Ton}{Hr}\right)(0.1270) = 175.26 \frac{Ton}{Hr}$$

La entropía del vapor saturado seco en el punto número 6 de la Figura 4.4 es equivalente a la entropía del vapor en el punto número 7', de tal forma que es igual a la entropía de vapor saturado:

$$s_6 = s_{7'}$$

$$s_6 = s_g \text{ (a una } P_6 = 11.3 \text{ bar)}$$

Utilizando un polinomio de cuarto grado para determinar s_6

$$s_6(P_6) = 1.4676 \times 10^{-6}(11.3)^4 - 2.0055 \times 10^{-4}(11.3)^3 + 9.3553 \times 10^{-3}(11.3)^2 - 0.18397(11.3) + 7.5827 = 6.4330$$

$$s_6 = 6.4330 \frac{kJ}{(kg \cdot K)}$$

La entropía que se tiene el punto número 7' de la Figura 4.4 se obtiene sumando la entropía del líquido saturado con el producto de la calidad del vapor por la entropía de vaporización a una presión más baja ($P_{7'}$):

$$s_6 = s_{7'} = sf_{7'} + (x_{7'})(sf g_{7'})$$

La entropía de vaporización del punto número 7' de la Figura 4.4 es la diferencia de la entropía del vapor saturado con la entropía del líquido saturado:

$$sf g_{7'} = sg_{7'} - sf_{7'}$$

$$sf_{7'} \text{ (a una } P_{7'} = 0.68 \text{ bar)}$$

Utilizando un polinomio de cuarto grado para determinar $sf_{7'}$

$$sf_{7'}(P_{7'}) = -1.3629 \times 10^{-6}(0.68)^4 + 1.8773 \times 10^{-4}(0.68)^3 - 8.9108 \times 10^{-3}(0.68)^2 + 0.18497(0.68) + 1.0886 = 1.2103$$

$$sf_{7'} = 1.2103 \frac{kJ}{(kg \cdot K)}$$

$$sg_{7'} \text{ (a una } P_{7'} = 0.68 \text{ bar)}$$

Utilizando un polinomio de cuarto grado para determinar $sg_{7'}$

$$sg_{7'}(P_{7'}) = 1.4676 \times 10^{-6}(0.68)^4 - 2.0055 \times 10^{-4}(0.68)^3 + 9.3553 \times 10^{-3}(0.68)^2 - 0.18397(0.68) + 7.5827 = 7.4619$$

$$sg_{7'} = 7.4619 \frac{kJ}{(kg \cdot K)}$$

Despejando la calidad del vapor $x_{7'}$ se tiene:

$$x_{7'} = \frac{s_6(P_6) - sf_{7'}(P_{7'})}{sg_{7'}(P_{7'}) - sf_{7'}(P_{7'})} = \frac{6.4330 \frac{kJ}{(kg \cdot K)} - 1.2103 \frac{kJ}{(kg \cdot K)}}{7.4619 \frac{kJ}{(kg \cdot K)} - 1.2103 \frac{kJ}{(kg \cdot K)}} = 0.8354$$

La entalpía que se tienen el punto número 7' de la Figura 4.4 se obtiene sumando la entalpía del líquido saturado con el producto de la calidad del vapor por la entalpía de vaporización a una presión más baja ($P_{7'}$):

$$h_{7'} = hf_{7'} + (x_{7'})(hfg_{7'})$$

$$hf_{7'} \text{ (a una } P_{7'} = 0.68 \text{ bar)}$$

Utilizando un polinomio de cuarto grado para determinar $hf_{7'}$

$$hf_{7'}(P_{7'}) = -4.9737 \times 10^{-4}(0.68)^4 + 6.8852 \times 10^{-2}(0.68)^3 - 3.3043(0.68)^2 + 72.256(0.68) + 336.04 = 383.67$$

$$hf_{7'} = 383.67 \frac{KJ}{Kg}$$

$$hfg_{7'} \text{ (a una } P_{7'} = 0.68 \text{ bar)}$$

Utilizando un polinomio de cuarto grado para determinar $hfg_{7'}$

$$hfg_{7'}(P_{7'}) = 2.9680 \times 10^{-4}(0.68)^4 - 4.1200 \times 10^{-2}(0.68)^3 + 1.9882(0.68)^2 - 47.296(0.68) + 2310.4 = 2279.1$$

$$hfg_{7'} = 2279.1 \frac{KJ}{Kg}$$

Sustituyendo valores se tiene:

$$h_{7'} = 383.67 \frac{KJ}{Kg} + (0.8354) \left(2279.1 \frac{KJ}{Kg} \right) = 2287.6301 \frac{KJ}{Kg}$$

En el punto número 4 de la Figura 4.4 se tiene vapor húmedo a una presión (P_4) el cual pasa a través del separador (S-2) convirtiéndose en el punto número 5 en líquido saturado y en el punto número 6 se convierte en vapor seco, de modo que la entalpía en el punto 6 es igual a la entalpía del vapor saturado seco:

$$h_6 = h_g \text{ (a una } P_6 = 11.3 \text{ bar)}$$

Utilizando un polinomio de cuarto grado para determinar h_6

$$h_6(P_6) = -2.0050 \times 10^{-4}(11.3)^4 + 2.7641 \times 10^{-2}(11.3)^3 - 1.3156 (11.3)^2 + 24.952(11.3) + 2646.5 = 2797.1$$

$$h_6 = 2797.1 \frac{KJ}{Kg}$$

La potencia eléctrica generada por la turbina (TV2) se obtiene de la siguiente manera sustituyendo los valores conocidos en la siguiente ecuación:

$$PGTV_2 = (ntg)(\dot{m}_6)[h_6 - h_7]$$

$$PGTV_2 = (0.92) \left(175.26 \frac{Ton}{Hr} \right) \left(\frac{1000 kg}{1 Ton} \right) \left(\frac{1 HR}{3600 seg} \right) \left[2797.1 \frac{KJ}{Kg} - 2287.6301 \frac{KJ}{Kg} \right]$$

$$PGTV_2 = 22\,818.4775\,KW$$

$$Potencia\ eléctrica\ total\ generada = PGTV_1 + PGTV_2$$

$$Potencia\ eléctrica\ total\ generada = 148\,120.9404\,KW + 22\,818.4775\,KW$$

$$Potencia\ eléctrica\ total\ generada = 170\,939.4179\,KW$$

Las tablas 4.1 y 4.2 muestran el rango de valores que se emplearon para construir las funciones polinómicas de aproximación de cuarto grado, dichos datos se utilizaron para obtener el valor de entropía y entalpía a una determinada presión. En las tablas 4.1 y 4.2 se comparan los valores de entalpía y entropía obtenidos experimentalmente (propiedades del agua saturada: tabla de presión) con los obtenidos mediante funciones polinómicas de aproximación.

En las figuras 4.8 y 4.9 se muestra la comparación gráfica de los datos de entalpía y entropía reales obtenidos de las propiedades del agua saturada (tabla de presión) con los datos de entalpía y entropía que se obtuvieron mediante la aplicación de una función polinomial de aproximación.

Tabla 4.1 Comparación de entalpías a una determinada presión.

PRESIÓN REAL (Bar)	ENTALPÍA REAL ($h = h_g$) (kJ/kg)	ENTALPÍA POL.APROX. DE CUARTO GRADO ($h = h_g$) (kJ/kg)
0.3	2625.3	2653.9
0.4	2636.8	2656.3
0.5	2645.9	2658.7
0.6	2653.5	2661
0.7	2660	2663.3
0.8	2665.8	2665.6
0.9	2670.9	2667.9
1	2675.5	2670.2
1.5	2693.6	2681.1
2	2706.7	2691.4
2.5	2716.9	2701.1
3	2725.3	2710.2
3.5	2732.4	2718.9
4	2738.6	2727
4.5	2743.9	2734.6
5	2748.7	2741.7
6	2756.8	2754.6
7	2763.5	2765.7
8	2769.1	2775.2
9	2773.9	2783.3
10	2778.1	2790.1
15	2792.2	2807.9
20	2799.5	2808.3
25	2803.1	2801.6
30	2804.2	2794.9
35	2803.4	2792.4
40	2801.4	2795.4
45	2798.3	2801.9
50	2794.3	2807.1
60	2784.3	2779.4

Tabla 4.2 Comparación de entropías a una determinada presión.

PRESIÓN REAL (Bar)	ENTROPÍA REAL ($s = s_g$) (kJ/(kg · K))	ENTROPÍA POL.APROX. DE CUARTO GRADO ($s = s_g$) (kJ/(kg · K))
0.3	7.7686	7.5283
0.4	7.6700	7.5106
0.5	7.5939	7.493
0.6	7.5320	7.4756
0.7	7.4797	7.4584
0.8	7.4346	7.4414
0.9	7.3949	7.4246
1	7.3594	7.4079
1.5	7.2233	7.3271
2	7.1271	7.2506
2.5	7.0527	7.1782
3	6.9919	7.1097
3.5	6.9405	7.045
4	6.8959	6.984
4.5	6.8565	6.9266
5	6.8212	6.8726
6	6.7600	6.7743
7	6.7080	6.6881
8	6.6628	6.613
9	6.6226	6.5482
10	6.5863	6.4927
15	6.4448	6.3255
20	6.3409	6.2758
25	6.2575	6.2702
30	6.1869	6.2573
35	6.1253	6.2077
40	6.0701	6.1142
45	6.0199	5.9915
50	5.9734	5.8762
60	5.8892	5.9249

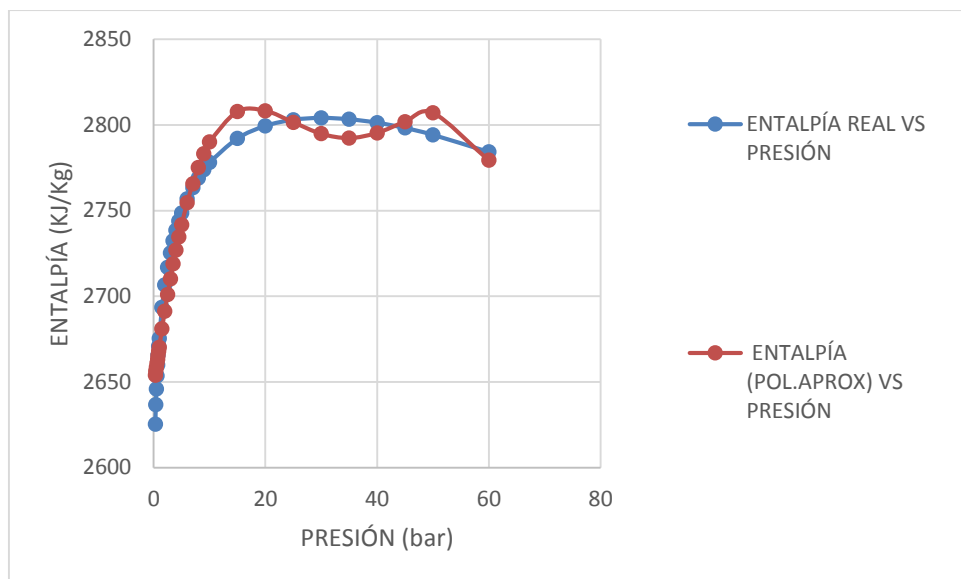


Figura 4.8 Gráfica $h = h_g$ real vs $h = h_g$ (polinomio de aproximación de cuarto grado).

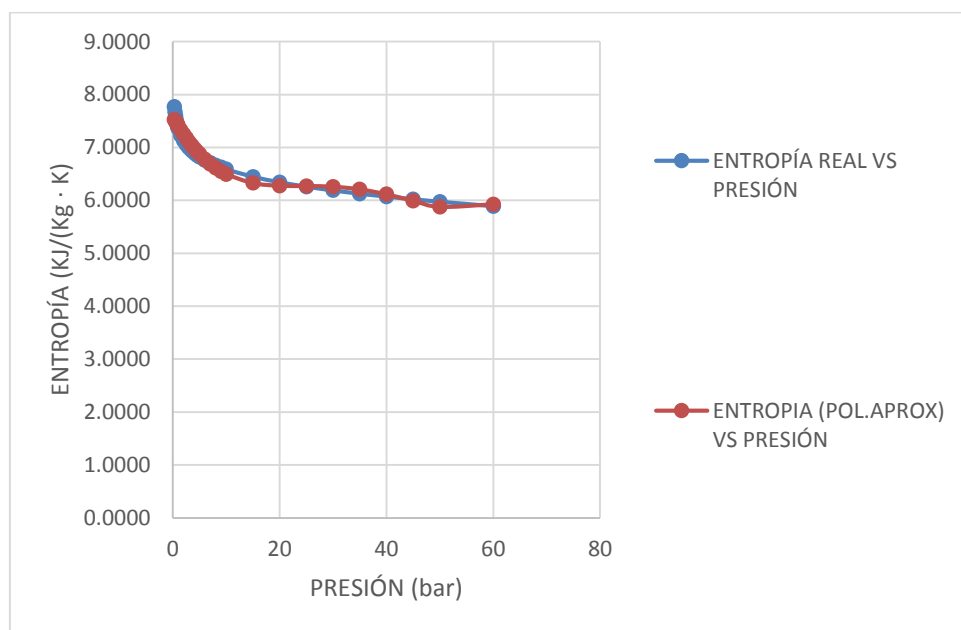


Figura 4.9 Gráfica $s = s_g$ real vs $s = s_g$ (polinomio de aproximación de cuarto grado).

4.4.2. Caso 2 de estudio de la potencia eléctrica obtenida mediante la aplicación de polinomios de quinto grado

En la Figura 4.4 se observa que el flujo de vapor ($\dot{m}_1$) que sale del yacimiento geotérmico pasa a través del separador (S-1) de tal forma en que el flujo de vapor en el punto número 2 que entra a la turbina (TV1) dependiendo de la calidad del vapor al salir del pozo geotérmico se puede calcular de la siguiente forma:

$$\dot{m}_2 = (\dot{m}_1)(x_1) = \left(2300 \frac{\text{Ton}}{\text{Hr}}\right)(0.40) = 920 \frac{\text{Ton}}{\text{Hr}}$$

La presión del vapor en el punto 1, 2 y 3 como se muestra en la Figura 4.4 se mantiene constante,

$$P_1 = P_2 = P_3 = 40 \text{ bar}$$

En el punto número 1 de la Figura 4.4, se tiene vapor húmedo a una presión (P_1) el cuál pasa a través del separador (S-1) convirtiéndose en el punto número 3 en líquido saturado y en el punto número 2 se convierte en vapor seco, de modo que la entalpía en el punto 2 es igual a la entalpía del vapor saturado seco:

$$h_2 = h_g \text{ (a una } P_2 = 40 \text{ bar)}$$

$$h_2 = 2801.4 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$$

(valor obtenido de la tabla propiedades del agua saturada: tabla de presión). [26]

La entalpía en el punto número 3 de la Figura 4.4 es igual a la entalpía del líquido saturado:

$$h_3 = h_f \text{ (a una } P_3 = 40 \text{ bar)}$$

Utilizando un polinomio de quinto grado para determinar h_3

$$h_3(P_3) = 2.3472 \times 10^{-5}(40)^5 - 3.8396 \times 10^{-3}(40)^4 + 0.23155(40)^3 - 6.4149(40)^2 + 91.523(40) + 315.54 = 1106.0$$

$$h_3 = 1106.0 \frac{\text{KJ}}{\text{Kg}}$$

La entropía del vapor saturado seco en el punto número 2 de la Figura 4.4 es equivalente a la entropía del vapor en el punto número 7, de tal forma que es igual a la entropía de vapor saturado:

$$s_2 = s_7$$

$$s_2 = s_g \text{ (a una } P_2 = 40 \text{ bar)}$$

Utilizando un polinomio de quinto grado para determinar s_2

$$s_2(P_2) = -7.3444 \times 10^{-8}(40)^5 + 1.1926 \times 10^{-5}(40)^4 - 7.0963 \times 10^{-4}(40)^3 + 1.9089 \times 10^{-2}(40)^2 - 0.24426(40) + 7.6468 = 6.0124$$

$$s_2 = 6.0124 \frac{kJ}{(kg \cdot K)}$$

La entropía que se tiene el punto número 7 de la Figura 4.4 se obtiene sumando la entropía del líquido saturado con el producto de la calidad del vapor por la entropía de vaporización a una presión más baja (P_7):

$$s_2 = s_7 = sf_7 + (x_7)(sf g_7)$$

La entropía de vaporización del punto número 7 de la Figura 4.4 es la diferencia de la entropía del vapor saturado con la entropía del líquido saturado:

$$sf g_7 = sg_7 - sf_7$$

$$sf_7 \text{ (a una } P_7 = 0.68 \text{ bar)}$$

Utilizando un polinomio de quinto grado para determinar sf_7

$$sf_7(P_7) = 6.5687 \times 10^{-8}(0.68)^5 - 1.0717 \times 10^{-5}(0.68)^4 + 6.4304 \times 10^{-4}(0.68)^3 - 1.7616 \times 10^{-2}(0.68)^2 + 0.23890(0.68) + 1.0312 = 1.1857$$

$$sf_7 = 1.1857 \frac{kJ}{(kg \cdot K)}$$

$$sg_7 \text{ (a una } P_7 = 0.68 \text{ bar)}$$

Utilizando un polinomio de quinto grado para determinar sg_7

$$sg_7(P_7) = -7.3444 \times 10^{-8}(0.68)^5 + 1.1926 \times 10^{-5}(0.68)^4 - 7.0963 \times 10^{-4}(0.68)^3 + 1.9089 \times 10^{-2}(0.68)^2 - 0.24426(0.68) + 7.6468 = 7.4893$$

$$sg_7 = 7.4893 \frac{kJ}{(kg \cdot K)}$$

Despejando la calidad del vapor x_7 se tiene:

$$x_7 = \frac{s_2(P_2) - sf_7(P_7)}{sg_7(P_7) - sf_7(P_7)} = \frac{6.0124 \frac{kJ}{(kg \cdot K)} - 1.1857 \frac{kJ}{(kg \cdot K)}}{7.4893 \frac{kJ}{(kg \cdot K)} - 1.1857 \frac{kJ}{(kg \cdot K)}} = 0.7657$$

La entalpía que se tienen el punto número 7 de la Figura 4.4 se obtiene sumando la entalpía del líquido saturado con el producto de la calidad del vapor por la entalpía de vaporización a una presión más baja (P_7):

$$h_7 = hf_7 + (x_7)(hfg_7)$$

$$hf_7 \text{ (a una } P_7 = 0.68 \text{ bar)}$$

Utilizando un polinomio de quinto grado para determinar hf_7

$$hf_7(P_7) = 2.3472 \times 10^{-5}(0.68)^5 - 3.8396 \times 10^{-3}(0.68)^4 + 0.23155(0.68)^3 - 6.4149(0.68)^2 + 91.523(0.68) + 315.54 = 374.88$$

$$hf_7 = 374.88 \frac{KJ}{Kg}$$

$$hfg_7 \text{ (a una } P_7 = 0.68 \text{ bar)}$$

Utilizando un polinomio de quinto grado para determinar hfg_7

$$hfg_7(P_7) = -1.3863 \times 10^{-5}(0.68)^5 + 2.2709 \times 10^{-3}(0.68)^4 - 0.13729(0.68)^3 + 3.8255(0.68)^2 - 58.676(0.68) + 2322.6 = 2284.4$$

$$hfg_7 = 2284.4 \frac{KJ}{Kg}$$

Sustituyendo valores se tiene:

$$h_7 = 374.88 \frac{KJ}{Kg} + (0.7657) \left(2284.4 \frac{KJ}{Kg} \right) = 2124.0450 \frac{KJ}{Kg}$$

La potencia eléctrica generada por la turbina (TV1) se obtiene de la siguiente manera sustituyendo los valores conocidos en la siguiente ecuación:

$$PGT = (ntg)(\dot{m}_2)[h_2 - h_7]$$

$$PGTV_1 = (0.92) \left(920 \frac{Ton}{Hr} \right) \left(\frac{1000 kg}{1 Ton} \right) \left(\frac{1 HR}{3600 seg} \right) \left[2801.4 \frac{KJ}{Kg} - 2124.0450 \frac{KJ}{Kg} \right]$$

$$PGTV_1 = 159\,253.6367 \text{ KW}$$

La entalpía del punto número 4 de la Figura 4.4 es equivalente a la entalpía en el punto número 3 y se calcula sumando la entalpía del líquido saturado con el producto de la calidad del vapor x_4 por la entalpía de vaporización a una presión más baja (P_4):

$$h_3 = h_4 = hf_4 + (x_4)(hfg_4)$$

La presión del vapor en el punto 4, 5 y 6 como se muestra en la Figura 4.4 se mantiene constante,

$$P_4 = P_5 = P_6 = 11.3 \text{ bar}$$

$$hf_4 \text{ (a una } P_4 = 11.3 \text{ bar)}$$

Utilizando un polinomio de quinto grado para determinar hf_4

$$hf_4(P_4) = 2.3472 \times 10^{-5}(11.3)^5 - 3.8396 \times 10^{-3}(11.3)^4 + 0.23155(11.3)^3 - 6.4149(11.3)^2 + 91.523(11.3) + 315.54 = 806.46$$

$$hf_4 = 806.46 \frac{KJ}{Kg}$$

$$hfg_4 \text{ (a una } P_4 = 11.3 \text{ bar)}$$

Utilizando un polinomio de quinto grado para determinar hfg_4

$$hfg_4(P_4) = -1.3863 \times 10^{-5}(11.3)^5 + 2.2709 \times 10^{-3}(11.3)^4 - 0.13729(11.3)^3 + 3.8255(11.3)^2 - 58.676(11.3) + 2322.6 = 1984.4$$

$$hfg_4 = 1984.4 \frac{KJ}{Kg}$$

Despejando la calidad del vapor x_4 se tiene:

$$x_4 = \frac{h_3(P_3) - hf_4(P_4)}{hfg_4(P_4)} = \frac{1106 \frac{KJ}{Kg} - 806.46 \frac{KJ}{Kg}}{1984.4 \frac{KJ}{Kg}} = 0.1509$$

El flujo de vapor que sale del separador (S-1) que se tiene en el punto número 3 de la Figura 4.4 es equivalente al flujo de vapor que entra al separador (S-2):

$$\dot{m}_3 = \dot{m}_4$$

$$\dot{m}_3 = \dot{m}_1 - \dot{m}_2 = \left(2300 \frac{Ton}{Hr}\right) - \left(920 \frac{Ton}{Hr}\right) = 1380 \frac{Ton}{Hr}$$

El flujo de vapor que sale del separador (S-2) que se tiene en el punto número 6 de la Figura 4.4 se encuentra simplemente multiplicando la calidad del vapor que entra al separador (S-2) por el flujo de vapor que pasa a través del separador (S-2):

$$\dot{m}_6 = (\dot{m}_4)(x_4) = \left(1380 \frac{Ton}{Hr}\right)(0.1509) = 208.242 \frac{Ton}{Hr}$$

La entropía del vapor saturado seco en el punto número 6 de la Figura 4.4 es equivalente a la entropía del vapor en el punto número 7', de tal forma que es igual a la entropía de vapor saturado:

$$s_6 = s_{7'}$$

$$s_6 = s_g \text{ (a una } P_6 = 11.3 \text{ bar)}$$

Utilizando un polinomio de quinto grado para determinar s_6

$$s_6(P_6) = -7.3444 \times 10^{-8}(11.3)^5 + 1.1926 \times 10^{-5}(11.3)^4 - 7.0963 \times 10^{-4}(11.3)^3 \\ + 1.9089 \times 10^{-2}(11.3)^2 - 0.24426(11.3) + 7.6468 = 6.4811$$

$$s_6 = 6.4811 \frac{kJ}{(kg \cdot K)}$$

La entropía que se tiene el punto número 7' de la Figura 4.4 se obtiene sumando la entropía del líquido saturado con el producto de la calidad del vapor por la entropía de vaporización a una presión más baja ($P_{7'}$):

$$s_6 = s_{7'} = sf_{7'} + (x_{7'})(sf_{g_{7'}})$$

La entropía de vaporización del punto número 7' de la Figura 4.4 es la diferencia de la entropía del vapor saturado con la entropía del líquido saturado:

$$sf_{g_{7'}} = sg_{7'} - sf_{7'}$$

$$sf_{7'} \text{ (a una } P_{7'} = 0.68 \text{ bar)}$$

Utilizando un polinomio de quinto grado para determinar $sf_{7'}$

$$sf_{7'}(P_{7'}) = 6.5687 \times 10^{-8}(0.68)^5 - 1.0717 \times 10^{-5}(0.68)^4 + 6.4304 \times 10^{-4}(0.68)^3 \\ - 1.7616 \times 10^{-2}(0.68)^2 + 0.23890(0.68) + 1.0312 = 1.1857$$

$$sf_{7'} = 1.1857 \frac{kJ}{(kg \cdot K)}$$

$$sg_{7'} \text{ (a una } P_{7'} = 0.68 \text{ bar)}$$

Utilizando un polinomio de quinto grado para determinar $sg_{7'}$

$$sg_{7'}(P_{7'}) = -7.3444 \times 10^{-8}(0.68)^5 + 1.1926 \times 10^{-5}(0.68)^4 - 7.0963 \times 10^{-4}(0.68)^3 \\ + 1.9089 \times 10^{-2}(0.68)^2 - 0.24426(0.68) + 7.6468 = 7.4893$$

$$sg_{7'} = 7.4893 \frac{kJ}{(kg \cdot K)}$$

Despejando la calidad del vapor $x_{7'}$ se tiene:

$$x_{7'} = \frac{s_6(P_6) - sf_{7'}(P_{7'})}{sg_{7'}(P_{7'}) - sf_{7'}(P_{7'})} = \frac{6.4811 \frac{kJ}{(kg \cdot K)} - 1.1857 \frac{kJ}{(kg \cdot K)}}{7.4893 \frac{kJ}{(kg \cdot K)} - 1.1857 \frac{kJ}{(kg \cdot K)}} = 0.8400$$

La entalpía que se tienen el punto número 7' de la Figura 4.4 se obtiene sumando la entalpía del líquido saturado con el producto de la calidad del vapor por la entalpía de vaporización a una presión más baja ($P_{7'}$):

$$h_{7'} = hf_{7'} + (x_{7'})(hfg_{7'})$$

$$hf_{7'} \text{ (a una } P_{7'} = 0.68 \text{ bar)}$$

Utilizando un polinomio de quinto grado para determinar $hf_{7'}$

$$hf_{7'}(P_{7'}) = 2.3472 \times 10^{-5}(0.68)^5 - 3.8396 \times 10^{-3}(0.68)^4 + 0.23155(0.68)^3 - 6.4149(0.68)^2 + 91.523(0.68) + 315.54 = 374.88$$

$$hf_{7'} = 374.88 \frac{KJ}{Kg}$$

$$hfg_{7'} \text{ (a una } P_{7'} = 0.68 \text{ bar)}$$

Utilizando un polinomio de quinto grado para determinar $hfg_{7'}$

$$hfg_{7'}(P_{7'}) = -1.3863 \times 10^{-5}(0.68)^5 + 2.2709 \times 10^{-3}(0.68)^4 - 0.13729(0.68)^3 + 3.8255(0.68)^2 - 58.676(0.68) + 2322.6 = 2284.4$$

$$hfg_{7'} = 2284.4 \frac{KJ}{Kg}$$

Sustituyendo valores se tiene:

$$h_{7'} = 374.88 \frac{KJ}{Kg} + (0.8400) \left(2284.4 \frac{KJ}{Kg} \right) = 2293.776 \frac{KJ}{Kg}$$

En el punto número 4 de la Figura 4.4 se tiene vapor húmedo a una presión (P_4) el cual pasa a través del separador (S-2) convirtiéndose en el punto número 5 en líquido saturado y en el punto número 6 se convierte en vapor seco, de modo que la entalpía en el punto 6 es igual a la entalpía del vapor saturado seco:

$$h_6 = h_g \text{ (a una } P_6 = 11.3 \text{ bar)}$$

Utilizando un polinomio de quinto grado para determinar h_6

$$h_6(P_6) = 9.5923 \times 10^{-6}(11.3)^5 - 1.5664 \times 10^{-3}(11.3)^4 + 0.09413(11.3)^3 - 2.5868(11.3)^2 + 32.826(11.3) + 2638.1 = 2790.8$$

$$h_6 = 2790.8 \frac{KJ}{Kg}$$

La potencia eléctrica generada por la turbina (TV2) se obtiene de la siguiente manera sustituyendo los valores conocidos en la siguiente ecuación:

La potencia eléctrica generada es:

$$PGTV_2 = (ntg)(\dot{m}_6)[h_6 - h_7]$$

$$PGTV_2 = (0.92) \left(208.242 \frac{Ton}{Hr} \right) \left(\frac{1000 kg}{1 Ton} \right) \left(\frac{1 HR}{3600 seg} \right) \left[2790.8 \frac{KJ}{Kg} - 2293.776 \frac{KJ}{Kg} \right]$$

$$PGTV_2 = 26\,450.3250 \text{ KW}$$

$$\text{Potencia eléctrica total generada} = PGTV_1 + PGTV_2$$

$$\text{Potencia eléctrica total generada} = 159\,253.6367 \text{ KW} + 26\,450.3250 \text{ KW}$$

$$\text{Potencia eléctrica total generada} = 185\,703.9617 \text{ KW}$$

Las tablas 4.3 y 4.4 muestran el rango de valores que se emplearon para construir las funciones polinómicas de aproximación de cuarto grado, dichos datos se utilizaron para obtener el valor de entropía y entalpía a una determinada presión. En las tablas 4.3 y 4.4 se comparan los valores de entalpía y entropía obtenidos experimentalmente (propiedades del agua saturada: tabla de presión) con los obtenidos mediante funciones polinómicas de aproximación.

En las figuras 4.10 y 4.11 se muestra la comparación gráfica de los datos de entalpía y entropía reales obtenidos de las propiedades del agua saturada (tabla de presión) con los datos de entalpía y entropía que se obtuvieron mediante la aplicación de una función polinomial de aproximación.

Tabla 4.3 Comparación de entalpías a una determinada presión.

PRESIÓN REAL (Bar)	ENTALPÍA REAL ($h = h_g$) (kJ/kg)	ENTALPÍA POL.APROX. DE QUINTO GRADO ($h = h_g$) (kJ/kg)
0.3	2625.3	2647.7
0.4	2636.8	2650.8
0.5	2645.9	2653.9
0.6	2653.5	2656.9
0.7	2660	2659.8
0.8	2665.8	2662.8
0.9	2670.9	2665.6
1	2675.5	2668.4
1.5	2693.6	2681.8
2	2706.7	2694.1
2.5	2716.9	2705.4
3	2725.3	2715.7
3.5	2732.4	2725.1
4	2738.6	2733.6
4.5	2743.9	2741.4
5	2748.7	2748.4
6	2756.8	2760.3
7	2763.5	2769.8
8	2769.1	2777.2
9	2773.9	2782.9
10	2778.1	2787.1
15	2792.2	2794.1
20	2799.5	2793
25	2803.1	2794.6
30	2804.2	2800.6
35	2803.4	2807.2
40	2801.4	2808,8
45	2798.3	2801,4
50	2794.3	2786,2
60	2784.3	2785,7

Tabla 4.4 Comparación de entropías a una determinada presión.

PRESIÓN REAL (Bar)	ENTROPÍA REAL ($s = s_g$) (kJ/(kg · K))	ENTROPÍA POL.APROX. DE QUINTO GRADO ($s = s_g$) (kJ/(kg · K))
0.3	7.7686	7.5752
0.4	7.6700	7.5521
0.5	7.5939	7.5294
0.6	7.5320	7.507
0.7	7.4797	7.4849
0.8	7.4346	7.4633
0.9	7.3949	7.4419
1	7.3594	7.4209
1.5	7.2233	7.321
2	7.1271	7.2291
2.5	7.0527	7.1448
3	6.9919	7.0676
3.5	6.9405	6.9971
4	6.8959	6.9327
4.5	6.8565	6.8743
5	6.8212	6.8212
6	6.7600	6.73
7	6.7080	6.6563
8	6.6628	6.5975
9	6.6226	6.5513
10	6.5863	6.5154
15	6.4448	6.4309
20	6.3409	6.3933
25	6.2575	6.3243
30	6.1869	6.2145
35	6.1253	6.0954
40	6.0701	6.0124
45	6.0199	5.9969
50	5.9734	6.0388
60	5.8892	5.8824

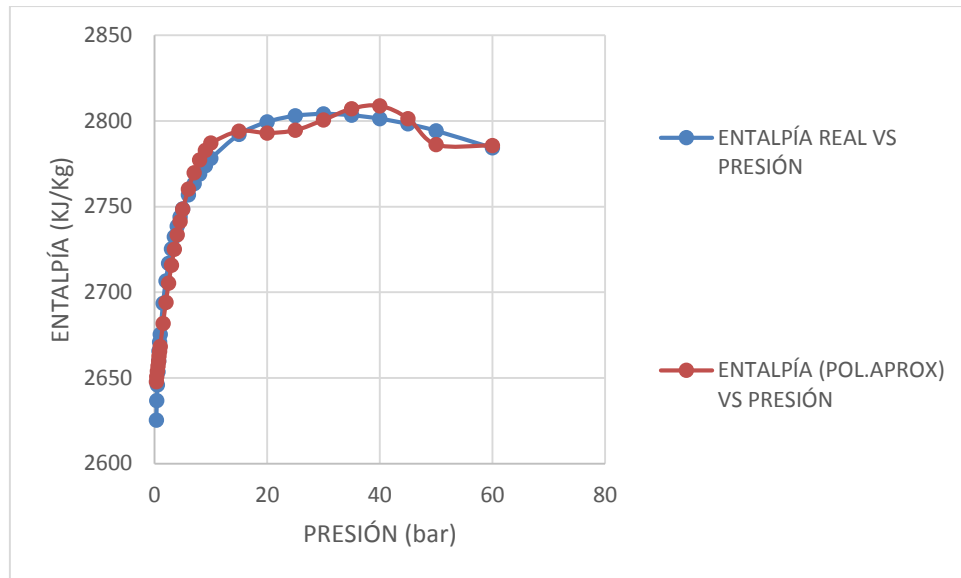


Figura 4.10 Gráfica $h = h_g$ real vs $h = h_g$ (polinomio de aproximación quinto grado).

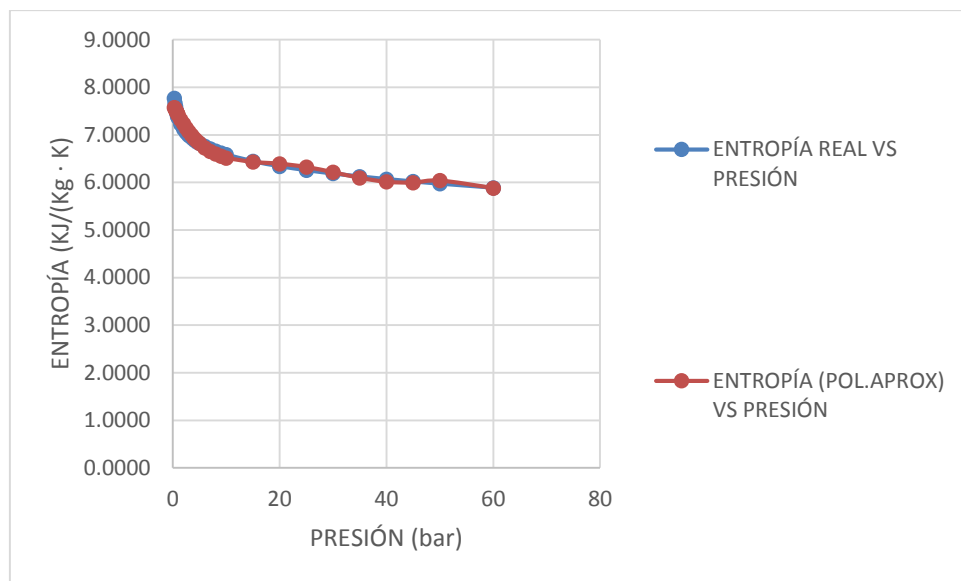


Figura 4.11 Gráfica $s = s_g$ real vs $s = s_g$ (polinomio de aproximación de quinto grado).

4.4.3. Caso 3 de estudio de la potencia eléctrica obtenida mediante la aplicación de polinomios de sexto grado

En la Figura 4.4 se observa que el flujo de vapor ($\dot{m}_1$) que sale del yacimiento geotérmico pasa a través del separador (S-1) de tal forma en que el flujo de vapor en el punto número 2 que entra a la turbina (TV1) dependiendo de la calidad del vapor al salir del pozo geotérmico se puede calcular de la siguiente forma:

$$\dot{m}_2 = (\dot{m}_1)(x_1) = \left(2300 \frac{\text{Ton}}{\text{Hr}}\right)(0.40) = 920 \frac{\text{Ton}}{\text{Hr}}$$

La presión del vapor en el punto 1, 2 y 3 como se muestra en la Figura 4.4 se mantiene constante,

$$P_1 = P_2 = P_3 = 40 \text{ bar}$$

En el punto número 1 de la Figura 4.4, se tiene vapor húmedo a una presión (P_1) el cuál pasa a través del separador (S-1) convirtiéndose en el punto número 3 en líquido saturado y en el punto número 2 se convierte en vapor seco, de modo que la entalpía en el punto 2 es igual a la entalpía del vapor saturado seco:

$$h_2 = h_g \text{ (a una } P_2 = 40 \text{ bar)}$$

$$h_2 = 2801.4 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$$

(valor obtenido de la tabla propiedades del agua saturada: tabla de presión). [26]

La entalpía en el punto número 3 de la Figura 4.4 es igual a la entalpía del líquido saturado:

$$h_3 = h_f \text{ (a una } P_3 = 40 \text{ bar)}$$

Utilizando un polinomio de sexto grado para determinar h_3

$$h_3(P_3) = -1.3019 \times 10^{-6}(40)^6 + 2.4492 \times 10^{-4}(40)^5 - 1.7781 \times 10^{-2}(40)^4 + 0.62927(40)^3 - 11.414(40)^2 + 113.55(40) + 297.69 = 1078.4$$

$$h_3 = 1078.4 \frac{\text{KJ}}{\text{Kg}}$$

La entropía del vapor saturado seco en el punto número 2 de la Figura 4.4 es equivalente a la entropía del vapor en el punto número 7, de tal forma que es igual a la entropía de vapor saturado:

$$s_2 = s_7$$

$$s_2 = s_g \text{ (a una } P_2 = 40 \text{ bar)}$$

Utilizando un polinomio de sexto grado para determinar s_2

$$s_2(P_2) = 4.2756 \times 10^{-9}(40)^6 - 8.007 \times 10^{-7}(40)^5 + 5.7710 \times 10^{-5}(40)^4 - 2.0158 \times 10^{-3}(40)^3 + 3.5505 \times 10^{-2}(40)^2 - 0.31661(40) + 7.7054 = 6.0966$$

$$s_2 = 6.0966 \frac{kJ}{(kg \cdot K)}$$

La entropía que se tiene el punto número 7 de la Figura 4.4 se obtiene sumando la entropía del líquido saturado con el producto de la calidad del vapor por la entropía de vaporización a una presión más baja (P_7):

$$s_2 = s_7 = sf_7 + (x_7)(sf g_7)$$

La entropía de vaporización del punto número 7 de la Figura 4.4 es la diferencia de la entropía del vapor saturado con la entropía del líquido saturado:

$$sf g_7 = sg_7 - sf_7$$

$$sf_7 \text{ (a una } P_7 = 0.68 \text{ bar)}$$

Utilizando un polinomio de sexto grado para determinar sf_7

$$sf_7(P_7) = -3.7107 \times 10^{-9}(0.68)^6 + 6.9685 \times 10^{-7}(0.68)^5 - 5.0451 \times 10^{-5}(0.68)^4 + 1.7766 \times 10^{-3}(0.68)^3 - 3.1863 \times 10^{-2}(0.68)^2 + 0.30168(0.68) + 0.98033 = 1.1713$$

$$sf_7 = 1.1713 \frac{kJ}{(kg \cdot K)}$$

$$sg_7 \text{ (a una } P_7 = 0.68 \text{ bar)}$$

Utilizando un polinomio de sexto grado para determinar sg_7

$$sg_7(P_7) = 4.2756 \times 10^{-9}(0.68)^6 - 8.007 \times 10^{-7}(0.68)^5 + 5.7710 \times 10^{-5}(0.68)^4 - 2.0158 \times 10^{-3}(0.68)^3 + 3.5505 \times 10^{-2}(0.68)^2 - 0.31661(0.68) + 7.7054 = 7.5059$$

$$sg_7 = 7.5059 \frac{kJ}{(kg \cdot K)}$$

Despejando la calidad del vapor x_7 se tiene:

$$x_7 = \frac{s_2(P_2) - sf_7(P_7)}{sg_7(P_7) - sf_7(P_7)} = \frac{6.0966 \frac{kJ}{(kg \cdot K)} - 1.1713 \frac{kJ}{(kg \cdot K)}}{7.5059 \frac{kJ}{(kg \cdot K)} - 1.1713 \frac{kJ}{(kg \cdot K)}} = 0.7775$$

La entalpía que se tienen el punto número 7 de la Figura 4.4 se obtiene sumando la entalpía del líquido saturado con el producto de la calidad del vapor por la entalpía de vaporización a una presión más baja (P_7):

$$h_7 = hf_7 + (x_7)(hfg_7)$$

$$hf_7 \text{ (a una } P_7 = 0.68 \text{ bar)}$$

Utilizando un polinomio de sexto grado para determinar hf_7

$$hf_7(P_7) = -1.3019 \times 10^{-6}(0.68)^6 + 2.4492 \times 10^{-4}(0.68)^5 - 1.7781 \times 10^{-2}(0.68)^4 + 0.62927(0.68)^3 - 11.414(0.68)^2 + 113.55(0.68) + 297.69 = 369.82$$

$$hf_7 = 369.82 \frac{KJ}{Kg}$$

$$hfg_7 \text{ (a una } P_7 = 0.68 \text{ bar)}$$

Utilizando un polinomio de sexto grado para determinar hfg_7

$$hfg_7(P_7) = 7.6426 \times 10^{-7}(0.68)^6 - 1.4386 \times 10^{-4}(0.68)^5 + 1.0455 \times 10^{-2}(0.68)^4 - 0.37077(0.68)^3 + 6.7598(0.68)^2 - 71.608(0.68) + 2333.0 = 2287.3$$

$$hfg_7 = 2287.3 \frac{KJ}{Kg}$$

Sustituyendo valores se tiene:

$$h_7 = 369.82 \frac{KJ}{Kg} + (0.7775) \left(2287.3 \frac{KJ}{Kg} \right) = 2148.1957 \frac{KJ}{Kg}$$

La potencia eléctrica generada por la turbina (TV1) se obtiene de la siguiente manera sustituyendo los valores conocidos en la siguiente ecuación:

$$PGT = (ntg)(\dot{m}_2)[h_2 - h_7]$$

$$PGTV_1 = (0.92) \left(920 \frac{Ton}{Hr} \right) \left(\frac{1000 kg}{1 Ton} \right) \left(\frac{1 HR}{3600 seg} \right) \left[2801.4 \frac{KJ}{Kg} - 2148.1957 \frac{KJ}{Kg} \right]$$

$$PGTV_1 = 153\,575.5888 \text{ KW}$$

La entalpía del punto número 4 de la Figura 4.4 es equivalente a la entalpía en el punto número 3 y se calcula sumando la entalpía del líquido saturado con el producto de la calidad del vapor x_4 por la entalpía de vaporización a una presión más baja (P_4):

$$h_3 = h_4 = hf_4 + (x_4)(hfg_4)$$

La presión del vapor en el punto 4, 5 y 6 como se muestra en la Figura 4.4 se mantiene constante,

$$P_4 = P_5 = P_6 = 11.3 \text{ bar}$$

$$hf_4 \text{ (a una } P_4 = 11.3 \text{ bar)}$$

Utilizando un polinomio de sexto grado para determinar hf_4

$$hf_4(P_4) = -1.3019 \times 10^{-6}(11.3)^6 + 2.4492 \times 10^{-4}(11.3)^5 - 1.7781 \times 10^{-2}(11.3)^4 + 0.62927(11.3)^3 - 11.414(11.3)^2 + 113.55(11.3) + 297.69 = 783.82$$

$$hf_4 = 783.82 \frac{KJ}{Kg}$$

$$hfg_4 \text{ (a una } P_4 = 11.3 \text{ bar)}$$

Utilizando un polinomio de sexto grado para determinar hfg_4

$$hfg_4(P_4) = 7.6426 \times 10^{-7}(11.3)^6 - 1.4386 \times 10^{-4}(11.3)^5 + 1.0455 \times 10^{-2}(11.3)^4 - 0.37077(11.3)^3 + 6.7598(11.3)^2 - 71.608(11.3) + 2333.0 = 1997.6$$

$$hfg_4 = 1997.6 \frac{KJ}{Kg}$$

Despejando la calidad del vapor x_4 se tiene:

$$x_4 = \frac{h_3(P_3) - hf_4(P_4)}{hfg_4(P_4)} = \frac{1078.4 \frac{KJ}{Kg} - 783.82 \frac{KJ}{Kg}}{1997.6 \frac{KJ}{Kg}} = 0.1474$$

El flujo de vapor que sale del separador (S-1) que se tiene en el punto número 3 de la Figura 4.4 es equivalente al flujo de vapor que entra al separador (S-2):

$$\dot{m}_3 = \dot{m}_4$$

A su vez el flujo de vapor que sale del separador (S-1) se encuentra de la siguiente manera:

$$\dot{m}_3 = \dot{m}_1 - \dot{m}_2 = \left(2300 \frac{Ton}{Hr}\right) - \left(920 \frac{Ton}{Hr}\right) = 1380 \frac{Ton}{Hr}$$

El flujo de vapor que sale del separador (S-2) que se tiene en el punto número 6 de la Figura 4.4 se encuentra simplemente multiplicando la calidad del vapor que entra al separador (S-2) por el flujo de vapor que pasa a través del separador (S-2):

$$\dot{m}_6 = (\dot{m}_4)(x_4) = \left(1380 \frac{\text{Ton}}{\text{Hr}}\right)(0.1474) = 203.412 \frac{\text{Ton}}{\text{Hr}}$$

La entropía del vapor saturado seco en el punto número 6 de la Figura 4.4 es equivalente a la entropía del vapor en el punto número 7', de tal forma que es igual a la entropía de vapor saturado:

$$s_6 = s_{7'}$$

$$s_6 = s_g \text{ (a una } P_6 = 11.3 \text{ bar)}$$

Utilizando un polinomio de sexto grado para determinar s_6

$$\begin{aligned} s_6(P_6) &= 4.2756 \times 10^{-9}(11.3)^6 - 8.007 \times 10^{-7}(11.3)^5 + 5.7710 \times 10^{-5}(11.3)^4 \\ &\quad - 2.0158 \times 10^{-3}(11.3)^3 + 3.5505 \times 10^{-2}(11.3)^2 - 0.31661(11.3) \\ &\quad + 7.7054 = 6.5551 \end{aligned}$$

$$s_6 = 6.5551 \frac{\text{kJ}}{(\text{kg} \cdot \text{K})}$$

La entropía que se tiene el punto número 7' de la Figura 4.4 se obtiene sumando la entropía del líquido saturado con el producto de la calidad del vapor por la entropía de vaporización a una presión más baja ($P_{7'}$):

$$s_6 = s_{7'} = sf_{7'} + (x_{7'})(sf_{g_{7'}})$$

La entropía de vaporización del punto número 7' de la Figura 4.4 es la diferencia de la entropía del vapor saturado con la entropía del líquido saturado:

$$sf_{g_{7'}} = sg_{7'} - sf_{7'}$$

$$sf_{7'} \text{ (a una } P_{7'} = 0.68 \text{ bar)}$$

Utilizando un polinomio de sexto grado para determinar $sf_{7'}$

$$\begin{aligned} sf_{7'}(P_{7'}) &= -3.7107 \times 10^{-9}(0.68)^6 + 6.9685 \times 10^{-7}(0.68)^5 - 5.0451 \times 10^{-5}(0.68)^4 \\ &\quad + 1.7766 \times 10^{-3}(0.68)^3 - 3.1863 \times 10^{-2}(0.68)^2 + 0.30168(0.68) \\ &\quad + 0.98033 = 1.1713 \end{aligned}$$

$$sf_{7'} = 1.1713 \frac{\text{kJ}}{(\text{kg} \cdot \text{K})}$$

$sg_{7'} (a una P_{7'} = 0.68 bar)$

Utilizando un polinomio de sexto grado para determinar $sg_{7'}$

$$sg_{7'}(P_{7'}) = 4.2756 \times 10^{-9}(0.68)^6 - 8.007 \times 10^{-7}(0.68)^5 + 5.7710 \times 10^{-5}(0.68)^4 \\ - 2.0158 \times 10^{-3}(0.68)^3 + 3.5505 \times 10^{-2}(0.68)^2 - 0.31661 (0.68) \\ + 7.7054 = 7.5059$$

$$sg_{7'} = 7.5059 \frac{kJ}{(kg \cdot K)}$$

Despejando la calidad del vapor $x_{7'}$ se tiene:

$$x_{7'} = \frac{s_6(P_6) - sf_{7'}(P_{7'})}{sg_{7'}(P_{7'}) - sf_{7'}(P_{7'})} = \frac{6.5551 \frac{kJ}{(kg \cdot K)} - 1.1713 \frac{kJ}{(kg \cdot K)}}{7.5059 \frac{kJ}{(kg \cdot K)} - 1.1713 \frac{kJ}{(kg \cdot K)}} = 0.8499$$

La entalpía que se tienen el punto número 7' de la Figura 4.4 se obtiene sumando la entalpía del líquido saturado con el producto de la calidad del vapor por la entalpía de vaporización a una presión más baja ($P_{7'}$):

$$h_{7'} = hf_{7'} + (x_{7'})(hfg_{7'})$$

$hf_{7'} (a una P_{7'} = 0.68 bar)$

Utilizando un polinomio de sexto grado para determinar $hf_{7'}$

$$hf_{7'}(P_{7'}) = -1.3019 \times 10^{-6}(0.68)^6 + 2.4492 \times 10^{-4}(0.68)^5 - 1.7781 \times 10^{-2}(0.68)^4 \\ + 0.62927(0.68)^3 - 11.414 (0.68)^2 + 113.55(0.68) + 297.69 = 369.82$$

$$hf_{7'} = 369.82 \frac{KJ}{Kg}$$

$hfg_{7'}(a una P_{7'} = 0.68 bar)$

Utilizando un polinomio de sexto grado para determinar $hfg_{7'}$

$$hfg_{7'}(P_{7'}) = 7.6426 \times 10^{-7}(0.68)^6 - 1.4386 \times 10^{-4}(0.68)^5 + 1.0455 \times 10^{-2}(0.68)^4 \\ - 0.37077 (0.68)^3 + 6.7598(0.68)^2 - 71.608 (0.68) + 2333.0 = 2287.3$$

$$hfg_{7'} = 2287.3 \frac{KJ}{Kg}$$

Sustituyendo valores se tiene:

$$h_{7'} = 369.82 \frac{KJ}{Kg} + (0.8499) \left(2287.3 \frac{KJ}{Kg} \right) = 2313.7962 \frac{KJ}{Kg}$$

En el punto número 4 de la Figura 4.4 se tiene vapor húmedo a una presión (P_4) el cual pasa a través del separador (S-2) convirtiéndose en el punto número 5 en líquido saturado y en el punto número 6 se convierte en vapor seco, de modo que la entalpía en el punto 6 es igual a la entalpía del vapor saturado seco:

$$h_6 = h_g \text{ (a una } P_6 = 11.3 \text{ bar)}$$

Utilizando un polinomio de sexto grado para determinar h_6

$$h_6(P_6) = -5.3825 \times 10^{-7}(11.3)^6 + 1.0114 \times 10^{-4}(11.3)^5 - 0.00733 (11.3)^4 \\ + 0.25856(11.3)^3 - 4.6534 (11.3)^2 + 41.934(11.3) + 2630.8 = 2781.5$$

$$h_6 = 2781.5 \frac{KJ}{Kg}$$

La potencia eléctrica generada por la turbina (TV2) se obtiene de la siguiente manera sustituyendo los valores conocidos en la siguiente ecuación:

$$PGTV_2 = (ntg)(\dot{m}_6)[h_6 - h_{7'}]$$

$$h_6 = h_g \text{ (a una } P_6 = 11.3 \text{ bar)}$$

$$PGTV_2 = (0.92) \left(203.412 \frac{Ton}{Hr} \right) \left(\frac{1000 kg}{1 Ton} \right) \left(\frac{1 HR}{3600 seg} \right) \left[2781.5 \frac{KJ}{Kg} - 2313.7962 \frac{KJ}{Kg} \right]$$

$$PGTV_2 = 24\,312.6778 \text{ KW}$$

$$\text{Potencia eléctrica total generada} = PGTV_1 + PGTV_2$$

$$\text{Potencia eléctrica total generada} = 153\,575.5888 \text{ KW} + 24\,312.6778 \text{ KW}$$

$$\text{Potencia eléctrica total generada} = 177\,888.2666 \text{ KW}$$

Las tablas 4.5 y 4.6 muestran el rango de valores que se emplearon para construir las funciones polinómicas de aproximación de cuarto grado, dichos datos se utilizaron para obtener el valor de entropía y entalpía a una determinada presión. En las tablas 4.5 y 4.6 se comparan los valores de entalpía y entropía obtenidos experimentalmente (propiedades del agua saturada: tabla de presión) con los obtenidos mediante funciones polinómicas de aproximación.

En las figuras 4.12 y 4.13 se muestra la comparación gráfica de los datos de entalpía y entropía reales obtenidos de las propiedades del agua saturada (tabla de presión) con los datos de entalpía y entropía que se obtuvieron mediante la aplicación de una función polinomial de aproximación.

Tabla 4.5 Comparación de entalpías a una determinada presión

PRESIÓN REAL (Bar)	ENTALPÍA REAL ($h = h_g$) (kJ/kg)	ENTALPÍA POL.APROX. DE SEXTO GRADO ($h = h_g$) (kJ/kg)
0.3	2625.3	2643
0.4	2636.8	2646.8
0.5	2645.9	2650.6
0.6	2653.5	2654.3
0.7	2660	2658
0.8	2665.8	2661.5
0.9	2670.9	2665
1	2675.5	2668.3
1.5	2693.6	2684.1
2	2706.7	2698
2.5	2716.9	2710.3
3	2725.3	2721.1
3.5	2732.4	2730.6
4	2738.6	2738.9
4.5	2743.9	2746
5	2748.7	2752.2
6	2756.8	2762
7	2763.5	2769
8	2769.1	2774
9	2773.9	2777.4
10	2778.1	2779.6
15	2792.2	2785
20	2799.5	2793
25	2803.1	2803.8
30	2804.2	2809.9
35	2803.4	2806.9
40	2801.4	2797.8
45	2798.3	2792.1
50	2794.3	2797.6
60	2784.3	2780.6

Tabla 4.6 Comparación de entropías a una determinada presión.

PRESIÓN REAL (Bar)	ENTROPÍA REAL ($s = s_g$) (kJ/(kg · K))	ENTROPÍA POL.APROX. DE SEXTO GRADO ($s = s_g$) (kJ/(kg · K))
0.3	7.7686	7.6136
0.4	7.6700	7.5843
0.5	7.5939	7.5557
0.6	7.5320	7.5278
0.7	7.4797	7.5005
0.8	7.4346	7.4738
0.9	7.3949	7.4478
1	7.3594	7.4223
1.5	7.2233	7.3039
2	7.1271	7.199
2.5	7.0527	7.1065
3	6.9919	7.0252
3.5	6.9405	6.954
4	6.8959	6.892
4.5	6.8565	6.8382
5	6.8212	6.7916
6	6.7600	6.7173
7	6.7080	6.6631
8	6.6628	6.624
9	6.6226	6.5959
10	6.5863	6.5753
15	6.4448	6.5038
20	6.3409	6.3938
25	6.2575	6.2514
30	6.1869	6.14
35	6.1253	6.0967
40	6.0701	6.0966
45	6.0199	6.0648
50	5.9734	5.9374
60	5.8892	5.8937

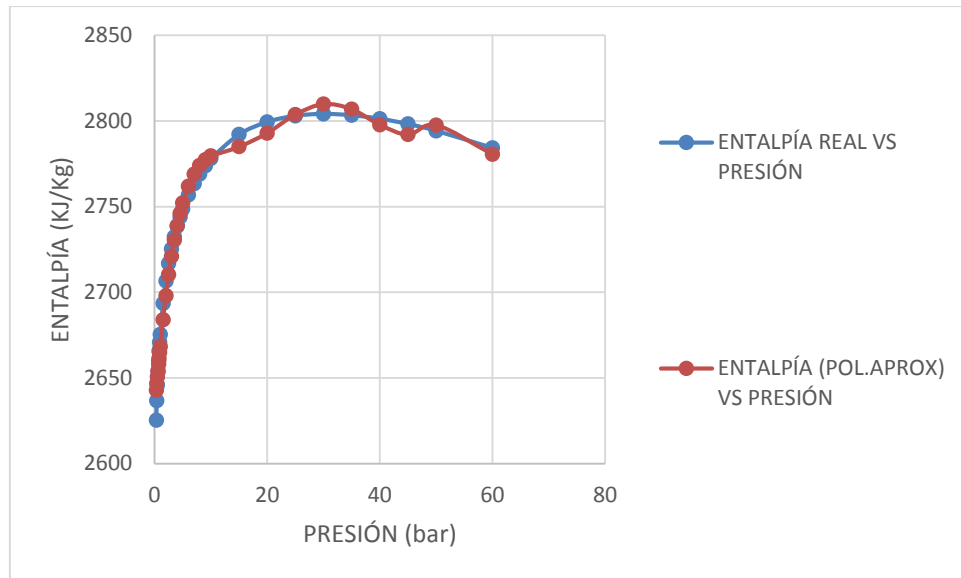


Figura 4.12 Gráfica $h = h_g$ real vs $h = h_g$ (polinomio de aproximación sexto grado).

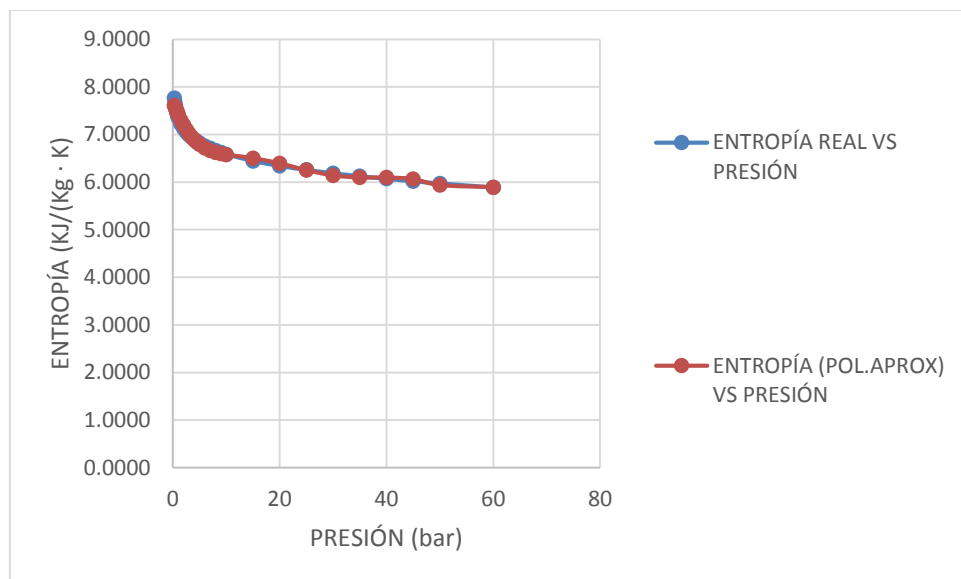


Figura 4.13 Gráfica $s = s_g$ real vs $s = s_g$ (polinomio de aproximación sexto grado).

4.4.4. Resultados finales

Observando las gráficas anteriores de cada caso de estudio y los datos que las construyen, la función polinómica que más se aproxima a los datos reales es la de sexto grado, es decir la potencia eléctrica que se genera en una central geotermoeléctrica para el caso de estudio número 3 es el que se aproxima mejor al valor real de la potencia eléctrica.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. Conclusiones

- El presente trabajo de tesis se ha enfocado a cumplir el objetivo de adquirir una función polinomial de aproximación para ser utilizada en la elaboración del análisis de la potencia eléctrica que genera una central geotermoeléctrica con dos etapas de flasheo.
- Las funciones polinómicas de aproximación pueden ser empleadas para obtener los distintos parámetros energéticos del vapor tales como: la entropía y entalpía a una determinada presión, es decir dichas funciones pueden emplearse para realizar algún estudio de análisis de potencia eléctrica generada en los distintos tipos de centrales que aprovecha la renovable energía geotérmica.
- En cuanto a la obtención de las funciones polinómicas de aproximación, por su facilidad de uso se optó por utilizar el programa Scientific WorkPlace 5.5 para generarlas, en lugar de construirlas de forma manual lo que con lleva ahorrar mucho tiempo de trabajo y evitar algún error de cálculo.
- Los resultados de la potencia eléctrica total generada para cada caso de estudio muestra que no difieren mucho entre sí, lo cual es necesario revisar el conjunto de datos tabulados de la entropía y entalpía para cada función polinómica de aproximación de cuarto, quinto y sexto grado con la finalidad de confirmar los valores que más se aproximan a los datos de las propiedades del vapor adquiridas experimentalmente.
- Se verificó que la potencia eléctrica calculada idealmente para el caso de estudio número tres mediante el uso de polinomios de aproximación de sexto grado es la que se acerca más a la potencia eléctrica generada realmente.

5.2. Recomendaciones

- Se sugiere utilizar las funciones de polinomios de aproximación para encontrar los valores de entropía y entalpía a una determinada presión que no se encuentran en el conjunto de datos obtenidos experimentalmente (propiedades del agua saturada: tabla de presión).
- Otra recomendación es que no se use una función polinómica de aproximación de un grado muy elevado por que el resultado calculado idealmente de la potencia eléctrica generada en una central geotermoeléctrica puede alejarse del resultado real.
- Fomentar la importancia que tiene la energía geotérmica la cual disminuye la dependencia que se tiene por el uso de los combustibles fósiles que se encuentran en el mundo que no son renovables dañando al ecosistema y la salud de los seres vivos.
- Aprovechar los campos geotérmicos que se tienen en el país para producir energía eléctrica cuyos costos de producción son menores al costo que implica por ejemplo la generación de energía eléctrica en las plantas de carbón o nucleares y de esta forma evitar la dependencia de otros países a la hora de adquirir combustible de cualquier tipo.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] A. vercelli, «¿Qué es la energía geotérmica?,» 26 junio 2012. [En línea]. Available: www.energias.bienescomunes.org/2012/06/26/que-es-la-energia-geotermica/.
- [2] «Energías Renovables: Educación para el Futuro,» Unknown, 28 Noviembre 2012. [En línea]. Available: energiasrenovables2012pt.blogspot.com/2012/11/otras-tecnologias.html.
- [3] Secretaría de Energía, «Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional,» 31 Mayo 2018. [En línea]. Available: <https://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-33462>.
- [4] Chikome, «El liderazgo mexicano en Geotermia,» 16 Septiembre 2015. [En línea]. Available: <https://twenergy.com/mx/a/el-liderazgo-mexicano-en-geotermia-1856>.
- [5] colaboradores de Wikipedia, «Central termoeléctrica,» 7 Octubre 2018. [En línea]. Available: https://es.wikipedia.org/w/index.php?title=Central_termoel%C3%A9ctrica&oldid=111126119.
- [6] PLANTAS DE COGENERACION, «Información de Turbinas de Gas,» 2013. [En línea]. Available: <http://www.plantasdecogeneracion.com/index.php/turbinas-de-gas>.
- [7] COGENERAMÉXICO, «Turbina de Gas,» 2012. [En línea]. Available: <http://cogeneramexico.org.mx/menu.php?m=78>.
- [8] motorpasión, «El futuro motor de la Fórmula 1 podría ser una turbina de gas,» 1 Mayo 2010. [En línea]. Available: <https://www.motorpasion.com/formula1/el-futuro-motor-de-la-formula-1-podria-ser-una-turbina-de-gas>.
- [9] METEOROLOGIAENRED , «Biomasa, todo lo que debes de conocer de esta energía renovable,» 27 Mayo 2018. [En línea]. Available: <https://www.meteorologiaenred.com/biomasa.html>.
- [10] Energía Nuclear, «Funcionamiento de una central nuclear,» 28 junio 2017. [En línea]. Available: https://energia-nuclear.net/como_funciona_la_energia_nuclear.html.
- [11] Energía Nuclear, «Reactor nuclear,» 3 Septiembre 2015. [En línea]. Available: <https://energia-nuclear.net/reactor-nuclea>.

- [12] colaboradores de Wikipedia, «Central hidroeléctrica,» 25 Octubre 2018. [En línea]. Available: https://es.wikipedia.org/w/index.php?title=Central_hidroel%C3%A9ctrica&oldid=111536916.
- [13] MENTE CUERPO SANO LIBERA TU VERDADERO POTENCIAL , «Planta Hidroeléctrica: Qué Es Y Cómo Funciona,» [En línea]. Available: <https://mentecuerposano.com/planta-hidroelectrica/>.
- [14] GRUPO FORMACION DE EMPRESAS ELECTRICAS (IBERDROLA, ENDESA, Sevillana de electricidad y UNION FENOSA, CENTRALES HIDROELECTRICAS (TURBINAS HIDRAULICAS), Madrid: PARANINFO, S.A.
- [15] twenergy, «Energía eólica,» 2018. [En línea]. Available: <https://twenergy.com/energia/energia-eolica>.
- [16] cómofuncionaqué, «¿Cómo funciona la energía eólica?,» 3 Diciembre 2015. [En línea]. Available: <https://comofuncionaque.com/como-funciona-la-energia-eolica/>.
- [17] GRUPO 15, «Componentes de una turbina eólica,» 24 Abril 2016. [En línea]. Available: <https://grupo15fluidos.wordpress.com/2016/04/24/componentes-de-una-turbina-eolica/>.
- [18] La energia que desperdicias alguien más la NECESITA , «Energía Eólica,» [En línea]. Available: <http://www.uree.com.pa/energias-renovables/energia-del-viento/energia-eolica/>.
- [19] M. POLO ENCINAS, TURBOMÁQUINAS DE FLUIDO COMPRESIBLE, México D.F: LIMUSA, 1984.
- [20] G. A. GAFFERT, CENTRALES DE VAPOR, Barcelona: REVERTÉ, 1981.
- [21] L. Derr, «Cross Section View of Rateau Turbine Electric Generator by Western Electric Company,» [En línea]. Available: https://etc.usf.edu/clipart/77800/77858/77858_rateau_gen.htm.
- [22] GM, «Turbina de reacción CT y CTE,» [En línea]. Available: www.grupotgm.com.br/es/turbina-de-reaccion-ct-y-cte.

- [23] W. contributors, «Matemáticas/Precálculo/Números y polinomios,» [En línea]. Available:
https://es.wikibooks.org/w/index.php?title=Matem%C3%A1ticas/Prec%C3%A1lculo/N%C3%BAmoros_y_polinomios&oldid=364016. [Último acceso: 30 OCTUBRE 2019].
- [24] R. P. C. Steven C. Chapra, Métodos numéricos para ingenieros, México, D. F.: McGRAW-HILL/INTERAMERICANA, 2007.
- [25] WIKIPEDIA, «Diferencia finita,» 31 octubre 2019. [En línea]. Available:
https://es.wikipedia.org/wiki/Diferencia_finita.
- [26] [En línea]. Available:
<https://ocw.unican.es/pluginfile.php/1447/course/section/1881/tablas%20datos.pdf>.