

# I. INTRODUCCIÓN

Guatemala ha entrado al siglo XXI siendo aún un país en vías de desarrollo y las expectativas para subir su nivel se avizoran de alcance muy remoto. Dentro de las medidas prioritarias a tomar, además de muchas otras también de igual o mayor importancia como elevar el nivel educativo y técnico de la población, está la necesidad de la inclusión de tecnologías y automatización en las industrias nacionales con el objeto de mejorar su productividad y eficiencia para mejorar considerablemente el nivel de competitividad tanto nacional como internacionalmente.

Uno de los recursos más importantes para promover el desarrollo del país y en especial de las industrias, es la energía eléctrica, la cual debería ya estar con una disponibilidad total para el 100 % de la población, tanto por la dependencia que de ella tienen los procesos productivos, como lo tiene la mejora de la calidad de vida en general. Incrementar la oferta de energía eléctrica en el país, actualmente implica que podría descentralizarse la industria obteniendo dos beneficios significativos: un mayor desarrollo en las regiones rurales y una disminución en los costos de producción, contribuyendo de esta manera promover el desarrollo económico del país.

Este trabajo consiste en el diseño de una planta de Generación de Energía Eléctrica a Partir de Carbón Mineral con el objeto de reducir la dependencia respecto al petróleo, el cual se rige por un precio que está establecido por diversos factores de ámbito internacional, tales como crisis en las regiones petroleras, guerras y otras situaciones políticas como la fijación de precios de parte de organizaciones como la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo).

En el desarrollo de este trabajo se realizó un análisis del mercado con el objetivo de hacer una proyección de la demanda de energía eléctrica del país, con esta información y mediante un estudio técnico se determinó la localización y el dimensionamiento de la planta con el fin de suplir la demanda proyectada. Se realizó el estudio económico y financiero de la puesta en marcha de la planta de generación de energía eléctrica.

## II. ANTECEDENTES

### A. Energía y potencia

1. Energía y sus formas. La conversión de Energía es la rama de la ingeniería que trata de la producción de potencia térmica o mecánica para procesos industriales a partir de las fuentes de energía disponibles. La Primera Ley de la Termodinámica dice que hay una cantidad llamada “energía” en un sistema el cual es alterado cuando experimenta interacción de calor o trabajo con sus alrededores. La equivalencia entre calor y trabajo está implícito en el planteamiento de la primera ley, aunque la convertibilidad entre estas dos formas de energía está limitada. La limitación está prevista en la segunda ley de la termodinámica.

La energía térmica para calentar máquinas puede ser obtenida de una variedad de fuentes. Estas pueden clasificarse en (1) fuentes no renovables de energía, las cuales pueden ser transformadas en fuentes de energía térmica, y (2) fuentes de energía térmica en donde el calor está disponible continuamente. La clave para diferenciar entre estos dos tipos de fuentes es la escala de tiempo de disponibilidad y su relación con la escala de tiempo humana. (Decher, 1994)

a. Fuentes no renovables de energía. Estos recursos de energía son restos primarios de eventos de tiempos remotos en la Tierra. La formación del sistema solar y la Tierra dejó un número de elementos pesados que están en el proceso de degradación a formas más estables por medio de transformaciones nucleares. La humanidad ha podido tomar ventaja de estos productos inestables antes de que desaparezcan. El proceso en donde se genera calor al fisiónar los núcleos pesados como el  $U^{235}$  debe de llevarse a cabo en un reactor. En este caso el reactor es una fuente de calor usando un combustible no renovable.

Los combustibles fósiles son la fuente de energía más importante en uso hoy en día, aunque sin ausencia de problemas. Las razones son simples: Son abundantes, de bajo costo, y relativamente fáciles de convertir en potencia. Originalmente estas combinaciones químicas de carbón e hidrógeno fueron materia vegetal que creció en tiempos prehistóricos. Fueron preservados por eventos geológicos para hoy y el futuro. Como recursos, el hombre los utiliza por medio de oxidación química o combustión. Los combustibles fósiles van desde el carbón hasta el gas natural (metano) dependiendo de los detalles de su formación en la historia.

El Hidrógeno y el alcohol no son fuentes de energía ya que deben de hacerse usando otras formas de energía o por formas menos útiles de fuentes de hidrocarburos. Su utilidad se debe a su conveniencia para su uso como combustible de transporte o una forma de energía transportable. (Decher, 1994)

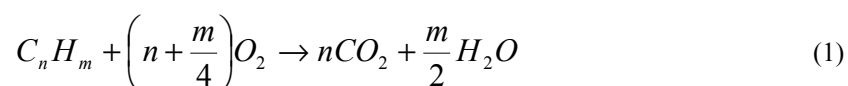
b. Fuentes de energía estables. Un gran número de procesos de flujo de energía natural pueden ser interceptados por la interposición de dispositivos. Estas corrientes

de energía incluyen haz de energía radiativa (fotones) del sol y el flujo de calor que está abandonando gradualmente el interior de la Tierra. La corriente de energía solar puede generar calor, energía químicamente almacenada, potencia eléctrica, o potencia mecánica indirectamente por medio de su interacción con la atmósfera (viento, olas oceánicas) y con el ciclo del agua (ríos). La habilidad de los humanos y el equipo requerido para viajar al espacio lo hace una de las posibilidades de generación de potencia para el futuro.

El proceso de la radiación de calor del interior de la Tierra hacia el espacio es percibido como un gradiente débil en la corteza de la Tierra. El gradiente medio global es suficientemente débil que la explotación de la fuente geotérmica es económicamente posible sólo en regiones en donde el material interior es convenientemente accesible por agua superficial que penetra dentro de la región y es llevada a la superficie como vapor o agua caliente.

El sistema dinámico entre la Tierra y la luna causan que los océanos de la Tierra experimenten olas. La subida y caída periódica del agua relativa a la costa presenta una oportunidad para la generación de potencia si se construye una represa o barrera para atrapar la ola alta de agua la cual se saca cuando la ola disminuye. Dichas construcciones se han hecho, aunque no existen muchos lugares apropiados para hacerlo. (Decher, 1994)

2. **Generación de calor por combustión.** La energía química almacenada en los hidrocarburos es derivada de la energía solar capturada a través de la fotosíntesis hace eones. En la combustión, la energía se libera por el proceso de la combinación del hidrocarburo con oxígeno de la atmósfera. La reacción química es idealmente:



La formación del  $CO_2$  y el  $H_2O$  más que otros productos de la reacción libera la mayor cantidad de calor. En el proceso de combustión, las reacciones importantes ocurren en la fase gaseosa. (Decher, 1994)

## B. Eficiencia: Rendimiento de procesos

En el proceso de convertir energía desde una forma disponible a otra forma deseable, existe la posibilidad que parte de la energía no sea usada para alcanzar los cambios deseados. La eficiencia es la medición del rendimiento usada para cuantificar la calidad de los procesos. El concepto de eficiencia incorpora la noción de la conservación de energía y la idea que ningún proceso puede ser mejor que el proceso reversible. (Decher, 1994)

1. **Conversión de energía mecánica en energía eléctrica.** La energía mecánica por una máquina térmica puede ser convertida en energía eléctrica por medio de un generador eléctrico. El proceso inverso es llevado a cabo por un motor eléctrico. La calidad de cualquiera de los procesos es medio por una eficiencia que está definida como:

$$\eta = \frac{\text{Energía de salida de la forma deseada}}{\text{Energía de entrada de la forma original}} \quad (2)$$

La fracción  $(1-\eta)$  de la entrada se pierde como calor. Entonces la eficiencia de un generador es:

$$\eta_G = \frac{\text{Energía eléctrica de salida}}{\text{Energía mecánica de entrada}} \quad (3)$$

Y la eficiencia del motor es:

$$\eta_M = \frac{\text{Energía mecánica de salida}}{\text{Energía eléctrica de entrada}} \quad (4)$$

En la práctica se puede encontrar que estas eficiencias son muy altas. Esto es cierto porque el trabajo eléctrico, el cual envuelve el movimiento de cargas en un campo eléctrico, es análogo al trabajo que envuelve objetos físicos de mayores dimensiones en un campo gravitatorio. En ambos casos, el trabajo está hecho al mover un objeto en un campo que ejerce una fuerza sobre el objeto. El movimiento de las cargas a través de los conductores produce poca generación de calor, y con buenos cojinetes mecánicos, poca de la energía mecánica es desperdiciada. El resultado es que la eficiencia de la conversión de formas de energía equivalentes puede hacerse bastante alta.

Las formas de energía mecánica como la energía cinética del viento, olas, y energía potencial hidráulica pueden ser transformadas en energía eléctrica por medio de la maquinaria apropiada. El rendimiento de esta maquinaria se acerca bastante a los límites impuestos por las leyes de la mecánica.

(Decher, 1994)

2. **Conversión de energía térmica en energía mecánica.** Se puede usar termodinámica clásica para mostrar que la eficiencia en convertir flujo de calor en trabajo es fuertemente influenciada por la temperatura de los calores envueltos en el proceso de conversión. Esto sugiere que la energía térmica tiene una “calidad” en su habilidad de ser convertido en trabajo el cual está relacionado con su temperatura.

Calor a alta temperatura es más útil que el calor a más baja temperatura, por lo cual es más valiosa. Esta noción se puede extender a la idea que el trabajo puede ser pensado como calor a una temperatura infinita.

La eficiencia de la máquina de calor puede ser definida por la siguiente razón:

$$\eta_{th} = \frac{\text{Energía mecánica de salida}}{\text{Energía térmica de entrada}} \quad (5)$$

Dicha eficiencia es llamada eficiencia térmica. La Primera Ley de la Termodinámica dice que para un sistema cíclico, el calor neto agregado debe ser igual al trabajo neto producido. La segunda ley dice que se debe distinguir entre flujo de calor agregado y flujo de calor rechazado. Entonces el flujo de calor neto agregado es el flujo de calor neto suministrado menos el flujo de calor rechazado (calor perdido):

$$Q_{net} = Q_{sum} - Q_{rec} = W \quad (6)$$

Entonces la eficiencia térmica puede ser definida como:

$$\eta_{th} = \frac{W}{Q_{suministrado}} = 1 - \frac{Q_{rec}}{Q_{sum}} \quad (7)$$

La eficiencia térmica de las máquinas térmicas reales pueden ser fuertemente dependientes de la razón entre la temperatura máxima y mínima. Esta relación importante hace crucial que se conozcan las temperaturas asociadas con la fuente térmica de energía y el flujo de calor. (Decher, 1994).

### C. Energía eléctrica

La electricidad es el flujo o movimiento de electrones a través de un material. Las plantas de energía eléctrica producen electricidad generalmente usando la conducción magnética. Esto sucede cuando un número grande de cables conductores son girados alrededor de un campo magnético, causando que los electrones se muevan.

En una planta generadora, la energía potencial de varios tipos de combustibles (fósiles, nucleares, o renovables) se convierten en otra forma de energía (usualmente mecánica o energía térmica). Esta energía es usada para mover los álabes dentro de una turbina. Estos álabes están conectados con un eje. Cuando los álabes empiezan a girar, el eje comienza a girar. Esto causa que los cables localizados en el campo magnético dentro del generador comiencen a girar. El resultado del flujo de electrones es electricidad. Más o menos electricidad puede ser creada al variar ciertos factores como: el tipo de materiales usados en el cable, la velocidad en que giran las turbinas, el tamaño del campo magnético, y el número de bobinas de cable dentro del campo magnético, entre otros.

Los cables que salen del generador son usados para conducir el flujo de electricidad al transformador, en donde se eleva el voltaje, para que de esa manera pueda ser enviada a los usuarios.

Las plantas eléctricas de vapor producen electricidad usando energía térmica al transformar agua en vapor. El vapor altamente presurizado viaja a través de las tuberías hasta los álabes de la turbina. Cuando el vapor llega a la turbina, causa el movimiento de los álabes. (Energy, 2006)

## D. Generación de Energía Eléctrica

### 1. Elementos principales.

a. Localización y estructuras. La disposición del conjunto de una planta termoeléctrica debe tomar en cuenta las necesidades internas de construcción, montaje, operación y mantenimiento, adaptándose a las condiciones impuestas por la topografía local y a las que dependen de la relación o enlace con el exterior. La disposición en el terreno debe tomar en cuenta la optimización del emplazamiento de los diferentes grupos de funciones, objetivos y en el marco de unas condiciones restrictivas dadas; los grupos principales son:

- edificio principal
- edificios para funciones auxiliares de supervisión, administración, mantenimiento (talleres) y almacén
- alimentación externa de combustible.
- instalación de enfriamiento
- local y superficie para la instalación eléctrica
- espacios para el trazo de los flujo principales
- superficie e instalaciones necesarias para construcción y montaje.
- edificio social y anexo.

El edificio principal o casa de máquinas es decisivo en el plano general. Normalmente, se construye paralelo al lado más largo del terreno. Debe orientarse con el lado más largo perpendicular a los vientos dominantes en la época de calor.

Se acostumbra disponer el suministro de agua de enfriamiento frente a la planta. La subestación eléctrica principal se localiza normalmente frente a la casa de máquinas, para obtener el beneficio de la conexión eléctrica corta aérea entre el transformador y las barras colectoras.

Las torres de enfriamiento se localizan de manera que los vientos dominantes no arrastren la brisa hacia la casa de máquinas o la subestación eléctrica, y tomando en cuenta el costo de bombeo de agua de enfriamiento.

El edificio administrativo usualmente se localiza al lado de la casa de máquinas. Los talleres, bodegas, y tratamiento químico del agua deberán construirse dentro del edificio principal, cerca de donde prestan su servicio, sin embargo a veces es conveniente localizarlos en edificios separados.

Los caminos interiores se deberán hacer lo más corto posible alrededor de la planta, para dar servicio principalmente a: entrada a la planta, áreas de estacionamiento, casa de máquinas, edificio administrativo, subestación, talleres, bombas de agua de circulación, edificio de control, bodegas, caseta de cloración, caseta de bombas contra incendio, calderas auxiliares.

Todas las estructuras principales deberán estar soportadas por cimentaciones independientes; los edificios se construirán con materiales incombustibles.

La caldera y otros equipos asociados estarán soportados por una estructura de acero abierta, con pasillos en varios niveles de rejillas en el piso. El área pavimentada alrededor de la caldera será de concreto reforzado; en ella se localizarán algunas partes de la planta.

El acero estructural que se emplean para el diseño, fabricación y montaje deberá cumplir con los requerimientos necesarios. Las estructuras de concreto deberán diseñarse de acuerdo con los requerimientos del código para edificios de concreto reforzado. (Aguilar, 1981)

#### b. Servicios

1) Sistema de agua de enfriamiento. Uno de los más grandes problemas de las plantas termoeléctricas es el rechazo de calor del ciclo. La optimización del sistema de agua de circulación es uno de los aspectos más importantes en la ingeniería de las plantas termoeléctricas. La inversión en el sistema de agua de enfriamiento fluctúa entre un 6 y 10% de la inversión total de la planta. Existen tres sistemas principales para proveer el rechazo de calor del condensador de la planta:

- circuitos abiertos en los cuales el agua se toma del mar, ríos o lagos grandes y se regresa con un mínimo de recirculación.
- estanques de enfriamiento.
- torres de enfriamiento.

El flujo de agua de enfriamiento se utiliza para los siguientes objetivos:

- condensador principal
- enfriamiento del aceite de turbina
- enfriamiento del generador
- enfriamiento de auxiliares como ventiladores, bombas, motores eléctricos grandes, coplas hidráulicas, etc.

-compresor de aire.

En las plantas de carbón también se requiere agua para evacuar la escoria y la ceniza, aunque esta agua es independiente de la de enfriamiento. (Aguilar, 1981)

- a) Flujo de agua de enfriamiento al condensador. La cantidad de calor que recoge el agua en el condensador está dada por la siguiente expresión:

$$Q_c = W_v(h_1 - h_2) \quad (8)$$

En donde:

$W_v$  = Flujo de vapor entrando al condensador.

$h_1$  y  $h_2$  = entalpía del vapor a la entrada y salida del condensador.

Además al condensador llegan flujos de drenajes de equipos como eyectores, calentadores, etc., por lo que la cantidad de calor total que recoge el agua en el condensador es:

$$Q_c = W_v(h_1 - h_2) + \sum W_d(h_d - h_2) \quad (9)$$

En donde  $W_d$  y  $h_d$  son los flujos y entalpías de los drenajes que fluyen al condensador. El flujo de agua de enfriamiento al condensador se calcula de la siguiente manera:

$$W_{ac} = \frac{Q_c}{c \times \Delta t_c} = \frac{W_v(h_1 - h_2) + \sum W_d(h_d - h_2)}{c \times \Delta t_c} \quad (10)$$

En donde:

$\Delta t_c = t_1 - t_2$  = Diferencia de temperatura entre la entrada y salida del agua de condensador.

C= calor específico del agua. (Aguilar, 1981)

- b) Flujo de agua para enfriamiento del generador. El agua necesaria se calcula a partir de la premisa de que todo el calor generado por las pérdidas eléctricas es absorbido por el agua de enfriamiento y de que no se disipa calor por radiación. La cantidad de calor que absorbe el agua es:

$$Q_g = P(1 - \eta_g) \quad (11)$$

En donde:

P= Potencia del generador.

$\eta_g$  = eficiencia del generador.

El flujo de agua se calcula en forma similar al caso del condensador:

$$W_{ag} = \frac{Q_g}{c \times \Delta t_g} \quad (12)$$

En donde  $\Delta t_g$  es el diferencial de temperatura del agua de enfriamiento. (Aguilar, 1981)

c) Flujo de agua de enfriamiento del aceite. El enfriamiento del aceite lubricante del turbogenerador se hace en enfriadores de superficie. El cálculo de flujo de agua de enfriamiento se determina, como en el caso del generador, considerando que todo el calor generado por las pérdidas mecánicas lo absorbe el agua y no se disipa calor por radiación. La cantidad de calor que absorbe el agua es:

$$Q_a = P(1 - \eta_m) \quad (13)$$

En donde  $\eta_m$  es el rendimiento mecánico del equipo. El flujo de agua está dado por:

$$W_{aa} = \frac{Q_a}{c \times \Delta t_a} \quad (14)$$

En donde  $\Delta t_a$  es la diferencia de temperatura de agua en el circuito de aceite y tiene un valor de 10 °C aproximadamente. Los flujos de agua típicos para enfriamiento de aceite son:

Tabla 1

P, turbina	kg/s	m <sup>3</sup> /h
37.5MW	28	100
75MW	42	150
150MW	67	240
300MW	125	450

(Aguilar, 1981)

2) Condensador. La condensación del vapor de escape de la turbina y drenajes se efectúa en el condensador, además de la extracción de algunos gases incondensables. Se fabrica como intercambiador de calor con mezcla de agua de enfriamiento, de superficie con enfriamiento de agua y de superficie con enfriamiento de aire. En las plantas

termoeléctricas se utilizan condensadores de superficie con enfriamiento del agua, con excepción de los condensadores barométricas o de mezcla empleados en las plantas geotérmicas.

Usualmente se fabrican con tubos rectos, paralelos horizontales y fijos entre placas. Los tubos del condensador deben tener un coeficiente de transmisión de calor  $K$  aceptables para disminuir la temperatura de condensado  $t_c$ , con material de aleación de cobre con diámetro interior entre 19 y 32 mm y espesor de paredes entre 1 y 1.5 mm. El balance de calor está dado por la expresión:

$$Q = KS\Delta t_{med} = KS \frac{t_2 - t_1}{\ln \frac{t_c - t_1}{t_c - t_2}} \quad (15)$$

(Aguilar, 1981)

3) Torre de enfriamiento. Las torres de enfriamiento son dispositivos de enfriamiento artificial de agua. Se clasifican como intercambiadores de calor entre un volumen en circuito cerrado de agua y aire atmosférico. Básicamente, las torres de enfriamiento son intercambiadores de calor de mezcla, efectuando la transmisión de calor por cambio de sustancia y convección entre los medios. El agua cede calor al aire sobre todo por evaporación, lo hace también por convección, pero en forma secundaria. La convección interviene más cuando el ambiente es frío y la diferencia de temperatura entre el agua y el aire es más marcada. (Aguilar, 1981)

c. Ciclo térmico. Teóricamente el circuito de una planta termoeléctrica de condensación es cerrado, pero en la práctica se tienen pérdidas de entre 1.5 y el 3 %. Este porcentaje se tiene que agregar y recibe el nombre de agua de repuesto al ciclo térmico.

La cantidad de calor suministrado ( $Q_1$ ) a este circuito se compone por calor del vapor sobrecalentado  $Q'_1$  y el calor del vapor recalentado  $Q'_2$ . La cantidad de calor extraída del ciclo ( $Q_2$ ), se transmite al agua de enfriamiento en el condensador y se disipa en el medio ambiente. La diferencia entre  $Q_1$  y  $Q_2$  es el calor transformado en trabajo mecánico y energía eléctrica menos las pérdidas de calor en las instalaciones del ciclo térmico para transformar la energía.

Las formas para mejorar la eficiencia del ciclo térmico en las plantas termoeléctricas convencionalmente son las siguientes:

- aumento de los parámetros iniciales del vapor.
- utilización de recalentamiento.
- reducción de presión en el condensador.
- calentamiento del agua de alimentación.

(Aguilar, 1981)

#### d. Equipos

1) Turbogenerador. Una vez decidida la capacidad necesaria para satisfacer la demanda de energía eléctrica, el sitio en donde se instalará y el ciclo térmico, se procede a seleccionar el turbo-generador. En él tienen lugar las siguientes conversiones de energía:

- energía calorífica del vapor a energía cinética en las toberas de la turbina.
- energía cinética del vapor a energía mecánica en los álabes, la que se recoge en la flecha de la turbina.
- energía mecánica a energía eléctrica, de la flecha al embobinado del generador. (Aguilar, 1981)

Las mayores variables que afectan la selección de una turbina son las siguientes:

- Potencia y velocidad.
- Presión y temperatura del vapor disponible o a elegir.
- Costo del vapor y valor de la eficiencia de la turbina.
- Uso de reductores y aumentadores de velocidad.
- Extracción para calentamiento de agua de alimentación.
- Sistema de control, control de velocidad, y control del proceso.
- Asuntos de seguridad.
- Rango de precio.

(Perry, 1999)

2) Generador de vapor. Los generadores de vapor son diseñados para producir vapor para requerimientos de procesos, para requerimientos de procesos junto con la generación de energía eléctrica, o únicamente para la generación de energía eléctrica. En cada caso, el objetivo es el diseño más eficiente y confiable de una caldera con el costo mínimo.

Las calderas diseñadas para el servicio en sistemas de energía eléctrica operan tanto a presión subcrítica (presiones por debajo de 22.1 MPa) y condiciones de vapor supercrítico. El rango de presión de diseño de las calderas de presión subcrítica llegan hasta 18.6 MPa y las capacidades de vapor llegan hasta 29.55 Mg/h. Las calderas de presión supercrítica han sido diseñadas para operar a presiones de hasta 34.5 MPa. (Perry, 1999)

3) Bombas. Una bomba es un dispositivo físico que es usado para transportar fluidos de una localización a otra a través de conducto. A través de los años, se han desarrollado numerosos diseños de bombas para satisfacer diferentes requerimientos. Los requerimientos básicos para definir una aplicación son las presiones de succión y de salida, la caída de presión en la transmisión, y la razón de flujo. Los medios primarios de transferencia de energía al

fluido que causan su flujo es la gravedad, desplazamiento, fuerza centrífuga, fuerza electromagnética, transferencia de momento, impulso mecánico y una combinación de estos mecanismos de transferencia de energía. La gravedad y la fuerza centrífuga son los mecanismos de transferencia de energía más comúnmente usados.

El diseño de bombas ha sido ampliamente estandarizado. Basándose en la experiencia, se han desarrollado numerosos estándares. Los estándares más comunes de bombas son:

- American Petroleum Institute (API) Estándar 610, Bombas Centrífugas para Refinerías.
- American Waterworks Association (AWWA) E10, Bombas verticales de turbinas.
- American Society of Mechanical Engineers (ASME).
- American National Standards Institute.

Estos estándares especifican diseño, construcción y detalles para las pruebas como selección de materiales, inspecciones y pruebas, dibujos y otros usos requeridos, procedimientos de construcción, etc. (Perry, 1999)

4) Intercambiadores de calor. El criterio tecnológico de fabricación de los intercambiadores de calor deberá tomar en cuenta los siguientes factores:

- finalidad (calentamiento, vaporización, condensación, precalentamiento, sobrecalentamiento, enfriador, etc.)
- tipo de fabricación (de superficie, de mezcla)
- sistema de trabajo (intermitente, continuo)
- circulación relativa del agente térmico (corriente paralela, contracorriente, corriente cruzada, corriente mixta o combinada).
- naturaleza del agente térmico (líquido-líquido, gas o vapor-líquido, gas-gas)
- geometría de la superficie de cambio de calor (tubular, con aletas, serpentines).
- modo de absorber expansiones térmicas (rígido, semiplástico, elástico)
- posición (vertical, horizontal)
- pasos del agente térmico (un paso, dos pasos, pasos múltiples)
- material de fabricación (metálico, no metálico)

El tipo más ampliamente empleado de intercambiador de calor es el de concha y tubos. Los factores económicos son decisivos en la selección del intercambiador de calor. Incluyen la inversión inicial y los cargos por mantenimiento y reparación, amortización, limpieza, operación, etc.

(Aguilar, 1981)

e. Tuberías y aislamiento. La aplicación de tuberías en plantas termoeléctricas y nucleares, refinerías, plantas químicas, etc., se basan normalmente en idénticas

consideraciones de diseño. En su construcción se usan materiales de las mismas propiedades físicas y mecánicas, composición química y estructura metalúrgica; los procesos de fabricación como doblado, formado, soldado y tratamiento térmico involucran procedimientos idénticos que no dependen de la aplicación, sino de la calidad final deseada.

El costo de las tuberías es de aproximadamente el 10 % del costo total de la planta, de los cuales el 67 % corresponde a materiales y el 33 % a montaje. La distribución aproximada de estos costos es:

Tubería de alta presión	21 %
Tubería de baja presión	26 %
Soportes	8 %
Válvulas	34 %
Especialidades	7 %
Tuberías sanitarias y drenes de piso y techo	4 %

Normalmente, la selección de un aislamiento térmico se basa en la experiencia. La escasa correlación entre los resultados de laboratorio y el comportamiento en el servicio es notoria. Para decidir sobre un material aislante térmico, deberán evaluarse el efecto de la humedad y los cambios de temperatura sobre las siguientes propiedades:

- conductividad térmica
- calor específico
- coeficiente de expansión
- resistencia a la compresión, a la tensión y al impacto
- dureza
- resistencia a la fatiga
- resistencia al fuego

(Aguilar, 1981)

f. Control e instrumentación. Los principios que gobiernan la transferencia y conversión de energía se aplican a una amplia variedad de procesos desde la combustión, transferencia de calor, hasta el transporte y compresión. En algunas aplicaciones, la energía está en forma de calor, en otras en forma de trabajo. Si cualquier proceso, la suma de trabajo y calor de entrada y salida deben balancearse. La conversión de energía de combustibles en electricidad en una planta de generación es solo alrededor del 34 por ciento; lo cual deja una pérdida de calor. Se pueden describir controles sobre los procesos en los cuales el calor es convertido en trabajo y viceversa como también en la transferencia de energía de una forma a otra.

(Shinsky, 1988)

## 2. Generación de Energía Eléctrica en Guatemala.

a. Historia de la electrificación en Guatemala. La generación de energía eléctrica en Guatemala, se inicia en 1884 al instalarse la primera hidroeléctrica en la finca El Zapote, al norte de la capital. En el siguiente año se formó la Empresa Eléctrica del Sur por empresarios alemanes quienes instalaron la hidroeléctrica Palín de 732 KW, cuyos servicios se brindaron a los departamentos de Guatemala, Sacatepéquez y Escuintla.

En 1927 se construyó la hidroeléctrica Santa María, con el fin de proveer de energía al Ferrocarril de los Altos. Cuando este medio de transporte desapareció, las autoridades de gobierno deciden que la planta se oriente a cubrir la demanda de los departamentos de Quetzaltenango, Totonicapán, Sololá y Suchitepéquez.

En 1940, se crea el Departamento de Electrificación Nacional, dependencia del Ministerio de Comunicaciones y Obras Públicas y dicha planta se convierte en la Hidroeléctrica del Estado. A mediados de la década de los cincuenta se inicia la construcción en Zacapa de la Hidroeléctrica Río Hondo. Posteriormente gracias a muchos esfuerzos de ingenieros el 27 de Mayo de 1959 fue creado el Instituto Nacional de Electrificación -INDE- por medio del decreto 1287, siendo su primer presidente el Ingeniero Martín Prado Vélez.

Durante la década de los años 30 se habían construido las hidroeléctricas de Patzún en Chimaltenango, y la de Patulul en Suchitepéquez. Dentro de los bienes iniciales del INDE estaban la hidroeléctrica Santa María y la de Río Hondo que se encontraba en construcción. Esta planta fue puesta en operación en 1962 con una capacidad de 2400 KW.

Debido al crecimiento de la demanda de energía eléctrica y para atender los planes de electrificación, en 1965 fue puesta en operación la Central Diesel de San Felipe, Retalhuleu, con una capacidad e 2440 KW. Seis años más tarde fue instalada una turbina de gas en la finca Mauricio, en Escuintla, con una capacidad de 12,500 KW. En ese mismo período el INDE amplió la capacidad de la planta Santa María a 6,880 KW.

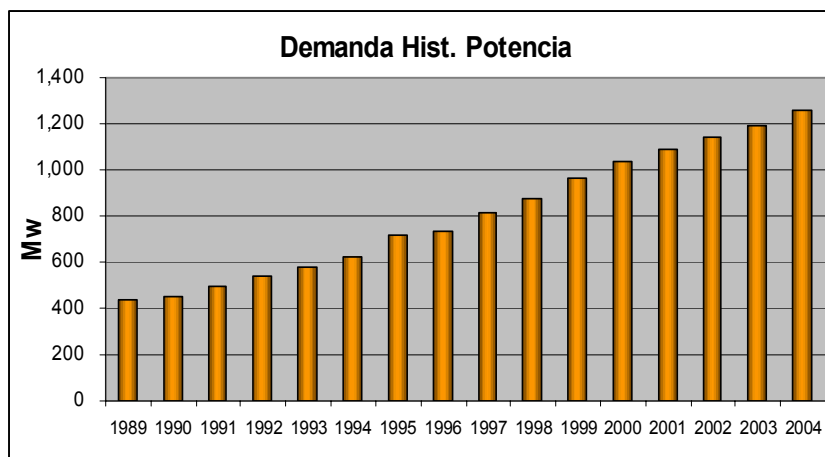
A principios de la década de los setenta se instaló la Hidroeléctrica Jurún Marinalá. En 1982 inició operaciones la Hidroeléctrica Aguacapa y en 1983 la Hidroeléctrica Chixoy, la más grande del país.

En 1992 inician sus operaciones varias generadoras privadas, entre ellas: Los Ingenios Azucareros, ENRON en Puerto Quetzal y posteriormente las plantas SIDEGUA, LAGOTEX, Secacao, Río Bobos, TAMPA, Guatemala Generating Group (GGG), Las Palmas, Generadora del Norte (GENOR), Calderas, Zunil, Poliwatt, Pasabién, Poza Verde, Tululá, Cerro Vivo, Las Vacas y Matanzas. (INDE, 2002).

b. Oferta y demanda histórica. La crisis de 1991 dio inicio a una nueva era en subsector eléctrico de Guatemala, la firma del primer contrato privado suscrito entre Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. con la empresa Enron abrió el camino para que el Gobierno de Guatemala saliera del negocio de invertir en generación para atender la demanda de energía eléctrica. Este proceso continuó con los Contratos que se firmaron durante los años 1994 y 1995 con Tampa y los Ingenios Azucareros. La consolidación del nuevo esquema se tiene con la promulgación de la Ley General de Electricidad en 1996, el Reglamento de la Ley General de Electricidad en 1997 y el inicio de operaciones del Mercado Mayorista de electricidad en 1998.

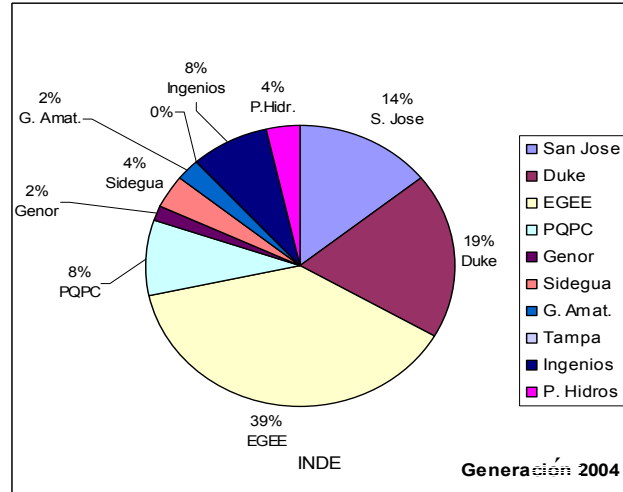
Como puede apreciarse en la siguiente gráfica, la demanda de potencia desde el año 1989 al año 2004 aproximadamente se ha triplicado, esto significa que para cubrir la misma se han hecho inversiones en generación y la tendencia continua por lo cual se puede concluir que el Mercado Eléctrico de Guatemala constituye una oportunidad para los inversionistas.

Gráfica 1 Demanda histórica de potencia



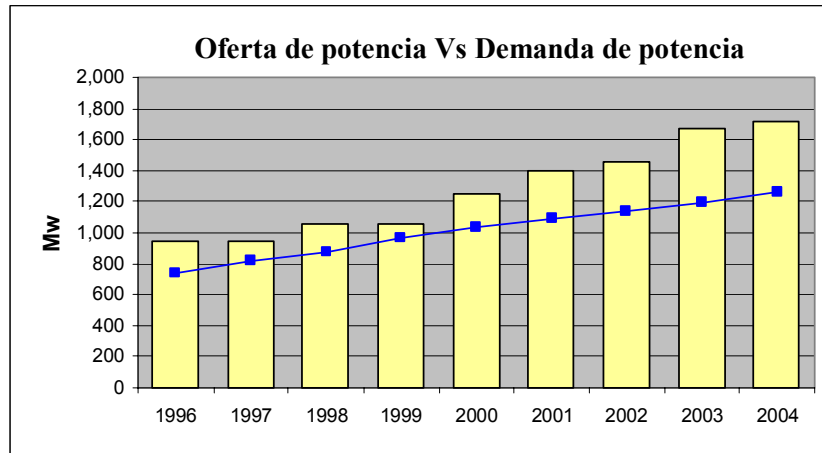
La oferta de generación de Energía Eléctrica de Guatemala se conforma según los datos estadísticos de 2004 tal como se ilustra en la siguiente grafica. Los tres mayores generadores de Guatemala son el INDE que aporta el 39%, Duke Energy Internacional con el 19% y San José Power con su planta de Carbón Mineral genera el 14%.

Gráfica 2 Distribución de oferta en la generación de energía

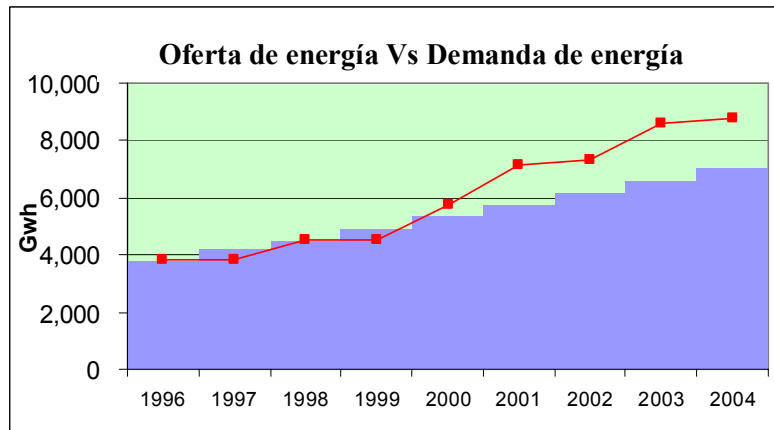


Al analizar la relación de oferta y demanda de potencia (Kw), tal como se puede apreciar en la gráfica correspondiente, hasta el año 2004 Guatemala ha tenido un superávit de oferta lo cual le ha permitido convertirse en el mayor exportador de energía eléctrica en el Mercado Regional Centroamericano.

Gráfica 3 Oferta de potencia vs Demanda de potencia



Gráfica 4 Oferta vs Demanda de energía



c. Administrador del Mercado Mayorista (AMM). En 1996, el Gobierno de la República de Guatemala puso en marcha el ordenamiento de la industria eléctrica del país, emitiendo la Ley General de Electricidad, Decreto No. 93-96 y su reglamento en el acuerdo gubernativo No. 256-97. En el artículo 44 de la Ley se crea el Administrador del Mercado Mayorista (AMM), una entidad privada, sin fines de lucro, cuyas funciones son:

La coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte al mínimo costo para el conjunto de operaciones del mercado mayorista, en un marco de libre contratación de energía eléctrica entre agentes del mercado mayorista.

Establecer precios de mercado de corto plazo para las transferencias de potencia y energía entre generadores, comercializadores, distribuidores, importadores y exportadores; específicamente cuando no correspondan a contratos libremente pactados.

Garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica en el país.

Además de las funciones anteriores, el AMM debe realizar las siguientes actividades:

Programación de la operación: El AMM es responsable de planificar anualmente la forma en que se cubrirán las necesidades de potencia y energía del sistema, tratando de optimizar el uso de los recursos energéticos disponibles. La programación anual es revisada y ajustada semanal y diariamente.

Supervisión de la operación en tiempo real: El AMM debe vigilar el comportamiento de la demanda y la operación del parque generador, así como del sistema de transporte. Asimismo, debe mantener la seguridad del suministro verificando constantemente las variables eléctricas del sistema y respetando las limitaciones de equipos e instalaciones asociadas.

Administración de las transacciones: El AMM debe cuantificar los intercambios de Potencia y Energía entre los participantes del MM y valorizarlos utilizando el Precio de Oportunidad de la Energía y el Precio de Referencia de la Potencia. Para ello, el AMM debe diseñar e implementar un sistema de medición que permita conocer en forma horaria la energía y potencia producida y/o consumida. Además, administrará los fondos que surgen de las transacciones entre los agentes que operan en el Mercado Mayorista.

1) Agentes del Mercado Mayorista. Los agentes del Mercado Mayorista, están definidos en el artículo 5 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, y son: Generadores, Distribuidores, Transportistas y Comercializadores. Además de los agentes, se define también a los Grandes Usuarios. Cualquier agente y gran usuario es llamado en general: participante.

Para ser Agente o Gran Usuario del MM se debe cumplir con los siguientes requisitos básicos:

Tabla 2 Requisitos básicos para poder ser Agente del MM

PARTICIPANTE	REQUISITO
Generadores:	Potencia máxima de por lo menos 10 MW
Distribuidores:	Tener por lo menos 20,000 usuarios
Transportistas:	Potencia firme conectada de por lo menos 10 MW
Comercializadores:	Comprar o vender bloques de energía asociada a una potencia firme de al menos 10 MW
Grandes usuarios:	Demanda máxima de al menos 100 KW

Los participantes del Mercado Mayorista, tienen los siguientes derechos y obligaciones, definidos en el artículo 6 del Reglamento del AMM:

Obligaciones:

- No realizar actos contrarios a la libre competencia.
- Cumplir con las normas emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
- Obedecer las instrucciones de operación del Administrador del Mercado Mayorista.
- Instalar y mantener en buenas condiciones, los equipos de medición que le sean requeridos por el AMM.
- Los consumidores deben tener contratos de potencia, que les permita cubrir sus requerimientos de demanda firme.

Derechos:

- Operar libremente en el mercado mayorista, de acuerdo a la Ley.
- Acceso a la información sobre modelos y metodología utilizados por el AMM para la programación y el despacho.

2) Principios del Mercado Mayorista. Los generadores compiten por suministrar la energía. Son despachados en función de su costo variable, es decir, el costo que les representa suministrar un KW h. El costo variable es declarado periódicamente y los generadores hidroeléctricos declaran un valor del agua.

Todos los participantes consumidores deben cubrir su demanda de potencia por medio de un contrato con un participante productor pagando un cargo por potencia. Esto permite cubrir los costos fijos (costos de inversión) de los generadores.

Existen tres tipos de mercado:

- Mercado de Oportunidad de la Energía.
- Mercado a Término (Contratos)
- Mercado de Desvíos de Potencia

En el Mercado de Oportunidad se realizan transacciones de energía al PRECIO DE OPORTUNIDAD DE LA ENERGIA, que es el máximo costo variable en que se incurre cada hora para abastecer un KW h adicional (costo marginal de corto plazo).

En el Mercado a Término, los Participantes pueden pactar libremente las condiciones de compraventa de potencia y energía a través de contratos. Poseer un contrato en el Mercado a Término, implica operar en el Mercado de Oportunidad para transar los saldos.

En el Mercado de Desvíos de Potencia se compran los faltantes de los participantes productores que no puedan suministrar la potencia que tienen comprometida. Asimismo, en este mercado se compran los faltantes de los participantes consumidores que tienen una demanda mayor que la cubierta por contratos. (AMM, 2006)

### III. JUSTIFICACIÓN

La energía eléctrica es un recurso muy importante en la vida diaria de los guatemaltecos así como en la automatización de la producción, mejorando la productividad de las industrias y la calidad de vida de los guatemaltecos. Según Datos del Instituto Nacional de Estadística, para el año 2004 el índice de electrificación alcanzó el 82.8 % a nivel Nacional y se espera lograr que la electricidad esté disponible para su uso en las regiones rurales del país, con el consiguiente impulso al desarrollo de nuevas industrias.

El Ministerio de Energía y Minas, ha estructurado una estrategia para satisfacer la demanda de energía eléctrica que se producirá como resultado de la reactivación económica social, atendiendo al mandato del Gobierno de la República, establecido en el Programa de Reactivación Económica y social 2004/2005. Esta estrategia contempla la ejecución de proyectos de energía eléctrica con el objeto de reducir la dependencia del petróleo. Además se debe mejorar la seguridad y calidad del servicio eléctrico para que Guatemala llegue a ser autosuficiente ahora y en el futuro como parte de la garantía de la soberanía e independencia económica.

Esto implica en Guatemala, la necesidad de realizar actividades de conversión de energía, evaluar, analizar y aplicar nuevas tecnologías y de esta manera poder encontrar la forma viable de producción de energía eléctrica en forma eficiente, económica, sostenible y con un mínimo de impacto ambiental, contribuyendo de esta manera al desarrollo económico del país al contar con mayor oferta de energía eléctrica con costos más reducidos y con una cobertura de 100 % del territorio nacional. Actualmente hay iniciativas de comunidades fronterizas del sur occidente del país para encaminar los trámites de la compra de fluido eléctrico a México.

Producir energía eléctrica a partir de recursos sostenibles y de manera eficiente proporcionará una mayor estabilidad y soporte del voltaje, con menos interrupciones de servicio, menos dependencia de los sistemas de otros países, menos pérdidas eléctricas y con ello mejorar la eficiencia de la producción industrial en general y de la eficiencia del país como generador de productos y servicios competitivos. La industria y la población han tenido considerables pérdidas debido a las interrupciones de servicio de energía eléctrica.

## IV. OBJETIVOS

### A. General

Desarrollar el diseño de una planta de generación de energía eléctrica a partir de carbón mineral, de una manera eficiente, económica y sostenible en Guatemala.

### B. Específicos

- Realizar una proyección de la demanda de energía eléctrica del país al año 2015.
  
- Determinar y dimensionar el equipo principal necesario y la localización de la planta de generación de energía eléctrica para suplir la demanda proyectada.
  
- Mejorar la generación de energía eléctrica a partir de carbón mineral para obtener mayores eficiencias y determinar los procedimientos a implementar para reducir al máximo el impacto ambiental de la generación de energía eléctrica a partir de carbón mineral.
  
- Realizar un estudio económico de la puesta en marcha de la planta de generación de energía eléctrica desarrollada.

## V. PROBLEMA A RESOLVER

El constante crecimiento de la demanda de energía en Guatemala hace indispensable el aumento de la oferta de energía eléctrica ya que la capacidad instalada actualmente no podrá atender dicha demanda resultando en una crisis energética en el país.

Actualmente el país no cuenta con una disponibilidad total de electricidad para satisfacer su uso en las diferentes regiones rurales. Además, la productividad de las industrias se ve afectada por las interrupciones del servicio, la estabilidad y el soporte del voltaje, lo cual está relacionado con la reducida oferta de energía eléctrica y los costos relacionados con su disponibilidad.

## VI. METODOLOGÍA

### A. Proyección de demanda eléctrica

Para realizar una proyección de la demanda de energía eléctrica de Guatemala se llevó a cabo un análisis de mercado mediante el análisis de la oferta y la demanda de energía eléctrica y la determinación de un modelo que permita obtener resultados confiables. Para ello se recopiló información del Instituto Nacional de Estadística, del Instituto Nacional de Electrificación y del Ministerio de Energía y Minas y de esa manera se contó con los datos necesarios para la realización de la proyección de la Demanda de Energía Eléctrica en Guatemala.

### B. Recopilación de información

Se realizó una investigación a partir de reportes en revistas, anuarios y otras publicaciones referentes al tema, además se realizaron consultas a expertos encargados de la operación de diferentes plantas termoeléctricas, con el fin de recopilar datos económicos, además de información técnica necesaria para la realización del diseño de la planta de generación de energía eléctrica.

### C. Descripción y diseño del proceso

El objetivo de esta fase incluye la integración de los aspectos de ingeniería para el desarrollo de la planta de generación de energía eléctrica, incluyendo la evaluación de diferentes tecnologías, el diseño de los equipos individuales.

### D. Diagrama de flujo y balances de masa y energía

Por medio de la realización del diagrama de flujo se alcanzó proporcionar un esquema sistemático del proceso de generación. Dicho diagrama muestra cada uno de los equipos y su posición en relación a los otros. El diagrama de flujo se adaptó a las necesidades de la planta. El balance de masa y energía tiene como objetivo dar a conocer las cantidades necesarias involucradas en el proceso principal lo cual influirá directamente en el costo de la generación.

### E. Modelo económico

A partir de los datos económicos recopilados y la proyección de la demanda eléctrica de Guatemala, se definieron las variables y magnitudes necesarias para la realización de la estructura de un modelo económico que incluye los estados financieros estimados para el diseño de la planta y la generación de energía eléctrica, lo cual sirvió para realizar un estudio económico de la puesta en marcha de la planta de generación de energía eléctrica.

## F. Discusión y conclusiones generales

Con la información obtenida en las etapas anteriores se procedió a discutir los aspectos más relevantes relacionados con los objetivos de este trabajo y se hicieron las conclusiones y recomendaciones pertinentes.

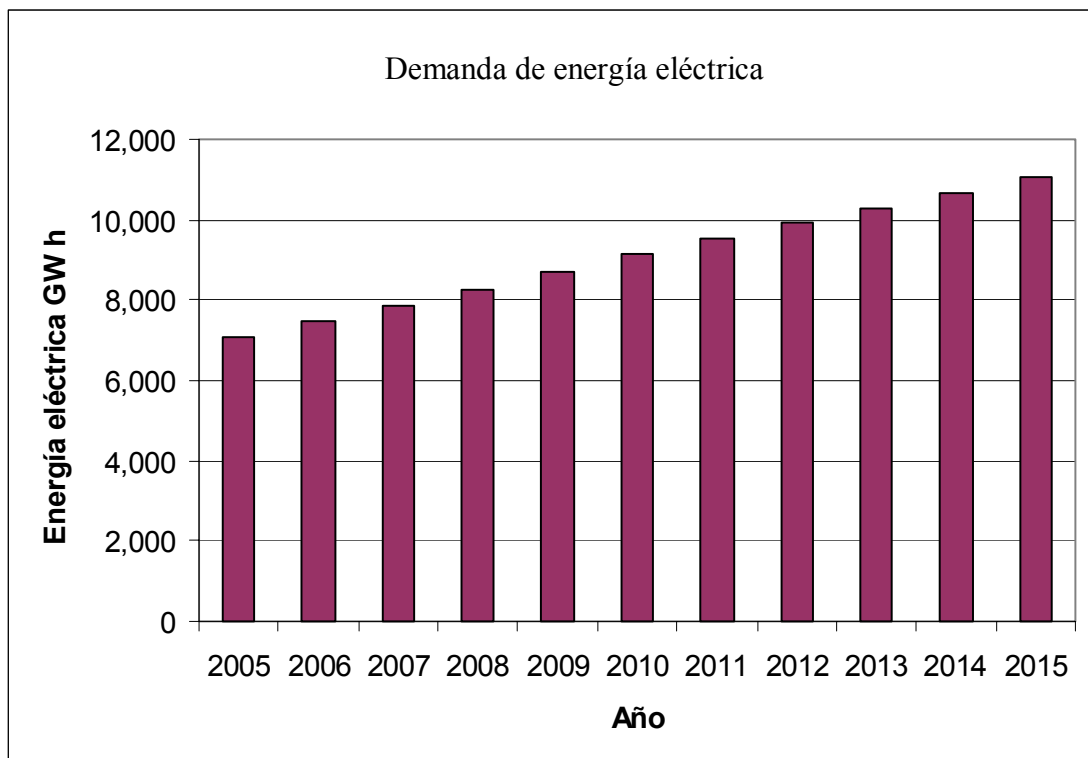
## VII. RESULTADOS

### A. Proyección de demanda de energía eléctrica

Tabla 3 Proyección de demanda de energía eléctrica.

Año	Energía GW h
2005	7,077
2006	7,473
2007	7,867
2008	8,274
2009	8,695
2010	9,131
2011	9,556
2012	9,942
2013	10,301
2014	10,662
2015	11,043

Gráfica 5 Proyección de demanda de energía eléctrica



## B. Localización

Una finca que está localizada, a 30 kilómetros de las instalaciones del Puerto Quetzal, donde actualmente ya existe la Terminal para la recepción del carbón mineral y a 82 kilómetros de la ciudad capital de Guatemala, ubicándose en el litoral del Pacífico, donde se encuentra el 90 % del desarrollo macro industrial de Guatemala y Centroamérica, contando con vías de acceso transitables todo el año, sin riesgos de inundaciones y con un nivel freático favorable para extracción del agua necesaria para el uso industrial de la planta y sus servicios.

Tomando en cuenta que la construcción de líneas de transmisión pueden desarrollarse en una interconexión a 10 kilómetros y otra posibilidad a 20 kilómetros.

Así también se ha observado que después de la construcción de la autopista Palín-Escuintla y Escuintla-Puerto, el movimiento de construcciones industriales y desarrollo de Parques Industriales en esta área que es de aproximadamente 40 kilómetros de longitud de los alrededores, por lo que podría decirse, se está iniciando la construcción de un polo de desarrollo industrial.

La planta estaría a 3 kilómetros de la población de Coyuta, lo que generaría una oportunidad de trabajo para la población cercana a la misma, ya que en sus alrededores únicamente se encuentran desarrollos ganaderos y de producción de granos básicos y otros de menor importancia.

Teniendo como base la existencia de una planta de carbón, quienes actualmente importan este producto por el Océano Pacífico (en instalaciones colindantes en Puerto Quetzal), se hará un contrato con la importación de carbón bituminoso altamente volátil, con la misma empresa, con el fin de sumar sinergias y obtener un mejor precio de carbón y transporte para el suministro de dicha materia prima, pagando una base por el manejo y costos de puerto, para ayudar a una mejor recuperación a la inversión ya realizada y evitar la erogación de un costo de inversión por el manejo y descarga en Puerto. Además se asegurará el abastecimiento de carbón mineral por parte de los proveedores.

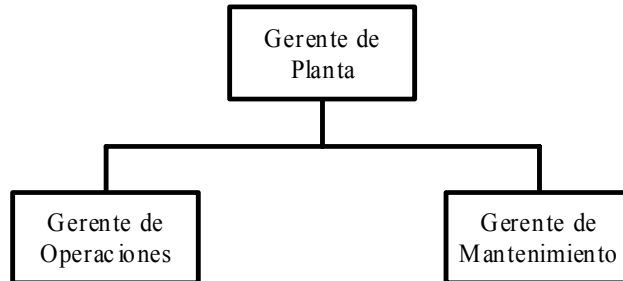
Se transportará el carbón a la planta de Generación a 30 kilómetros de las instalaciones del puerto, donde se almacenará para su posterior combustión.

Se tendrá el espacio disponible y necesario para la acumulación y posterior manejo de las cenizas generadas en la combustión, contando para las instalaciones totales de la planta con un área de 17 hectáreas (170,000 m<sup>2</sup>) para satisfacer el espacio necesario de una planta de 120 MW.

## C. Organigrama

### 1. Organigrama de la planta.

Figura 1 Organigrama de la planta



Niveles académicos:

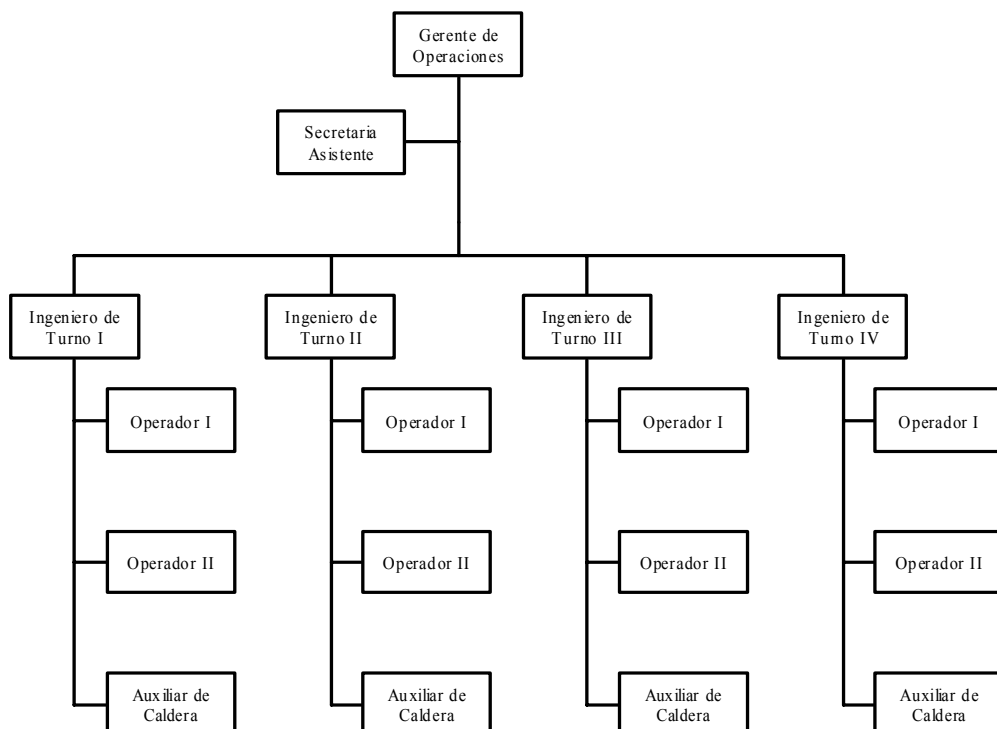
Gerente de Planta: Debe poseer un título de Ingeniero Electricista o Mecánico con amplia experiencia, preferiblemente con grado de maestría.

Gerente de Operaciones: Ingeniero Electricista, Mecánico, Industrial o Químico con amplia experiencia.

Gerente de Mantenimiento: Ingeniero Electricista o Mecánico con amplia experiencia.

#### a. Organigrama de operaciones

Figura 2 Organigrama de operaciones



Niveles académicos:

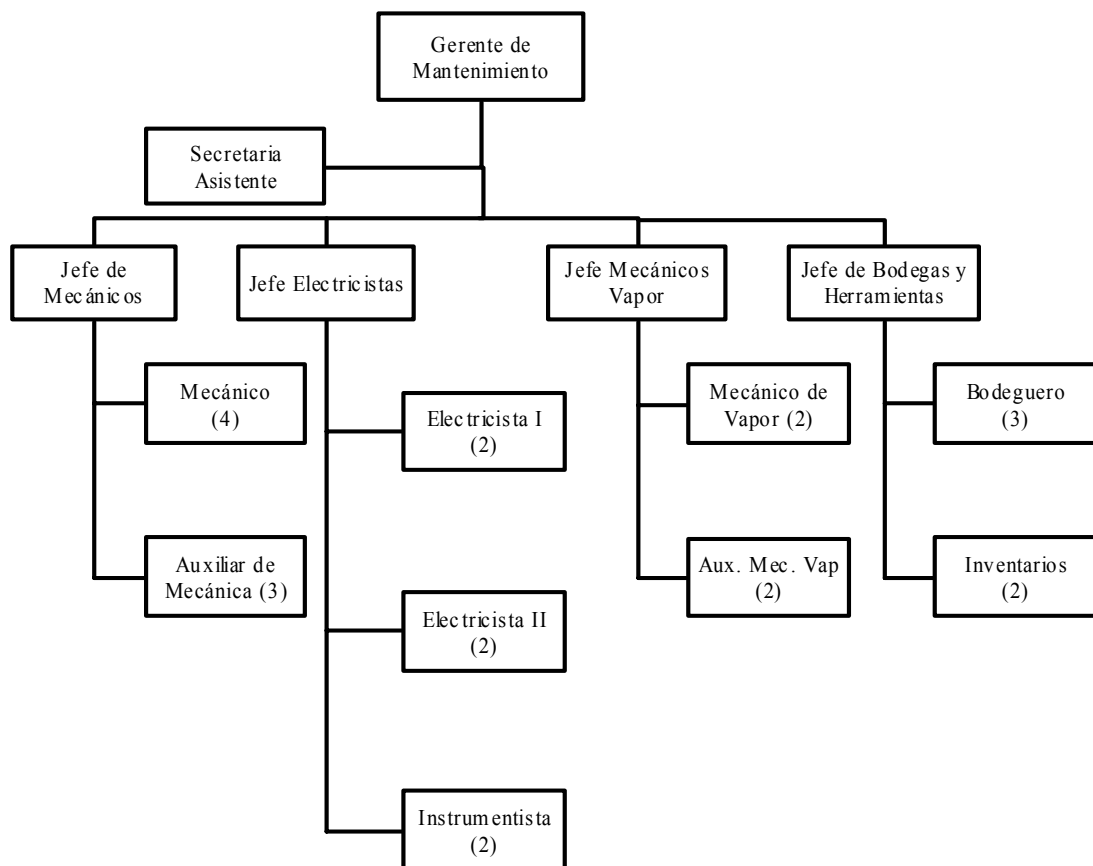
Ingeniero de Turno: Ingeniero Mecánico, Industrial, Químico o Eléctrico.

Operadores: Nivel Técnico en Mecánica o Electricidad.

Auxiliares: Nivel Básico.

b. Organigrama de mantenimiento.

Figura 3 Organigrama de mantenimiento



Niveles académicos:

Jefes de Mecánicos y Mecánicos de Vapor: Título en Ingeniería Mecánica.

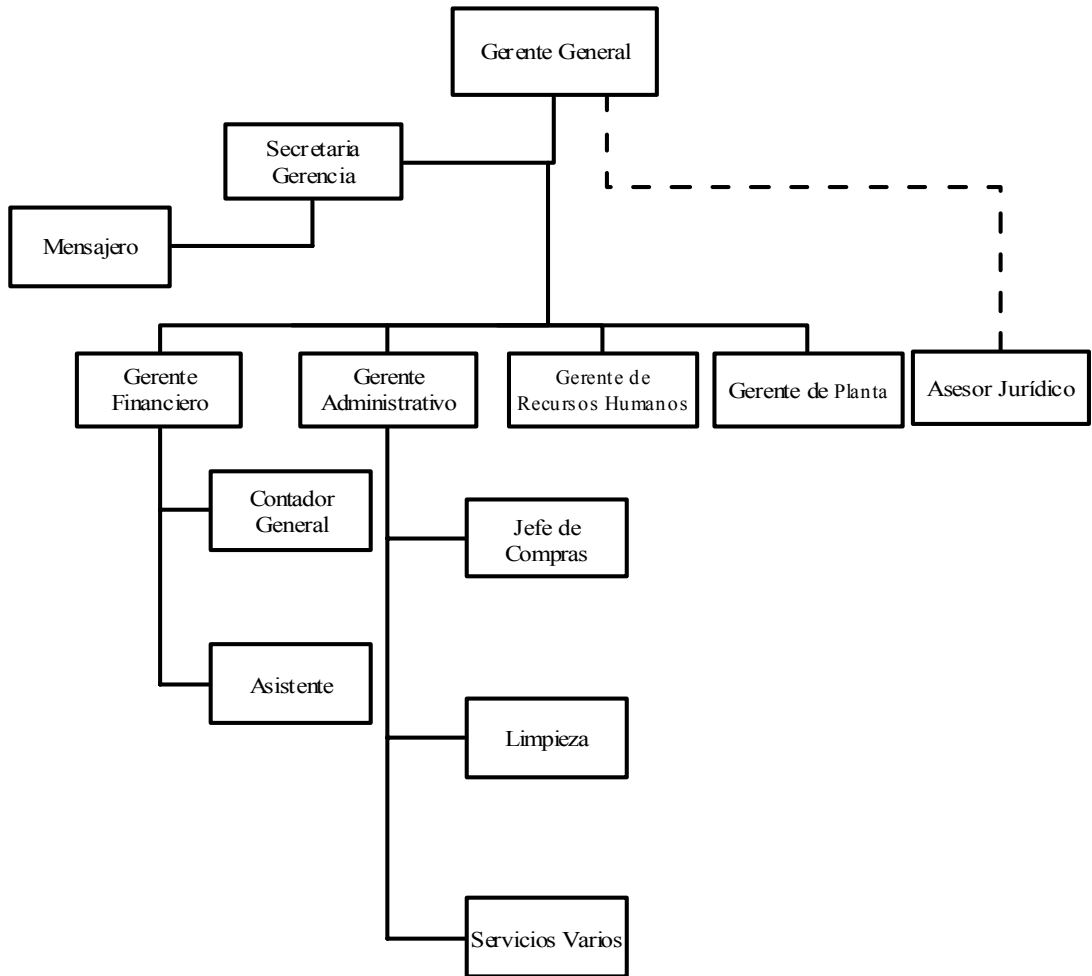
Jefe de Electricistas: Título en Ingeniería Eléctrica.

Jefe de Bodegas y Herramientas: Título en Ingeniería Mecánica o Industrial.

Para los demás niveles es necesario un nivel técnico de acuerdo al área.

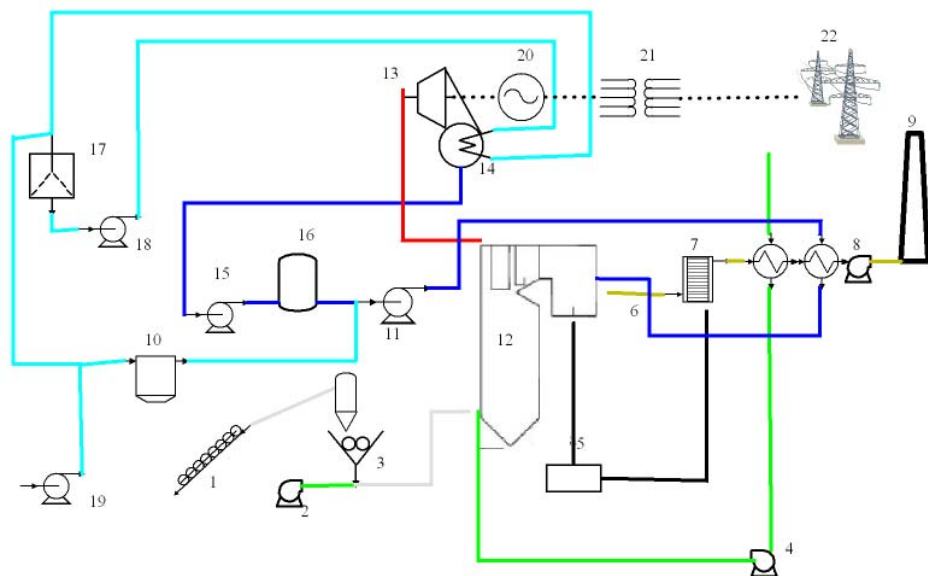
2. Organigrama administrativo

Figura 4 Organigrama administrativo



D. Diagrama de flujo

Figura 5 Diagrama de flujo

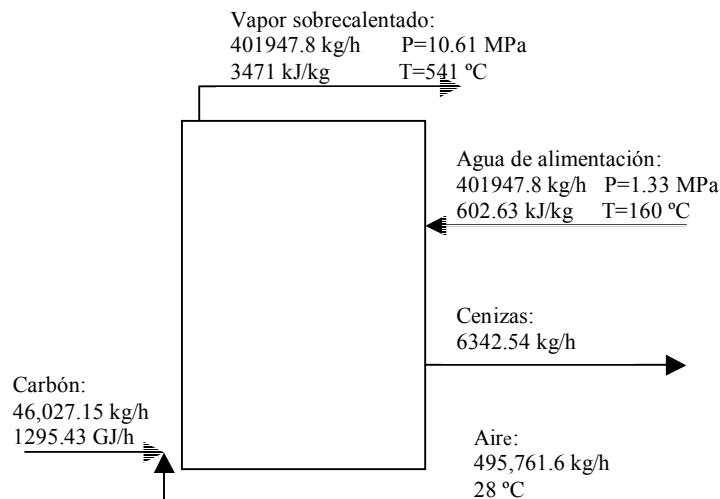


1. Transporte del carbón al silo de alimentación
2. Pulverización del carbón.
3. Alimentación de aire para transporte del carbón al quemador de la caldera.
4. Alimentación del resto de aire precalentado por ventilador de tiro forzado.
5. Almacenamiento de cenizas que no volatilizan.
6. Salida de los gases de combustión.
7. Precipitación electrostática de las cenizas contenidas en los gases de combustión.
8. Transporte de gases de combustión por ventilador de tiro inducido.
9. Escape de gases de combustión por la chimenea.
10. Tratamiento de agua de alimentación de caldera.
11. Bomba de alimentación de agua de caldera.
12. Generación de vapor en la caldera a partir de la combustión de carbón
13. Generación de energía mecánica en la turbina a partir de la energía térmica del vapor.
14. Condensación del vapor de escape de la turbina.
15. Extracción de condensado para recirculación.
16. Deaeración del agua condensada.
17. Torre de enfriamiento del agua caliente que sale del condensador.
18. Recirculación de agua de enfriamiento .
19. Bombeo de agua de repuesto.
20. Generación de energía eléctrica en el generador a partir de energía mecánica.(13.6 kV)
21. Transformación del voltaje para su transporte (230 kV)
22. Transmisión de energía eléctrica al Sistema Interconectado Nacional.

## E. Balance de materia y energía 120 MW

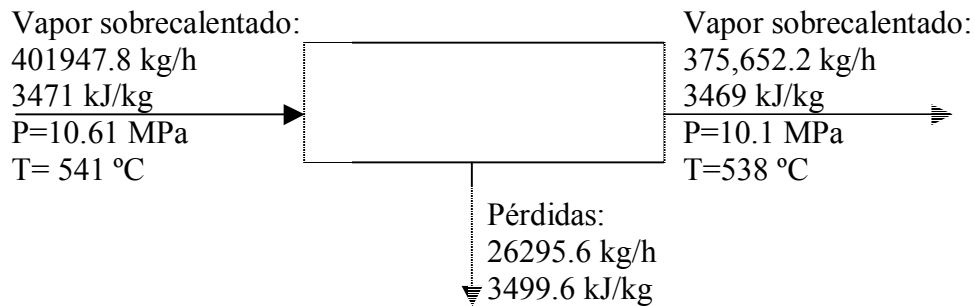
### 1. Generación de vapor

Figura 6 Balance de masa y energía en el generador de vapor.



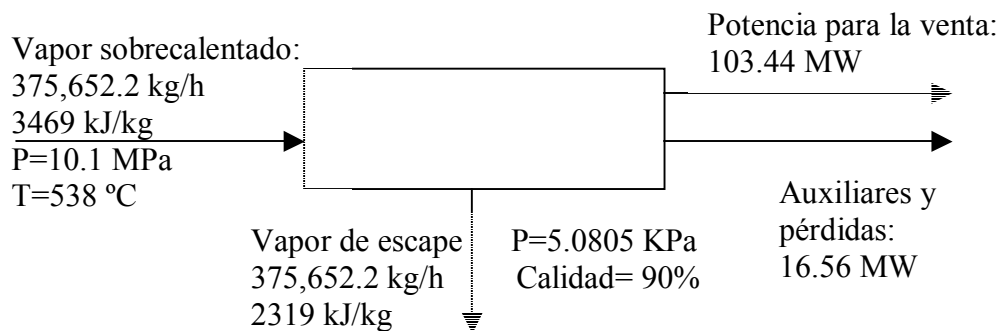
## 2. Transporte del vapor a la turbina.

Figura 7 Balance de masa y energía en el transporte del vapor a la turbina



## 3. Turbogenerador.

Figura 8 Balance de masa y energía en el turbogenerador



## F. Mejoramiento de eficiencia e impacto ambiental

Dentro de los factores más importantes respecto a la eficiencia y contaminación se encuentra las emisiones de Óxidos de Nitrógeno (NOx), los cuales son importantes contribuyentes de fenómenos nocivos. Generalmente el Nitrógeno no reacciona fácilmente con el Oxígeno (ambos son los componentes principales del aire), sin embargo bajo condiciones favorables suele suceder, tal es el caso de la combustión inapropiada en los quemadores de combustibles en la caldera. Para mejorar la combustión se debe controlar la forma de la llama, actualmente existen muchas tecnologías innovativas que aseguran la mínima producción de este contaminante, por lo tanto se debe utilizar este tipo de

quemadores para reducir la formación de NOx además de contribuir al mejoramiento de la eficiencia de la planta gracias a la mejor disponibilidad de Oxígeno y menos pérdidas energéticas.

El carbón posee un porcentaje de materia inerte, ceniza, la cual no participa en la combustión. Esta ceniza es capturada por el precipitador electrostático el cual llega a eficiencias del 99 % y son acumuladas en un silo para su posterior eliminación y de esta manera se reduce la emisión de cenizas al aire disminuyendo la contaminación.

Como la alternativa a la disposición de cenizas en rellenos, existe la posibilidad de la venta de este subproducto que puede ser utilizado en la fabricación de materiales de construcción, como cemento, blocks y ladrillos. Esto ayudaría a mejorar la eficiencia, reduciendo costos de disposición además de reducir el impacto ambiental al no tener la necesidad de utilización de tierras y la consecuente contaminación de ellas.

## G. Estudio económico

Tabla 4 Estudio económico

Inversión inicial, miles de Quetzales	Q1,056,691.97
Período del proyecto	15 años
Tasa interna de retorno	21.98 %
Valor actual neto (Tasa de descuento 15 %), Miles de Quetzales	Q213,305.09
Período de recuperación	2 años, 4 meses

## H. Datos del equipo principal.

1. Turbogenerador. La turbina seleccionada es una turbina de 120 MW condensing y cuenta con la siguientes características:

Tabla 5 Datos del turbogenerador

Presión de vapor en la entrada, MPa Abs	10.1
Temperatura del Vapor, °C	538
Presión a la salida, kPa	5.0805
Límite máximo de humedad	10 %
Frecuencia del generador, Hz	60

2. **Caldera.** La caldera seleccionada es una caldera acuotubular de dos domos de circulación natural con las siguientes características:

Tabla 6 Datos de la caldera

Velocidad de flujo de masa de vapor, kg/h	450,000
Presión salida del sobrecalentador, MPa	12
Temperatura del vapor. °C	545
Velocidad de flujo de masa de combustible, kg/h	47,000
Velocidad de flujo de masa de aire, kg/h	500,000
Temperatura de salida de la chimenea, °C	130
Potencia del ventilador de tiro inducido, kPa	3.48
Potencia del ventilador de tiro forzado, kPa	4.39

3. **Condensador.** Se utilizará un condensador de superficie de un solo paso con las siguientes características:

Tabla 7 Datos del condensador

Presión, kPa	5.085
Temperatura agua de enfriamiento, °C	21
Temperatura de salida de agua de enfriamiento, °C	28
Flujo de agua de enfriamiento, m <sup>3</sup> /h	27396
Eyector de vacío, m <sup>3</sup> /s	0.425

4. **Bomba de alimentación.** La Bomba centrífuga de 8 etapas tiene las siguientes características:

Tabla 8 Datos de la bomba de alimentación:

Velocidad, RPM	3500
Diámetro, mm	311.15
Flujo, m <sup>3</sup> /h	454
Cabeza, m de agua	1375
ANPSr, m	8.51
Eficiencia	77.5%
Potencia, MW	2.02

5. **Bomba de condensado.** La bomba centrífuga seleccionada tiene las siguientes características:

Tabla 9 Datos de la bomba de condensado

Velocidad, RPM	3500
Diámetro, mm	196.06
Flujo, m <sup>3</sup> /h	460
Cabeza, m de agua	132
ANPSr, m	16
Eficiencia	80.7%
Potencia, kW	205

6. **Bomba de circulación.** La bomba centrífuga seleccionada cuenta con las siguientes características:

Tabla 10 Datos de bomba de circulación

Velocidad, RPM	365
Diámetro, m	1.106
Flujo, m <sup>3</sup> /h	27,403
Cabeza, m de agua	18.3
ANPSr, m	6.98
Eficiencia	86 %
Potencia, kW	1575

## VIII. DISCUSIÓN

El primer objetivo para la realización de este trabajo fue la proyección de la demanda de energía eléctrica en el país. Es importante la determinación de un modelo que permita obtener resultados confiables para dar sustentabilidad al análisis del proyecto, para este caso específico se ha optado por el modelo lineal de variables ponderadas. Como se puede observar en el apéndice B (Pág. No. 47) se eligieron tres variables para determinar la proyección, la primera de ellas fue el Producto Interno Bruto, ya que tiene una influencia vital en la demanda de energía relacionado con el poder adquisitivo del país. La segunda variable considerada es la población, ya que a medida que ésta aumenta ejerce una presión al aparato productivo y conforme se va desarrollando se convierten en demandantes potenciales. Finalmente se consideró la propia serie de demanda histórica cuyo aporte es significativo debido a la tendencia que muestra en el tiempo.

El resultado de las proyecciones de energía eléctrica (GW h) para los próximos 10 años, indica que la tasa de crecimiento del consumo de energía eléctrica será mayor a 5 % los próximos 5 años, teniendo una disminución en los siguientes 5 años, sin embargo el crecimiento se mantiene superior a 3.5 %, lo cual implica que una significativa demanda anual en el consumo de energía eléctrica. Del año 10 al año 15 se asume que el crecimiento se mantiene en un 4 % anual. Lo cual en promedio representa alrededor de 400 GW h de crecimiento anual. Como se puede observar en la tabla 18 (Apéndice B, pág. No. 48) el valor del coeficiente de colinealidad ajustado (R) es de 0.9965, esto implica que el 99.65 % de la variable dependiente, en este caso la demanda de energía, puede ser explicado por medio de las tres variables independientes, PIB, Población y la demanda de energía histórica. Esto implica que el resultado obtenido con el modelo es satisfactorio para efectos de estudio del mercado. Tanto para el análisis de la demanda de energía y potencia eléctrica, no está considerado el efecto la demanda del mercado regional, en la actualidad Guatemala realiza una exportación en promedio de 100 MW. Lo anterior implica un mercado atractivo para la generación de 120 MW de energía eléctrica, que de acuerdo a la proyección de la demanda de potencia eléctrica del INDE (Apéndice A, pág. No. 41) representa el incremento anual promedio.

La localización es un factor importante ya que debido a las cercanías con el Puerto Quetzal reduce de esta manera los costos de abastecimiento del combustible debido al transporte. Como se comentó el proyectó generará oportunidad de trabajo para las áreas aledañas al mismo lo cual además iniciará la construcción de un polo de desarrollo industrial.

El nivel de complejidad de la organización aumenta con el tamaño del proceso ya que es el factor que tiene mayor influencia en la estructura organizacional. Se propone un organigrama que permita el cumplimiento de los procesos operacionales y administrativos de una manera eficiente, sin embargo el mismo puede ser motivo de modificaciones de acuerdo a los requerimientos y análisis futuros que puedan necesitarse.

El Diagrama de flujo muestra los procedimientos más relevantes en la generación de energía eléctrica y a partir del tamaño de la planta se determinó el balance de materiales y energía de los procesos más relevantes. De acuerdo a la selección y cálculos de dimensionamiento (Apéndice C, pág. No. 51) se determinó que el vapor necesario para las condiciones de la turbina es de 3756652.2 kg/h, para lo cual se necesita una producción mayor en la caldera (7 % más) para cubrir las posibles pérdidas de vapor y presión en las líneas de distribución, purgas, etc.

La utilización de las cenizas en la construcción ha puesto remedio a este problema ambiental y además ha logrado bajar los costos de los materiales empleados en este campo hasta en un 16 % (AUPEC ). Este procedimiento reduciría los costos de disposición de cenizas e incluso puede representar una fuente adicional de beneficios por venta de subproductos.

La correcta combustión significa mejor eficiencia de producción de energía eléctrica y la minimización de formación de contaminantes tales como los NO<sub>x</sub>, por lo tanto un quemador correcto que minimice este impacto es necesario que se incluya en el equipo auxiliar de la caldera.

El estudio económico y financiero muestra una inversión necesaria de alrededor de mil cincuenta millones de quetzales, lo cual representa una inversión bastante alta por lo cual se recurre a financiar un préstamo que abarque el 30 % de la inversión inicial a una tasa de interés de 7.40 % anual. Generalmente estos proyectos son realizados por empresas transnacionales y por los gobiernos de los países. El período del proyecto es de 15 años obteniéndose una tasa interna de retorno de 21.98 % lo cual hace bastante atractiva la realización del proyecto que tiene un período de recuperación de 2 años y 4 meses, el valor alto de la tasa de retorno es congruente con el hecho de que la colocación de tal magnitud de dinero puede ser recibida fácilmente y con altos intereses. El Valor Actual Neto se calculó a partir del flujo de efectivo anual a una tasa de descuento del 15 %, que representa el valor aproximado de la tasa de interés bancaria más un valor aproximado de tasa de riesgo.

Los comercializadores se abastecen por medio de contratos de corto plazo firmados con generadores mercantes, buscando comprar la potencia para tener la cobertura que establece la regulación y la energía comprada en el mercado de oportunidad (Spot). El incremento de los precios del petróleo y la incertidumbre que implica el precio spot en el mercado de oportunidad motiva a los comercializadores de buscar garantizarse su abastecimiento con contratos de mediano y largo plazo bajo condiciones de precios estables o con mínima fluctuación. Es por ello que en el flujo de caja está dividido en dos secciones el apartado de ingresos, en este caso ingresos por contrato e ingresos por mercado spot.

Según fuente del Administrador del Mercado Mayorista (AMM) la evolución de la capacidad instalada en Guatemala durante el periodo de 1996 a 2004 se ha incrementado en 749 MW, sin embargo dentro del total de capacidad instalada se tiene considerado mucho equipo cuyas condiciones

de operación son poco confiables y que de acuerdo a la regulación vigente pueden retirarse de operación en los próximos años; esta capacidad se estima en 225 MW.

El objetivo general del trabajo implica que la generación de energía eléctrica sea económica, eficiente y sostenible. Como se habló anteriormente el precio del carbón es el menor de entre los combustibles fósiles obteniéndose una mejor economía en la generación de energía eléctrica, la eficiencia puede mejorarse conjuntamente con la minimización del impacto ambiental al implementar mejoras en la emisión de contaminantes y la disposición de los subproductos.

La capacidad instalada del parque generador de Guatemala que en su mayoría corresponde a la tecnología de motores Diesel operados con combustible Bunker, lo hace muy vulnerable al incremento de los precios del petróleo, lo cual se refleja con lo volátil del precio spot del Mercado de Oportunidad. La tendencia de alza se ha manifestado durante el año 2005 principalmente en los meses de marzo, abril, mayo y junio, periodo en el cual se cuenta con la generación de los ingenios azucareros, pero disminuye la disponibilidad de agua para las hidroeléctricas y el alza de los precios del Bunker o Fuel Oil No. 6 que utilizan la mayoría de las plantas generadoras de Guatemala. La mayor estabilidad y sostenibilidad del precio del carbón implica un precio spot más estable y más atractivo para los comercializadores.

## IX. CONCLUSIONES

1. La demanda de energía eléctrica representa en promedio un incremento anual de alrededor de 400 GW h, lo cual está representado por una tasa de crecimiento de consumo entre 3.5 % y 5 %.
2. La planta se construirá en una finca localizada a 30 kilómetros del Puerto Quetzal debido a la reducción de costos de transporte de combustible de las instalaciones del puerto a la planta.
3. El uso de un quemador correcto minimiza el impacto ambiental y mejora la eficiencia de la combustión y con ello la producción de energía eléctrica.
4. La capacidad de la planta, 120 MW, llena las expectativas de diseño con una inversión aproximada de mil cincuenta millones de quetzales.
5. La realización del proyecto representa una tasa interna de retorno de 21.98 % durante el período de 15 años del mismo.
6. El valor actual neto del proyecto con una tasa de descuento de 15 % es de alrededor de 213 millones de quetzales.
7. El período de recuperación es de 2 años con 4 meses aproximadamente.

## X. RECOMENDACIONES

1. Se recomienda la venta de parte de la producción de energía al mercado por contrato con el fin de asegurar el retorno de la inversión y pago a financistas. El resto puede venderse en el mercado de oportunidad.
2. Se recomienda la venta de las cenizas como subproducto para la elaboración de materiales para construcción, como cemento, blocks y ladrillos.
3. Es recomendable la utilización de tecnologías innovadoras para la combustión del combustible con el fin de reducir las emisiones de contaminantes y mejoras en la eficiencia.
4. Se recomienda la realización de análisis del combustible para determinar los requerimientos implicados a su poder calorífico de acuerdo al tipo de carbón que se utilice, buscando el menos dañino al ambiente.
5. El esquema organizacional puede ser modificado de acuerdo a los requerimientos y análisis futuros que puedan necesitarse.
6. Se recomienda que el crecimiento de la construcción se desarrolle por etapas para de acuerdo al crecimiento de la demanda, realizándose un estudio previo.

## XI. BIBLIOGRAFÍA

- Aguilar, Martiniano. 1981. *Criterios De Diseño De Plantas Termoeléctricas*. Primera Edición. México, Editorial Limusa. 380 págs.
- Decher, Reiner. 1994. *Energy Conversión*. 3ª edición. Estados Unidos, Oxford University Press. 676 págs.
- Eulinger, Ronald. 1992. *ASME Guidelines For Performance Monitoring*, Electric Power Research Institute, Alabama.
- Perry, Robert. D. Green. 1999. *Perry's Chemical Engineers' Handbook*. 7a Edición. Estados Unidos, McGraw-Hill. Edición Electrónica.
- Peters, Max. 1991. *Plant Design and Economics For Chemical Engineers*. 4ª Edición. Estados Unidos, McGraw-Hill. 910 págs.
- Severns, W.H. 1972. *Energía Mediante Vapor, Aire o Gas*. 5ª Edición. España, Editorial Reverté, S.A.
- Shinskey, F.G. 1988. *Process Control Systems*. 3a Edición. Estados Unidos, McGraw-Hill, 526 págs.

### Referencias de Internet

- AMM. 2006. *Administrador del Mercado Mayorista* [en línea].  
<<http://www.amm.org.gt/index.html>> [consulta: 20 de julio de 2006].
- AUPEC. 1997. *Resurgiendo de las Cenizas*. Universidad del Valle de Colombia [en línea].  
<<http://aupec.univalle.edu.co/informes/junio97/boletin40/cenizas.html>> [consulta: Octubre 2006]
- CNEE. 2006. *Comisión Nacional de Energía Eléctrica* [en línea]  
<<http://www.cnee.gob.gt/html/memo/memorias.htm>> [consulta: 22 de julio de 2006]

- Entergy. 2006. *How Power Plants Work*. [en línea]. <[http://www.energy.com/energy\\_education/power\\_plants.aspx](http://www.energy.com/energy_education/power_plants.aspx)> [consulta: 1 de agosto de 2006]
- INDE. 2002 *Instituto Nacional de Electrificación* [en línea]. <<http://inde.gob.gt/inde.htm>> [consulta: 25 de julio de 2006]
- MEM. 2006. *Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de Energía* [en línea] <<http://www.mem.gob.gt/Portal/Home.aspx?sub=Dirección%20General%20de%20Energía>> [consulta: 18 de julio de 2006].
- Vitalis, B. 2000. *New Coal Fired Steam Generator Design for High Plant Efficiency and Low Emissions*, Technical Publication, Estados Unidos, Babcock Power Inc. [en línea] <<http://www.babcockpower.com/pdf/rst-163.pdf>> [Consulta: Octubre de 2006]

## XII. APÉNDICE

### A. Datos Utilizados.

#### 1. Producto Interno Bruto

Tabla 11 Producto Interno Bruto.

Año	PIB (Miles de Q.)
1990	3,389,552
1991	3,513,627
1992	3,683,616
1992	3,828,260
1994	3,982,682
1995	4,179,767
1996	4,303,395
1997	4,491,199
1998	4,715,468
1999	4,896,875
2000	5,059,746
2001	5,191,900
2002	5,308,700
2003	5,121,900
2004	5,566,500

#### 2. Población.

Tabla 12 Población histórica

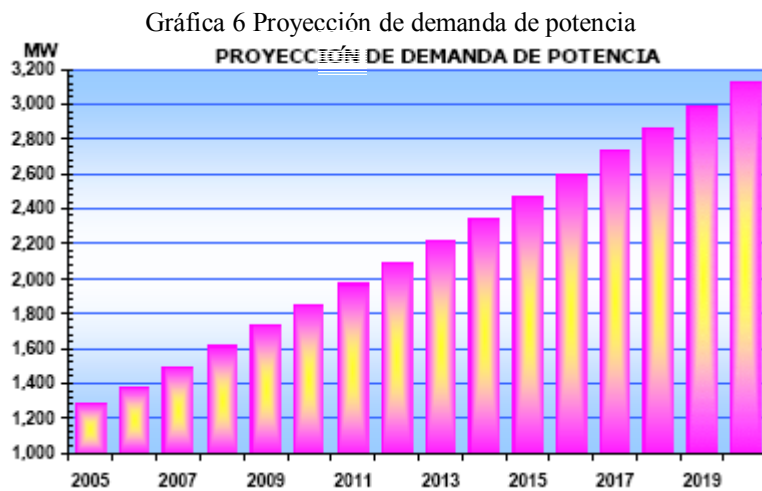
Año	Total
1990	8,907,618
1991	9,116,959
1992	9,331,182
1992	9,550,346
1994	9,774,512
1995	10,003,739
1996	10,235,994
1997	10,471,235
1998	10,712,516
1999	10,962,888
2000	11,225,403
2001	11,503,653
2002	11,791,136
2003	12,087,014
2004	12,390,451

### 3. Demanda de energía eléctrica histórica.

Tabla 13 Demanda de energía eléctrica

Año	Demanda de energía GW h
1990	2,334
1991	2,458
1992	2,748
1992	2,972
1994	3,268
1995	3,546
1996	3,782
1997	4,193
1998	4,483
1999	4,885
2000	5,352
2001	5,645
2002	6,005
2003	6,295
2004	6,677

4. Demanda de potencia. De acuerdo a las estimaciones realizadas por el Instituto Nacional de Electrificación –INDE-, y tomando como base el escenario medio, se requieren en promedio de aproximadamente 120 MW anuales durante los próximos 15 años:



## 5. Proyección del precio spot.

Tabla 14 Proyección del precio spot

Año	Q/MW h
2006	575.24
2007	667.43
2008	679.82
2009	568.86
2010	545.30
2011	519.08
2012	494.00
2013	446.12
2014	428.64
2015	419.52
2016	410.40
2017	410.40
2018	410.40
2019	410.40
2020	410.40

## 6. Curva de precios de combustibles:

a. HFO (Búnker). La curva de precios del búnker se obtuvo a partir de una combinación de Bruggemann y las publicaciones de Woodmac Fundamental Forecast.

b. Carbón. La curva de precios del carbón se sacó de una canasta de carbones, considerando precios históricos y proyecciones publicadas por el Energy Outlook; los carbones bituminosos altamente volátiles utilizados fueron:

- 1) Venezuela, Maracaibo a 29307.6 kJ/kg
- 2) Colombia, Bolívar 26,981.6 kJ/kg
- 3) Promedio entre ambos 28,145 kJ/kg

Tabla 15 Precios de combustibles

periodo 2006-2020		
Año	HFO 3 % S Q/m <sup>3</sup>	Carbón Q/TM
2006	2236.98	473.33
2007	2236.98	427.04
2008	2051.04	536.86
2009	1708.33	529.95
2010	1365.13	451.74
2011	1179.19	456.00
2012	1205.96	456.00
2013	1267.14	456.00
2014	1260.45	440.80
2015	1288.65	440.80
2016	1194.97	440.80
2017	1194.97	440.80
2018	1194.97	440.80
2019	1194.97	440.80
2020	1194.97	440.80

Costo de transporte de carbón hasta la planta: Q190/TM

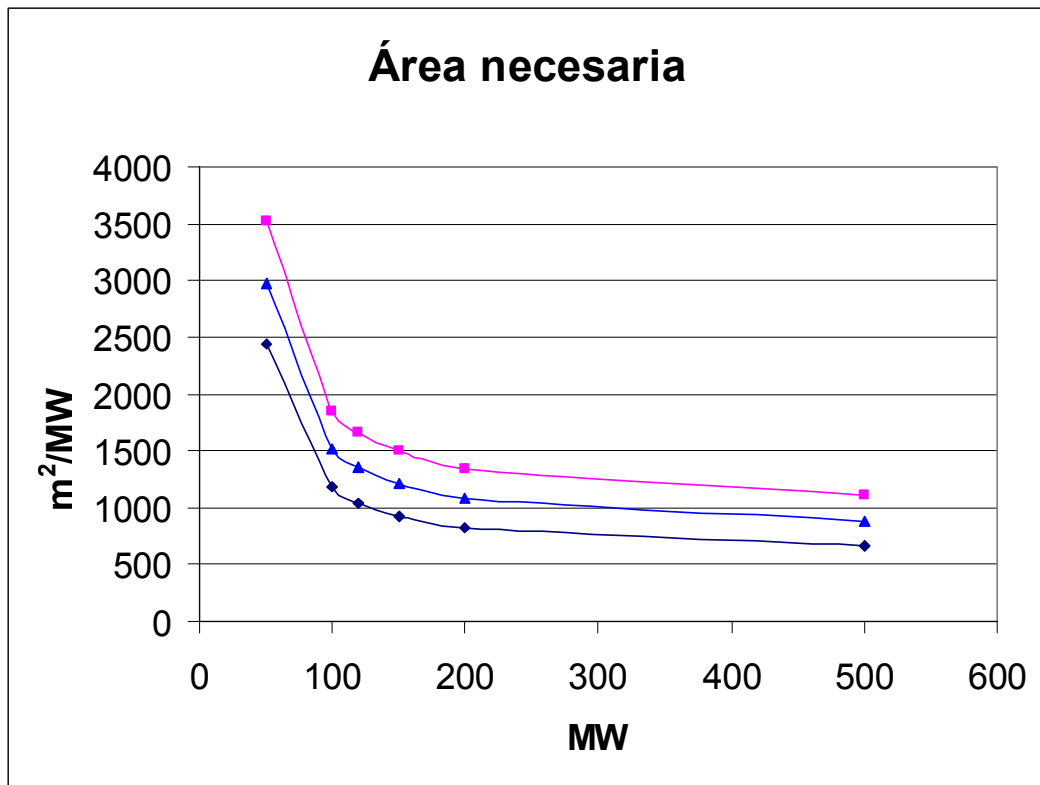
#### 7. Análisis típico del carbón:

Tabla 16 Análisis típico del carbón

Análisis	Porcentaje en masa, %
Carbono	61.98
Hidrógeno	4.19
Nitrógeno	1.22
Azufre	3.79
Oxígeno	5.54
Ceniza	13.78
Humedad	9.50

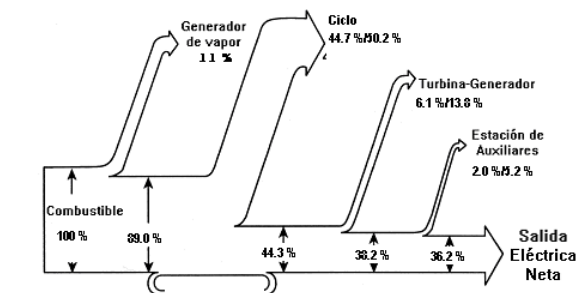
8. Superficie específica requerida para plantas termoeléctricas. Según Aguilar, la superficie específica requerida para plantas termoeléctricas que utilizan carbón mineral siguen la tendencia de la siguiente gráfica.

Gráfica 7 Superficie específica requerida para plantas termoeléctricas



9. Eficiencia típica de una planta fósil de generación. La siguiente figura es un diagrama Sankee obtenido de EPRI (Electrical Power Research Institute).

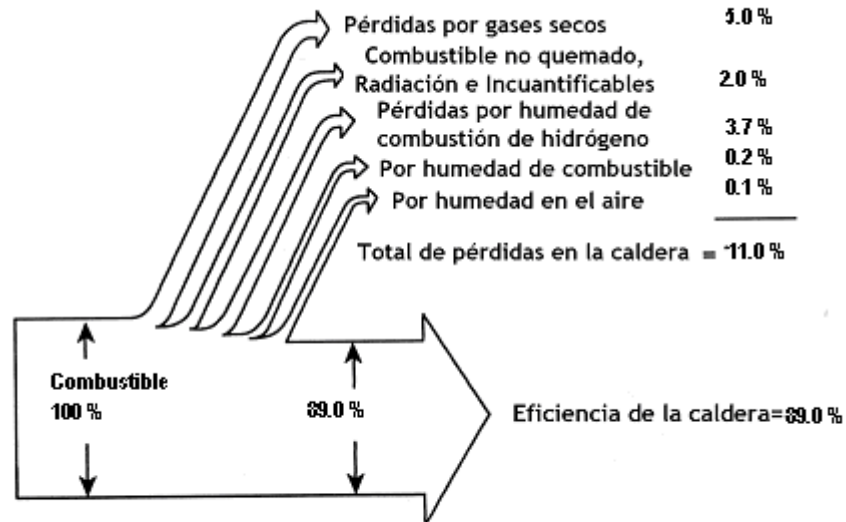
Figura 9 Diagrama Sankee para la eficiencia de generación de energía eléctrica a partir de combustibles fósiles.



\* El Segundo número es el porcentaje de corriente hacia arriba

10. Descripción de las pérdidas de una caldera fósil típica. La siguiente figura obtenida de EPRI muestra las pérdidas (eficiencia) de una caldera típica de combustibles fósiles.

Figura 10 Pérdidas de un caldera fósil típica.



11. Temperatura de agua de enfriamiento. Aguilar recomienda las siguientes temperaturas de agua de enfriamiento dependiendo de la presión absoluta en el condensador:

Tabla 17 Temperatura de agua de enfriamiento.

agua de enfriamiento	
Vacío, kPa abs.	T, °C
3.437	16
5.166	21
6.762	25
8.491	29
10.22	32
11.816	35

## B. Proyección de la demanda de energía eléctrica

Modelo lineal de variables ponderadas, este modelo se basa en tres variables explicativas a saber.

Las ponderaciones de las variables quedaron conformadas de la siguiente manera:

Variable peso

- Producto Interno Bruto real 30 %
- Población 35 %
- Demanda histórica de energía 35 %

Con las variables identificadas y determinadas en las ponderaciones se procedió a estimar la demanda, utilizando los datos históricos de la tabla A.1, tabla A.2 y tabla A.3 (págs. No. 42 y 43)

El modelo de pronóstico utilizado quedó estructurado de la siguiente forma:

$$Dee_{t+1} = \sum \text{Pr onóstico}(PIB_{t-1} \times W_i + Pob_i \times W_i + Dee_{t-1} \times W_i)$$

Donde:

$PIB_{t-1}$  : Producto Interno Bruto para el año anterior

$W_i$ : Peso o ponderación de la variable dentro del modelo

$Pob_t$  : Proyección de la población para el año a pronosticar

$Dee_{t-1}$  : Demanda histórica de energía eléctrica para el período a pronosticar.

Se utilizó un modelo profesional desarrollado con fines de proyecciones de Regresión Múltiple utilizando las variables explicadas con anterioridad. El programa llamado *Multiple Regression Analysis and Forecastings* es una plantilla de Excel de la empresa Excel Business Tools. La teoría de dicho modelo se expone a continuación (proporcionada por el programa):

“La Regresión Múltiple puede ser utilizada para propósitos de pronóstico. El método observa como un número de variables ha afectado históricamente a una variable dependiente. De aquí la relación entre estas variables y la variable dependiente se puede expresar como:

$$Y = A + B_1X_1 + B_2X_2 + \dots + B_nX_n + E$$

Donde:

Y= valor de la variable dependiente predicha.

A= valor de Y cuando todas las variables son cero.

X= las variables independientes

B= los coeficientes correspondientes a las variables independientes.

n= el número de variables independientes.

E= un término de error.

Al pronosticar las variables independientes, se puede predecir la variable dependiente. Sin embargo, para asegurar que las relaciones no son coincidentales, primero se debe asegurar la correlación entre la variable dependiente y las variables independientes individualmente. Esto se puede alcanzar al aplicar el coeficiente de correlación de Pearson (conocido como R) para cada variable independiente. Esto dice que tanto del cambio en la variable dependiente puede ser explicado por un cambio en la variable independiente. Las variables con  $R^2$  alto deben entonces ser usadas para la regresión múltiple. El mismo coeficiente de correlación puede ser aplicado a múltiples variables independientes.

$$R^2 = \frac{(B'X'Y' - nPRO(Y)^2)}{Y'Y - nPRO(Y)^2}$$

Donde:

$B', X', Y'$  = Matrices de todas las posibles combinaciones de B, X y Y respectivamente

La  $R^2$  ajustada es calculada al corregirse para el número de variables independientes en un análisis de regresión múltiple. La fórmula Aju  $R^2 = 1 - (1 - R^2) \frac{(n-1)}{(n-k)}$ , es frecuentemente usada para comparar los modelos en los que intervienen diferente números. La significancia estadística de la regresión múltiple puede ser evaluada con la prueba F, la cual se deriva de una distribución normal de probabilidad. Un punto crítico sobre la distribución se puede encontrar dando un nivel de confianza requerido, el número de variables y el número de observaciones. Si la F estadística está sobre este punto entonces el análisis puede ser tomado estadísticamente significativo para este nivel de confianza.

$$F - estadística = \frac{R^2 / (k - 1)}{(1 - R^2) / (n - k)}$$

Donde:

k= número de variables independientes.”

Los resultados del análisis se muestran a continuación:

Tabla 18 Parámetros del modelo lineal de variables ponderadas.

Parámetros de ecuación	
R Cuadrada	0.9971
R Cuadrada ajustada	0.9965
Error estándar	85.9601
F - Estadístico	1312.2732

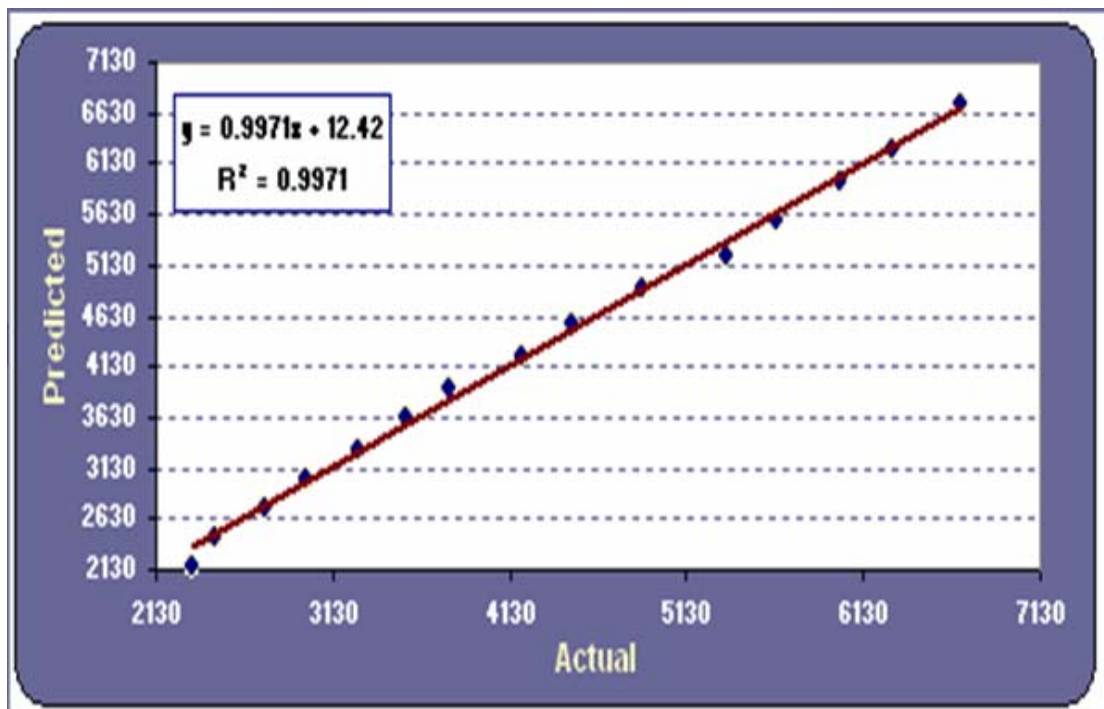
Tabla 19 Análisis del modelo lineal de variables ponderadas.

Ecuación de regresión múltiple			Análisis independiente		
	Coefficientes	Error estándar	R <sup>2</sup>	Gradiente	Intercepto
Intercepto	83,772.291	151,579.557			
PIB (Miles de Q.)	0.000	0.000	97.15 %	0.00	-4772.66
Población	0.001	0.000	99.70 %	0.00	-9436.56
Año	-47.462	77.440	99.05 %	316.23	-627174.79

Tabla 20 Pruebas de multicolinealidad entre variables independientes

PRUEBAS DE MULTICOLINEALIDAD ENTRE VARIABLES INDEPENDIENTES				
R <sup>2</sup> ajustado contra otra Independiente	Matriz de R <sup>2</sup> Independiente			
97.67 %	100 %	97 %	98 %	PIB (Miles de Q.)
99.27 %	97 %	100 %	99 %	Población
99.50 %	98 %	99 %	100 %	Año
	PIB (Miles de Q.)	Población	Año	

Gráfica 8 Valor predicho en función al valor actual.



### C. Selección y cálculos de dimensionamiento:

1. Terreno. Los tamaños requeridos para una planta que genera a partir de Carbón son determinados por los siguientes parámetros (Ver Gráfica 7)

El límite inferior está dado por la siguiente ecuación:

$$SE = 570.90244 \times e^{72553391 / MW}$$

Error Estándar: 0.0023086

Coefficiente de Correlación: 0.9977262

Límite superior:

$$SE = 972.87194 \times e^{64.412564 / MW}$$

Error Estándar: 0.0046340

Coefficiente de Correlación: 0.9953345

Donde:

SE=Superficie Específica en  $m^2/MW$

MW= Potencia de la Planta de Generación de Energía.

Para el caso de 120 MW se tienen los siguientes valores tomando el valor medio entre ellos, se tiene:

$$SE = \left( 570.90244 \times e^{72553391/120} + 972.87194 \times e^{64.412564/120} \right) = 1354.56 \text{ m}^2 / MW$$

Area total:

$$ha = 1354.56 m^2 / MW \times 120 MW = 162547.2 \text{ m}^2$$

2. Turbina. Se plantea la selección de 120 MW lo cuál representa la el incremento anual de la demanda de potencia, además de estar arriba del valor mínimo para formar parte del AMM.

a. Potencia real. De la Figura 10 se puede obtener que la eficiencia de una turbina típica incluyendo la potencia necesaria para las unidades auxiliares es de 86.2 %, lo cual permite el cálculo de la potencia real disponible:

$$P_{Real} = P_{Nominal} \times \eta$$

En este caso se tiene una potencia real de 120 MW y con la eficiencia anterior de 86.2 %:

$$P_{Real} = 120 \text{ MW} \times 86.2 \% = 103.44 \text{ MW}$$

Por lo tanto la potencia neta disponible para la venta será 103.44 MW

b. Producción neta. Se espera que la disponibilidad de operación de la planta sea de 8,000 horas/año lo cual implica una producción neta para la venta al año:

$$\text{Producción Neta} = 8000 \frac{\text{horas}}{\text{año}} \times 103.44 \text{ MW} = 827520 \text{ MW h/año} = 827.52 \text{ GW h/año}$$

c. Datos del turbogenerador. La turbina seleccionada es una turbina de 120 MW condensing y cuenta con la siguientes características:

-Presión de vapor: 10.1 MPa absoluta

-Temperatura del vapor: 538 °C

-La presión de salida es 5.0805 kPa, tomando en cuenta un límite máximo de 10 % de humedad.

d. Flujo de vapor. El cálculo para el valor nominal de 120 MW.

$$P = \dot{m}(H_0 - H_1)$$

Donde:

P=Potencia nominal de la turbina.

$\dot{m}$  = velocidad de flujo de masa de vapor

$H_0$  = Entalpía de vapor a las condiciones de entrada (538 °C, 10.1 MPa)=3469 kJ/kg

$H_1$  = Entalpía de vapor a las condiciones de salida. (5.0805, 10 %)=2319 kJ/kg

Estos valores se obtienen a partir de las tablas de vapor.

Por lo tanto:

$$\dot{m} = \frac{120 \text{ MW}}{(3469 \text{ kJ/kg} - 2319 \text{ kJ/kg})} = \frac{120,000 \text{ kJ/s}}{1150 \text{ kJ/kg}} = 104.35 \text{ kg/s} \approx 375,652 \text{ kg/h}$$

### 3. Condensador.

- a. Temperatura de agua de enfriamiento. Mediante la interpolación de datos de la tabla 15 (pág. No. 45) para una presión de 5.085 kPa la temperatura del agua de enfriamiento debe ser de 21 °C.
- b. Velocidad y pérdidas de presión. Según Aguilar, la velocidad varía de 1.8 a 2.3 m/s, y las pérdidas de presión por paso es de 2.94 kPa. La carga de vapor es el flujo de vapor a plena carga de la turbina, es decir 375652 kg/h.
- c. Número de pasos. La mayoría de condensadores se fabrican de uno o dos pasos de agua. Si la cantidad de agua de enfriamiento está limitada, se elegirá un condensador de dos pasos, ya que este utiliza menor cantidad de agua. (Aguilar).
- d. Temperatura de salida del agua de enfriamiento. Según Severns la temperatura de salida del agua de enfriamiento está a 5 °C inferior a la correspondiente a la presión del vapor en el condensador, en este caso la temperatura a 5.0805 kPa es de 33.16 °C. Por lo tanto el agua sale aproximadamente a 28 °C.
- e. Superficie. Según Aguilar se utiliza 49 kg de vapor/h. m<sup>2</sup> de superficie para condensadores de un paso.

Entonces:

$$S = \frac{375652 \text{ kg/h}}{49 \text{ kg/h m}^2} \approx 7670 \text{ m}^2$$

Flujo de agua de enfriamiento:

$$V_e = \frac{m_s (h_x - h_{f,c})}{h_{f,2} - h_{f,1}} \times v_e$$

Donde:

$m_s$ = flujo de vapor, kg/h =375652 kg/h

$h_x$ = entalpía del vapor= 2319 kJ/kg

$h_{f,c}$ = entalpía del condensado = 138.4 kJ/kg

$h_{f,2}$ = entalpía de agua de circulación al abandonar el condensador (28 °C)=117 kJ/kg

$h_{f,1}$ = entalpía de agua de circulación al entrar al condensador (21°C) = 87.1 kJ/kg

$v_e$ = Volumen específico medio del agua de circulación (24.5 °C)=0.00100 m<sup>3</sup>/kg

Entonces el flujo obtenido es de:

$$V_e = \frac{375652 \text{ kg/h}(2319 \text{ kJ/kg} - 138.4 \text{ kJ/kg})}{117 \text{ kJ/kg} - 87.1 \text{ kJ/kg}} \times 0.00100 \text{ m}^3 / \text{kg} = 27396 \text{ m}^3 / \text{h}$$

- f. Eyector de vacío. Para operación normal se recomienda  $5.9 \times 10^{-3} \text{ m}^3/\text{s}$  de aire estándar.

Para arranque se recomienda  $0.425 \text{ m}^3/\text{s}$  de aire estándar.

Se dispondrá de dos bancos de eyectores del 100% de capacidad para operación normal y uno para el arranque.

4. Caldera. El flujo de vapor principal deberá ser entre 4 y 7 % mayor que el flujo nominal de la turbina.

La presión en la salida del sobrecalentador a plena carga deberá ser entre 2 y un 5 % mayor que la presión de la turbina, para tomar en cuenta la caída de presión en líneas de vapor principal.

La temperatura del vapor, tanto principal como recalentado, deberá ser 3 °C mayor que la temperatura a la turbina. (Aguilar)

- a. Velocidad de flujo de masa de vapor

$$\dot{m}_r = \dot{m}_T \times 1.07 = 401947.8 \text{ kg/h}$$

- b. Presión de salida del sobrecalentador

$$p = p_n \times 1.05 = 10.61 \text{ MPa}$$

- c. Temperatura del vapor

$$T = T_n + 3^\circ \text{C} = 541^\circ \text{C}$$

- d. Entalpía del vapor. A partir de las tablas de vapor:

$$H = 3471 \text{ kJ/kg}$$

- e. Entalpía del agua de alimentación. Utilizando una presión de 1.25 la presión de vapor sobrecalentado y una temperatura de 160 °C y a partir de las tablas de vapor:

$$h = h_{l(T)} + v_{l(T)} \times (P - P_{sat(T)})$$

En este caso:

$$h = 588.7 \text{ kJ/kg} + 0.00108 \text{ m}^3/\text{kg} \times (13256.25 \text{ kPa} - 361.3 \text{ kPa}) = 602.63 \text{ kJ/kg}$$

- f. Rendimiento global. El rendimiento global de una caldera vapor en condiciones de funcionamiento cualesquiera es la relación entre el calor transmitido y la energía suministrada en forma de combustible:

$$e_b = \frac{\dot{m}_s (h - h_f)}{\dot{m}_f \times F} \times 100$$

Donde:

$e_b$  = rendimiento global

$\dot{m}_s$  = velocidad de flujo de masa de vapor producido por la caldera en kg/h

$h$  = Entalpía del vapor a la presión y temperatura observados.

$h_f$  = Entalpía del agua de alimentación a la presión y temperatura observados.

$\dot{m}_f$  = Velocidad de flujo de masa de combustible utilizado por la caldera en kg/h

$F$  = Poder calorífico del combustible quemado.

Según Severns las grandes instalaciones que queman carbón pulverizado tienen un rendimiento de caldera comprendido entre 80 y 88 %. Si se utilizan precalentadores de aire y economizadores, se consiguen rendimientos globales del 85 al 92 %. Utilizando el valor de 89 % que también se encuentra en la Figura A.2 se obtiene el siguiente consumo de combustible:

$$\Rightarrow m_f = \frac{401947.8 \text{ kg/h} \times (3471 \text{ kJ/kg} - 602.63 \text{ kJ/kg})}{89\% \times 28145 \text{ kJ/kg}} \times 100 \approx 46027.15 \text{ kg/h}$$

g. Tipo de circulación. La circulación natural se utiliza hasta un límite máximo de presión de 16.6 MPa, por lo tanto se utilizará una caldera de tiro natural ya que la presión de Trabajo está en 10.3 MPa.

h. Pulverización. Se pulverizará a las siguientes condiciones:

El 100 % del pulverizado debe pasar por un tamiz de 50 mallas.

Del 75 al 80 % del pulverizado debe pasar por un tamiz de 200 mallas.

i. Cantidad teórica de Aire. Se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$m_{ta} = 11.5C + 34.5\left(H - \frac{O}{8}\right) + 4.32S$$

en donde C, H, O y S representan, respectivamente, los pesos de carbono, hidrógeno, oxígeno y azufre por kilogramo de combustible.

Tomando los valores de la tabla 16 en el apéndice A (Pág. No. 45) se tiene la siguiente cantidad de aire teórica.

$$m_{ta} = 11.5 \times 0.6198 + 34.5 \left( 0.0419 - \frac{0.0554}{8} \right) + 4.32 \times 0.0379 = 8.98 \text{ kg/kg combustible}$$

- j. Cantidad real de aire. La cantidad real recomendada de aire para la combustión de carbón pulverizado está entre 1.1 y 1.2. (Aguilar)

Tomando el valor mayor:

$$m_{ra} = 1.2 * 8.98 = 10.776 \text{ kg/kg de combustible}$$

La cantidad total de aire es:

$$m_T = 10.776 \text{ kg/kg} \times 50435.4 \text{ kg/h} = 495761.6 \text{ kg/h}$$

- k. Flujo de gas

$$m_g = 46027.15 \text{ kg/h} \times 0.8622 + 495761.6 \text{ kg/h} = 535446.21 \text{ kg/h}$$

- l. Cenizas

$$m_c = 46027.15 \text{ kg/h} \times 0.1378 = 6342.54 \text{ kg/h}$$

- m. Temperatura de salida de la chimenea. Para evitar la corrosión por el contenido de azufre que pueda llegar a su punto de rocío debe ser superior o igual a 130 °C.

## 5. Bombas

a. Bomba de alimentación. La presión de bombeo para dimensionar la bomba, se elige en función de la presión de vapor sobrecalentado. Para el flujo máximo de agua, la bomba debe tener margen 10% mayor de la presión del vapor más la resistencia hidráulica total entre la bomba y la salida el sobrecalentador. Para el cálculo preliminar de la presión de bombeo se utiliza el siguiente valor para calderas de circulación natural.

$$P_{aa} = 1.25P_1$$

Donde:

$P_{aa}$ = Presión de bombeo.

$P_1$ = Presión de vapor sobrecalentado.

En este caso:

$$P_{aa} = 1.25 \times 10.61 \text{ MPa} = 13.26 \text{ MPa}$$

El equivalente en altura de cabeza de agua es en este caso:

$$H_m = 13.26 \text{ MPa} \times \frac{1 \times 10^6 \text{ Pa}}{\text{MPa}} \times \frac{1}{9.8 \text{ m/s}^2} \times \frac{1}{1000 \text{ kg/m}^3} = 1353.06 \text{ m}$$

La bomba de alimentación succiona del tanque de almacenamiento del aireador, el cual debe estar entre 140 y 180 °C, entonces se puede tomar el valor medio, en este caso 160 °C.

1) Flujo volumétrico. A partir del volumen específico y el flujo másico:

$$Q = v_{l(T)} \times \dot{m} = 0.00108 \times 401947.8 \text{ kg/h} = 434.1 \text{ m}^3 / \text{h}$$

Selección de la bomba: De acuerdo al catálogo de Gould Pumps se seleccionó la siguiente bomba:

Tabla 21 Bomba modelo 3600 6x8-13D 8 etapas

Velocidad, RPM	3500
Diámetro, mm	311.15
Flujo, m <sup>3</sup> /h	454
Cabeza, m de Agua	1375
ANPSr, m	8.51
Eficiencia	77.5%
Potencia, MW	2.02

Potencia del motor:

$$P = \frac{2.02 \text{ MW}}{77.5\%} = 2.61 \text{ MW}$$

Según Aguilar, se debe contar con una bomba de arranque y reserva con la misma capacidad a la bomba principal..

- b. Deaerador. La altura del deaerador, se debe especificar para tener ANPS disponible para la bomba de alimentación mediante la siguiente ecuación:

$$H_s = \frac{1}{10} \left( \frac{P_o}{\rho} - \frac{P_v}{\rho} \right) - H_{(ANPSr)} - H_{P_s}$$

Donde:

Hs= Altura de succión.

Po=Presión sobre la superficie del líquido, Pa

$\rho$  = peso específico, kg/m<sup>3</sup>

Pv=Presión de vapor del líquido, Pa.

Hps=pérdidas en la línea de succión, m.

Po en el deaerador de 686000 Pa.

Pv (160°C)=361300 Pa

$\rho$  =925.9kg/m<sup>3</sup>.

Hps= un valor típico es de 0.6m

Por lo tanto:

$$H_s = \frac{1}{10} \frac{686000 \text{ Pa}}{925.9} - \frac{1}{10} \frac{361300 \text{ Pa}}{925.9} - 8.51 \text{ m} - 0.6 \text{ m} = 26 \text{ m}$$

- c. Bomba de condensado. La altura total de bombeo  $H$  del condensado, en m de columna de agua, se calcula en la siguiente forma:

$$H = H_m + H_e + H_f$$

Donde:

$H_m$  = Altura manométrica de bombeo, en m

$H_e$  = Altura estática, 26 m

$H_f$  = Pérdidas por fricción, normalmente tiene un valor entre 20 y 30m.

$$H_m = \frac{(P_d - P_c)}{\rho \cdot g}$$

Donde:

$P_d$  = Presión del deareador: 686000 Pa

$P_c$  = Presión del condensador: 5080.5 Pa

Entonces:

$$H_m = \frac{(686000 - 5080.5)}{925.9 \times 9.8} = 75 \text{ m}$$

Entonces la altura total es:

$$H = 75 + 26 + 30 = 131 \text{ m}$$

El flujo total: Se recomienda aumentar un 5 % para drenes y agua de repuesto. Entonces

$$Q = 434.1 \text{ m}^3 / \text{h} \times 1.05 = 460 \text{ m}^3 / \text{h}$$

Selección de la bomba: De acuerdo al catálogo de Gould Pumps se seleccionó la siguiente bomba:

Tabla 22 Bomba modelos VIT/VIC/VIS 11CHC

Velocidad, RPM	3500
Diámetro, mm	196.06
Flujo, m <sup>3</sup> /h	460
Cabeza, m de agua	132
ANPSr, m	16
Eficiencia	80.7%
Potencia, kW	205

Potencia del motor:

$$P = \frac{205 \text{ kW}}{80.7\%} = 254 \text{ kW}$$

Es recomendada la utilización de dos unidades con la misma capacidad.

- d. Bomba de circulación. La altura dinámica total de las bombas está dada por la siguiente expresión:

$$H = H_e + H_f$$

He= Altura estática, para un circuito cerrado de 8 a 10 m.

Hf=Resistencia hidráulica, sus valores se encuentran entre 6 y 8 m.

$$H = 10 \text{ m} + 8 \text{ m} = 18 \text{ m}$$

Se recomienda una velocidad entre 300 y 450 RPM

Selección de la bomba: De acuerdo al catálogo de Gould Pumps se seleccionó la siguiente bomba:

Tabla 23 Bombas modelos VIT/VIC 50LHXC

Velocidad, RPM	365
Diámetro, m	1.106
Flujo, m <sup>3</sup> /h	27,403
Cabeza, m de agua	18.3
ANPSr, m	6.98
Eficiencia	86 %
Potencia, kW	1575

Potencia del motor:

$$P = \frac{1575 \text{ kW}}{86 \%} = 1830 \text{ kW}$$

## D. Salarios

Tabla 24 Salarios

Personal	Cantidad	Salario Y Horas Extras Q.	Prestaciones Q.	Total Mes Q.	Total Anual Q.
Gerente General	1	40000.00	96984.67	136984.67	1643816.00
Secretaría Gerencia	1	4500.00	11132.65	15632.65	187591.80
Mensajero	1	2000.00	5086.73	7086.73	85040.80
Gerente de Financiamiento	1	30000.00	72801.00	102801.00	1233612.00
Contador General	1	8000.00	19596.93	27596.93	331163.20
Asistente de Contador	1	4250.00	10528.06	14778.06	177336.70
Gerente Administrativo	1	30000.00	72801.00	102801.00	1233612.00
Jefe de Compras	1	4250.00	10528.06	14778.06	177336.70
Limpieza	1	1750.00	4482.14	6232.14	74785.70
Servicios Varios	1	1750.00	4482.14	6232.14	74785.70
Gerente de Planta	1	35000.00	84892.83	119892.83	1438714.00
Gerente de Operaciones	1	30000.00	72801.00	102801.00	1233612.00
Secretaria (Operaciones)	1	4000.00	9923.47	13923.47	167081.60
Ingeniero de Turno	4	12000.00	29270.40	41270.40	1980979.20
Operadores	8	4833.26	11938.60	16771.87	1610099.38
Auxiliar de Caldera	4	3544.25	8821.30	12365.55	593546.21
Gerente de Mantenimiento	1	30000.00	72801.00	102801.00	1233612.00
Secretaria (Mantenimiento)	1	4000.00	9923.47	13923.47	167081.60
Jefe de Mecánicos	1	5476.72	13494.72	18971.44	227657.25

Mecánicos	4	4833.26	11938.59	16771.85	805049.03
Auxiliar de Mecánica	3	3544.25	8821.30	12365.55	445159.66
Jefe Electricistas	1	5476.72	13494.72	18971.44	227657.25
Electricistas	4	4833.26	11938.59	16771.85	805049.03
Instrumentistas	2	4833.26	11938.59	16771.85	402524.52
Jefe Mecánicos de Vapor	1	5476.72	13494.72	18971.44	227657.25
Mecánico de Vapor	2	4833.26	11938.59	16771.85	402524.52
Auxiliar Mec de Vapor	2	3544.25	8821.30	12365.55	296773.11
Jefe de Bodegas y Herramientas	1	5476.72	13494.72	18971.44	227657.25
Bodeguero	3	4833.26	11938.59	16771.85	603786.78
Inventarios	2	4833.26	11938.59	16771.85	402524.52
TOTAL ANUAL, Q					8,592,977.20

### E. Gastos de operación y mantenimiento.

Tabla 25 Gastos de operación y mantenimiento

Mantenimiento, Q/MW h	18.00
Almacenamiento, Q/MW h	4.75
Operación, Q/MW h	37.50
Administración, Q/MW h	4.25
Cenizas, Q/MW h	3.75
O & M, Q/MW h	68.25

### F. Otros gastos

Tabla 26 Otros gastos

Gastos	Q/Mes	Q/Anual
Gastos de oficina	15,000.00	180,000.00
Costos de transporte (vehículos, etc)	10,000.00	120,000.00
Servicios externos (contratos)	100,000.00	1,200,000.00
Entrenamientos y capacitación	15,000.00	180,000.00
Seguridad y Medio Ambiente	25,000.00	300,000.00
Seguridad	50,000.00	600,000.00
Arrendamientos	25,000.00	300,000.00
Comunicaciones	10,000.00	120,000.00
Otros	6,000.00	72,000.00

### G. Inversión estimada.

La inversión está estructurada de la siguiente manera:

- I. Variables 26 %
  - 1 Equipo. 85 %
    - a. Turbina y auxiliares 35 %

	b. Caldera y auxiliares	45 %
	c. Tuberías y accesorios	10 %
	d. Subestación	5 %
	e. Equipo misceláneo	5 %
	2. Montaje	15 %
II. Fijos		18 %
III. Escalación		40 %
IV. Ingeniería		2 %
V. Estructuras		8 %
VI. Arranque		4 %
VII. Varios		2 %

#### I. VARIABLES, 26 %

##### 1. Equipo 85 %

###### a. Turbina 35 %

Inversión	Costo Unitario, Q.	Cantidad	Costo total, Q.
Turbogenerador con auxiliares	11,772,400.00	1	11,772,400.00
Condensador, m <sup>2</sup>	2,200.00	7670	16,874,000.00
Eyector operación normal	394,646.09	2	789,292.18
Eyector arranque	2,482,839.72	1	2,482,839.72
Torre de enfriamiento	6,740,348.90	1	6,740,348.90
Tranporte generador	15,200.00	6	91,200.00
IVA			4,650,009.70
Total turbogenerador			43,400,090.50
Bomba de condensado con motor	255,360.00	2	510,720.00
Bomba de agua de circulación	1,110,908.77	1	1,110,908.77
Instrumentación y control 2 %			900,434.39
TOTAL a			45,922,153.65

###### b. Caldera 45 %

Caldera con auxiliares, deareador, chimenea precipitador, tratamiento	59,567,280.00	1	59,567,280.00
Bomba de alimentación con motor	1,414,322.00	2	2,828,644.00
Instrumentación y control 2%			1,247,918.48

TOTAL b 63,643,842.48

###### c. Tuberías y accesorios, 10 %

Total (10/80) de a y b 13,695,749.52

###### d. Subestación 5%

Total (5/80) de a y b 6,847,874.76

###### e. Equipo misceláneo 5 %

Total (5/80) de a y b			6,847,874.76
TOTAL 1. EQUIPO			136,957,495.16
2. Montaje 15 %			
Total (15/85) de equipo			24,168,969.73
TOTAL VARIABLES			161,126,464.90
II. FIJOS 18 %			
Total (18/26) de variables			111,549,091.08
III. Escalación e intereses durante programa de construcción, 40 %			
Total (40/26) de variables			247,886,869.08
IV. Ingeniería, 2 %			
Total (2/26) de variables			12,394,343.45
V. Estructuras, 8 %			
Total (8/26) de variables			49,577,373.82
VI. Costos arranque, 4%			
Total (4/26) de variables			24,788,686.91
VII. Costos varios, 2 %			
Terreno, Q/m <sup>2</sup>	3.00	170000	510,000.00
Nivelación, Q/m <sup>2</sup>	7.47	170000	1,269,900.00
Otros gastos, organización, licencias, mejoramientos			10,614,443.45
Total varios			12,394,343.45
Inversión total			619,717,172.69
VIII. Contingencia, 15 % del total			
15% de Inversión total			92,957,575.90
CAPITAL DE TRABAJO			
Costos 6 meses, Q.			344,017,220.00
GRAN TOTAL, Q.			1,056,691,968.59

## H. Condiciones préstamo

Monto escenario 120 Mw	1,056,691.97	kQ.
Monto a financiar	317,007.59	kQ.
Equity	739,684.38	kQ.
Tasa de interés anual	7.40	%
Plazo del préstamo	15	Años

---

Tabla 27 Pago de la deuda

Periodo	Amortización préstamo kQ	Intereses kQ	Cuota anual kQ	Saldo kQ
				317,007.59
1	-12,231.64	-23,458.56	-35,690.21	304,775.95
2	-13,136.79	-22,553.42	-35,690.21	291,639.16
3	-14,108.91	-21,581.30	-35,690.21	277,530.25
4	-15,152.97	-20,537.24	-35,690.21	262,377.29
5	-16,274.29	-19,415.92	-35,690.21	246,103.00
6	-17,478.58	-18,211.62	-35,690.21	228,624.42
7	-18,772.00	-16,918.21	-35,690.21	209,852.42
8	-20,161.13	-15,529.08	-35,690.21	189,691.29
9	-21,653.05	-14,037.16	-35,690.21	168,038.24
10	-23,255.38	-12,434.83	-35,690.21	144,782.87
11	-24,976.27	-10,713.93	-35,690.21	119,806.59
12	-26,824.52	-8,865.69	-35,690.21	92,982.07
13	-28,809.53	-6,880.67	-35,690.21	64,172.54
14	-30,941.44	-4,748.77	-35,690.21	33,231.10
15	-33,231.10	-2,459.10	-35,690.21	0.00

## I. Depreciación y amortización.

Datos en miles de Quetzales. Se tomaron en cuenta los incisos I-VI de la inversión estimada. Utilizando el método SMARC.

Tabla 28 Depreciación y amortización (SMARC)

Año	0	1	2	3	4	5
Tasa		5	9.5	8.55	7.7	6.93
Depreciación	0.00	27,887.27	52,985.82	47,687.24	42,946.40	38,651.76
Valor en Libros	557,745.46	529,858.18	476,872.36	429,185.13	386,238.73	347,586.97

Año	6	7	8	9	10	11
Tasa	6.23	5.9	5.9	5.91	5.9	5.91
Depreciación	34,747.54	32,906.98	32,906.98	32,962.76	32,906.98	32,962.76
Valor en Libros	312,839.43	279,932.44	247,025.46	214,062.71	181,155.72	148,192.97

Año	12	13	14	15	16
Tasa	5.9	5.91	5.9	5.91	2.95
Depreciación	32,906.98	32,962.76	32,906.98	32,962.76	16,453.49
Valor en Libros	115,285.99	82,323.23	49,416.25	16,453.49	0.00

## J. Flujo de caja

Tabla 29 Flujo de caja. Años 1-5

	Año	Año	Año	Año	Año	
	1	2	3	4	5	
Ingresos						
Ingreso de capacidad contrato (KQ.)	151,200	151,200	151,200	151,200	151,200	
Ingreso de capacidad spot (KQ)	23,263	26,991	27,492	23,005	22,052	
Ingreso energía contrato (kQ)	270,915	261,065	304,971	309,198	289,516	
Ingreso energía spot (kQ)	186101.64	215926.95	219935.37	184037.59	176415.46	
Ingreso de transmisión (kQ)	8694.00	8694.00	8694.00	8694.00	8694.00	
<b>Ingresos totales (kQ)</b>	<b>640173.57</b>	<b>663877.00</b>	<b>712292.67</b>	<b>676134.09</b>	<b>647877.72</b>	
Costo de ventas						
Pérdidas de transmisión (KQ)	-3723.84	-4003.13	-4303.36	-4626.11	-4973.07	
Costos de transmisión (KQ.)	-8694.00	-9346.05	-10047.00	-10800.53	-11610.57	
Costo de combustibles (KQ.)	-244128.02	-229988.48	-273402.77	-273852.05	-248278.98	
Cargos regulatorios (kQ.)	-5822.21	-6258.87	-6728.29	-7232.91	-7775.38	
Costo O y M variable (KQ)	-56478.24	-60714.11	-65267.67	-70162.74	-75424.95	
<b>Costo total de ventas (kQ)</b>	<b>-318846.31</b>	<b>-310310.64</b>	<b>-359749.09</b>	<b>-366674.35</b>	<b>-348062.95</b>	
Costos fijos (KQ)						
Costo O y M fijo (KQ)	-11664.98	-12539.85	-12539.85	-12539.85	-12539.85	
Depreciación y amortización (KQ)	-27887.27	-52985.82	-47687.24	-42946.40	-38651.76	
Intereses préstamo (kQ)	-23458.56	-22553.42	-21581.30	-20537.24	-19415.92	
Utilidad antes de impuestos (KQ)	248191.60	254603.06	258094.18	218906.67	212647.44	
Impuesto (KQ) (31%)	-76939.39	-78926.95	-80009.19	-67861.07	-65920.71	
Utilidad después de impuestos (KQ)	171252.20	175676.11	178084.98	151045.60	146726.74	
Amortización préstamo kQ	-12231.64	-13136.79	-14108.91	-15152.97	-16274.29	
Depreciación	27887.27	52985.82	47687.24	42946.40	38651.76	
Inversión inicial kQ	-1,056,692					
Préstamo kQ	317,008					
Flujo de efectivo (KQ)	-739,684	186907.83	215525.14	211663.31	178839.04	169104.21

Tabla 30 Flujo de caja. Años 6-10

	Año	Año	Año	Año	Año
	6	7	8	9	10
Ingresos					
Ingreso de capacidad contrato(KQ.)	151,200	151,200	151,200	151,200	151,200
Ingreso de capacidad spot (KQ)	20,992	19,977	18,041	17,334	16,597
Ingreso energía contrato (kQ)	298,331	306,228	314,606	318,363	327,802
Ingreso energía spot (kQ)	167932.76	159818.88	144328.74	138673.61	132772.61
Ingreso de transmisión (kQ)	8694.00	8694.00	8694.00	8694.00	8694.00
<b>Ingresos totales (kQ)</b>	<b>647149.20</b>	<b>645918.10</b>	<b>636870.20</b>	<b>634264.75</b>	<b>637064.83</b>
Costo de ventas					

Pérdidas de transmisión (KQ)	-5346.05	-5747.01	-6178.03	-6641.39	-7139.49	
Costos de transmisión (KQ.)	-12481.36	-13417.46	-14423.77	-15505.56	-16668.47	
Costo de combustibles (KQ.)	-253025.64	-256430.39	-259971.32	-258130.63	-261960.51	
Cargos regulatorios (kQ.)	-8358.53	-8985.42	-9659.33	-10383.78	-11162.56	
Costo O y M variable (KQ)	-81081.82	-87162.95	-93700.18	-100727.69	-108282.27	
Costo Total de ventas (kQ)	-360293.41	-371743.23	-383932.63	-391389.04	-405213.30	
Costos fijos (KQ)						
Costo O y M fijo (KQ)	-31282.11	-33628.27	-36150.39	-38861.67	-41776.30	
Depreciación y amortización (KQ)	-34747.54	-32906.98	-32906.98	-32962.76	-32906.98	
Intereses préstamo (kQ)	-18211.62	-16918.21	-15529.08	-14037.16	-12434.83	
Utilidad antes de impuestos (KQ)	202614.52	190721.41	168351.11	157014.12	144733.42	
Impuesto (KQ) (31%)	-62810.50	-59123.64	-52188.85	-48674.38	-44867.36	
Utilidad después de impuestos (KQ)	139804.02	131597.77	116162.27	108339.75	99866.06	
Amortización préstamo kQ	-17478.58	-18772.00	-20161.13	-21653.05	-23255.38	
Depreciación	34747.54	32906.98	32906.98	32962.76	32906.98	
Inversión inicial kQ	-1,056,692					
Préstamo kQ	317,008					
Flujo de efectivo (KQ)	-739,684	157072.97	145732.75	128908.12	119649.45	109517.67

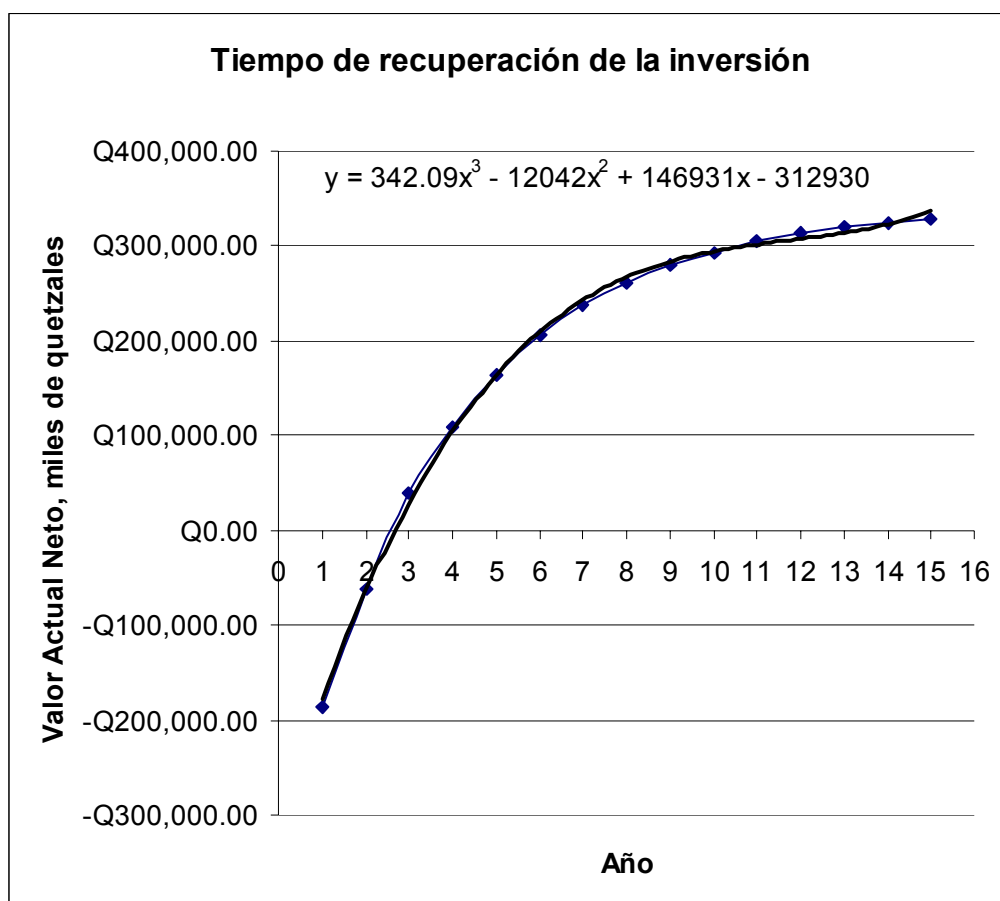
Tabla 31 Flujo de caja. Años 11-15

	Año	Año	Año	Año	Año
	11	12	13	14	15
<b>Ingresos</b>					
Ingreso de capacidad contrato (KQ.)	151,200	151,200	151,200	151,200	151,200
Ingreso de capacidad spot (KQ)	16,597	16,597	16,597	16,597	16,597
Ingreso energía contrato (kQ)	337,824	348,468	359,775	371,791	384,561
Ingreso energía spot (kQ)	132772.61	132772.61	132772.61	132772.61	132772.61
Ingreso de transmisión (kQ)	8694.00	8694.00	8694.00	8694.00	8694.00
Ingresos totales (kQ)	647086.82	657730.85	669038.38	681053.79	693824.57
<b>Costo de ventas</b>					
Pérdidas de transmisión (KQ)	-7674.95	-8250.57	-8869.37	-9534.57	-10249.66
Costos de transmisión (KQ.)	-17918.61	-19262.50	-20707.19	-22260.23	-23929.75
Costo de combustibles (KQ.)	-265943.57	-270085.96	-274394.05	-278874.46	-283534.09
Cargos regulatorios (kQ.)	-11999.75	-12899.74	-13867.22	-14907.26	-16025.30
Costo O y M variable (KQ)	-116403.44	-125133.69	-134518.72	-144607.62	-155453.20
Costo total de ventas (kQ)	-419940.32	-435632.47	-452356.55	-470184.14	-489192.00
Costos fijos (KQ)					
Costo O y M fijo (KQ)	-44909.52	-48277.73	-51898.56	-55790.96	-59975.28
Depreciación y amortización (KQ)	-32962.76	-32906.98	-32962.76	-32906.98	-32962.76
Intereses préstamo (kQ)	-10713.93	-8865.69	-6880.67	-4748.77	-2459.10
Utilidad antes de impuestos (KQ)	138560.29	132047.97	124939.84	117422.94	109235.44
Impuesto (KQ) (31%)	-42953.69	-40934.87	-38731.35	-36401.11	-33862.99
Utilidad después de impuestos (KQ)	95606.60	91113.10	86208.49	81021.83	75372.45

Amortización préstamo kQ		-24976.27	-26824.52	-28809.53	-30941.44	-33231.10
Depreciación		32962.76	32906.98	32962.76	32906.98	32962.76
Inversión inicial kQ	-1,056,692					
Préstamo kQ	317,008					
Flujo de efectivo (KQ)	-739,684	103593.08	97195.56	90361.71	82987.38	75104.10

## K. Tiempo de recuperación de la inversión

Gráfica 9 Tiempo de recuperación de la inversión



El Tiempo de recuperación se obtiene resolviendo la siguiente ecuación cúbica:

$$0 = 327.75x^3 - 12294x^2 + 167654x - 327869$$

Donde x representa el número de años.

El valor obtenido es de:

2.33 años  $\approx$  2 años con 4 meses