

**ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL**

**FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA**

**“Optimización del Costo de Producir un Kw-Hr  
en una Central de Poder”**

**TESIS DE GRADO**

**Previa a la Obtención del Título de  
INGENIERO MECANICO**

**Presentada por:**

**RAUL ROMERO SANTOS**



*Guayaquil - Ecuador*

**1987**

## A G R A D E C I M I E N T O

AL ING. EDUARDO RIVADENEIRA  
Director de Tesis, por su  
ayuda y colaboración para  
la realización de este tra-  
bajo.

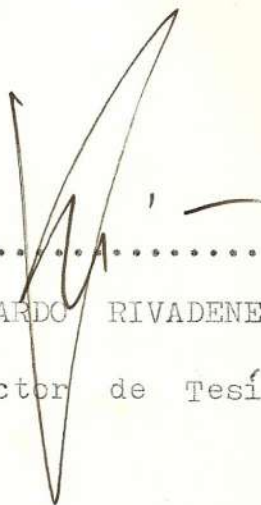
DEDICATORIA

A MIS PADRES

A MIS HERMANOS



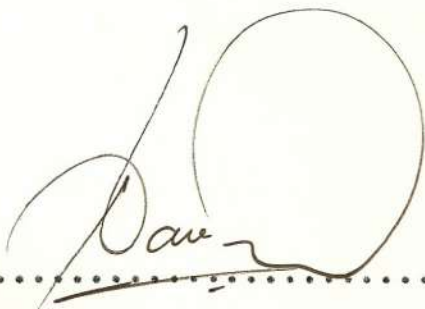
ING. EDUARDO ORCES  
Decano  
Facultad de Ing. Mecánica



ING. EDUARDO RIVADENEIRA  
Director de Tesis



ING. RICARDO CASSIS  
Miembro del Tribunal



ING. RAUL LASCANO  
Miembro del Tribunal



DECLARACION EXPRESA

"La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestos en esta tesis, me corresponden exclusivamente; y, el patrimonio intelectual de la misma, a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL".

( Reglamento de Exámenes y Titulos Profesionales de la ESPOL ).

  
.....  
RAUL ROMERO SANTOS

## R E S U M E N

En la Central termoeléctrica "Gonzalo Cevallos Guzmán" Unidad No. 3 se aplicó optimización del Costo de producir un , KWH. Para lo cual se obtiene la función objetivo Y que se basa en los parámetros económicos tales como consumo de agua , combustible y mano de obra, también se basa en la potencia interna de la turbina.

Esta función objetivo Y contiene catorce parámetros termodinámicos, los cuales se optimizan doce.

Las restricciones se obtienen de los balances de masa de cada uno de los Calentadores de esta parte se obtienen cinco restricciones, las restantes se obtienen de las eficiencias de cada etapa de la turbina, en total son once restricciones.

Una vez obtenida la función objetivo Y y las restricciones, éstas se linealizan, para poder aplicar optimización. El método de Optimización que se aplica es el método Simplex, el cual se obtiene en un programa de computación en lenguaje - FORTRAN IV.

Con los parámetros termodinámicos óptimos se obtienen eficiencias de turbina y generador muy altas lo que indica una central termoeléctrica muy eficiente se puede obtener un , costo menor de producir el KWH.

## I N D I C E   G E N E R A L

RESUMEN	VI
INDICE GENERAL	VII
INDICE DE FIGURAS	XI
INDICE DE TABLAS	XIII
INTRODUCCION	15
CAPITULO I	
OPTIMIZACION	
1.1. Métodos de Optimización	19
1.1.1. Multiplicadores de Lagrange	19
1.1.2. Programación Dinámica	20
1.1.3. Programación Geométrica	21
1.1.4. Programación Lineal	21
1.2. Método a utilizarse para la Optimización del Costo de producir un Kw-Hr en una Central de Poder.	21
1.3. Resolución Matemática de Problemas de Programación Lineal.	23
1.4. Introducción al Método Simplex para un problema de Maximización.	24
1.5. Variables Básicas	35
1.6. Visualización Geométrica del proble <u>u</u>	

ma de Programación Lineal	35
1.7. Método de Linealización	37
CAPITULO II	
FUNCION OBJETIVO	
2.1. Parámetros Termodinámicos (Presión y Temperatura) que inciden en el Costo de Producir un Kw-Hr	45
2.2. Parámetros Económicos que inciden en el Costo de producir un Kw-Hr	47
2.3. Obtención de la Función Objetivo	48
2.4. Restricciones de la Función Objetivo	49
CAPITULO III	
CENTRALES TERMOELECTRICAS	
3.1. Centrales Eléctricas y Sistemas Energéticos.	53
3.2. Tipos de Centrales Termoeléctricas	54
3.3. Exigencias Técnicas y Económicas principales que deben satisfacer una Central Termoeléctrica.	64
3.4. Esquema Tecnológico de una Central Eléctrica con Turbina de Vapor.	71
3.5. Elementos principales de la Central Termoeléctrica "Gonzalo Cevallos Guzmán" para producir un Kw-Hr	71

3.6.	Descripción de la Central Termoeléctrica "Gonzalo Cevallos Guzmán" Unidad No. 3	81
3.7.	Parámetros Termodinámicos más importantes para producir un Kw-Hr.	84
CAPITULO IV		
CALCULO DEL COSTO DEL Kw-Hr		
4.1.	Costo del Kw-Hr en la Central Termoeléctrica "Gonzalo Cevallos Guzmán", Unidad No. 3.	89
4.1.1.	Consideraciones	89
4.1.2.	Variación de este desde el año 1981 - 1984	92
4.1.3.	Operaciones como llegar al Costo del Kw-Hr.	95
4.2.	Costo del Kw-Hr a las Empresas Eléctricas	96
4.2.1.	Consideraciones	103
4.2.2.	Diseño de la Tarifa	118
4.3.	Aplicación del método de Optimización	134
4.3.1.	Parámetros Optimos	142
4.3.2.	Costo del Kw-Hr en base a los Parámetros Termodinámicos Optimos.	146



## CAPITULO V

## CALCULO DE EFICIENCIAS CON LOS PARAMETROS DE TRABAJO

5.1. Eficiencia Térmica de la Caldera	148
5.2. Eficiencia de Turbina	154
5.3. Eficiencia del Ciclo Real	170

## CAPITULO VI

## CALCULO DE EFICIENCIAS CON LOS PARAMETROS OPTIMOS

6.1. Eficiencia Térmica de la Caldera	175
6.2. Eficiencia de Turbina	175
6.3. Eficiencia del Ciclo Real	180

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	182
--------------------------------	-----

APENDICE : Calculo del Costo de Producir el KWH	189
---	-----

BIBLIOGRAFIA	192
--------------	-----

## INDICE DE FIGURAS

FIGURA No.	DESCRIPCION	Pag.
1.1.	Esquema de una Planta de Potencia	26
1.2.	Gráfico de la Restricción y Líneas de Perfil Constante.	36
1.3.	Ejemplo del Algoritmo MAP	44
2.1.	Parámetros a Optimizar	46
3.1.	Esquema Tecnológico Principal de una Central Eléctrica.	60
3.2.	Clasificación de las Centrales Eléctricas según la utilización de la Potencia (En el Diagrama Anual de Duración de las Cargas).	63
3.3.	Estructura Tecnológica de una Central Eléctrica.	72
3.4.	Diagrama de Circulación Agua-Vapor en Caldera de Unidad No. 3.	73
3.5.	Diagrama de Flujo Aire y Gases en Caldero de Unidad a vapor No. 3	75
3.6.	Diagrama de Flujo Vapor y Agua de Caldera Unidad a Vapor No. 3	76
3.7.	Ciclo de Rankine en el Plano T-S	82



## INDICE DE FIGURAS

FIGURA No.	DESCRIPCION	Pag.
3.8.	Parámetros Termodinámicos más importantes para producir un Kw-Hr	88
4.1.	Costo del Kw-Hr: Mano de Obra	97
4.2.	Costo del Kw-Hr: Materiales	98
4.3.	Costo del Kw-Hr: Combustibles y Lubricantes	99
4.4.	Costo del Kw-Hr: Otros Gastos	100
4.5.	Costo del Kw-Hr: Depreciación	101
4.6.	Costo del Kw-Hr: Transferencia	102
4.7.	Diseño de la Tarifa: Mayo/86	131
4.8.	Diseño de la Tarifa: Junio/86	132
4.9.	Diseño de la Tarifa: Julio/86	133
5.1.	Diagrama Térmico Calentador No. 5	158
5.2.	Diagrama Térmico Calentador No. 4	160
5.3.	Diagrama Térmico Calentador No. 3	161
5.4.	Diagrama Térmico Calentador No. 2	163
5.5.	Diagrama Térmico Calentador No. 1	163
5.6.	Trazo de la Línea de Condición	166
5.7.	Diagrama T-S Ciclo Real.	174

## INDICE DE TABLAS

TABLA No.	DESCRIPCION	Pag.
4.1.	Sistema Nacional Interconectado: Tarifa Vigente: Año 1983	114
4.2.	Sistema Nacional Interconectado: Tarifa Vigente: Año 1984	115
4.3.	Sistema Nacional Interconectado: Tarifa Vigente: Año 1985	116
4.4.	Sistema Nacional Interconectado: Tarifa Vigente: Año 1986	117
4.5.	Variación Mensual del Precio Medio (S/•/Kw-Hr) F.C. 10%	120
4.6.	Variación Mensual del Precio Medio (S/•/Kw-Hr) F.C. 20%	121
4.7.	Variación Mensual del Precio Medio (S/•/Kw-Hr) F.C. 30%	122
4.8.	Variación Mensual del Precio Medio (S/•/Kw-Hr) F.C. 40%	123
4.9.	Variación Mensual del Precio Medio (S/•/Kw-Hr) F.C. 50%	124
4.10.	Variación Mensual del Precio Medio (S/•/Kw-Hr) F.C. 60%	125

## INDICE DE TABLAS

TABLA No.	DESCRIPCION	Pag.
4.11.	Variación Mensual del Precio Medio ( $\text{s}/\cdot$ /Kw-Hr) F.C. 70%	126
4.12.	Variación Mensual del Precio Medio ( $\text{s}/\cdot$ /Kw-Hr) F.C. 80%	127
4.13.	Variación Mensual del Precio Medio ( $\text{s}/\cdot$ /Kw-Hr) F.C. 90%	128
4.14.	Variación Mensual del Precio Medio ( $\text{s}/\cdot$ /Kw-Hr) F.C. 100%	129
4.15.	Año 1986: F.C. 1.0	130
4.16.	Primera Aproximación	143
4.17.	Segunda Aproximación	144
4.18.	Tercera Aproximación	145

## I N T R O D U C C I O N

La Central Termoeléctrica "Gonzalo Cevallos Guzmán" Unidad No. 3 tiene una carga nominal de 73 MW y un 90% de eficiencia en el generador, debido a estas condiciones la producción del KWH se genera en una forma aceptable, dicho costo del KWH se lo calcula de acuerdo a los consumos e insumos de la Central, tales como consumo de combustible, agua desmineralizada, mano de obra, Materiales, otros gastos y financieros, siendo los principales: combustible, agua desmineralizada y mano de obra, con estos valores de consumo e insumos y teniendo la producción de cuantos KWH en un tiempo determinado de dicha unidad se obtiene el costo del KWH, que viene dado en  $\text{S}/\text{KWH}$ , en esta forma se calcula el costo del KWH de dicha unidad. Pero el S.N.I para calcular el costo del KWH considera la generación de todas las centrales térmicas, hidráulicas y sub-estaciones, este método no se ha considerado en esta tesis, solamente nos hemos fijado en la Unidad No. 3.

Una vez obtenido el cálculo de Costo del KWH, el S.N.I tiene que vender el KWH a las Empresas Eléctricas en un precio medio de venta que se fija según acuerdo ministerial, este acuerdo se lo emite en el pliego tarifario en el que constan todas las consideraciones que se deben tener en cuenta para



la venta del KWH .

Con estos cálculos del costo de producir y precio medio de venta del KWH , se ha visto conveniente hacer una Optimización del Costo de producir el KWH para así obtener parámetros de trabajo aceptable y producir en mayor cantidad, pero siempre a un menor costo.

Para Optimizar el costo del KWH , se necesita hacer un estudio profundo sobre los métodos de Optimización en ingeniería tales como, Programación Geométrica, Multiplicadores de Lagrange, Programación Dinámica, pero cada una tiene sus condiciones y límites de un problema, por lo que no se puede aplicar al que hemos tratado, el cual tiene una función objetivo con doce variables y once restricciones, por lo tanto se llega al Método de Aproximación Lineal, donde se aplica Programación Lineal que es el Método Simplex, dicho método se encuentra en un Programa de Computación en lenguaje FORTRAN IV.

No esta demas recalcar que para llegar a esta función objetivo y Restricciones se necesita hacer cálculos de Eficiencia de cada etapa de la Turbina y los Balances Térmicos de los cinco calentadores de la Central a Vapor, e incluso de la potencia Interna de la Turbina.

## C A P I T U L O I

### OPTIMIZACION

Optimización es el proceso de encontrar las condiciones que dan valores máximos o mínimos de una función. Optimización siempre ha sido una parte sobreentendida para los ingenieros aunque algunas veces en pequeños proyectos el costo de tiempo de Ingeniería no puede justificar una optimización de empeño. A menudo un diseño es dificultoso para optimizar debido a su complejidad. En tales casos puede ser posible optimizar subsistemas y entonces escoger la óptima combinación de estos. No hay seguridad, sin embargo, cuando es usado este método si el óptimo verdadero es realizado.

En diseño de sistemas trabajables el proceso a menudo consiste en asumir arbitrariamente ciertos parámetros y seleccionar componentes individuales alrededor de estas asunciones. En contraste cuando la Optimización es una parte integral de el diseño, los parámetros son libres hasta que la combinación de parámetros es realizado, lo cual optimiza el diseño.

Lo básico para cualquier proceso de optimización es la decisión con respecto de cual criterio va a ser optimizado. En un avión o vehículo espacial el mínimo peso puede ser el criterio. En un automóvil, el tamaño de un sistema puede ser el criterio. Pero siempre directa e indirectamente se opti-

miza el costo.

### Representación matemática de Problemas de Optimización.

Los elementos de la manifestación matemática incluye especificación de la función objetivo y las restricciones. Denotamos y representamos la función que va a ser optimizada, llamada la Función Objetivo y es una función de  $X_1, X_2, \dots, X_n$  las cuales son llamadas Variables Independientes; la Función Objetivo entonces es:

$$y = y(x_1, x_2, \dots, x_n) \text{ Optimizar}$$

En muchas situaciones físicas hay restricciones algunas de las cuales pueden ser restricciones de igualdades:

$$\phi_1 = \phi_1(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0$$

$$\phi_m = \phi_m(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0$$

tanto restricciones de desigualdades:

$$\psi_1 = \psi_1(x_1, x_2, \dots, x_n) \leq L_1$$

$$\psi_j = \psi_j(x_1, x_2, \dots, x_n) \leq L_j$$

Las condiciones físicas dictan el sentido de las desigualdades en las ecuaciones arriba mencionada.

Una constante adicional aparece en la función objetivo, no afecta los valores de las variables independientes a la cual el óptimo ocurre. Así pues, si:



$$y = a + Y(x_1, x_2, \dots, x_n)$$

El mínimo de  $y$  puede ser escrito:

$$\min [a + Y(x_1, \dots, x_n)] = a + \min [Y(x_1, \dots, x_n)]$$

Una propiedad además del óptimo que el máximo de una función, ocurre en el mismo punto de estado a la cual el mínimo de el negativo de la función ocurre, y :

$$\max [y(x_1, \dots, x_n)] = - \min [-y(x_1, \dots, x_n)]$$

### 1.1. METODOS DE OPTIMIZACION

En las siguientes secciones de este capítulo, varios métodos de optimización estarán listados. Esta lista incluye la mayoría de los métodos usados en la práctica de ingeniería. En la optimización de sistemas, es casi axiomático que la función objetivo es dependiente por más de una variable. En realidad, algunos sistemas térmicos, pueden tener docenas o aún cientos de variables lo cual demanda sofisticadas técnicas de optimización. El esfuerzo considerable puede ser requerido en el proceso de optimización, desarrollando relaciones matemáticas para la función a ser optimizada y las restricciones pueden también requerir esfuerzo considerable.

#### 1.1.1. MULTIPLICADORES DE LAGRANGE

La base de la optimización por cálculo es usar derivadas para indicar el óptimo. El método de multiplicadores de Lagrange realiza una optimización donde existen restricciones de igualdad, pero el método no puede ser directamente acomodado a restricciones de desigualdad. Un requerimiento necesario para usar métodos de cálculo es extraer derivadas de la función objetivo y restricciones.

#### 1.1.2 PROGRAMACION DINAMICA

La palabra "Programacion" significa Optimización, y no tiene relación directa con programación de computador; por ejemplo: este método de optimización es único en que el resultado es una función óptima, además que un punto de estado óptimo. El resultado de la optimización de todos los otros métodos mencionados aquí es una serie de valores de las variables independientes  $x_1$  a  $x_n$  que resulta en el óptimo valor de la función objetivo  $y$ .

El problema atacado por Programación Dinámica es uno donde el resultado deseado es un camino, por ejemplo, la mejor ruta de una tubería de gas. Programación Dinámica esta relacionada para el cálculo de variaciones, y se hace en una serie de procesos que los cálculos

los de variaciones se hacen en una manera continua.

### 1.1.3. PROGRAMACION GEOMETRICA

Probablemente la más joven de la Programación Familiar es la Programación Geométrica. La Programación Geométrica optimiza una función que consiste en una suma de polinómios; dentro de las variables pueden aparecer exponentes enteros y no enteros. Recalcando la utilidad de expresiones polinómicas, es claro que la forma de la función a la cual la Programación Geométrica es aplicable, es uno que frecuentemente ocurre en sistemas térmicos.

### 1.1.4. PROGRAMACION LINEAL

Presenta una introducción, completamente usada y bien desarrollada, disciplina que es utilizada en todas las ecuaciones que sean lineales. La magnitud de problemas siendo resueltos ahora por programación lineal es enorme, ocasionalmente se extiende dentro de optimizaciones, las cuales contiene miles de variables.

### 1.2. METODO A UTILIZARSE PARA LA OPTIMIZACION DEL COSTO DE PRODUCIR UN KW-HR EN UNA CENTRAL DE PODER.

El método a utilizarse para la optimización del costo de producir un Kw-Hr es el método de programación li-



neal, debido a que la función objetivo con sus respectivas restricciones se linealizaron, por lo que nos , permite aplicar el método simplex.

Programación lineal es un método de optimización donde tanto la función objetivo y las restricciones pueden , ser expresadas como combinación lineal de las variables. Las restricciones pueden ser igualdades o desigualdades.

La programación lineal primero apareció en Europa en el año de 1930 cuando economistas y matemáticos comienzan trabajando sobre modelos económicos. Durante la segunda guerra mundial un miembro del grupo trabajando sobre el problema de la Fuerza Aerea fue George , Dantzing, quien en 1947 reportó el método simplex para programación lineal, la cual fué una etapa significativa en llevar a la programación lineal dentro de un uso muy amplio.

Un estudio minucioso de programación requiere un conocimiento de algebra de matriz, pero la corta explicación en este capítulo puede servir como una introducción al objetivo. El énfasis es sobre como obtener un concepto geométrico de la situación de programación lineal, aunque el algoritmo simplex para resolver

tanto problemas de maximización y minimización en programación lineal será explicado y usado para diversas situaciones rectas.

1.3. RESOLUCION MATEMATICA DE PROBLEMAS DE PROGRAMACION LINEAL

La forma de la resolución es típica del problema de Optimización en que consiste de una función objetivo y restricciones. La función Objetivo, la cual debe ser minimizada ( o maximizada ) es:

$$y = c_1x_1 + c_2x_2 + . . . + c_nx_n$$

y las restricciones

$$\begin{aligned} \phi_1 &= a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + . . . + a_{1n}x_n \geq r_1 \\ & . . . . . \\ \phi_m &= a_{m1}x_1 + a_{m2}x_2 + . . . + a_{mn}x_n \geq r_m \end{aligned}$$

Además si las x's representan cantidades físicas, ellas posiblemente sean no negativo, como  $x_1, . . . , x_n = 0$  Los valores "c" y los valores "a" son todos constantes lo cual hacen a la función objetivo y las restricciones lineales; y así pues, el nombre de Programación Lineal. Los valores de "c" y "a" pueden ser positivos negativos o cero. Las desigualdades en las restricciones pueden ser en otra dirección y pueden aún ser igual

dades de control. En éste capítulo, sin embargo, consideramos posibilidades de igualdades-desigualdades tales como se muestra en las ecuaciones, donde el sentido de todas las desigualdades es la misma. Una primera mirada a este problema debe parecer resuelto por Multiplicadores de Lagrange, pero recalcaremos que el método de Multiplicadores de Lagrange es aplicable, donde existan igualdades. Además Multiplicadores de Lagrange se aplica donde  $n > m$ , pero en programación lineal  $n$  puede ser mas grande, igual o menor que  $m$ .

#### 1.4. INTRODUCCION AL METODO SIMPLEX PARA UN PROBLEMA DE MAXIMIZACION

Introducir gradualmente dentro del método Simplex una vista explorada del proceso primero será refractado. El procedimiento será esencialmente el mismo como el algoritmo simplex, pero se escasearía la nitidez y eficacia del mismo. La explicación se la aplicará para un problema de maximización donde la restricción de desigualdad tienen un menor sentido. Geométricamente, el proceso es uno de arranque a un punto factible y luego se mueve en la región factible hacia el rincón adyacente, lo cual da el buen mejoramiento en la función objetivo. Este proceso continua hasta que el mejoramiento sea posible.



Las etapas en la vista explorada son como sigue:

1. Escribir las restricciones incluyendo las variables flojas.
2. Denotar que  $x$ 's son cero
3. Estado de la función objetivo y calcular su valor
4. Decida cual  $x$  cambia
5. Determinar cual ecuación controla los cambios de las variables en etapa 4
6. De la ecuación controlada de etapa 5, resolver para las  $x$  siendo cambiado y sustituido esta expresión dentro de las nuevas etapas 1 y 3.

Este método ahora será usado para resolver el ejemplo que se da a continuación:

Ejemplo.- Una simple planta de potencia consiste de una turbina de extracción que maneja un generador como se muestra en la Fig. 1.1. La turbina recibe 25,000 lb/Hr ( 25m-Lb/Hr ) de vapor y la planta puede vender electricidad o extracción de vapor para usos de procesamiento. El índice de venta es:

Electricidad	S/. 0.02 por Kw-Hr
Vapor de baja presión	0.34 por m-Lb
Vapor de alta presión	0.50 por m-Lb

La generación de potencia eléctrica depende del flujo de vapor pasando a través de cada una de las seccio -



nes A, B, y C, y estos flujos son  $W_A$ ,  $W_B$ , y  $W_C$ .

Además, para prevenir desigualdad de carga sobre el eje la combinación permisible de índice de extracción es tal que si  $x_1 = 0$  que  $x_2 \leq 15$  m-Lb/Hr, y para cada libra de  $x_1$  extraído  $\frac{1}{4}$  menos puede ser extraído de  $x_2$ .

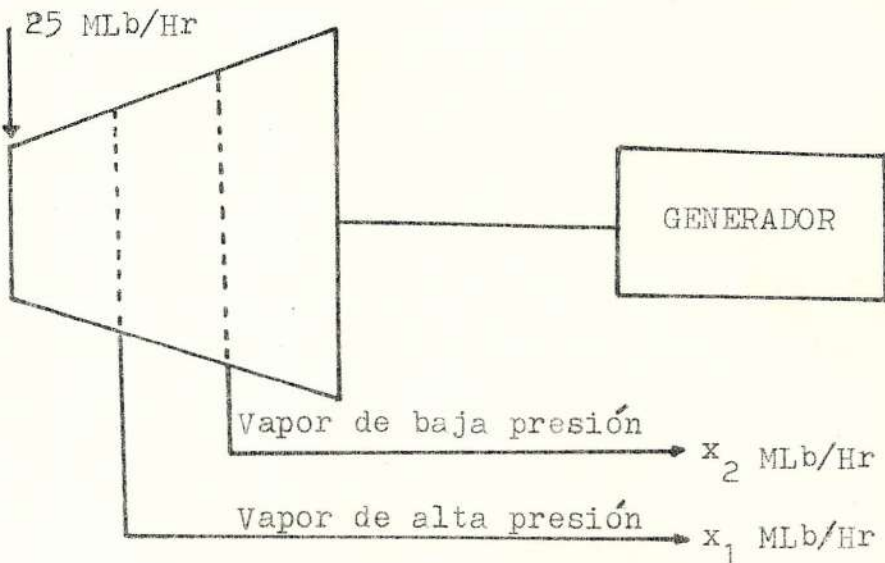


FIG. 1.1. Planta de Potencia.

El empleo de los procesos de vapor es primeramente expresado en Btu total y comprará limitándose a la siguiente ecuación:

$$4x_1 + 3x_2 \leq 72$$

Desarrollar la función objetivo para la renta total de la planta y también las restricciones.

Solución.- La renta  $y$  es la suma de la renta indivi-

dual de  $x_1$ ,  $x_2$ , y la potencia eléctrica.

$$y = 0.50x_1 + 0.34x_2 + (0.02)(6w_A + 7w_B + 10w_C)$$

Como de un balance de masa,  $w_A = 25$ ,  $w_B = 25 - x_1$ , y

$$w_C = 25 - x_1 - x_2.$$

$$y = 0.50x_1 + 0.34x_2 + (0.12)(25) + (0.14)(25 - x_1) \\ + (0.20)(25 - x_1 - x_2).$$

i:

$$y = 11.50 + 0.16x_1 + 0.14x_2$$

Debido a que la constante no afecta al punto de estado a la cual el óptimo ocurre, la función objetivo a ser maximizada es:

$$y = 0.16x_1 + 0.14x_2$$

Las tres restricciones son como sigue:

$$x_1 + x_2 \leq 20$$

$$x_1 + 4x_2 \leq 60$$

$$4x_1 + 3x_2 \leq 72$$

El método sería usado para resolver el ejemplo de los campos de la solución, cada uno de los cuales contiene las seis etapas listadas, sería designado Campo I, Campo II, etc.

Campo I

1. Las restricciones originales, Ecs.

$$\begin{aligned} X_1 + X_2 + X_3 &= 20 \\ X_1 + 4X_2 + X_4 &= 60 \\ 4X_1 + 3X_2 + X_5 &= 72 \end{aligned}$$

2. A fin de denotar cuales X's son cero para el primer campo, debemos decidir sobre el punto factible inicial. En un problema complejo, esta decisión debe ser dificultosa, pero en el problema, de maximización con menor restricción la simple solución es seleccionar las variables físicas, iguales a cero. Esta es una solución factible como las restricciones en etapa 1 son satisfechas.

Por consiguiente:  $X_1 = 0$ ,  $X_2 = 0$ , y de las restricciones  $X_3 = 20$ ,  $X_4 = 60$  y  $X_5 = 72$ . En la Fig. 1.2. este primer paso es el origen del punto A.

3. La función Objetivo es la original.

$$y = 0.16X_1 + 0.14X_2$$

y a este primer punto, como  $X_1 = X_2 = 0$ ,  $y=0$

4. La resolución de la función objetivo en etapa 3 indica cual X variable sería cambiada. Una dis-

minución en otra  $x_1$  o  $x_2$  forjaría la variable , negativa, lo cual no es permitido. Además, vemos que un incremento en otra  $x_1$  o  $x_2$  es necesario incrementar a  $y$ . El coeficiente de  $x_1$  es 0.16, lo cual es más alto que el coeficiente de  $x_2$ , al dar un incremento en  $x_1$  es más efectivo en incrementar  $y$  que es función de  $x_2$ .

El procedimiento entonces es: incrementar  $x_1$  - significa retener  $x_2 = 0$ .

5. La próxima tarea es determinar que tanto  $x_1$  puede ser incrementada. Las restricciones en la etapa 1 decide esta solución. Como  $x_2$  es cero, la primera ecuación indica que  $x_1$  puede incrementar a un valor de 20. Un incremento de la muralla 20 fuerza la variable floja negativa,  $x_3$  lo cual es nuestra manera demostrar infactibilidad. Los valores limitados de  $x_1$  demandado por las tres restricciones son:

$$\text{Primera restricción: } x_1 = 20$$

$$\text{Segunda restricción: } x_1 = 60$$

$$\text{Tercera restricción: } x_1 = 18$$

Como la tercera restricción es casi restrictiva es la que controla. En la Fig. 1.2 el siguiente



te proceso fue el de mover hacia fuera a lo largo del eje  $x_1$  a la intersección con la primera línea de restricción. Encontramos que no podemos mover al punto B donde  $x_1 = 18$ , el cual es donde la variable floja  $x_5 = 0$ .

6. Esta próxima etapa sería examinada deliberadamente, debido a que es una característica conceptual de programación lineal. Aceptamos la realidad que un punto puede ser localizado en Fig. 1.2. , designando valores de  $x_1$  y  $x_2$ . Es también posible fijar un punto donde una o ambas de las variables independientes sean variables flojas. Por ejemplo: el punto B puede ser localizado especificando  $x_2 = 0$  y  $x_5 = 0$ . Además, recalcando que el proceso entero de programación lineal es de mover alrededor de los rincones, - probaríamos también moviendo a lo largo de  $x_5=0$  lineal al próximo rincón.

La manera en la cual podemos asegurar el movimiento a lo largo de esta línea es introducir la variable  $x_5$  en nuestras restricciones y la función objetivo. Esta operación está acompañada por la resolución para  $x_1$  en la restricción controlada, y sustituyendo esta expresión den-

tro de las ecuaciones constantes y la función - objetivo, de la tercera restricción:

$$x_1 = 18 - 0.25x_5 - 0.75x_2$$

Con esto se completan las etapas del Campo I.

### Campo II

1. Las nuevas restricciones son formadas por sustitución de la  $x_1$  dentro de la restricción formada. La primera restricción revisada es:

$$(18 - 0.25x_5 - 0.75x_2) + x_2 + x_3 = 20$$

o:

$$0.25x_2 + x_4 - 0.25x_5 = 42$$

$$x_1 + 0.75x_2 + 0.25x_5 = 18$$

La ecuación controlada fue dividida a través - por el coeficiente del término  $x_1$  para futura conveniencia.

2. Las  $x$ 's que son cero son  $x_2$  lo cual se ha mantenido, hasta estos momentos, en cero y  $x_5$  también se retendría en cero a fin de moverse a lo largo de la restricción que él designa. Con  $x_2=x_5=0$  facilmente las restricciones producen - los valores de las otras  $x$ 's:  $x_3 = 2$ ,  $x_4 = 42$ , i  $x_1 = 18$ .

Un ejemplo que puede ser visto desarrollado es que a cada punto en el cual el proceso se mueve dos variables ( el mismo número como variable física ) son igual a cero. Entonces una de estas variables cero es incrementada hasta pasar por una restricción.

3. La nueva función objetivo contiene sólo  $x_2$  y  $x_5$  después de la sustitución de la expresión: de  $x_1$  etapa 6 de Campo I,
- $$y = 2.88 - 0.04x_5 + 0.02x_2$$

El valor de  $y$  a punto B es inmediatamente encontrado a ser 2.88 por la sustitución  $x_2 = x_5 = 0$ .

4. A este punto, la decisión es hecha alrededor de el próximo movimiento examinado ya la función objetivo muestra que  $y$  no puede ser incrementada por  $x_5$ , y  $x_5$  no puede ser decrecida debido a que es cero y un decrecimiento forjaría el negativo lo cual viola una restricción. Si  $x_5$  es incrementado, el valor de  $y$  decrece debido al coeficiente negativo de  $x_5$ .

Geoméricamente, incrementar la cantidad  $x_5$  moviéndose la izquierda de la línea de restricción  $x_5$  en Fig. 1.2. , la variable  $x$  ofrece más prove



chosas posibilidades debido a que un incremento en  $x_2$  incrementa  $y$ .

5. Reteniendo  $x_5 = 0$ , la restricción listada en etapa 1 de este campo muestra:

Primera restricción:  $x_2=0$  , cuando  $x_3$  reduce a 0.

Segunda restricción:  $x_2=12.45$  , cuando  $x_4$  reduce a 0.

Tercera restricción:  $x_2=24$  , cuando  $x_1$  reduce a 0.

6. La primera restricción controlada, indica que el punto se ha movido hacia  $x_3=0$ . Usando esta ecuación resuelta para  $x_2$ :

$$x_2 = 8 - 4x_3 + x_5$$

### Campo III

1. Sustituyendo la expresión para  $x_2$  y dividiendo la ecuación controlada por el coeficiente de  $x_2$  produce:

$$x_2 + 4x_3 - x_5 = 8$$

$$- 13x_3 + x_4 + 3x_5 = 16$$

$$- 3x_3 + x_5 = 12$$

2. Al venir de campo II las variables cero fueron

$x_2$  y  $x_3$ . En la programación del campo II,  $x_2$  se incrementa hasta que  $x_3$  se reduce a cero, significa que  $x_5$ , se mantiene en cero. Como  $x_3 = x_5 = 0$ , y cuando estos valores son sustituidos dentro de la restricción, las otras variables son encontradas.

$$x_2 = 8 \qquad x_4 = 16 \qquad x_1 = 12$$

3. La nueva forma de la función objetivo, después de sustituir la expresión de  $x_2$  es:

$$y = 3.04 - 0.08x_3 - 0.02x_5$$

A la localización corriente, la cual es el punto D, el valor de  $y$  es 3.04.

4. Considerando el próximo movimiento, decrecer  $x_3$  y  $x_5$  ello viola las restricciones. Pero incrementar otra  $x_3$  o  $x_5$  resulta en una reducción de  $y$ , y hemos encontrado el máximo a:

$$x_1 = 12 \qquad x_2 = 8 \qquad y = 3.04$$

Revisando el procedimiento, la programación fué de punto A a B y de B a D en la Fig.1.2. La función objetivo en el valor con la cual se mueve de 0 a 2.88 a el máximo de 3.04 a cada punto, dos de las cinco variables son cero, y la traslación de un punto al próximo consistió de reem

plazar una de las variables cero con una diferente. Los coeficientes de las variables cero con una diferente. Los coeficientes de las variables en la función objetivo revisada sucesivamente de la clave a cual variable cero va a incrementar.

### 1.5. VARIABLES BASICAS

Puramente como una materia de Terminología, las variables no cero a cada campo son llamadas VARIABLES BASICAS. En los tres campos en la solución del ejemplo, las tres variables básicas son marcadas por un asterisco.

Campo I	$x_1$	$x_2$	$x_3$ *	$x_4$ *	$x_5$ *
Campo II	*		*	*	
Campo III	*	*		*	

En descripción, cuales son las variables básicas, es común decir por ejemplo: el campo I, que las variables en la base son  $x_3$ ,  $x_4$ , y  $x_5$ .

### 1.6. VISUALIZACION GEOMETRICA DEL PROBLEMA DE PROGRAMACION LINEAL

El ejercicio sólo involucra las dos variables  $x_1$  y  $x_2$  puede ser ilustrado geográficamente como en la Fig.

1.2. La restricción de Ec, , por ejemplo: estado

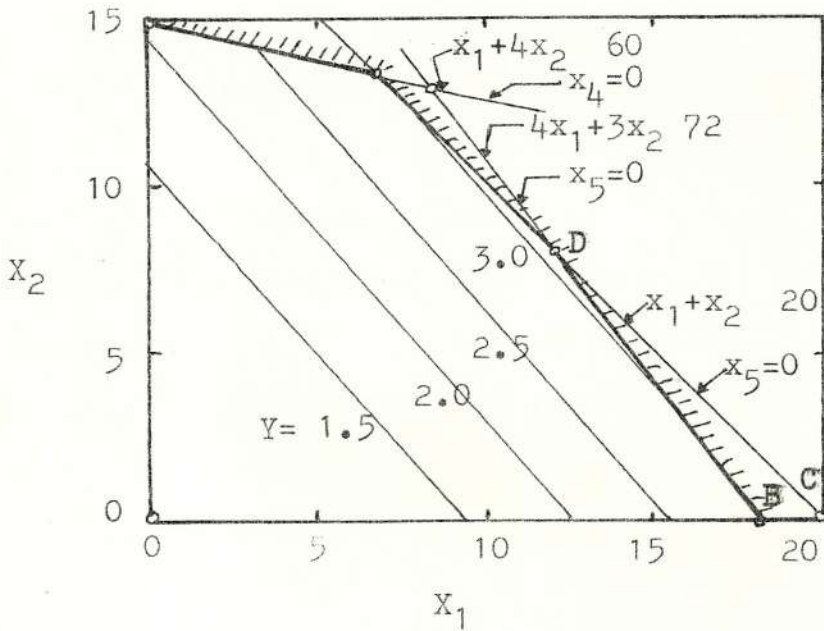


FIG. 1.2. Gráfico de la Restricción y líneas de perfil constante



que solo sobre la región y a la izquierda de la línea  $x_1 + x_2 = 20$  es permitido. Colocando las otras dos restricciones en Fig.1.2, además se restringe la región permitida a A - B - D - F - G.

La próxima línea de índice de constante  $y$  son colocadas sobre la Fig.1.2.

La inspección muestra que el más grande provecho puede ser realizado por movimiento del punto D donde  $x_1 = 12$  y  $x_2 = 8$ . Una importante generalización es que la situación de la solución óptima es un rincón. Un caso especial de esta generalización es donde la línea de perfil constante es paralela a una línea restringida, en el caso de cualquier punto sobre la línea de restricción entre los rincones es igualmente favorable.

Si la función objetivo depende sobre tres variables, un gráfico de tres dimensiones es requerido y entonces las restricciones son representadas por planos. El rincón donde el óptimo ocurre es formado por la intersección de los tres planos.

## 1.7. METODO DE LINEALIZACION

La linealización de la Función Objetivo y Restricciones se hará a través del método de Aproximación Programativa.

El Algoritmo de Frank-Wolfe puede ser extendido a programar no lineales generales haciendo lineales las restricciones así como la Función Objetivo.

Cuando las restricciones son altamente no lineales, sin embargo, la solución al problema de aproximación, puede ser cambiado lejos de la región factible como el algoritmo permite grandes movimientos de cualquier solución candidata. El método de Aproximación Programativa (MAP) es una simple modificación de esta aproximación que limita el tamaño de cualquier movimiento. Como un resultado, el es algunas veces referido a procedimientos de pequeña etapa.

Notar  $X^0 = (X_1^0, X_2^0, \dots, X_n^0)$  sea cualquier solución candidata al problema de Optimización.

$$\text{Maximizar } f(x_1, x_2, \dots, x_n)$$

Sujeto a:

$$g_i(x_1, x_2, \dots, x_n) \leq 0 \quad (i = 1, 2, \dots, m).$$

Cada una de las restricciones puede ser linealizada, usando su valor corriente  $g_i(X^0)$  más un término de corrección lineal, como:

$$\tilde{g}_i(x) = g_i(X^0) + \sum_{j=1}^n a_{ij}(X_j - X_j^0) \leq 0,$$

Donde  $a_{ij}$  es la derivada parcial de las restricciones  $g_i$  con respecto a la variable  $X_j$  evaluada en el punto  $X^0$ . Esta aproximación es una desigualdad lineal, lo

cual puede ser escrita como:

$$\sum_{j=1}^n a_{ij} X_j \leq b_i = \sum_{j=1}^n a_{ij} X_j^0 - \delta_i(X^0),$$

Como los términos sobre el lado derecho son todos constantes. El Algoritmo de MAP usa estas aproximaciones, junto con la aproximación lineal de la Función Objetivo, y resuelve el problema de Programación Lineal:

$$\text{Maximizar } Z = \sum_{j=1}^n C_j X_j$$

$$\text{Sujeto a: } \sum_{j=1}^n a_{ij} X_j \leq b_i^0 \quad (i= 1, 2, \dots, m),$$

$$X_j^0 - \delta_j \leq X_j \leq X_j^0 + \delta_j \quad (j= 1, 2, \dots, n).$$

La última restricción, restringe el tamaño de la etapa; ella especifica que el valor para  $X_j$  puede variar de  $X_j^0$  por no más que el uso especificado de la constante  $\delta_j$ .

Cuando los parámetros  $\delta_j$  son seleccionados a ser pequeños, la solución a esta programación lineal no es cambiado lejos de  $X_0$ . Debemos esperar que el trabajo adicional requerido por la línea de segmento optimización del algoritmo de Frank-Wolfe no es mayor cosa que ligeramente mejora la solución que él provee.

MAP opera con esta premisa, tomando la solución al programa lineal al nuevo punto  $X'$ . El dato de la derivada parcial  $a_{ij}$ ,  $b_i$ , y  $C_j$  es recalculado a  $X'$ , y



el procedimiento es repetido. Continuando en esta manera determina puntos  $X^1, X^2, \dots, X^k, \dots$  y como en el procedimiento de Frank-Wolfe, cualquier punto  $X = X_1, X_2, \dots, X_n$ ; que estos puntos aprovecha en el límite es considerado una solución.

Etapas del Algoritmo MAP.

Etapas (0): Notar  $X^0 = (X_1^0, X_2^0, \dots, X_n^0)$  son cualquier solución candidata, usualmente seleccionada a ser factible o cerca-factible Serie  $K = 0$

Etapas (1): Calcular  $C_j$  y  $a_{ij}$  ( $i=1, 2, \dots, m$ ), la derivada parcial de la función objetivo y restricciones evaluada en:

$$X^k = (X_1^k, X_2^k, \dots, X_n^k). \text{ Calcular}$$

$$b_i^k = a_{ij}X_j^k - g_i(X^k).$$

Etapas (3): Resolver el problema de Aproximación Lineal en  $b_i^k$  y  $X_j^k$  reemplazado  $b_i^0$  y  $X_j^0$  respectivamente. Notar que  $X^{k+1} = (X_1^{k+1}, X_2^{k+1}, \dots, X_n^{k+1})$  es su solución óptima. Incrementar  $K$  a  $K+1$  y retornar a la etapa 1.

Como muchas de las restricciones en la aproximación lineal merecidamente específicas límites altos y bajos sobre las variables decisivas  $X_j$ , la versión de variable-limitada del método Simplex es empleado en su so -



lución. También, usualmente las constantes  $\delta_j$  son reducidas como el algoritmo procede. Hay muchas maneras para implementar esta idea. Un método usado frecuentemente en práctica, es reducir cada una de  $\delta_j$  entre 30 y 50 por ciento a cada una de la iteración.

Para ilustrar el algoritmo de MAP, se considera el problema:

$$\text{Maximizar } f(x) = [(x_1 - 1)^2 + x_2^2],$$

Sujeto a:

$$g_1(x) = x_1^2 + 6x_2^2 - 36 \leq 0,$$

$$g_2(x) = -4x_1 + x_2^2 - 2x_2 \leq 0,$$

$$x_1 \geq 0, \quad x_2 \geq 0.$$

La derivada parcial evaluada en el punto  $X=(x_1, x_2)$

son dados por:

$$c_1 = 2x_1 - 2,$$

$$c_2 = 2x_2,$$

$$a_{11} = 2x_1,$$

$$a_{12} = 6,$$

$$a_{21} = -4,$$

$$a_{22} = 2x_2 - 2$$

Como la aproximación lineal de cualquier función lineal da la función contraria, no necesita dato para ser calculada para la restricción lineal  $x_1 \geq 0$  y  $x_2 \geq 0$ .

Usando estas relaciones e iniciando el procedimiento a  $X^0=(0,2)$  con  $\delta_1 = \delta_2 = 2$  da el problema de aproximación

lineal:

$$\text{Maximizar } Z = -2x_1 + 4x_2$$

Sujeto a:

$$0x_1 + 6x_2 \leq 0(0) + 6(2) - (-24) = 36$$

$$-4x_1 + 2x_2 \leq -4(0) + 2(2) - 0 = 4$$

$$-2 \leq x_1 \leq 2, \quad 0 \leq x_2 \leq 4.$$

El lado derecho son determinados como arriba por evaluación  $a_{i1}x_1^0 + a_{i2}x_2^0 - g_i(x^0)$ .

La región factible y esta aproximación lineal son notadas en la Fig. 1.3.

Geoméricamente, notamos que la solución óptima ocurre a  $x_1^1 = 1$ ,  $x_2^1 = 4$ . Usando este punto y reduciendo  $\delta_1$  y  $\delta_2$  a 1 genera la nueva aproximación.

$$\text{Maximizar } Z = 0x_1 + 8x_2$$

Sujeto a:

$$2x_1 + 6x_2 \leq 2(1) + 6(4) - (-11) = 37$$

$$-4x_1 + 6x_2 \leq -4(1) + 6(4) - (4) = 16$$

$$0 \leq x_1 \leq 2, \quad 3 \leq x_2 \leq 5.$$

La solución indicada en Fig.1.3. , ocurre a  $x_1^2 = 2$ ,  $x_2^2 = 4$ . Si el procedimiento es continuado, los puntos  $x^3$ ,  $x^4$ , ..., que él genera aprovecha la solución óptima  $X$  mostrada en Fig.1.3 . Como una nota final , observamos que la solución  $x^1$  no es factible al programa lineal como fin construido haciendo aproximación lineal a  $x^1$ . Así pues, en general, tanto fase I y fa

se II del Método Simplex puede ser requerido para resolver cada una de las aproximaciones de Programación Lineal.

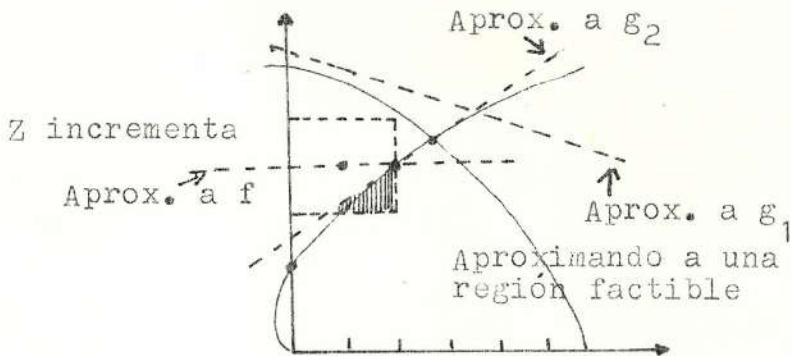
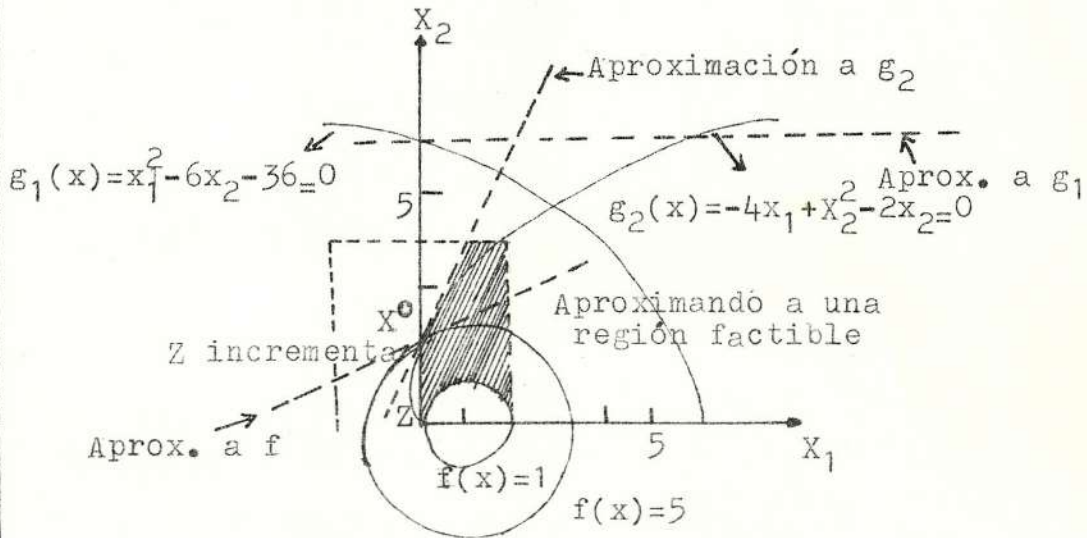


FIG. 1.3. Ejemplo del Algoritmo MAP



## C A P I T U L O    I I

### FUNCION      OBJETIVO

#### 2.1. PARAMETROS TERMODINAMICOS (PRESION Y TEMPERATURA) QUE INCIDEN EN EL COSTO DE PRODUCIR UN Kw - Hr

Los parámetros termodinámicos más importantes en el - costo de producir un Kw-Hr son los que se dan a continuación ( ver Fig . 2.1. ) :

- X<sub>6</sub>    Presión válvula admisión turbina
- X<sub>53</sub>    Temperatura válvula admisión turbina
- X<sub>1</sub>    Presión 1ra. extracción
- X<sub>48</sub>    Temperatura 1ra. extracción
- X<sub>2</sub>    Presión 2da. extracción
- X<sub>49</sub>    Temperatura 2da. extracción
- X<sub>3</sub>    Presión 3ra. extracción
- X<sub>50</sub>    Temperatura 3ra. extracción
- X<sub>4</sub>    Presión 4ta. extracción
- X<sub>51</sub>    Temperatura 4ta. extracción
- X<sub>5</sub>    Presión 5ta. extracción
- X<sub>52</sub>    Temperatura 5ta. extracción
- X<sub>30</sub>    Presión condensador
- X<sub>54</sub>    Flujo extracción No. 1
- X<sub>55</sub>    Flujo extracción No. 2
- X<sub>56</sub>    Flujo extracción No. 3

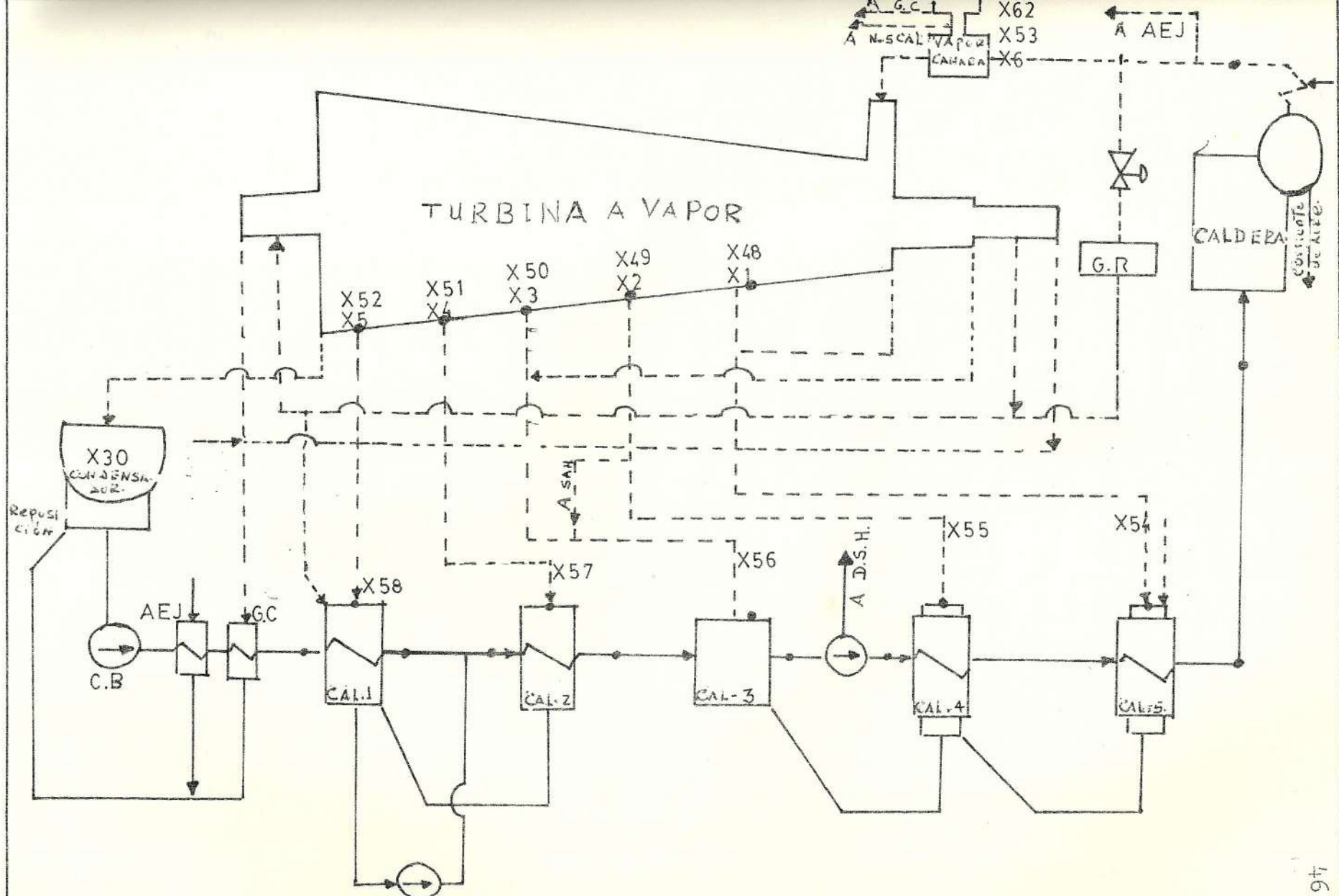


FIG. 2.1. Parámetros a Optimizar

- $X_{57}$  Flujo extracción No. 4  
 $X_{58}$  Flujo extracción No. 5  
 $W_6$  Flujo condensador  
 $X_{62}$  Flujo vapor sobrecalentado

Denotando los parámetros termodinámicos con sus respectivas entalpías y flujos de masa, tenemos:

- $h_2$  Entalpía específica de vapor en válvula admisión turbina  
 $h_{v5}$  Entalpía específica 1era. extracción  
 $h_{v4}$  Entalpía específica 2da. extracción  
 $h_{v3}$  Entalpía específica 3ra. extracción  
 $h_{v2}$  Entalpía específica 4ta. extracción  
 $h_{v1}$  Entalpía específica 5ta. extracción  
 $h_{vc}$  Entalpía específica condensador  
 $W_{vc}$  Flujo condensador  
 $W_{v5}$  Flujo de vapor calentador No. 5  
 $W_{v4}$  Flujo de vapor calentador No. 4  
 $W_{v3}$  Flujo de vapor calentador No. 3  
 $W_{v2}$  Flujo de vapor calentador No. 2  
 $W_{v1}$  Flujo de vapor calentador No. 1  
 $W_v$  Flujo vapor válvula admisión turbina

## 2.2. PARAMETROS ECONOMICOS QUE INCIDEN EN EL COSTO DE PRODUCIR UN Kw-Hr

Los parámetros económicos más importantes que se han considerado en el costo de producir un Kw-Hr son los que se dan a continuación:

$C_1$	Costo de combustible	$s/\bullet/m^3$
$Z_1$	Consumo combustible	$m^3/Hr$
$C_2$	Costo de agua desmineralizada	$s/\bullet/m^3$
$Z_2$	Consumo agua desmineralizada	$m^3/Hr$
$C_3$	Costo de mano de obra	$s/\bullet/Hombre$
$Z_3$	Consumo mano de obra (personal de operación y mantenimiento)	Hombre/Hr

### 2.3. OBTENCION DE LA FUNCION OBJETIVO

La función objetivo (Y) se obtiene a partir de la potencia de la turbina donde se encuentran incluidos los parámetros termodinámicos de entalpía específica y flujos de masa los cuales se van a optimizar; también se tiene presente los parámetros económicos.

La potencia interna de la turbina viene dada por la siguiente expresión:

$$\begin{array}{l} \text{Potencia Interna} \\ \text{Turbina} \end{array} = \left\{ \begin{array}{l} (Wv_5 - 1080) (h_2' - hv_5) + Wv_4 (h_2' - hv_4) + (Wv_3 - 2650) (h_2' - hv_3) + \\ Wv_2 (h_2' - hv_2) + Wv_1 (h_2' - hv_1) + \\ Wvc (h_2' - hvc) . \end{array} \right\}$$



De donde se deduce la función objetivo (Y) está dada - por la relación entre los parámetros económicos - para la potencia interna de la turbina.

Donde Y es igual a:

$$Y = \frac{C_1 Z_1 + C_2 Z_2 + C_3 Z_3}{(Wv_5 - 1080)(h_2' - hv_5) + Wv_4(h_2' - hv_4) + (Wv_3 - 2650)(h_2' - hv_3) + Wv_2(h_2' - hv_2) + Wv_1(h_2' - hv_1) + Wvc(h_2' - hvc) .}$$

Como resultado nos da  $s/\cdot/Kw-Hr$ , debido a que el numerador nos resulta  $s/\cdot/Hr$  y el denominador Kw.

#### 2.4. RESTRICCIONES DE LA FUNCION OBJETIVO

Para encontrar las restricciones de la Función Objetivo se consideran las eficiencias de cada etapa de la turbina, las cuales se dan a continuación:

Eficiencia de Turbina 2-3

$$h_2' - hv_5' - 73.0 \leq 0$$

Eficiencia de turbina 3-4

$$(W' - (Wv_5 - 1080)(hv_5 - hv_4) - 77143337.011 \leq 0$$

Eficiencia de turbina 4-5

$$W' - (Wv_5 - 1080) - (Wv_4 - 2650)(hv_4 - hv_3) - 8876442.5 \leq 0$$

Eficiencia de turbina 5-6

$$W' - (Wv_5 - 1080) - (Wv_4 - 2650) - Wv_3 (hv_3 - hv_2)$$

$$- 10158086.1 \leq 0$$

Eficiencia de turbina 6-7

$$W' - (Wv_5 - 1080) - (Wv_4 - 2650) - Wv_3 - Wv_2$$

$$(hv_2 - hv_1) - 8855149.63 \leq 0$$

Eficiencia de turbina 7-8

$$W' - (Wv_5 - 1080) - (Wv_4 - 2650) - Wv_3 - Wv_2 - Wv_1$$

$$(hv_1 - hc) - 6783971.01 \leq 0$$

Al hacer uso de las eficiencias de cada etapa de la turbina sólo tenemos seis restricciones, debido a que las variables a optimizar son doce, por lo que se debe tener once restricciones, por lo que hace falta cinco más, las cuales se las obtiene a partir del balance térmico en los calentadores, las cuales se dan a continuación:

Balance de Energía en el Calentador No. 5

$$Wv_5(hv_5 - 196.3) - 82118829.4 \leq 0$$

Balance de Energía en el Calentador No. 4

$$Wv_4(hv_4 - 163) + 33.3 Wv_5 - 9525710.4 \leq 0$$

Balance de Energía en el Calentador No. 3

$$Wv_3(hv_3 - 116.3) + 46.7(Wv_4 + Wv_5) - 11197382.4 \leq 0$$

Balance de Energía en el Calentador No. 2

$$Wv_2(hv_2 - 119.1) + 33.7 Wv_2 + 33.7(Wv_4 + Wv_5) - 9877065.6 \leq 0$$

Balance de Energía en el Calentador No. 1

$$Wv_1 hv_1 - 47.1 Wv_1 + 72Wv_2 + 38Wv_3 + 38 Wv_4 + 38Wv_5 - 11118384 \leq 0$$

Estas restricciones se obtienen con el fin de no encontrar valores óptimos que lleguen a sobrealimentar la turbina y causen perjuicios considerables, lo que quiere decir que no se toma en cuenta mucho los calentadores debido a que ellos pueden soportar condiciones más severas.

La notación que se usará en la función y restricciones será la siguiente:

$X_1 \rightarrow h_2'$	Entalpía de válvula admisión turbina
$X_2 \rightarrow hv_5$	Entalpía específica primera extracción
$X_3 \rightarrow hv_4$	Entalpía específica segunda extracción
$X_4 \rightarrow hv_3$	Entalpía específica tercera extracción
$X_5 \rightarrow hv_2$	Entalpía específica cuarta extracción
$X_6 \rightarrow hv_1$	Entalpía específica quinta extracción
$X_7 \rightarrow hvc$	Entalpía específica condensador
$X_8 \rightarrow Wv_5$	Flujo de vapor Calentador No. 5
$X_9 \rightarrow Wv_4$	Flujo de vapor Calentador No. 4
$X_{10} \rightarrow Wv_3$	Flujo de vapor Calentador No. 3

$X_{11} \rightarrow Wv_2$  Flujo de vapor Calentador No. 2

$X_{12} \rightarrow Wv_1$  Flujo de vapor Calentador No. 1



## C A P I T U L O III

### CENTRALES TERMOELECTRICAS

#### CENTRALES ELECTRICAS Y SISTEMAS ENERGETICOS

La Central eléctrica es una instalación energética que sirve para transformar la energía natural en energía eléctrica. El tipo de central eléctrica se determina ante todo por la especie de energía natural. Las que más divulgación han obtenido son las Centrales Termoeléctricas (CTE), en las que se usa la energía térmica que se libera al quemar combustible orgánico, (carbono, petróleo, gas y otros). En las centrales termoeléctricas se genera cerca del 76% de la energía eléctrica producida en nuestro planeta. Esto se debe a que en casi todas las regiones de nuestro planeta, existe combustible orgánico; a la posibilidad del transporte del combustible orgánico desde el lugar de su extracción hasta la central eléctrica, ubicada cerca de los consumidores de energía; al progreso técnico en las centrales termoeléctricas que asegura la construcción de una CTE de gran potencia; a la posibilidad de utilizar el calor usado del cuerpo de trabajo y de suministrar a los consumidores, además de energía eléctrica, energía calorífica (con el vapor o el agua ca-

liente) etc.

Las centrales termoeléctricas empezaron a desarrollarse en los años 80 del siglo XIX, y desde los años 20 del siglo XX comenzaron a obtener el aspecto contemporáneo.

## 5.2. TIPOS DE CENTRALES TERMOELECTRICAS

El tipo de central termoeléctrica (CTE) a base de combustible orgánico lo determinan los factores siguientes:

### a. LA ESPECIE DE ENERGIA SUMINISTRADA (Destinación Energética).

Se distinguen las centrales eléctricas con instalación de condensación (CEC), con turbogrupos de vapor de condensación, que suministran una sola especie de energía, energía eléctrica, y las centrales termoeléctricas de calorificación (CTEC), que suministran a los consumidores exteriores energía eléctrica y energía calorífica con vapor o el agua caliente. Por el carácter del consumo de calor se distinguen las CTEC: industriales, con suministro de vapor a las empresas para los procesos tecnológicos; de calefacción, con suministro de calor or-

dinariamente con agua caliente para la calefacción y ventilación de los edificios y para las necesidades domésticas de la población; combinadas, con suministro de vapor y agua caliente para las necesidades tecnológicas y de calefacción.

En algunos casos en las CTE combinadas se instalan simultáneamente turbogrupos de condensación y de calorificación.

b. LA CLASE DE COMBUSTIBLE QUE SE UTILIZA

Existen CTE a base de combustible sólido, líquido, y gaseoso a base de las dos o tres clases de combustible. En la actualidad se usa ampliamente el combustible líquido (mazút, con menos frecuencia petróleo crudo, por lo general, ricos en azúfre) y el gaseoso (gas natural). El paso al combustible líquido y gaseoso simplifica y abarata considerablemente el equipo térmico de la Central Eléctrica. La utilización del gas natural contribuye también a la limpieza de la atmósfera.

c. EL TIPO DE LAS TURBINAS PRINCIPALES PARA EL ACCIONAMIENTO DE LOS GENERADORES ELECTRICOS

Se distinguen las CTE con turbinas de vapor (TV) y



con turbinas de gas (TG). Están casi exclusivamente difundidas las turbinas de vapor. Esto se explica por lo siguiente: las turbinas de vapor -se fabrican de grandes potencias en correspondencia - con las potencias crecientes de las centrales eléctricas. Se ha denominado la producción en serie de turbinas de vapor de 150 (160), 200 (210) y 300 MW, funcionan turbinas de vapor de 500 y 800 MW, se están creando turbinas de vapor de un sólo árbol de 1200 MW. Se están asimilando las turbinas de un sólo árbol de 880 MW de potencia y las -de dos árboles de 1100 - 1300 MW. Se supone aumentar la potencia del turbogrupo de un sólo árbol hasta 1500 MW para el año 1980, y hasta 2000 MW para el año 2000.

El rendimiento de las CTE contemporáneas con turbinas de vapor alcanza el 40%, el de las CTE con turbinas de gas, por ahora, no es mayor de un 28 - 34%.

Tiene perspectiva el empleo de la combinación -de turbinas de vapor y de gas en forma de instalación de gas y de vapor (IVG) con una potencia de 200 - 250 MW; el rendimiento de estas instalaciones es de un 41 - 43%.



d. LOS VALORES DE LOS PARAMETROS INICIALES DEL VAPOR Y LA FORMA DEL CICLO TERMODINAMICO

Según el nivel de la presión inicial del vapor vivo existen las centrales eléctricas con la presión del vapor subcrítica (ordinariamente menor de 16,0 -17,0 MPa) y supercrítica (mayor de 22 MPa). -El empleo de la presión subcrítica o supercrítica del vapor en las centrales eléctricas está enlazado directamente con la potencia de los turbogrupos (bloques energéticos); para las potencias de 150-200 MW y menores se usa la presión subcrítica del vapor cerca de 13,0 o 9,0 MPa; para las potencias de 250 - 300 MW y mayores, la presión supercrítica - del vapor cerca de 24 MPa. Se han creado turbogrupos más potentes de 500 MW con presión subcrítica del vapor (13 - 16 MPa) y un turbogruppo experimental de 100 MW con la presión inicial del vapor de 30 MPa.

La temperatura inicial del vapor vivo y del vapor de recalentamiento intermedio en la CTE con una presión de 13,0 o 24,0 MPa, es igual principalmente a 540°C.

e. EL TIPO DE GENERADOR DE VAPOR

En las centrales eléctricas con presión subcrítica se instalan generadores de vapor de tambor con circulación natural (tipo E) o generadores de vapor de corriente directa (tipo P). El empleo de generadores de vapor de corriente directa es imprescindible en el caso de presión crítica y supercrítica del vapor vivo. Cuanto más baja es la presión del vapor, tanto menos ventajas proporcionan los generadores de corriente directa (dificultad de garantizar una hidrodinámica segura del medio bifásico; aumento de la resistencia hidráulica relativa de la vía de vapor y agua del generador de vapor).

En las CTEC, particularmente con grandes pérdidas de condensado en el consumidor exterior, según las condiciones del régimen de agua es más seguro emplear generadores de vapor de tambor (que permiten la purga continua del agua de los tambores) y, por consiguiente, la presión subcrítica del vapor.

f. LA ESTRUCTURA TECNOLÓGICA (EL TIPO DE ESQUEMA TECNOLÓGICO PRINCIPAL)

En este sentido las CTE se dividen en CTE en bloque y no en bloque. Las centrales eléctricas de condensación contemporáneas que emplean, como regla, el recalentamiento intermediario del vapor,

se construyen del tipo en bloque (a partir de la potencia del turbogruppo de 150 MW y más).

En las CTE con estructura en bloque cada turbina se alimenta de vapor sólo por el generador de vapor - que ésta le pertenece (monobloque, ver Fig.3.1. ), a veces por dos generadores de vapor (bloque duplicado). Entre los bloques no se practican tuberías de unión de vapor vivo y de recalentamiento intermedio, y de agua de alimentación. La CTE se compone como un conjunto de bloques energéticos separados sólo por medio de tuberías auxiliares para la puesta en funcionamiento y otros fines.

Las CTE con estos esquemas son más baratas, se simplifican su mando y automatización. Las centrales eléctricas de condensación con la presión inicial - de 9 MPa e inferior, y las CTEC con una presión de 13 MPa e inferior (unas y otras sin recalentamiento intermedio del vapor) tienen generalmente estructura no en bloque, en la cual las tuberías principales de vapor vivo y de agua de alimentación son comunes para todos los generadores de vapor. -Las turbinas de vapor se alimentan de vapor por estas - tuberías principales comunes.



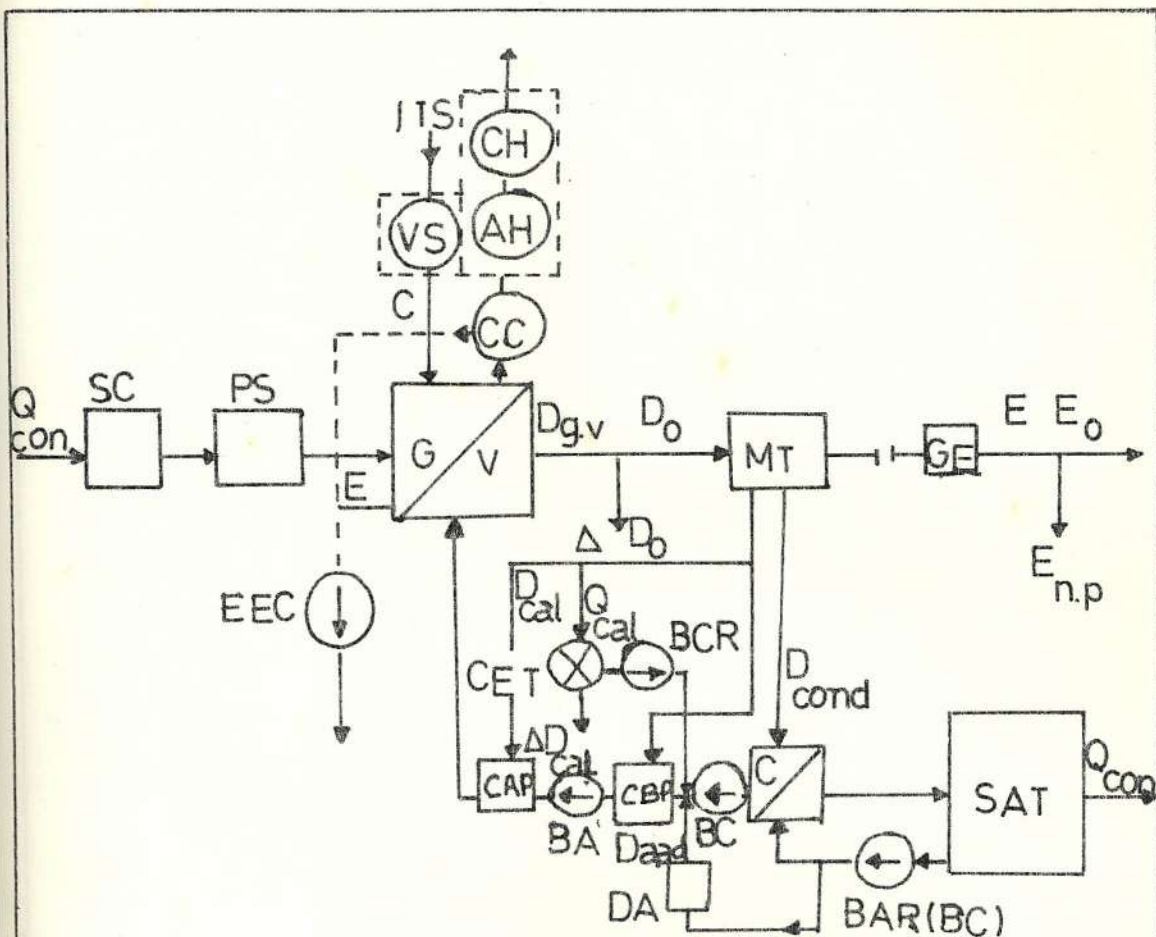


FIG. 3.1. ESQUEMA TECNOLÓGICO PRINCIPAL DE UNA CENTRAL ELÉCTRICA.

SC \* servicio de combustible;  
 PS \* preparación del combustible;  
 GV \* generador de vapor;  
 MT \* motor térmico (turbina - de vapor);  
 GE \* generador eléctrico;  
 CC \* captador de cenizas;  
 AH \* aspirador de humo;  
 CH \* conducto de humo;  
 VS \* ventilador soplador;  
 ITS \* instalación de tiro y soplado;  
 EEC \* evacuación de escorias y cenizas;

SAT \* suministro de agua técnica;  
 CBP y CAP \* calentadores regenerativos -de baja y alta presión;  
 BC y BA \* bombas para condensado y alimentación;  
 CET \* consumidor de energía térmica;  
 BCR \* bomba para el condensado de retorno;  
 DA \* depuración del agua;  
 Q<sub>cen</sub> \* consumo de calor del combustible en la central eléctrica



$E$  \* escoria;  
 $C$  \* ceniza;  
 $C$  \* condensador;  
 $BAR(BC)$  = bomba de agua refrigerante (bomba de circulación);  
 $D_{cal}$  \* consumo de vapor en el consumidor exterior;  
 $D_{a.ad}$  \* consumo de agua adicional;  
 $E$  \* producción de energía eléctrica;  
 $E_o$  \* suministro de energía eléctrica;  
 $E_{n.p}$  \* consumo propio de energía eléctrica;

$Q_o$  \* consumo de vapor en la turbina;  
 $D_{g.v}$  \* carga de vapor del generador de vapor;  
 $D_o$  \* pérdidas de vapor durante su transp.  
 $D_{cond}$  \* entrada (admisión) de vapor en el condensador de la turbina;  
 $Q_{cal}$  \* suministro de calor al consumidor exterior;  
 $Q_{cond}$  \* pérdida de calor en la fuente fría (con el agua refrigerante).

### g. LA POTENCIA DE LA CTE

Convencionalmente las CTE se pueden dividir en centrales eléctricas de gran potencia (de más de 1000 MW), de potencia media (de 100 - 1000 MW) y de pequeña potencia (menor de 100 MW). Para esta división con el tiempo los límites de potencia aumenta sucesivamente. La potencia máxima de la CTE está limitada generalmente por las condiciones locales, (abastecimiento de combustible, condiciones del suministro de agua, exigencias de la protección -de la naturaleza: mantenimiento de la limpieza de la atmósfera y de los depósitos de agua).

### h. EL GRADO DE CARGA Y LA UTILIZACION DE LA POTENCIA ELECTRICA.

En este aspecto las CTE se dividen en: de base (básicas) con el empleo anual de la potencia máxima - (instalada):  $T_{max} = 6000 \text{ } 7500 \text{ h}$ ; de semibase (se-mibásicas) con  $T_{max} = 4000 \text{ } 6000 \text{ h}$ ; de semicresta (de semipico) con  $T_{max} = 2000 \text{ } 4000 \text{ h}$  y de cresta (de pico) con  $T_{max} = \text{hasta } 2000 \text{ h}$ . Las centrales eléctricas con equipo energético más perfeccionado y con mejores índices energéticos se cargan en mayor medida. (Ver Fig. 3.2).

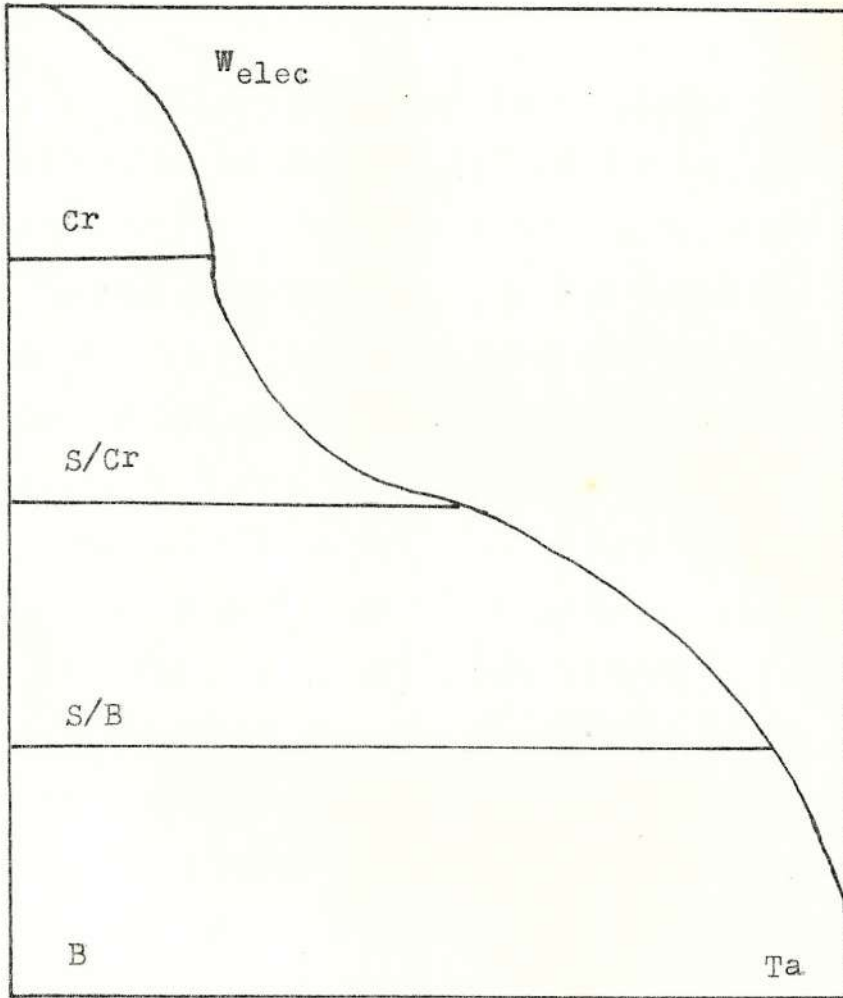


FIG. 3.2. CLASIFICACION DE LAS CENTRALES ELECTRICAS SEGUN LA UTILIZACION DE LA POTENCIA (EN EL DIAGRAMA ANUAL DE DURACION DE LAS CARGAS) .

B \*\*\* de base;            S/B \*\*\* de semibase;  
 Cr \*\*\* de cresta;        S/Cr \*\*\* de semicresta.

### 3. EXIGENCIAS TECNICAS Y ECONOMICAS PRINCIPALES QUE DEBEN SATISFACER UNA CENTRAL TERMoeLECTRICA

La exigencia principal que debe satisfacer una central eléctrica es su fiabilidad, es decir la producción , ininterrumpida de energía eléctrica en concordancia , con la demanda por parte de los consumidores y el diagrama de carga. Para satisfacer las cargas de rápida variación los bloques energéticos deben poseer maniobrabilidad, o sea, la capacidad de alcanzar y quitar la carga, la rápida puesta en marcha a partir del estado no operacional y su rápida parada, sin perjuicio para su fiabilidad y longevidad. Además, de acuerdo con las reglas de explotación técnica de las centrales , eléctricas, la frecuencia de la corriente eléctrica en los sistemas energéticos debe mantenerse constantemente al nivel de 60 Hz con una desviación no mayor  $\neq 0.1$  Hz, y temporalmente no mayor de  $\neq 0.2$  Hz. En el sistema energético unificado la frecuencia se regula por , uno de los sistemas energéticos, en el sistema energético aislado por una de las centrales eléctricas.

La exigencia de alta fiabilidad de las centrales eléctricas es sobretodo de gran importancia por el hecho de que la energía eléctrica a diferencia de la producción de otras ramas de la industria, no se almace -



nan sino que se consume totalmente enseguida, de su producción. Así pues, la central eléctrica debe producir, con seguridad la cantidad de energía eléctrica requerida en cada instante dado por los consumidores.

La alta fiabilidad debe ser engendrada en la maquinaria y las líneas de comunicación durante su diseño y montaje, en el proyecto de la central eléctrica en general, y debe mantenerse gracias al alto y duradero nivel de cultura de explotación, a la reparación oportuna y minuciosa.

La fiabilidad de trabajo de un grupo o bloque energético se caracteriza en primera aproximación por el coeficiente de preparación  $p$ :

$$p = \frac{T_{\text{prep}}}{T_{\text{prep}} + T_{\text{av.rep}}}$$

donde  $T_{\text{prep}} = T_{\text{trab}} + T_{\text{res}}$  es el tiempo que el grupo (bloque energético) se encuentra en estado de preparación, que se compone del tiempo de trabajo  $T_{\text{trab}}$  y del tiempo de reserva  $T_{\text{res}}$ ;  $T_{\text{av.rep}}$  es la duración de los estados de avería y de reparación después de la avería (generalmente en h/año). El período anual incluye, además, la componente de gran importancia  $T_{\text{rep.pla}}$  que es la duración de la reparación planificada corriente, y

algunos años también la reparación general.

El factor de avería de no seguridad es:

$$q = \frac{T_{av.rep}}{T_{prep} + T_{av.rep}} = 1 - p$$

Los índices  $p$  y  $q$  se determinan durante el período , anual, u otro de larga duración, en el que la duración de trabajo  $T_{trab}$  y el estado de preparación  $T_{prep}$  deben ser las componentes principales y la magnitud ,  $T_{av.rep}$ , lo más pequeña posible. El conocimiento de la magnitud  $p$  permite abordar la valorización cuantitativa de la fiabilidad de funcionamiento del equipo , energetico.

La segunda exigencia principal que se plantea antes , las centrales eléctricas es su rentabilidad. Dos formas de rentabilidad: la de construcción y la de explotación en parte concuerdan entre sí, en parte se contradicen. En el costo de producción entran, en particular, los descuentos de los gastos simultáneos (inversiones básicas) de la amortización de la maquinaria , (renovación de su capacidad de trabajo durante su explotación), y también de los edificios. Estos descuentos son tanto mayores cuanto más cara es la central , eléctrica. Al mismo tiempo la componente principal del

costo de producción de la CTE es el costo del combustible. La economía de combustible y los gastos en este se alcanza por medio del perfeccionamiento técnico de la maquinaria y, como regla, su encarecimiento.

Para valorizar ambas formas de gastos, en la central eléctrica, los básicos durante su construcción y los anuales durante su explotación, se ha aceptado el índice generalizador de rentabilidad común, los llamados gastos calculados.

El índice generalizador de los gastos de instalación básico  $I_a$  y los costos de producción anuales  $C_a$  son los gastos reducidos en una de las variantes que se comparan a:

$$G_a = K_n I_a + C_a$$

donde  $K_n$  es el coeficiente normativo de edificación de las inversiones básicas, igual en la energética a 0.12. Al comparar distintas variantes, se elige aquella, para la cual  $G_a = \min$ . Si las inversiones básicas se realizan en distintos plazos y los gastos corrientes varían con el tiempo, entonces los gastos de los años ulteriores se reducen al momento actual por medio del coeficiente de reducción



$$B = \frac{1}{(1 + K_{n.\text{red}})^t}$$

donde  $t$  es el período del tiempo de reducción en años;  $K_{n.\text{red}}$  es el coeficiente normativo de reducción de los gastos de distintos tiempos, igual a 0.08.

Los gastos reducidos específicos, siendo cada año constante la cantidad de energía producida (suministrada)  $E$ , son en sucres/KW-año :

$$g_{\text{esp}} = \frac{K_n I + C}{E}$$

Si la producción (suministro) de energía  $E$  varía, aumentando cada año, entonces

$$g_{\text{esp}} = \frac{(K_n I_t + C_t) (1 + K_{n.\text{red}})^{-t}}{E_t (1 + K_{n.\text{red}})^{-t}}$$

donde  $E$  es el acrecimiento de la producción (suministro) de energía al año  $t$ ;  $T_t$  son las inversiones básicas al año  $t$ ;  $C_t$  es el incremento del costo de producción anual al año;  $T$  es todo el período de construcción y asimilación de la potencia proyectada, después del cual comienza la explotación normal (cuando no existen inversiones básicas, y el costo de producción de cada año es constante); es el mismo año de



reducción de los gastos para las variantes que se com paran, el valor no influye en el resultado de los  , cálculos comparativos; se recomienda tomar como año de reducción el año de comienzo de la explotación y de producción de energía por el primero de los obje - tos que se construyen (bloque energético, etapa de la central eléctrica).

En la última fórmula el coeficiente de reducción B fi gura en forma implícita (con el exponente -t).

El costo de producción de cada año, en sucres, se com pone de las magnitudes siguientes:

$$C = C_{\text{const}} + C_{\text{comb}}$$

$$C_{\text{const}} = C_{\text{amort}} + C_{\text{exp}}$$

donde  $C_{\text{const}}$  es el costo anual de producción constan - te;  $C_{\text{amort}}$  es la suma de los descuentos de amortiza - ción ( para la renovación y la reparación general);  $C_{\text{exp}}$  son los gastos de explotación, que incluye los gastos en la reparación corriente, salario, los gas - tos generales de la central y otros;  $C_{\text{comb}}$  son los gastos en el combustible (costo de producción anual variable), que, generalmente, forman más de la mitad de los gastos anuales totales.

La eficacia económica total de las inversiones básicas, en  $\text{ano}^{-1}$  se caracteriza por el índice:

$$E_{1.b} = \frac{C_1 - C_2}{I}$$

donde  $C_1$  y  $C_2$  son los precios de costo del suministro anual de energía (costo de producción anual) en una cantidad igual antes y después de la realización de las inversiones  $I$ .

El plazo en el que se cubren las inversiones, en años, es:

$$T_{1.b} = \frac{I}{C_1 - C_2} = \frac{1}{E_{1.b}}$$

Las variantes comprobadas deben ser energéticamente equiparables es decir, en distintas variantes las centrales eléctricas deben suministrar igual cantidad de energía eléctrica y calorífica, y disponer de igual fiabilidad. La garantía de igual fiabilidad determina gastos pecuniarios suplementarios en las variantes.

Juntos con las exigencias de fiabilidad y rentabilidad tienen gran importancia las exigencias de protección del medio ambiente de la atmósfera y los depósitos de agua.

### 3.4. ESQUEMA TECNOLÓGICO DE UNA CENTRAL ELECTRICA CON TURBINA DE VAPOR.

El esquema tecnológico de una central termoeléctrica caracteriza la composición de su economía térmica (servicio térmico), la intercomunicación de sus secciones la suceción general de los procesos tecnológicos. ( Ver Fig.3.3.)

### 3.5. ELEMENTOS PRINCIPALES DE LA CENTRAL TERMOELECTRICA " GONZALO CEVALLOS GUZMAN " PARA PRODUCIR UN Kw-Hr.

A continuación se indicarán los elementos principales para producir un Kw-Hr.

**CALDERA.-** La unidad generadora de vapor es una caldera acuotubular de paredes de agua, compuesta por dos domos: de agua y de vapor (Ver Fig.3.4. ), interconectadas por banco de tubos de agua. Posee además dos bancos de tubos sobrecalentadores; primario, que permite alcanzar las condiciones de vapor recalentado a la salida del caldero. La circula aprovechando la diferencia de densidades producidas por efecto del calor, suministrado al quemar combustible Bunker "C" a través de los seis quemadores que se mantienen en servicio para alcanzar la máxima producción de vapor.

Esta unidad consta además de un ventilador de tiro

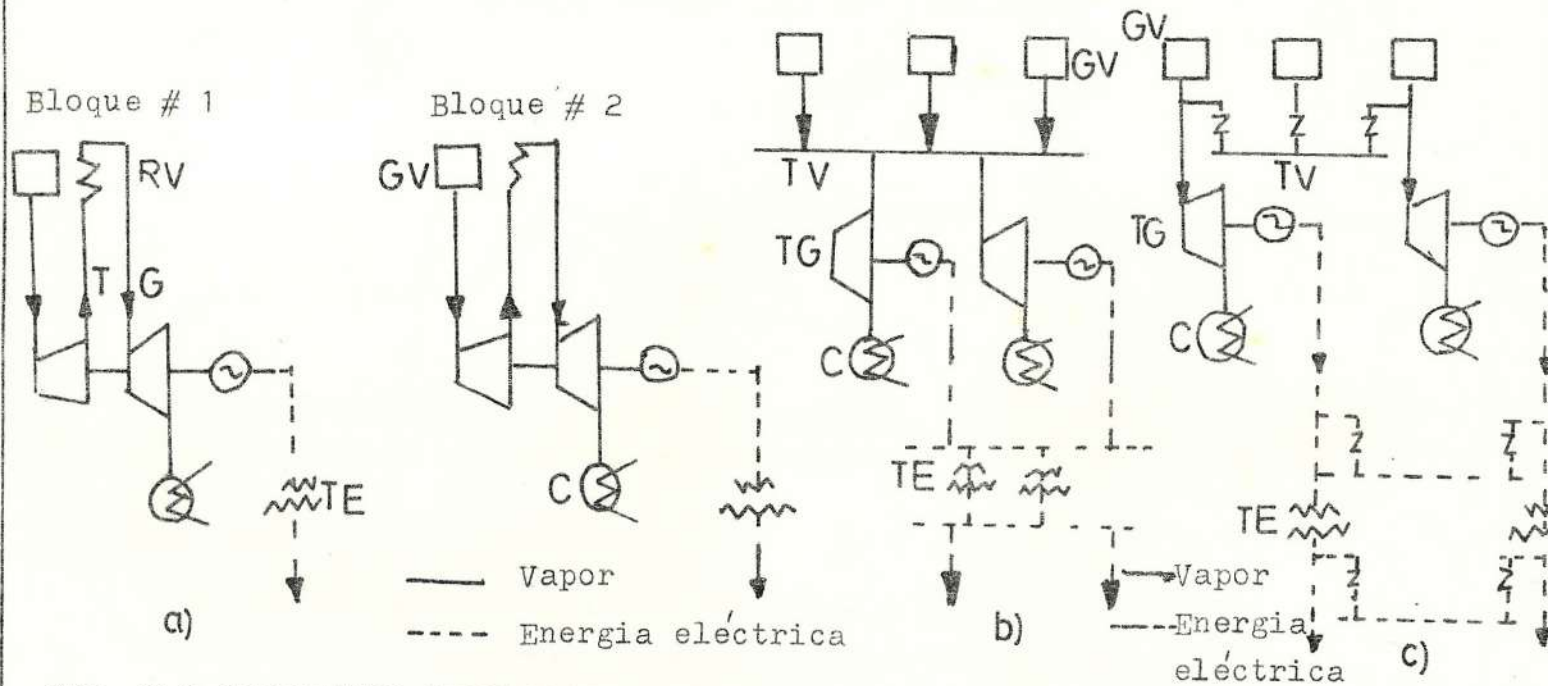


FIG. 3.3 ESTRUCTURA TECNOLÓGICA DE UNA CENTRAL ELÉCTRICA

a \* en bloque;

b \* centralizada;

c \* seccionada;

GV \* generadores de vapor;

TG \* turbogrupos;

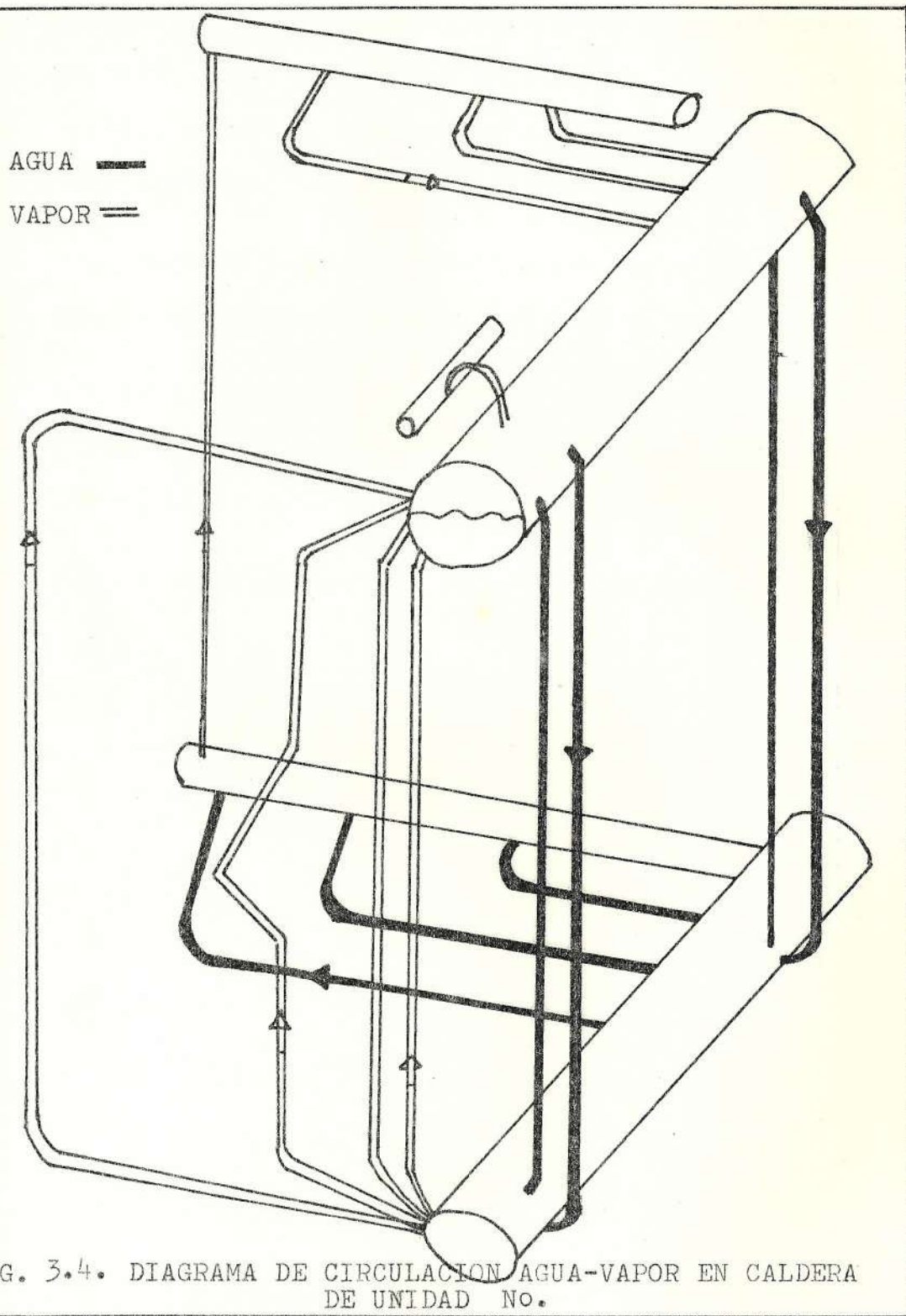
RV \* recalentador de vapor

intermediario;

TE \* transformadores -  
electricos;

TV \* tuberías principa  
les de vapor.





forzado que suministra el aire necesario para la combustión. Este aire antes de ingresar al hogar es calentado a través de un calentador de aire a vapor y un calentador de aire regenerativo (Ver Fig.3.5.)

Esta caldera posee una cantidad de producción continua de 295000 Kg/Hr de vapor.

A continuación se detallan las características más importantes del generador de vapor y se adjunta Diagrama del Ciclo Agua Vapor (Ver Fig.3.6.)

a. Características del generador de Vapor.

Tipo	Mitsubishi-CE caldera de tubos de agua.
Número de Domos	2
Capacidad de evaporación	295000 Kg/H
Superficie de calefacción	3775 m <sup>2</sup>
Presión de vapor	
Diseño	105 Kg/cm <sup>2</sup> g.
Salida del supercalentador	91 Kg/cm <sup>2</sup> g.
Temperatura de Vapor	
Salida del supercalentador	513°C
Temperatura agua de alimentación	217°C

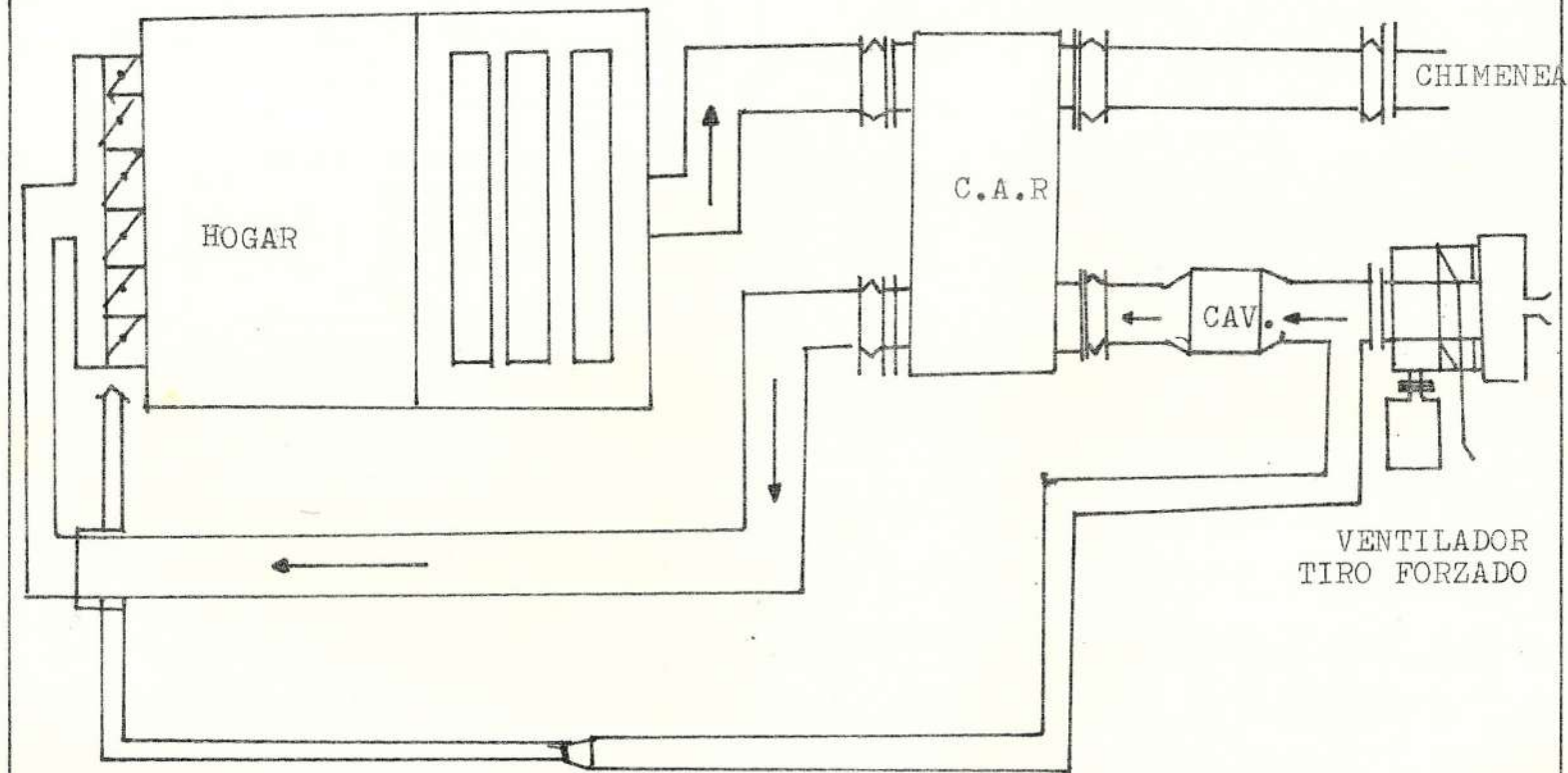


FIG. 3.5. DIAGRAMA DE FLUJO AIRE Y GASES EN CALDERO DE UNIDAD A VAPOR No. 3

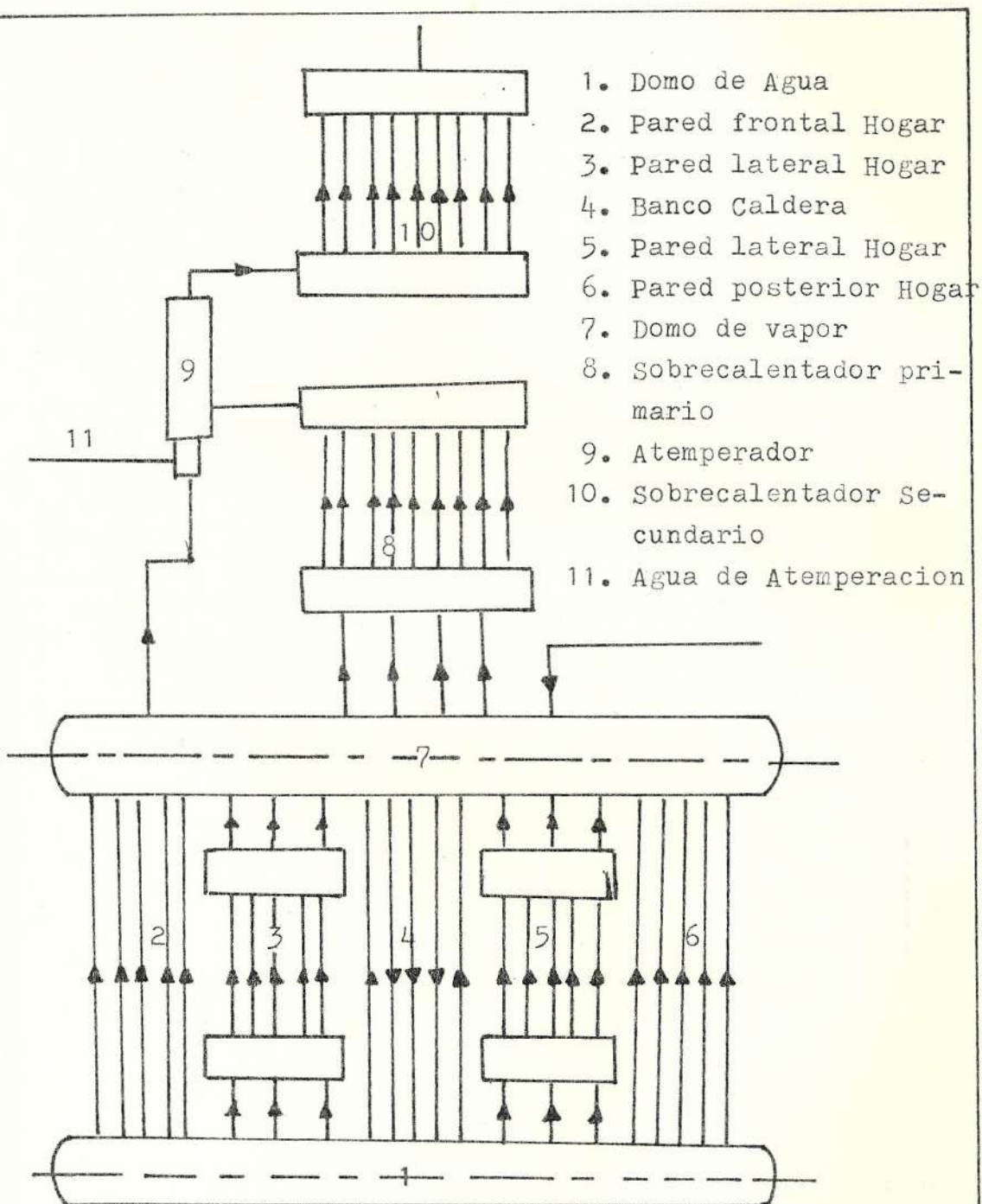


FIG. 3.6. DIAGRAMA DE FLUJO VAPOR Y AGUA DE CALDERA

UNIDAD A VAPOR No. 2



Temperatura de aire

Entrada del precalentador 100°C

Salida del precalentador 336°C

Sistema de encendido Combustible

Sistema de tiro Tiro forzado

b. Hogar.

Volúmen 795 m<sup>3</sup>

Superficie de Calentamiento efectiva

parte radiante 654 m<sup>2</sup>

parte convección 321 m<sup>2</sup>

c. Supercalentador.

Tipo Colgante

Número de secciones 2

Número de cabezas 4

Control de temperatura agua atemperación

d. Calentador de aire.

Tipo Ljwunstrom Regenerativo

Superficie de calentamiento 11630 m<sup>2</sup>

TURBINA A VAPOR.- La unidad motivo de nuestro estudio

es una turbina de vapor de efecto combinado; Acción y Reacción de 14 etapas a través de las cuales se expande el vapor de tipo axial por la dirección paralela del vapor con respecto al eje horizontal y con escape a un condensador que permite aprovechar el máximo trabajo en la turbina.

De esta unidad se derivan cinco extracciones de vapor dirigidas a cinco calentadores de agua de alimentación instalados con el fin de mejorar la eficacia del ciclo.

Opera a una velocidad de 3600 RPM y está acoplada a un generador que mantiene una producción bruta de 73000 Kw. Las condiciones de operación del vapor a la entrada de la turbina son:  $88 \text{Kg/cm}^2$  y  $510^\circ\text{C}$  y este vapor descarga a un condensador a una presión de  $0.088 \text{ Kg/cm}^2$ . El máximo flujo de vapor admisible es 290000 Kg/H y el mínimo flujo de vapor es 18000 Kg/H.

A continuación se detallan las características más importantes de la turbina de vapor.

a. Turbina

Fabricante	M H I
Tipo	Impulso/Flujo simple
Número de etapas	14

Número de pasos curtis	Uno
Capacidad	73000 Kw
Número de ex - tracciones	5
Presión en la válvula de admisión	88 Kg/cm <sup>2</sup>
Temperatura en la válvula de admisión	510°C
Presión en el escape	0.086 Kg/cm <sup>2</sup>

b. Generador.

Tipo	Enfriado con Hidrógeno
Presión de Hidrógeno	2.1 Kg/cm <sup>2</sup> g.
Potencia	73000 Kw
Capacidad	85883 KVA
Potencial	13.8 KV
Factor de Potencia	85 %
Capacidad del excitador	Kw
Voltage máximo de excitación	250 voltios.

CONDENSADORES.- Los condensadores pueden clasificarse en dos tipos: de contacto y de superficie. En los primeros, el vapor del escape y el agua condensada es tan en realidad mezclados, extrayendose dicha mezcla continuamente como agua caliente.

Los condensadores de superficie interponen una pared entre el vapor y el agua, a través de la cual se transmite el calor por convección, sacándose el agua condensada y la de enfriamiento por separado.

En vista de que el condensador es una unidad especial en las centrales termoeléctricas y de que ninguna de las plantas en el Ecuador cuenta con condensadores de contacto; se analizará únicamente, el comportamiento de los condensadores superficiales.

En estos condensadores se determina un factor de limpieza el que nos indicará cuando haya disminución del coeficiente de transmisión de calor, pudiendo de esta forma limpiar el condensador en el momento adecuado, para evitar un decrecimiento del rendimiento total del ciclo.

#### Condensador.

Fabricante	M H I
Tipo	Horizontal, dos pasos
Superficie de enfriamiento	4430 m <sup>2</sup>
Número de tubos	6566
Diámetro	25.4 mm
Calibre	0.5 mm



Longitud	8455 mm
Material	Titanio
Calor de carga	$99.5 \times 10^6$ Kcal/Hr
Flujo agua de enfriamiento	11770 m <sup>3</sup> /Hr
Presión absoluta	0.088 Kg/cm <sup>2</sup>
Factor de limpieza	90 %
Coefficiente de transmisión de calor	2599.77
Temperatura entrada agua de circulación	29.5°C
Velocidad a través de tubos	2.13 m/sec

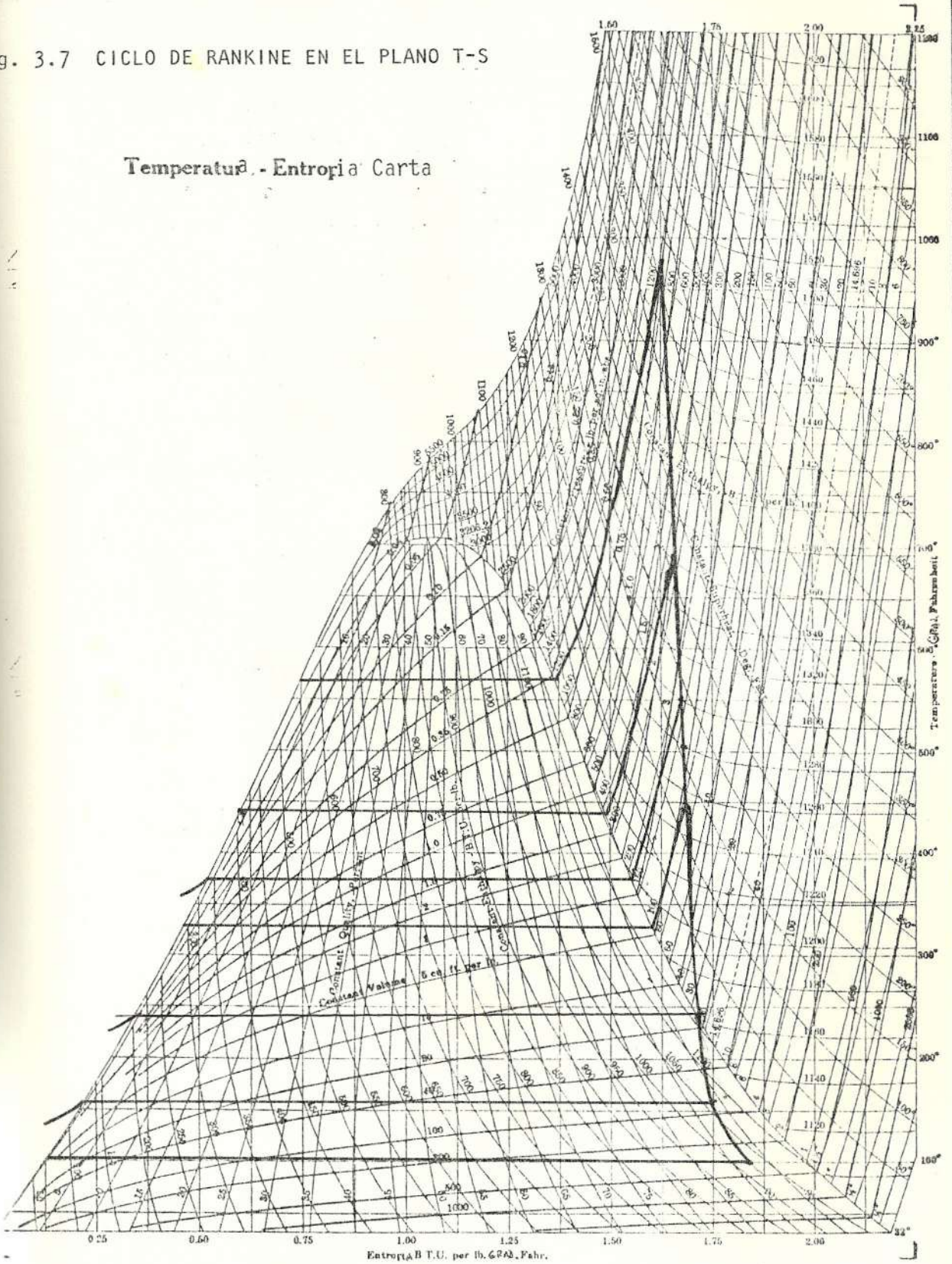
### 3.6. DESCRIPCION DE UNA CENTRAL A VAPOR "ESTERO SALADO" UNIDAD No 3.

Resumiendo el ciclo regenerativo de vapor de expansión completa de la Unidad a Vapor No. 3 de la Central "Estero Salado". Este ciclo más comúnmente conocido como ciclo de Rankine presenta las siguientes características expuestas en el plano TS de la Fig.3.7.

recalienta hasta el estado 2, antes de salir del generador de vapor. En estas condiciones el vapor ingresa a la Turbina, donde se expansiona casi adiabáticamente hasta el condensador estado 8, pero previamente se efectúan cinco extracciones de vapor que se dirigen

Fig. 3.7 CICLO DE RANKINE EN EL PLANO T-S

Temperatura - Entropía Carta





hacia los calentadores de Agua de alimentación que posee esta planta, repartidos de la siguiente manera:

2 Calentadores de Tipo Cerrado, de Alta presión, esta  
dos 3 - 14 y 4 - 13.

1 Calentador de Tipo Abierto, de Presión Intermedia,  
estado 5 - 12.

2 Calentadores de Tipo Cerrado, de Baja Presión, esta  
dos 6 - 11 y 7 - 10.

La cantidad de vapor que ingresa al Condensador, se condensa de 8 - 9 y este condensado es bombeado a través de una bomba de Condensado B<sub>9</sub> hacia el Deareador (Calentador No. 3), pasando previamente por los calentadores de baja presión No. 1 y No. 2.

En el Deareador se produce la mezcla del vapor de la extracción No. 3 con el Condensado proveniente del Condensador y esta mezcla cae hacia la Bomba de Agua de Alimentación desde una altura aproximada de 12m. - que la garantiza la succión necesaria y el líquido es bombeado hacia el caldero, pasando previamente por los calentadores de alta presión no. 4 y No. 5.

### 3.7. PARAMETROS TERMODINAMICOS MAS IMPORTANTES DE LA PRODUCCION DE UN Kw-Hr.

Los parámetros más importantes de presión, temperatura y flujo de masa que se dan a continuación son ( Ver - Fig.3.8):

- X<sub>1</sub> Presión 1ra. extracción
- X<sub>2</sub> Presión 2da. extracción
- X<sub>3</sub> Presión 3ra. extracción
- X<sub>4</sub> Presión 4ta. extracción
- X<sub>5</sub> Presión 5ta. extracción
- X<sub>6</sub> Presión válvula admisión turbina
- X<sub>7</sub> Presión agua atemperador
- X<sub>8</sub> Presión agua alimentación
- X<sub>9</sub> Presión vapor sobrecalentado (salida caldera)
- X<sub>10</sub> Presión entrada agua calentador No. 1
- X<sub>11</sub> Presión entrada agua calentador No. 2
- X<sub>12</sub> Presión entrada agua calentador No. 3
- X<sub>13</sub> Presión entrada agua calentador No. 4
- X<sub>14</sub> Presión entrada agua calentador No. 5
- X<sub>15</sub> Temperatura aire entrada precalentador
- X<sub>16</sub> Temperatura aire salida precalentador
- X<sub>17</sub> Temperatura gases entrada precalentador
- X<sub>18</sub> Temperatura gases salida precalentador
- X<sub>19</sub> Temperatura combustible antes de entrar al hogar

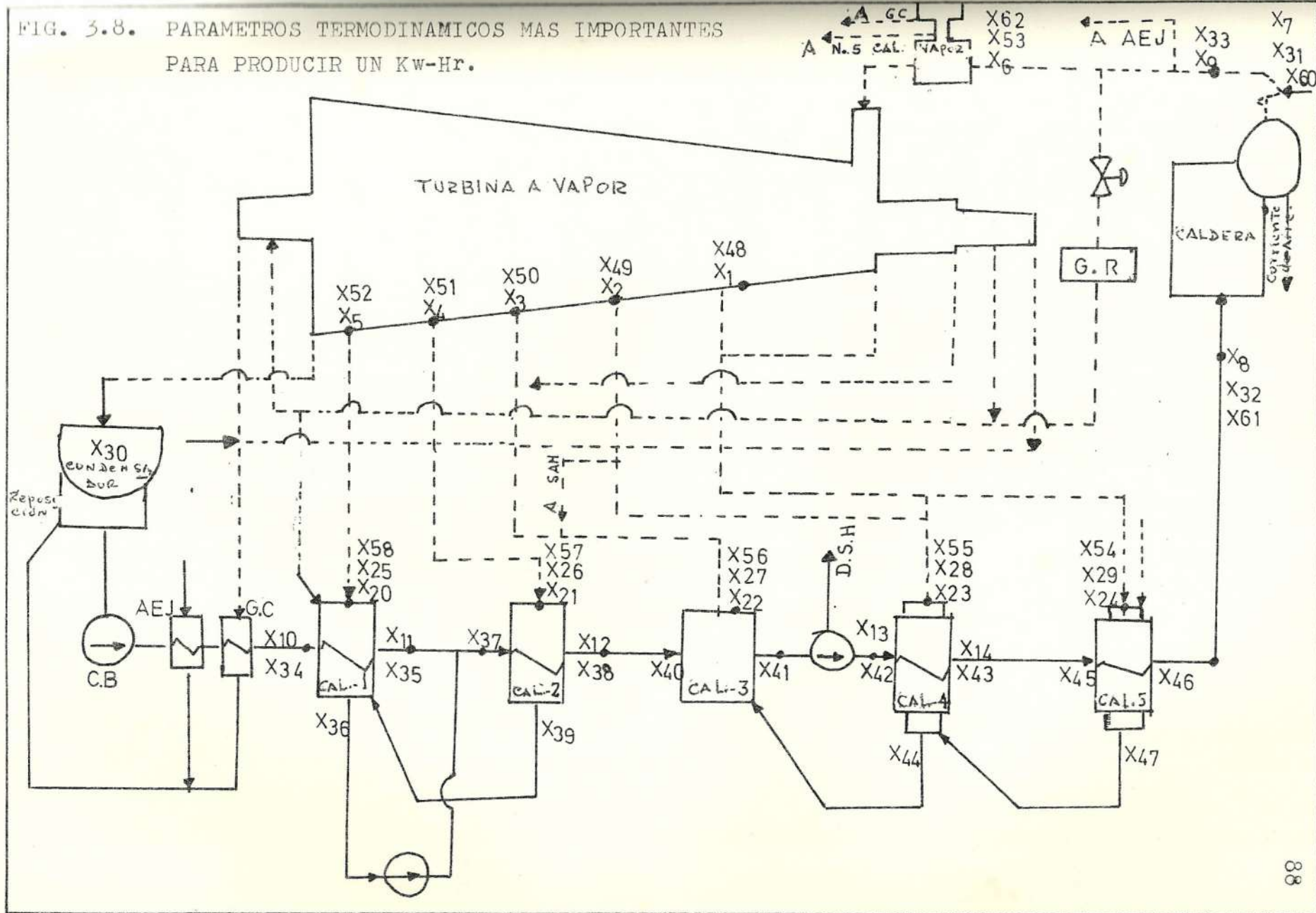


- X<sub>20</sub> Temperatura entrada vapor calentador No. 1
- X<sub>21</sub> Temperatura entrada vapor calentador No. 2
- X<sub>22</sub> Temperatura entrada vapor calentador No. 3
- X<sub>23</sub> Temperatura entrada vapor calentador No. 4
- X<sub>24</sub> Temperatura entrada vapor calentador No. 5
- X<sub>25</sub> Presión entrada vapor calentador No. 1
- X<sub>26</sub> Presión entrada vapor calentador No. 2
- X<sub>27</sub> Presión entrada vapor calentador No. 3
- X<sub>28</sub> Presión entrada vapor calentador No. 4
- X<sub>29</sub> Presión entrada vapor calentador No. 5
- X<sub>30</sub> Presión condensador
- X<sub>31</sub> Temperatura agua atemperador
- X<sub>32</sub> Temperatura agua alimentación
- X<sub>33</sub> Temperatura vapor sobrecalentado (salida caldera)
- X<sub>34</sub> Temperatura entrada agua alimentación calentador  
No. 1
- X<sub>35</sub> Temperatura salida agua alimentación calentador  
No. 1
- X<sub>36</sub> Temperatura salida condensado calentador No. 1
- X<sub>37</sub> Temperatura entrada agua alimentación calentador  
No. 2
- X<sub>38</sub> Temperatura salida agua alimentación calentador  
No. 2
- X<sub>39</sub> Temperatura salida condensado calentador No. 2

- X<sub>40</sub> Temperatura entrada agua alimentación calentador  
No. 3
- X<sub>41</sub> Temperatura salida agua alimentación calentador  
No. 3
- X<sub>42</sub> Temperatura entrada agua alimentación calentador  
No. 4
- X<sub>43</sub> Temperatura salida agua alimentación calentador  
No. 4
- X<sub>44</sub> Temperatura salida condensado calentador No. 4
- X<sub>45</sub> Temperatura entrada agua alimentación calentador  
No. 5
- X<sub>46</sub> Temperatura salida agua alimentación calentador  
No. 5
- X<sub>47</sub> Temperatura salida condensado calentador No. 5
- X<sub>48</sub> Temperatura 1ra. extracción
- X<sub>49</sub> Temperatura 2da. extracción
- X<sub>50</sub> Temperatura 3ra. extracción
- X<sub>51</sub> Temperatura 4ta. extracción
- X<sub>52</sub> Temperatura 5ta. extracción
- X<sub>53</sub> Temperatura válvula de admisión turbina
- X<sub>54</sub> Flujo extracción No. 1
- X<sub>55</sub> Flujo extracción No. 2
- X<sub>56</sub> Flujo extracción No. 3
- X<sub>57</sub> Flujo extracción No. 4
- X<sub>58</sub> Flujo extracción No. 5

- X<sub>59</sub> Flujo combustible
- X<sub>60</sub> Flujo agua atemperador
- X<sub>61</sub> Flujo agua alimentación
- X<sub>62</sub> Flujo vapor sobrecalentado

FIG. 3.8. PARAMETROS TERMODINAMICOS MAS IMPORTANTES PARA PRODUCIR UN Kw-Hr.





## C A P I T U L O    I V

### CALCULO    DEL    COSTO    DEL    Kw-Hr

#### 4.1. COSTO DEL Kw-Hr EN LA CENTRAL TERMICA "GONZALO CEVALLOS GUZMAN"

De acuerdo con la información obtenida en las oficinas del Sistema Nacional Interconectado (S.N.I), en Quito nos permite evaluar con los parámetros económicos, la variación del costo del Kw-Hr.

##### 4.1.1. CONSIDERACIONES

Para evaluar el costo del Kw-Hr se debe tener presente lo siguiente:

Mano de Obra ( Ver figura 4.1 )

Incluye sueldos, salarios y beneficios sociales del personal técnico, administrativo y otros que laboran en la dirección y sus unidades operativas;

Materiales y Repuestos ( Ver figura 4.2 )

Valores reportados mensualmente por los bodegueros y valorizados por Contabilidad;

Combustibles y Lubricantes (Ver figura 4.3)

Consumo de Bunker, Diesel y Kerex en las unidades de

generación termoeléctrica, valorizado el costo original de adquisición, más la inspección y el transporte hasta el lugar de almacenamiento, incluye además el costo de lubricante y seguro de transporte;

#### Compra de Energía.

En este concepto se registra el costo anual de compra de energía para la reventa siendo necesario aclarar que esta compra no se debe a un déficit de generación del S.N.I, sino al aprovechamiento del excedente de energía hidráulica generada por la Empresa Eléctrica Riobamba;

#### Gastos Varios. ( Ver figura 4.4 )

Agrupar gastos misceláneos y generales, tales - como: viáticos y subsistencia, servicios de luz, agua para generación, teléfono, transporte, arrendamiento, capacitación, seguros, servicios especializados, etc.;

#### Depreciación. ( Ver figura 4.5 )

Valores anuales de cuotas de Depreciación de los activos fijos o cargo de la dirección de acuerdo a los porcentajes establecidos en el sistema de cuentas vigentes en INECEL;

AÑO 1982

Concepto ( miles de sucres )

Mano de Obra	.....	S/.	38642.40
Materiales	.....		9660.60
Combustibles y Lubricantes	.....		473,369.40
Otros gastos	.....		28981.80
Depreciación	.....		115927.20
Transferencia gastos DOSNI	.....		<u>77284.80</u>
Costo total		S/.	742341.00

KW-Hr Generado Neto ( miles ) 966060

AÑO 1983

Concepto ( miles de sucres )

Mano de Obra	.....	S/.	48610
Materiales	.....		62376
Combustibles y Lubricantes	.....		449035
Gastos varios	.....		88863
Depreciación	.....		205280
Transferencia Gastos DOSNI	.....		<u>38863</u>
Costo total		S/.	893027

KW-Hr Generado Neto ( miles ) 815640

Financieros ( Ver figura 4.6 )

Representa el costo de la amortización de intereses, comisiones bancarias, comisiones de compromiso, etc. relacionados con préstamos y subpréstamos de costo, mediano y a largo plazo, recursos financieros que fueron utilizados en la construcción de las instalaciones de unidades operativas a cargo de la dirección.

## 4.1.2. VARIACION DE ESTE DESDE EL AÑO 1981 A 1984

AÑO 1981

Concepto (miles de sucres)

Mano de Obra	.....	S/. 32722
Materiales	.....	7737
Combustibles y Lubricantes	.....	390084
Gastos varios	.....	53984
Depreciación	.....	97357
Financieros	.....	81811
Transferencia DUSNI	.....	80155
Transferencia INECEL	.....	<u>27315</u>
Costo total		<u>S/. 761706</u>
Kw-Hr Generado neto ( miles )		<u>938700</u>



AÑO 1984

Concepto (miles de sucres )

Mano de Obra	.....	S/.	64649
Materiales	.....		12847
Combustibles y Lubricantes	.....		284671
Gastos varios	.....		12789
Depreciación	.....		421281
Transferencia gastos DOSNI	.....		<u>23065</u>
Costo total		S/.	879302
Kw-Hr Generado ( miles )	<u>382500</u>		

AÑO 1981

Concepto

Mano de Obra	.....		0.03
Materiales	.....		6.01
Combustibles	.....		0.41
Gastos varios	.....		0.05
Depreciación	.....		0.10
Financieros	.....		0.09
Transferencia gastos DOSNI	.....		0.09
Transferencia gastos INECEL	.....		<u>0.03</u>
Costo unitario total		S/.	<u>0.81</u>
Central Estero Salado vapor (miles Kw-Hr)			938700

Gastos ( explotación ) ( miles de sucres) s/.

AÑO 1982

Conceptos

Mano de Obra .....	0.04
Materiales .....	0.01
Combustibles y Lubricantes .....	0.49
Otros gastos .....	0.03
Depreciación .....	0.12
Transferencia gastos DOSNI .....	<u>0.08</u>
Costo unitario total .....	<u>s/. 0.77</u>

Central Estero Salado vapor (miles Kw-Hr ) 966.060

Gastos explotación ( miles sucres ) s/.742341

AÑO 1983

Conceptos

Mano de Obra .....	0.06
Materiales y repuestos .....	0.07
Combustibles y Lubricantes .....	0.51
Otros gastos .....	0.10
Depreciación .....	0.23
Transferencia S. Generales .....	<u>0.05</u>
Costo unitario total .....	<u>s/. 1.02</u>

Central Estero Salado vapor (miles Kw-Hr) 815640  
 Gastos Explotación (miles sucres) s/. 893027

AÑO 1984

Conceptos

Mano de Obra .....	0.17
Materiales .....	0.03
Combustibles .....	0.74
Otros gastos .....	0.19
Depreciación .....	1.10
Transferencia gastos DOSNI .....	<u>0.06</u>
Costo unitario total	<u>s/. 2.29</u>

Central Estero Salado vapor (miles Kw-Hr) 382500  
 Gastos explotación (miles sucres) s/. 879302

4.1.3. OPERACIONES COMO LLEGAR AL COSTO DEL KW-HR

AÑO 1981

Mano de Obra.

<u>Costo Mano de Obra</u>	=	<u>32722</u>	=	0.03
Total Generado		938700		

Materiales.

<u>Costo de materiales</u>	=	<u>7737</u>	=	0.008
Total Generado		938700		

## Combustible.

<u>Costo de Combustible</u>	=	<u>390084</u>	=	0.415
Total Generado		938700		

## Gastos Varios.

<u>Costo de gastos varios</u>	=	<u>53984</u>	=	0.0575
Total Generado		938700		

## Depreciación.

<u>Costo Depreciación</u>	=	<u>110841</u>	=	0.118
Total Generado		938700		

## Financieros.

<u>Costo Financieros</u>	=	<u>83163</u>	=	0.088
Total Generado		938700		

## Transferencia gastos DOSNI.

<u>Costo DOSNI</u>	=	<u>80155</u>	=	0.085
Total Generado		938700		

## Transferencia gastos INECEL.

<u>Costo INECEL</u>	=	<u>27315</u>	=	0.029
Total Generado		938700		

Costo Kw-Hr s/. 0.081

## 4.2. COSTO DEL Kw-Hr A LAS EMPRESAS ELECTRICAS

El S.N.I para vender el Kw-Hr a las Empresas eléctricas



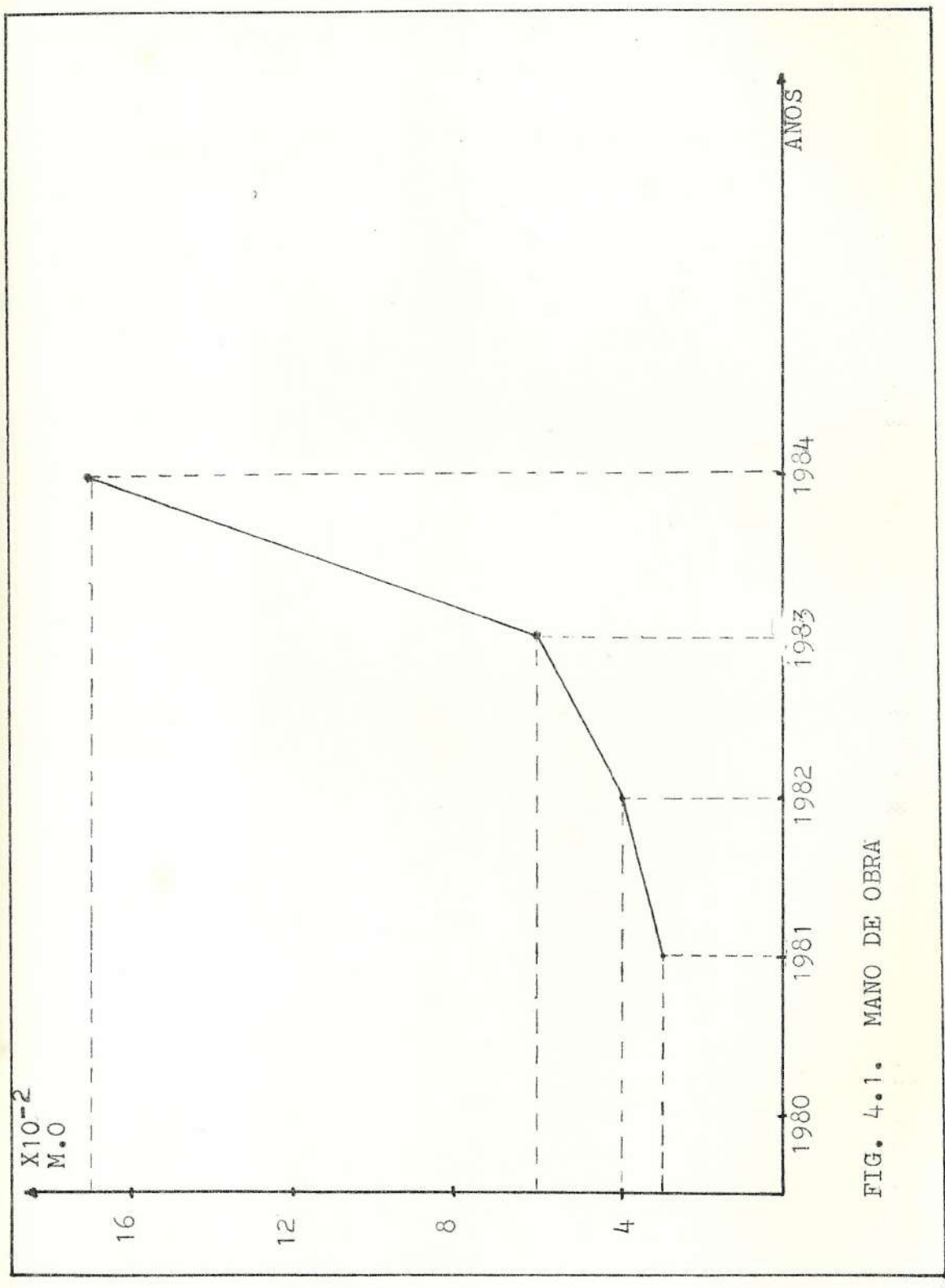


FIG. 4.1. MANO DE OBRA

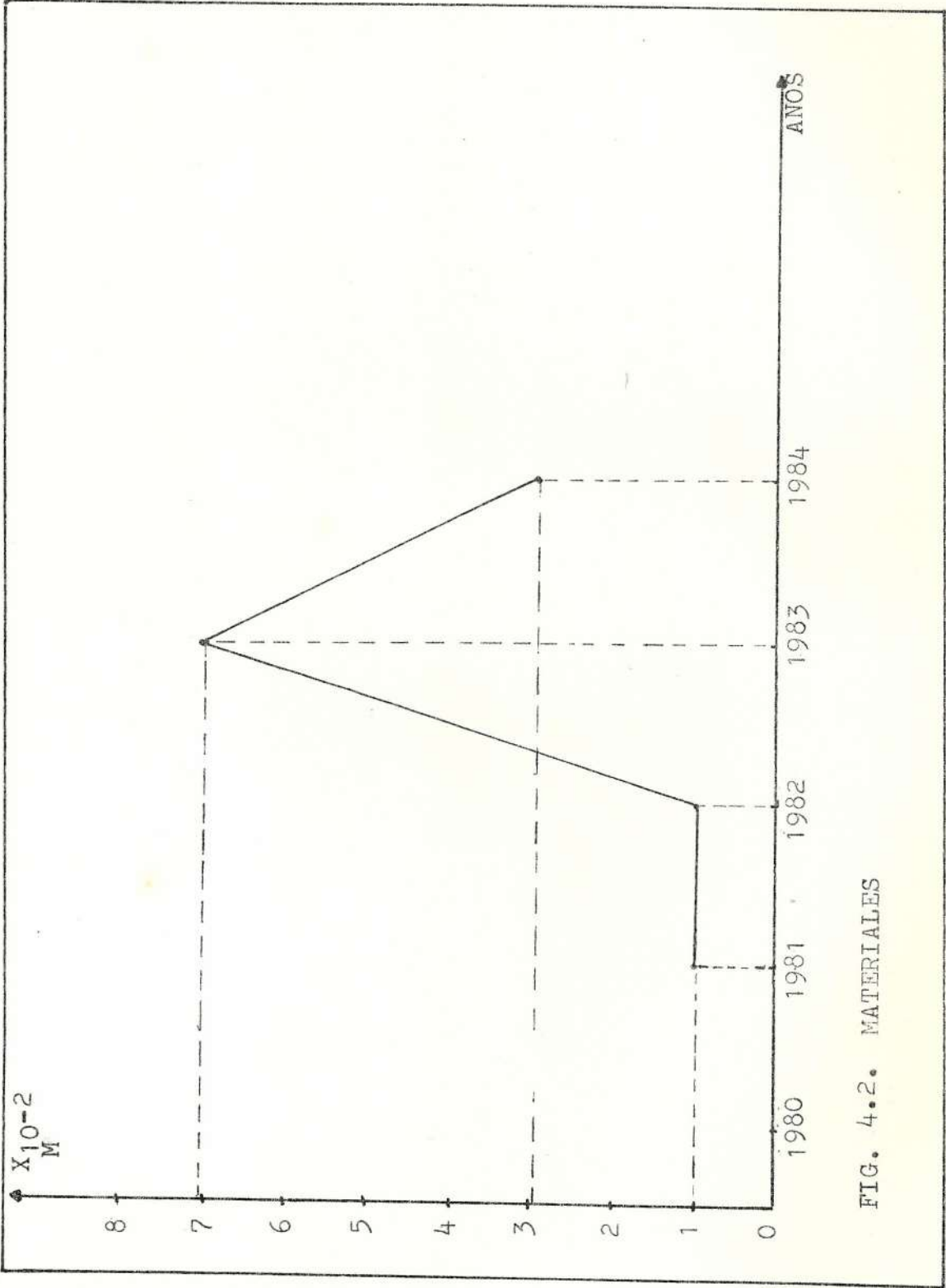


FIG. 4.2. MATERIALES

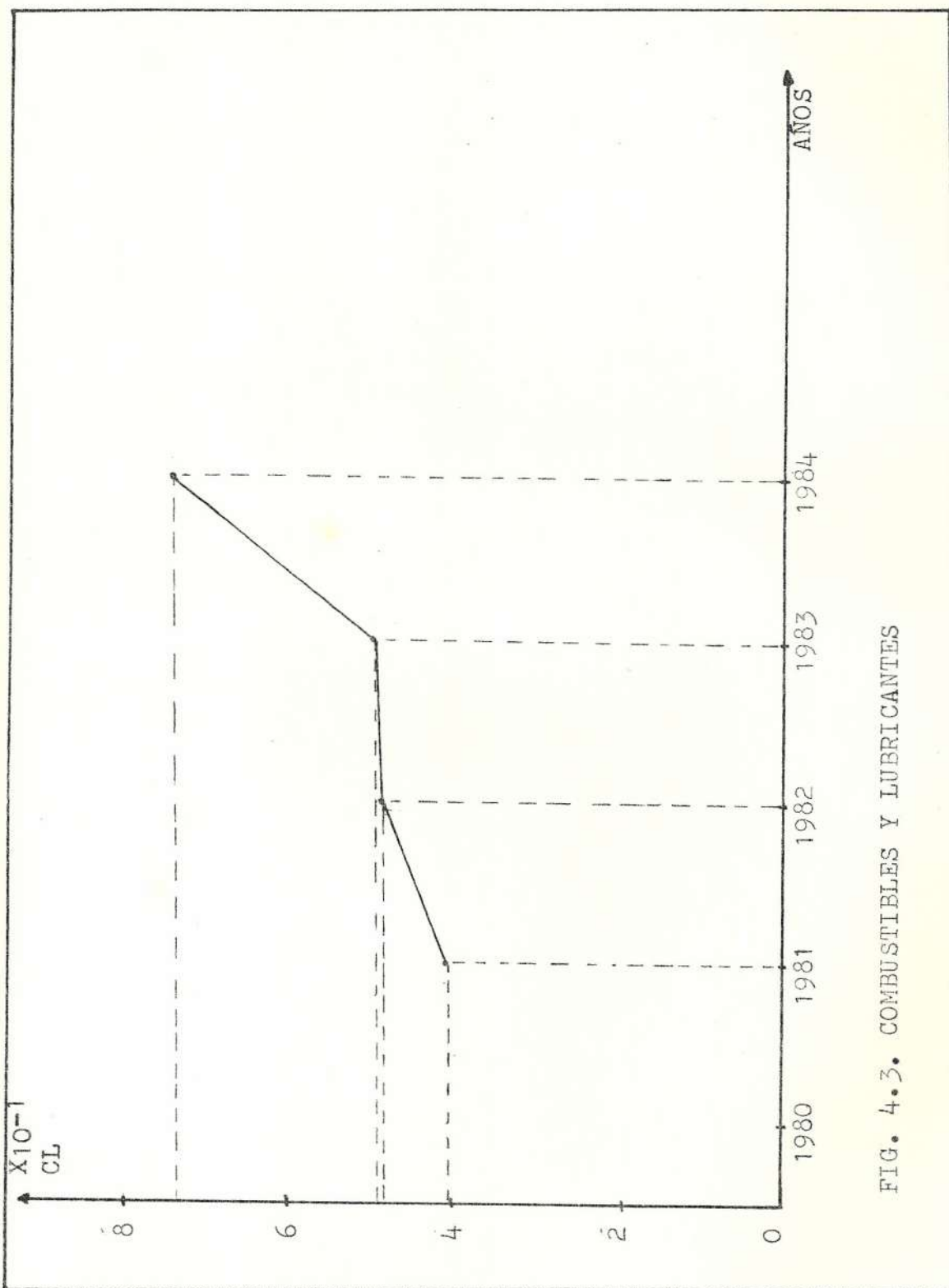


FIG. 4.3. COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES

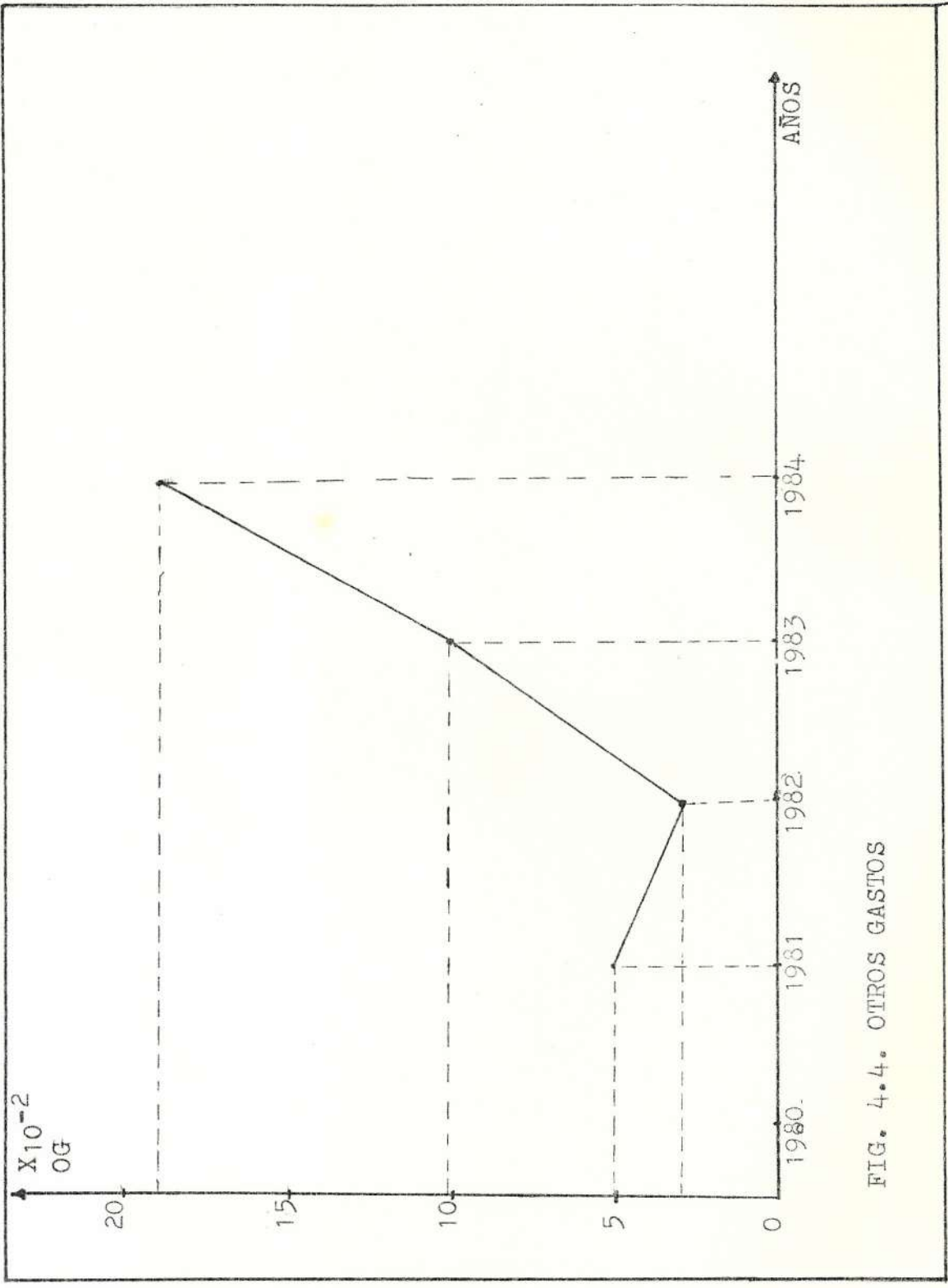


FIG. 4.4. OTROS GASTOS



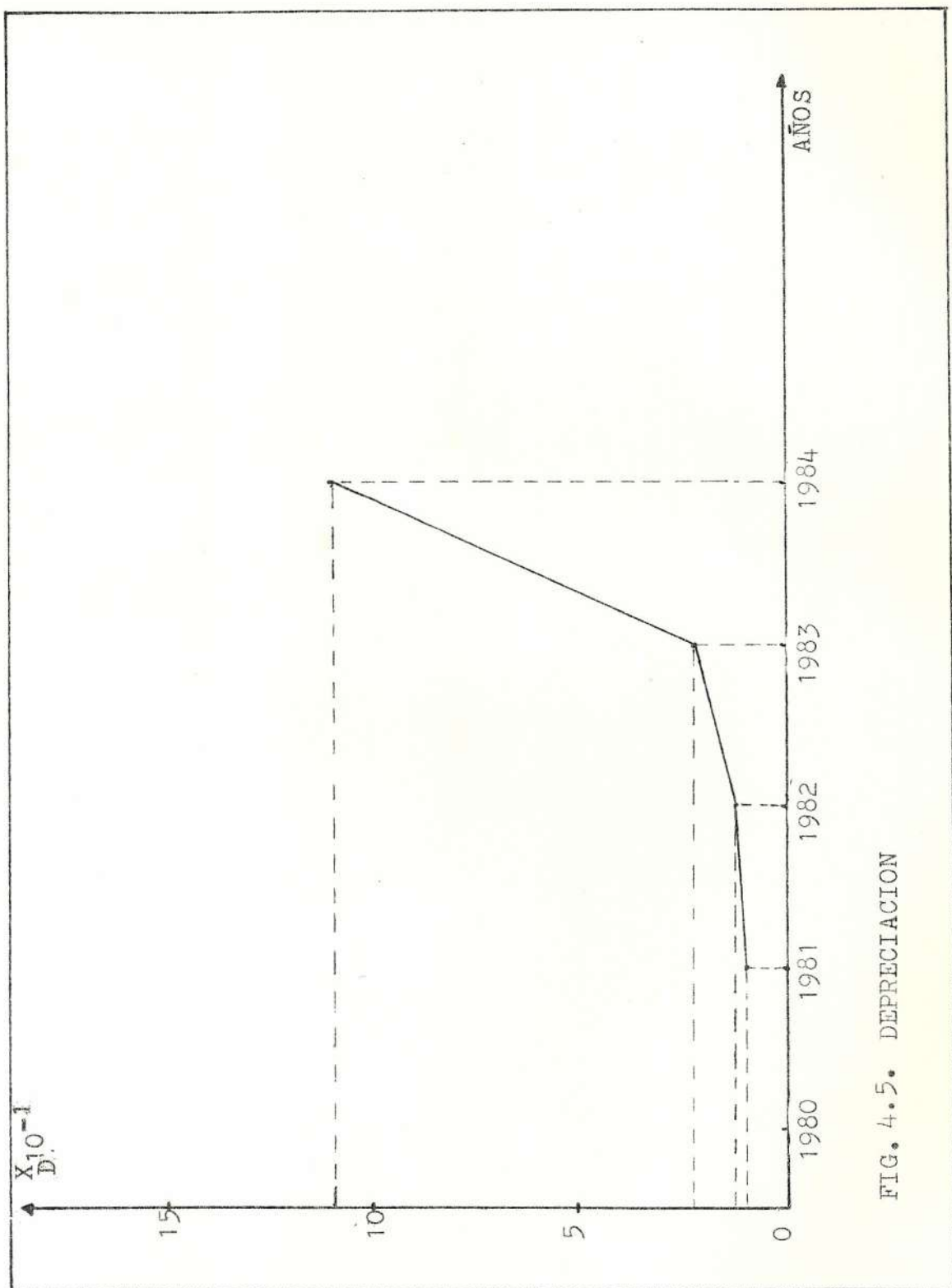


FIG. 4.5. DEPRECIACION

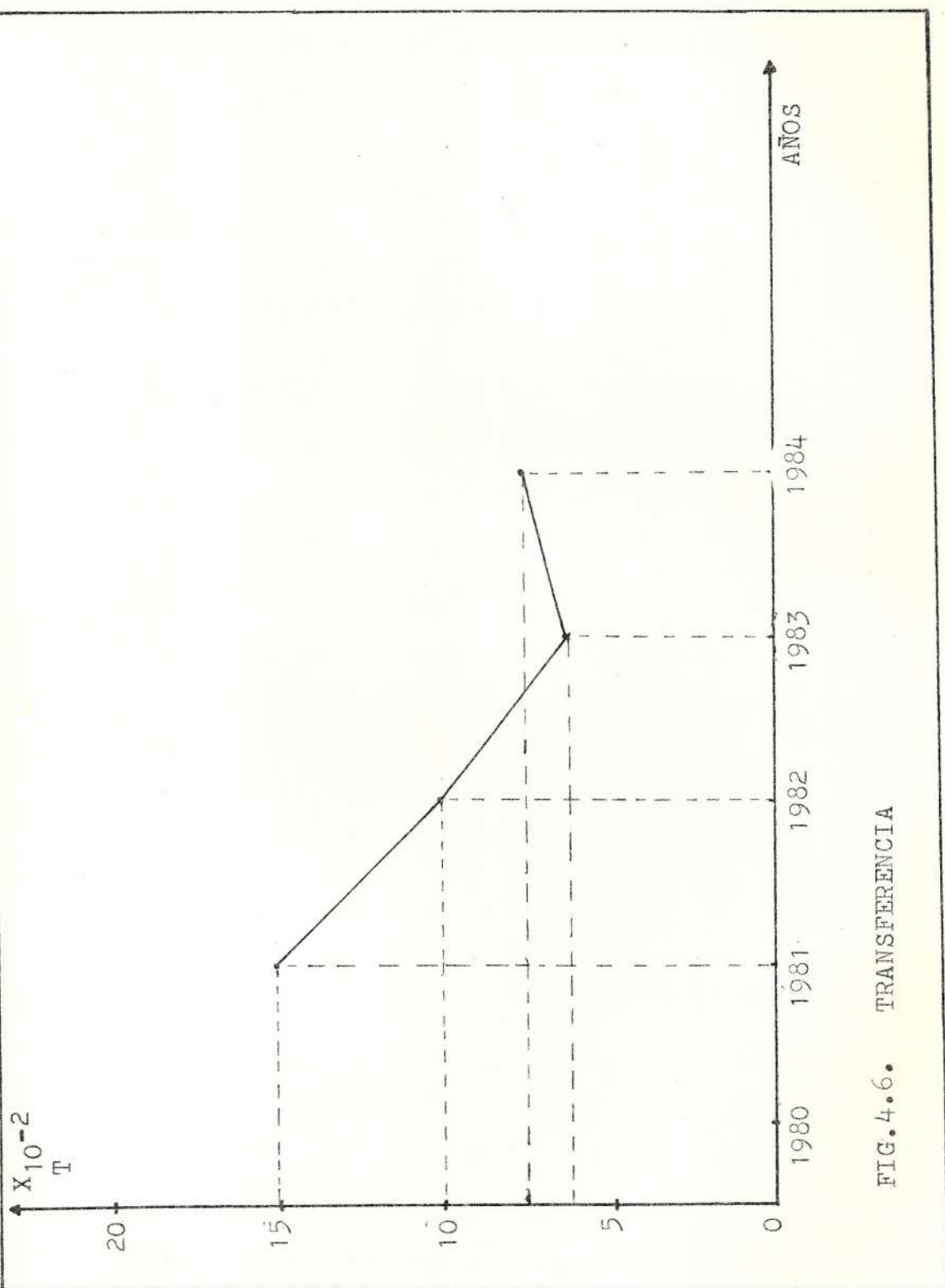


FIG. 4.6. TRANSFERENCIA

se basa en decretos emitidos por el Ministerio de Recursos Naturales y Consideraciones, las cuales se dan a conocer luego.

#### 4.2.1. CONSIDERACIONES

##### a. MES DE AGOSTO DE 1983

S/. 120,00 por cada Kw de demanda facturable

s/. 0,90 por cada uno de los primeros 250 Kw-Hr por Kw de demanda facturable.

S/. 1,40 por cada uno de los siguientes 250 Kw-Hr por Kw de demanda facturable

S/. 0,80 por cada Kw-Hr de exceso.

A partir del mes de Septiembre de 1983, se considerará un incremento acumulativo mensual del 2% - en las tarifas. (Ver Tablas 4.1, 4.2, 4.3, y 4.4)

##### b. PROGRAMACION OPERATIVA

INECEL efectuará, a través de la Dirección de Operación y Mantenimiento del S.N.I la programación de la operación conjunta de los recursos de generación de las partes, en base a su aprovechamiento óptimo de los recursos del país y considerando las restricciones técnicas de las instalaciones -

de INECEL y de las Empresas. En base a esta programación acordada entre las partes, se establecerán los requerimientos de potencia y energía, eléctricas de la empresa, el suministro que el Sistema Nacional deba entregar, y la generación propia que la empresa deba realizar.

c. POTENCIA CONTRATADA

La empresa contratará una magnitud de potencia, para el periodo anual que se trate, cuyo valor será determinado entre INECEL, DOSNI y la Empresa, en base a la programación operativa antes mencionada.

Sin embargo, las empresas eléctricas menores que tengan generación hidráulica propia o variaciones estacionales importantes de carga, pueden fijar hasta dos valores de potencia contratada al Sistema Nacional, dentro de cada año en función de la hidrología de sus sistemas o de las variaciones estacionales de carga.

Adicionalmente, las empresas que habiendo contratado una potencia determinada y debido a factores no provistos, varíen la demanda del sistema



Nacional en más del 10% de la potencia contratada, podrán corregir, por una sola vez al año, dicha potencia contratada, previa la justificación pertinente.

d. DEMANDA FACTURABLE

Se entiende por demanda facturable para un período determinado, la demanda máxima de potencia integrada en un período de 15 minutos sucesivos y registrada en el lapso comprendido entre el inicio del período considerado y el mes para el cual se realiza la facturación. El valor de la demanda facturable puede variar entre el valor de la potencia contratada más un 10% adicional, para aquellas empresas que contratan hasta 30 MW y entre el valor de la potencia contratada más un 5% adicional para aquellas empresas que contratan más de 30 MW, manteniéndose en este caso igual cargo unitario por demanda para cada Kw comprendido en los porcentajes de variación indicados.

En el caso de que la demanda máxima en el período anual comprendido entre el inicio del mismo y el mes para el cual se realiza la facturación sea

menor que la potencia contratada para un año determinado o período estacional considerado, será esta última potencia contratada la que se tome como demanda facturable.

e. MODIFICACION DE LA POTENCIA CONTRATADA Y RECARGO POR EXCESO DE POTENCIA

Si en un mes determinado, la demanda máxima presentada por la Empresa supera el índice superior indicada en el literal d de este pliego, se considerará como demanda facturable el valor determinado como límite superior, el mismo que se convertirá automáticamente en la nueva potencia contratada y así sucesivamente, cada vez que ocurriere. El exceso a este límite será facturado de la siguiente manera:

s/. 170,00 por cada Kw de exceso al límite superior de la demanda facturable, en cada mes que se presente esta demanda.

En este caso INECEL, puede o no atender el exceso de potencia requerida por la empresa, y en ningún caso, este exceso de potencia podrá presentarse por más de cinco veces en días consecutivos o no, durante el mes que se trate. Si se

presentara este exceso de potencia por más de - cinco veces, automáticamente y en adelante se convertirá en potencia contratada el valor máximo de la demanda que se haya registrado.

Reajuste de facturación.

"Para casos no programados, y salvo causas de - fuerza mayor si INECEL por alguna razón, pese a que la empresa requiera la potencia contratada , no pudiere entregar dicha potencia por más de - cuatro días consecutivos o no, se aplicará un factor de corrección para determinar la disminución en el valor de la planilla, el mismo que se calculará de la siguiente manera:

$$fc = \frac{sPc + sPr}{nPc}$$

Donde:

fc = Factor de corrección

sPc = Sumatoria de la potencia contratada en los días en que la potencia fué igual o superior a la potencia contratada menos el 10 y 5% según el caso, durante las horas de máxima demanda.

sPr = Sumatoria de la potencia entregada en los

días en que la potencia fué inferior a la potencia contratada menos el 10% y 5% según el caso, durante las horas de máxima demanda.

Pc = Potencia contratada.

n = Número de días del mes

\* Para las empresas que contratan más de 30 MW se aplicará el 5%.

\* Para las empresas que contratan hasta 30 MW se aplicará el 10%.

\* Horas de máxima demanda: 18:00 Horas a 21:00 - horas.

f. SUMINISTRO DE ENERGIA DE SUSTITUCION O ECONOMICA

1. Suministro de Energía de Sustitución.

Si la empresa debido a su programación operativa técnico-económica anual, requiere hacer funcionar grupos térmicos para no aumentar la potencia contratada al Sistema Nacional e INECEL está en capacidad de reemplazar esa generación por mutuo acuerdo de las partes y por así convenir a los intereses del país, la potencia adicional que és te transfiera a la empresa por este concepto no será considerada en la aplicación del cargo por



demanda y la energía adicional entregada se facturará al precio del último bloque de la tarifa vigente en el mes anterior.

La programación operativa técnico-económica, deberá realizarse en base a las unidades efectivamente disponibles para la operación que disponga la empresa. Esta operación será analizada conjuntamente entre INECEL y la Empresa y aceptada de mutuo acuerdo. En caso de que INECEL no pueda sustituir esta potencia en algún periodo de tiempo por alguna razón técnica o que económicamente no sea, conveniente para el país, la empresa deberá generar con sus grupos térmicos. Se considerará, además bajo el tratamiento económico especial, mencionado anteriormente, la energía que el sistema Nacional reemplace a las unidades generadoras de las Empresas Eléctricas, cuyo costo variable de generación sea menor que el precio de la energía que la empresa pueda obtener de el Sistema Nacional con, la aplicación de la tarifa vigente.

Este suministro de sustitución deberá obedecer a una programación operativa integral realizada de mutuo acuerdo entre la Empresa e INECEL, bajo las

consideraciones técnico-económicas de cada una de las partes. En caso de que el Sistema Nacional - no pueda sustituir a estas unidades generadoras , por alguna razón técnica o que no sea económicamente conveniente para el país, la Empresa deberá generar con sus grupos térmicos.

## 2. Suministro Especial de Energía Económica.

Para las Empresas Eléctricas Interconectadas que no puedan aprovechar el mecanismo de energía de sustitución, se les facturará como energía económica cada mes una cantidad de energía igual a la cantidad mensual facturada en las tarifas RI + CI que la empresa haya vendido a los usuarios de estas tarifas, dos meses antes al que corresponde la facturación de INECEL o del último mes que la empresa disponga de esta información, anterior a los dos meses, al precio del último bloque de la tarifa del Sistema Nacional, en el mes anterior - al de la facturación, con un máximo de 10% de la energía comprada a la DOSNI.

Si la empresa, pese a tener generación térmica se acoge a lo especificado en este numeral, no debe-

ra generar con sus grupos térmicos no incluidos - en la programación operativa óptima acordada con INECEL, sino en aquellos casos en que INECEL no pueda suministrar energía de sustitución y económica, sea más conveniente para el país.

Se aclara que las empresas podrán utilizar solamente una de las dos alternativas establecidas anteriormente.

#### g. SERVICIO ESPECIAL

Si la empresa no pudiese generar la potencia y energías previstas de acuerdo a la programación operativa realizada por INECEL y aceptada por la Empresa, debido a razones de estricta emergencia o por mantenimiento, el suministro adicional de potencia y energía que entregue el Sistema Nacional se considerará como servicio especial, cuya energía será facturada al precio vigente según la tarifa del S.N.I para un factor de carga del 55%.

En caso de que para atender este suministro adicional el S.N.I, requiera incrementar su generación termoeléctrica se aplicará a este suministro el precio que resulte de la aplicación de la tarifa



anteriormente señalada para un factor de carga del 55%, con un recargo del 50%.

Este servicio será entregado siempre que las disponibilidades de generación del S.N.I lo permitan y previa la coordinación correspondiente.

#### h. FACTOR DE POTENCIA

La empresa deberá operar su sistema e instalaciones en tal forma que en el ó los puntos de interconexión presente un factor de potencia que fluctue entre 1 y 0.9 en atraso hasta Diciembre de 1984, y entre 1 y 0.95 en atraso a partir de Enero de 1985, siempre en el mismo sentido de la potencia activa en cualquier hora del día.

#### 1. Recargo por bajo factor de potencia.

- Para horas de demanda máxima:

18:00 - 21:00 Horas

Si el factor de potencia resultante que presente la Empresa en el ó los puntos de interconexión es menor a 0.9 durante el periodo de 1983 - 1984, y menor a 0.95 a partir de Enero de 1985 INECEL recargará la planilla mensual multipli



cando el valor de la planilla por el cuociente resultante de dividir 0.9 o 0.95 según el caso para el factor de potencia penalizable que presente la Empresa a INECEL durante las horas de máxima demanda y el mes para el cual se realiza la facturación.

- Para horas de demanda media:

7:00 - 18:00 Horas

Para el caso de que la Empresa presente factores de potencia inferiores a 0.9 hasta Diciembre de 1984, e inferiores a 0.95 a partir de Enero de 1985, INECEL facturará los KVAR adicionales, que está entregando durante las horas de demanda media, de conformidad con la siguiente tarifa:

s/. 26,00 por KVAR adicional entregado.

La determinación del factor de potencia penalizable se calculará de la siguiente manera: Se tomará el promedio de las lecturas horarias de los factores de potencia inferiores a 0.9 en 1984 e inferiores a 0.95 en 1985, registradas entre las 18:00 Horas a las 21:00 y 07:00 a 18:00, respectivamente para cada año.

Tabla 4.1. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO: TARIFA VIGENTE

MESES	CARGOS POR DEMANDA		CARGOS POR ENERGIA				CARGOS POR POTENCIA REACTIVA	
	CONTRATADA S/Kw/MES	EXCESO S/Kw/MES	250Kwh/Kw (S/Kwh)	250Kwh/Kw (S/Kwh)	EXCESO (S/Kwh)	SUSTITUCION (S/Kwh)	VA	(S/KVAR)
Agosto/1983	120.00	170.00	0.900	1.040	0.800	---	26.00	
Septiembre	122.40	173.40	0.918	1.061	0.816	---	26.52	
Octubre	124.85	176.87	0.936	1.082	0.832	---	27.05	
Noviembre	127.35	180.41	0.955	1.104	0.849	0.832	27.59	
Diciembre	129.90	184.02	0.974	1.126	0.866	0.849	28.14	

Tabla 4.2. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO: TARIFA VIGENTE

MESES	CARGOS POR DEMANDA		CARGOS POR ENERGIA				CARGOS POR POTENCIA REACTIVA (S/KVAR)
	CONTRATADA S/Kw/MES	EXCESO S/Kw/MES	250Kwh/Kw (S/Kwh)	250Kwh/Kw (S/Kwh)	EXCESO (S/Kwh)	SUSTITUCION (S/Kwh)	
Enero/1984	132.50	187.70	0.993	1.149	0.883	0.866	28.70
Febrero	135.15	191.45	1.013	1.172	0.901	0.883	29.27
Marzo	137.85	195.28	1.033	1.195	0.919	0.901	29.86
Abril	140.61	199.19	1.054	1.219	0.937	0.919	30.46
Mayo	143.42	203.17	1.075	1.243	0.956	0.937	31.07
Junio	146.29	207.23	1.097	1.268	0.975	0.956	31.69
Julio	149.22	211.37	1.119	1.293	0.995	0.975	32.32
Agosto	152.20	215.60	1.141	1.319	1.015	0.995	32.97
Septiembre	155.24	219.91	1.164	1.345	1.035	1.015	33.63
Octubre	158.34	224.31	1.187	1.372	1.056	1.035	34.30
Noviembre	161.51	228.80	1.211	1.399	1.077	1.056	34.99
Diciembre	164.74	233.38	1.235	1.427	1.099	1.077	35.69

Tabla 4.3. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO: TARIFA VIGENTE

MESES	CARGOS POR DEMANDA		CARGOS POR ENERGIA				CARGOS POR POTENCIA REACTIVA (S/KVAR)
	CONTRATADA S/KW/MES	EXCESO S/KW/MES	250KWH/Kw (S/KWH)	250KWH/Kw (S/KWH)	EXCESO (S/KWH)	SUSTITUCION (S/KWH)	
Enero/1985	168.03	238.05	1.259	1.455	1.121	1.098	36.40
Febrero	171.39	242.81	1.285	1.484	1.145	1.120	37.13
Marzo	174.82	247.66	1.310	1.514	1.166	1.143	37.87
Abril	178.32	252.61	1.336	1.544	1.189	1.166	38.63
Mayo	181.88	257.67	1.363	1.575	1.213	1.189	39.40
Junio	185.52	262.82	1.391	1.607	1.237	1.213	40.19
Julio	189.23	268.08	1.418	1.639	1.262	1.237	40.99
Agosto	193.02	273.44	1.447	1.672	1.287	1.262	41.82
Septiembre	196.88	278.91	1.476	1.705	1.313	1.287	42.65
Octubre	200.82	284.49	1.505	1.739	1.339	1.313	43.50
Noviembre	204.83	290.18	1.535	1.774	1.366	1.339	44.37
Diciembre	208.94	295.98	1.567	1.811	1.393	1.366	45.26



Tabla 4.4. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO: TARIFA VIGENTE

MESES	CARGOS POR DEMANDA		CARGOS POR ENERGIA				CARGOS POR POTENCIA REACTIVA (S/KVAR)
	CONTRATADA S/Kw/MES	EXCESO S/Kw/MES	250KWH/Kw (S/KWH)	250KWH/Kw (S/KWH)	EXCESO (S/KWH)	SUSTITUCION (S/KWH)	
Enero/1986	213.12	301.90	1.598	1.847	1.421	1.393	46.17
Febrero	217.38	307.94	1.630	1.884	1.449	1.421	47.09
Marzo	221.73	314.10	1.663	1.922	1.478	1.449	48.03
Abril	226.16	320.38	1.696	1.690	1.508	1.478	48.99
Mayo	230.68	326.79	1.730	1.999	1.538	1.508	49.97
Junio	235.29	333.33	1.765	2.039	1.569	1.538	50.97
Julio	240.00	340.00	1.800	2.080	1.600	1.569	51.99
Agosto	244.80	346.80	1.836	2.122	1.632	1.600	53.03
Septiembre	249.70	353.74	1.873	2.164	1.665	1.632	54.09
Octubre	254.69	360.81	1.910	2.207	1.698	1.665	55.17
Noviembre	259.78	368.03	1.948	2.251	1.732	1.698	56.27
Diciembre	264.98	375.39	1.987	2.296	1.767	1.732	57.40

## 4.2.2. DISEÑO DE LA TARIFA

AÑO 1986

Mayo

Energía vendida : 307.5 GWH

Factor de carga : 1.0

Horas : 730

Energía : Demanda x Factor de carga x # Horas

$$\text{Demanda} = \frac{\text{Energía vendida}}{\text{Factor de carga} \times \# \text{ Horas}}$$

$$\text{Demanda} = \frac{307.5 \times 10^9 \text{ Hw-Hr}}{1.0 \times 730 \text{ Horas}}$$

$$\text{Demanda} = \underline{\underline{421232876.7 \text{ Kw}}}$$

Cargo por Potencia.

$$\text{s/. } \underline{230.68} \times 421232876.7 \text{ Kw} = \text{s/. } 9.7169999 \times 10^{10}.$$

Cargo por Energía.

$$\text{s/. } \frac{1.73}{\text{Kw-Hr}} \times 250 \text{ Kw-Hr} = \text{s/. } 423.5$$

$$\text{s/. } \frac{1.999}{\text{Kw-Hr}} \times (307.5 \times 10^9 - 250) \text{ Kw-Hr}$$

$$= \text{s/} \cdot 6.1469249 \times 10^{11}$$

$$\text{COSTO TOTAL} \quad \text{-----} \quad \text{s/} \cdot \underline{\underline{7.1186249 \times 10^{11}}}$$

$$\text{Precio Medio} = \frac{\text{Costo Total}}{\text{Energía vendida}} = \underline{\underline{2.315 \frac{\text{s/}}{\text{Kw-Hr}}}}$$

A continuación se detalla la variación del precio medio del Kw-Hr, con respecto al factor de carga y considerando los recargos mensuales respectivos. ( Ver tablas: 4.5, 4.6, 4.7, 4.8, 4.9, 4.10, 4.11, 4.12, 4.13, 4.14, 4.15; y Figuras: 4.6, 4.7, 4.8, y 4.9 ).

Tabla 4.5. VARIACION MENSUAL DEL PRECIO MEDIO ( $\text{s}/\bullet/\text{Kw-Hr}$ ) F.C. 10%

MESES	FACTOR DE CARGA (%)	HORAS USO	PRECIO MEDIO ( $\text{s}/\bullet/\text{Kw-H}$ )
Mayo	10	73	5.159
Junio	-	-	5.262
Julio	-	-	5.367
Agosto	-	-	5.475
Septiembre	-	-	5.584
Octubre	-	-	5.696
Noviembre	-	-	5.809
Diciembre	-	-	5.926



Tabla 4.6. VARIACION MENSUAL DEL PRECIO MEDIO (S/./Kw-Hr) F.C. 20%

MESES	FACTOR DE CARGA (%)	HORAS USO	PRECIO MEDIO (S/./Kw-Hr)
Mayo	20	146	3.579
Junio	-	-	3.650
Julio	-	-	3.724
Agosto	-	-	2.798
Septiembre	-	-	3.874
Octubre	-	-	3.951
Noviembre	-	-	4.030
Diciembre	-	-	4.111

Tabla 4.7. VARIACION MENSUAL DEL PRECIO MEDIO (S/./Kw-Hr) F.C. 30%

MESES	FACTOR DE CARGA (%)	HORAS USO	PRECIO MEDIO (S/./Kw-Hr)
Mayo	30	219	3.052
Junio	-	-	3.113
Julio	-	-	3.176
Agosto	-	-	3.239
Septiembre	-	-	3.304
Octubre	-	-	3.370
Noviembre	-	-	3.437
Diciembre	-	-	3.506

Tabla 48. VARIACION MENSUAL DEL PRECIO MEDIO (S/./Kw-Hr) F.C. 40%

MESES	FACTOR DE CARGA (%)	HORAS USO	PRECIO MEDIO (S/./Kw-Hr)
Mayo	40	292	2.788
Junio	-	-	2.844
Julio	-	-	2.902
Agosto	-	-	2.960
Septiembre	-	-	3.019
Octubre	-	-	3.079
Noviembre	-	-	3.140
Diciembre	-	-	3.203

Tabla 4.9. VARIACION MENSUAL DEL PRECIO MEDIO (S/./Kw-Hr) F.C. 50%.

MESES	FACTOR DE CARGA (%)	HORAS USO	PRECIO MEDIO (S/./Kw-Hr)
Mayo	50	365	2.631
Junio	-	-	2.683
Julio	-	-	2.737
Agosto	-	-	2.792
Septiembre	-	-	2.848
Octubre	-	-	2.905
Noviembre	-	-	2.963
Diciembre	-	-	3.022



Tabla 4.10. VARIACION MENSUAL DEL PRECIO MEDIO ( $\text{s}/\cdot/\text{Kw-Hr}$ ) F.C. 60%

MESES	FACTOR DE CARGA (%)	HORAS USO	PRECIO MEDIO ( $\text{s}/\cdot/\text{Kw-Hr}$ )
Mayo	60	438	2.525
Junio	-	-	2.576
Julio	-	-	2.628
Agosto	-	-	2.681
Septiembre	-	-	2.734
Octubre	-	-	2.788
Noviembre	-	-	2.844
Diciembre	-	-	2.901

Tabla 4.11. VARIACION MENSUAL DEL PRECIO MEDIO ( $\text{s}/\cdot/\text{Kw-Hr}$ ) F.C. 70%

MESES	FACTOR DE CARGA (%)	HORAS USO	PRECIO MEDIO ( $\text{s}/\cdot/\text{Kw-Hr}$ )
Mayo	70	514	2.450
Junio	-	-	2.499
Julio	-	-	2.549
Agosto	-	-	2.601
Septiembre	-	-	2.652
Octubre	-	-	2.705
Noviembre	-	-	2.759
Diciembre	-	-	2.814

Tabla 4.12. VARIACION MENSUAL DEL PRECIO MEDIO (S/./Kw-Hr) F.C. 80%.

MESES	FACTOR DE CARGA (%)	HORAS USO	PRECIO MEDIO (S/./Kw-Hr)
Mayo	80	584	2.394
Junio	-	-	2.442
Julio	-	-	2.491
Agosto	-	-	2.541
Septiembre	-	-	2.591
Octubre	-	-	2.642
Noviembre	-	-	2.696
Diciembre	-	-	2.749

Tabla 4.13. VARIACION MENSUAL DEL PRECIO MEDIO (s/./Kw-Hr) F.C. 90%.

MESES	FACTOR DE CARGA (%)	HORAS USO	PRECIO MEDIO (s/./Kw-Hr)
Mayo	90	657	2.350
Junio	-	-	2.397
Julio	-	-	2.445
Agosto	-	-	2.494
Septiembre	-	-	2.544
Octubre	-	-	2.594
Noviembre	-	-	2.646
Diciembre	-	-	2.699



Tabla 4.14. VARIACION MENSUAL DEL PRECIO MEDIO (S/./Kw-Hr) F.C. 100%

MESES	FACTOR DE CARGA (%)	HORAS USO	PRECIO MEDIO (S/./Kw-Hr)
Mayo	100	730	2.315
Junio	-	-	2.361
Julio	-	-	2.409
Agosto	-	-	2.457
Septiembre	-	-	2.506
Octubre	-	-	2.556
Noviembre	-	-	2.607
Diciembre	-	-	2.659

Tabla 4.15. AÑO 1986: F. C. = 1.0

MESES	ENERGIA VENDIDA G W H	PRECIO MEDIO S/. / KWHr
Mayo	307.5	2.315
Junio	309.0	2.361
Julio	307.3	2.409
Agosto	326.0	2.457
Septiembre	297.6	2.506
Octubre	300.8	2.556
Noviembre	302.9	2.607
Diciembre	299.5	2.659

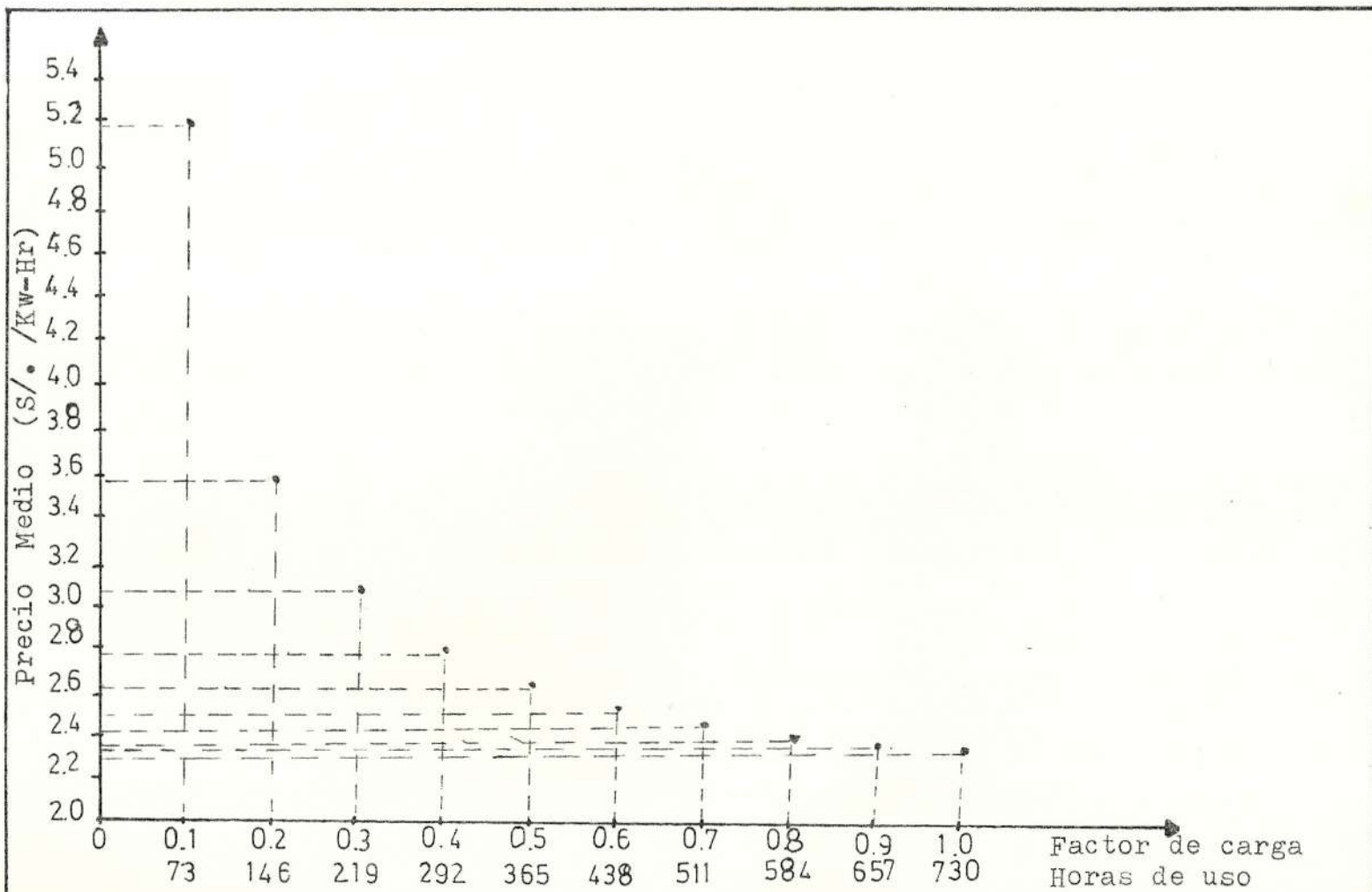


FIG. 4.7. DISEÑO DE LA TARIFA: MAYO/86

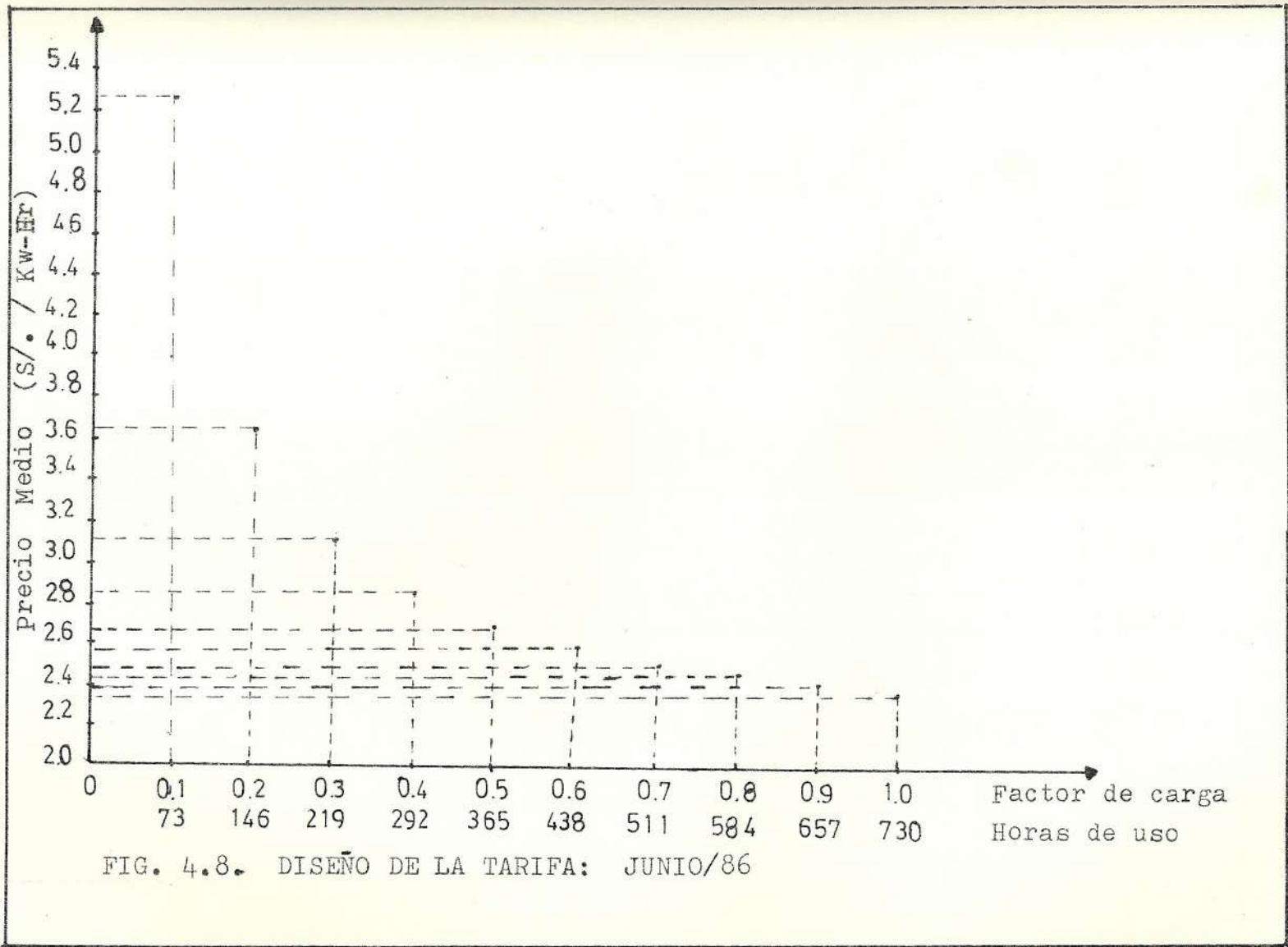


FIG. 4.8. DISEÑO DE LA TARIFA: JUNIO/86



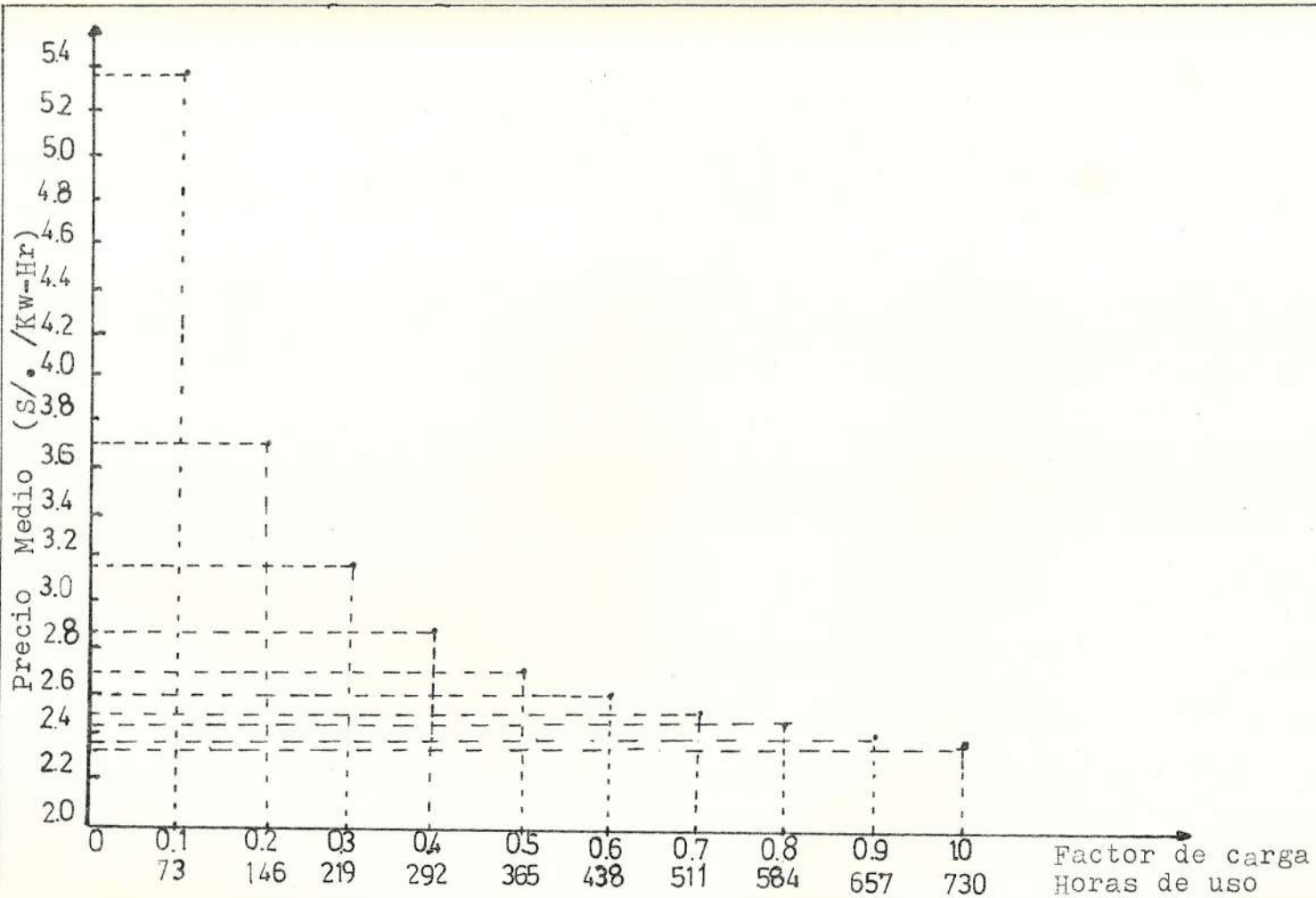


FIG. 4.9. DISEÑO DE LA TARIFA: JULIO/86

## 4.3. APLICACION DEL METODO DE OPTIMIZACION

Función Objetivo.

$$Y = (x_8 - 1080)(x_1 - x_2) + x_9(x_1 - x_3) + (x_{10} - 2650)(x_1 - x_4) + x_{11}(x_1 - x_5) + x_{12}(x_1 - x_6) + x_{13}(x_1 - x_7) \\ \div (C_1 Z_1 + C_2 Z_2 + C_3 Z_3).$$

Linealización.

$$C_1 = (x_8 - 1080) + x_9 + (x_{10} - 2650) + x_{11} + x_{12} + x_{13}.$$

$$C_2 = (x_9 - 1080)(-1) = 1080 - x_8.$$

$$C_3 = -x_9$$

$$C_4 = 2650 - x_{10}$$

$$C_5 = -x_{11}$$

$$C_6 = -x_{12}$$

$$C_7 = -x_{13}$$

$$C_8 = x_1 - x_2$$

$$C_9 = x_1 - x_3$$

$$C_{10} = x_1 - x_4$$

$$C_{11} = x_1 - x_5$$

$$C_{12} = x_1 - x_6$$

Restricciones.

$$1.- x_8(x_2 - 196.3) - 8218829.4 \leq 0$$

$$2.- x_9(x_3 - 163) + 33.3x_8 - 9525710.4 \leq 0$$

- 3.-  $x_{10}(x_4 - 116.3) + 46.7(x_9 + x_8) - 11197382.4 \leq 0$
- 4.-  $x_{11}(x_5 - 119.1) + 33.7x_{10} + 33.7(x_9 + x_8) - 9877065 \leq 0$
- 5.-  $x_{12}(x_6 - 47.1) + 38x_8 + 38x_9 + 38x_{10} + 72x_{11} - 11118384 \leq 0$
- 6.-  $x_1 - x_2 - 73.0 \leq 0$
- 7.-  $(282920 - x_8)(x_2 - x_3) - 7714337.011 \leq 0$
- 8.-  $(282920 - x_8 - x_9)(x_3 - x_4) - 8876442.5 \leq 0$
- 9.-  $(285570 - x_8 - x_9 - x_{10})(x_4 - x_5) - 10158086.1 \leq 0$
- 10.-  $(285570 - x_8 - x_9 - x_{10} - x_{11})(x_5 - x_6) - 8855149.63 \leq 0$
- 11.-  $(285570 - x_8 - x_9 - x_{10} - x_{11} - x_{12})(x_6 - x_7) - 6783971.01 \leq 0$

### Linealización

- 1.-  $a_{12} = x_8; a_{18} = x_2 - 196.3$
- 2.-  $a_{23} = x_9; a_{28} = 33.3; a_{29} = x_3 - 163$
- 3.-  $a_{34} = x_{10}; a_{38} = 46.7; a_{39} = 46.7; a_{310} = x_4 - 116.3$
- 4.-  $a_{45} = x_{11}; a_{48} = 33.7; a_{49} = 33.7; a_{410} = 33.7$   
 $a_{411} = x_5 - 119.1.$
- 5.-  $a_{56} = x_{12}; a_{58} = 38; a_{59} = 38; a_{510} = 38; a_{511} = +721;$   
 $a_{512} = (x_6 - 47.1)$
- 6.-  $a_{61} = 1; a_{62} = -1.$
- 7.-  $a_{72} = 282920 - x_8; a_{73} = 282920 + x_8; a_{78} = x_3 - x_2$
- 8.-  $a_{83} = (282920 - x_8); a_{84} = -282920 + x_8 + x_9;$   
 $a_{88} = -x_3 + x_4; a_{89} = -x_3 + x_4.$
- 9.-  $a_{94} = 285570 - x_8 - x_9 - x_{10}; a_{95} = -285570 + x_8 + x_9 + x_{10}$   
 $a_{98} = -x_4 + x_5; a_{99} = -x_4 + x_5; a_{910} = (-x_4 + x_5)$

$$\begin{aligned}
10.- \quad a_{195} &= 285570 - x_8 - x_9 - x_{10} - x_{11}; \\
a_{106} &= -285570 + x_8 + x_9 + x_{10} + x_{11}; \\
a_{108} &= -x_5 + x_6; \quad a_{109} = -x_5 + x_6; \quad a_{1010} = (-x_5 + x_6); \\
a_{1011} &= -x_5 + x_6. \\
11.- \quad a_{116} &= 285570 - x_8 - x_9 - x_{10} - x_{11} - x_{12}; \\
a_{117} &= -285570 + x_8 + x_9 + x_{10} + x_{11}; \quad a_{118} = -x_6 + x_7; \\
a_{119} &= -x_6 + x_7; \quad a_{1110} = (-x_6 + x_7); \quad a_{1111} = x_6 + x_7; \\
a_{1112} &= -x_6 + x_7.
\end{aligned}$$

### Método Simplex.

El método que se utiliza para resolver el problema li nealizado será el método Simplex, el cual se da a continuacion:

El nombre y el significado de las principales varia - bles del programa son las siguientes:

M = Índice que especifica el número de res - tricciones del problema.

N = Índice que especifica el número de varia - bles del problema.

A(I,J) = Arreglo matricial correspondiente a los , coeficientes de las variables que estable - cen las restricciones del problema.

C(J) = Arreglo vectorial de los coeficientes de , la Función Objetivo.



- Z = Valor de la Función Objetivo del problema.
- IBAS(I) = Arreglo vectorial donde se almacena el índice de las variables básicas.
- NOBA(J) = Arreglo vectorial donde se almacena el índice de las variables no básicas.
- K = Índice que identifica la columna correspondiente a la variable entrante.
- L = Índice que identifica el renglón correspondiente a la variable saliente.
- VINIC = Valor inicial de la relación  $B(I)/A(I,K)$ .
- T = Localidad temporal empleada al determinar la variable que va a salir.
- ITEM = Localidad temporal empleada al intercambiar la nueva variable básica.
- CMAX = Máximo coeficiente positivo de los coeficientes de la Función Objetivo.
- ITERA = Variable que indica el número de iteraciones antes de obtener la solución.

Dimensión A(30,15),B(30),C(15),IBAS(30),NOBA(15)

Format (2I2)

Format (1H1,6X,'Matríz A'/)

Format (4F15.2)

Format (F15.2)

Format (4F15.7)

Format (//7X,'Vector B'/)

```

Format (3X,4F15.7)
Format (3X,4F15.2)
Format (' ')
Format (//7X,'Vector C'/)
Format (//8X,'Iteración',2X,'V entrante',2X,'V salien
      te',2X,'Z')
Format (6X,I3,9X,I3,9X,I3,3X,F13.2)
Format (///7X,'Función Objetivo máxima es Z=',F13.2)
Format (/7X,'Variables básicas de la solución máxima'/)
Format (8X,'X(',I3,')=',F13.2)
Format (//8X,'El área de soluciones no está acotada')
Read (5,100)M,N
IF(M.LE.0)Stop
Lectura de A, B, C
Write (6,101)
Do 2 I = 1,M
Do 26 II = 1,3
Read (5,102)(A(I,(II-1)*4+J),J=1,4)
Write (6,103)(A(I,(II-1)*4+J),J=1,4)
Continue
Write (6,125)
Continue
Stop
Write (6,104)
Do 23 II=1,3

```

```
Read (5,102)(B(I+4*(II-1)),I=1,4)
Write (6,103)(B(I+4*(II-1)),I=1,4)
Write (6,105)
Do 24 II=1,3
Read (5,122)(C(J+4*(II-1)),J=1,4)
Write (6,123)(C(J+4*(II-1)),J=1,4)
Read (5,112)Z
Stop
Itera = 0
Write (6,106)
Definición de Variables no Básicas
Do 3 J = 1,N
Noba(J) = J
Definición de variables Básicas
Do 4 J = 1,M
IBAS(J) = J+N
Determinación de la variable que va a entrar
CMax = 0.0
Do 6 J = 1,N
If(C(J).LE.0.0)Go to 6
If(CMax.GE.C(J))Go to 6
K = J
CMax = C(J)
Continue
Write (6,31) CMax
```

Format ('CMax = ',F10.5)

If(CMax.LE.0.0) Go to 12

Vinic = 100000.0

L = 0

Se determina la variable que va a salir

Do 7 I = 1,M

If(A(I,K).LE.0.0)Go to 7

T = B (I)/A(I,K)

If (T.GT.Vinic)Go to 7

Vinic = T

L = I

Continue

Si L sigue siendo 0 significa que la solución es no -  
acotada.

If (L.LE.0)Go to 14

Se intercambia la nueva variable básica por la que sa  
lió

ITEM = IBAS(L)

IBAS (L) = NOBA(K)

NOBA(K) = ITEM

Se inicia la reducción por el método de Gauss-Jordan,  
efectuandose esta operación en el lugar.

En las siguientes cinco instrucciones se normaliza el  
renglón

Do 8 J = 1,N



If (J.EQ.K)Go to 8

$A(L,J) = A(L,J)/A(L,K)$

Continue

$B(L) = B(L)/A(L,K)$

En las siguientes 9 instrucciones se efectua la eliminación

Do 10 I = 1,M

If (I.EQ.L)Go to 10

Do 9 J = 1,N

If (J.EQ.K) Go to 9

$A(I,J) = A(I,J) - A(I,K)*A(L,J)$

Continue

$B(I) = B(I) - A(I,K)*B(L)$

$A(I,K) = -A(I,K)/A(L,K)$

Continue

En las siguientes cuatro instrucciones se definen los nuevos costos.

Do 11 J = 1,N

If (J.EQ.K)Go to 11

$C(J) = C(J) - C(K)*A(L,J)$

Continue

$Z = Z + C(K)*B(L)$

$C(K) = -C(K)/A(L,K)$

$A(L,K) = 1./A(L,K)$

ITERA = ITERA + 1

Write (6,107) ITERA, IBAS(L),NOBA(K),Z

Go to 5

Impresiones de salida

Write (6,108)Z

Write (6,115)CKW

Write (6,109)

Do 13 J = 1,M

Write (6,110)IBAS(J),B(J)

Go to 1

Write (6,111)

End

#### 4.3.1. PARAMETROS OPTIMOS

Las aproximaciones iniciales primera, segunda y tercera se dan en las tablas 4.16, 4.17, 4.18, siendo esta última tabla donde consta la segunda aproximación donde se encuentra el mínimo costo, el cual cumple de acuerdo a las restricciones del problema, en esta misma tabla se encuentra una tercera aproximación la cual no satisface las restricciones que da el problema, por lo tanto no se evalúa el costo. Estas aproximaciones no son valores reales que se obtienen en la Central Termoeléctrica, debido a que se sobrelimitan, los valores reales se los puede consultar en el Apéndice.

APROXIMACION	METODO SIMPLEX	INTERVALO
$x_1^{(0)} = 815$	$x_1 = 287.75$	$\delta_1^{(0)} = 527.25$
$x_2^{(0)} = 742$	$x_2 = 214.75$	$\delta_2^{(0)} = 527.25$
$x_3^{(0)} = 713.2$	$x_3 = 184.38$	$\delta_3^{(0)} = 528.82$
$x_4^{(0)} = 677.9$	$x_4 = 144.98$	$\delta_4^{(0)} = 523.92$
$x_5^{(0)} = 635$	$x_5 = 94.21$	$\delta_5^{(0)} = 540.76$
$x_6^{(0)} = 594.9$	$x_6 = 43.70$	$\delta_6^{(0)} = 551.2$
$x_7^{(0)} = 561.97$	$x_7 = 0.0$	$\delta_7^{(0)} = 561.97$
$x_8^{(0)} = 15061.1$	$x_8 = 29612.93$	$\delta_8^{(0)} = 14551.8$
$x_9^{(0)} = 16401.63$	$x_9 = 31285.04$	$\delta_9^{(0)} = 14883.4$
$x_{10}^{(0)} = 17322.1$	$x_{10} = 31311.86$	$\delta_{10}^{(0)} = 13989.8$
$x_{11}^{(0)} = 15958.55$	$x_{11} = 29850.37$	$\delta_{11}^{(0)} = 13891.8$
$x_{12}^{(0)} = 14814.8$	$x_{12} = 24883.32$	$\delta_{12}^{(0)} = 10068.5$

Tabla 4.16. PRIMERA APROXIMACION

APROXIMACION	METODO SIMPLEX	INTERVALO
$x_1^{(1)} = 656.8$	$x_1^{(2)} = 317.32$	$d_1^{(1)} = 339.5$
$x_2^{(1)} = 583.8$	$x_2^{(2)} = 244.32$	$d_2^{(1)} = 339.5$
$x_3^{(1)} = 554.5$	$x_3^{(2)} = 212.73$	$d_3^{(1)} = 341.8$
$x_4^{(1)} = 518.02$	$x_4^{(2)} = 170.1$	$d_4^{(1)} = 347.9$
$x_5^{(1)} = 472.77$	$x_5^{(2)} = 113.19$	$d_5^{(1)} = 359.58$
$x_6^{(1)} = 429.54$	$x_6^{(2)} = 53.52$	$d_6^{(1)} = 376.02$
$x_7^{(1)} = 393.38$	$x_7^{(2)} = 0.0$	$d_7^{(1)} = 393.38$
$x_8^{(1)} = 20881.8$	$x_8^{(2)} = 39503.3$	$d_8^{(1)} = 18621.5$
$x_9^{(1)} = 22354.9$	$x_9^{(2)} = 40484.36$	$d_9^{(1)} = 18129.37$
$x_{10}^{(1)} = 22218.5$	$x_{10}^{(2)} = 37818.34$	$d_{10}^{(1)} = 15599.84$
$x_{11}^{(1)} = 21515.3$	$x_{11}^{(2)} = 38576.79$	$d_{11}^{(1)} = 17061.49$
$x_{12}^{(1)} = 18338.8$	$x_{12}^{(2)} = 28134.92$	$d_{12}^{(1)} = 9796.12$

Tabla 4.17. SEGUNDA APROXIMACION



APROXIMACION	METODO SIMPLEX	INTERVALO	APROXIMACION
$x_1^{(2)} = 554.97$	$x_1^{(3)} = 352.66$	$\delta_1^{(2)} = 202.31$	$x_1^{(3)} = 494.3$
$x_2^{(2)} = 481.97$	$x_2^{(3)} = 279.66$	$\delta_2^{(2)} = 202.31$	$x_2^{(3)} = 421.3$
$x_3^{(2)} = 452$	$x_3^{(3)} = 244.42$	$\delta_3^{(2)} = 207.58$	$x_3^{(3)} = 389.7$
$x_4^{(2)} = 413.6$	$x_4^{(3)} = 198.77$	$\delta_4^{(2)} = 214.83$	$x_4^{(3)} = 349.2$
$x_5^{(2)} = 364.9$	$x_5^{(3)} = 135.74$	$\delta_5^{(2)} = 229.16$	$x_5^{(3)} = 296.2$
$x_6^{(2)} = 316.73$	$x_6^{(3)} = 65.46$	$\delta_6^{(2)} = 251.27$	$x_6^{(3)} = 241.4$
$x_7^{(2)} = 275.36$	$x_7^{(3)} = 0.0$	$\delta_7^{(2)} = 275.366$	$x_7^{(3)} = 192.8$
$x_8^{(2)} = 26468.25$	$x_8^{(3)} = 47515.9$	$\delta_8^{(2)} = 21047.18$	$x_8^{(3)} = 32782.4$
$x_9^{(2)} = 27793.8$	$x_9^{(3)} = 47448.96$	$\delta_9^{(2)} = 19655.16$	$x_9^{(3)} = 33690.34$
$x_{10}^{(2)} = 26898.45$	$x_{10}^{(3)} = 42183.43$	$\delta_{10}^{(2)} = 15284.98$	$x_{10}^{(3)} = 31483.9$
$x_{11}^{(2)} = 26633.75$	$x_{11}^{(3)} = 46211.45$	$\delta_{11}^{(2)} = 19577.7$	$x_{11}^{(3)} = 32507.06$
$x_{12}^{(2)} = 21277.63$	$x_{12}^{(3)} = 29396.34$	$\delta_{12}^{(2)} = 8118.76$	$x_{12}^{(3)} = 23713.25$

Tabla 4.18. TERCERA APROXIMACION

### 3.2. COSTO DEL KW-HR EN BASE A LOS PARAMETROS TERMODINAMICOS OPTIMOS

El costo del KW-Hr en base a los Parámetros Termodinámicos óptimos se da de acuerdo a cada una de las iteraciones hechas en el programa, para lo cual, se necesita conocer los parámetros Económicos los cuales se obtienen de los archivos de INECEL, lo que se detalla a continuación con el cálculo respectivo del costo del KW-Hr.

Sueldo promedio mensual obreros más beneficios.

$$S/. 24.362,= + 209\% = S/. 75.523,=$$

Sueldo promedio mensual Empleados más Beneficios

$$S/. 75.523,= + 20\% = S/. 90.627,60$$

personal de Operación

40 Obreros

6 Empleados

personal de Mantenimiento

24 Obreros

7 Empleados

En el mes se considera 240 Horas de Trabajo.

$$64 \text{ Obreros/Hrs} \times 314,679 \text{ S/./obreros} = \text{S/./Hr.} \quad 20.139,5$$

$$13 \text{ Empleados/Hrs} \times 377,615 \text{ S/./Empleados} = \text{S/./Hr.} \quad 4.908,995$$

$$C3Z3 \dots \dots \dots \text{S/./Hr.} \quad 25.048,5$$

$$C1Z1 = 19.200 \frac{\text{Kg}}{\text{Hr}} \times \frac{1}{940 \frac{\text{Kg}}{\text{M}^3}} \times 6.605 \cdot \frac{\text{S/./}}{\text{M}^3} = \text{S/./Hr.} \quad 134.910,6$$

$$C2Z2 = 281.840 \frac{\text{Kg}}{\text{Hr}} \times \frac{1}{1.000 \frac{\text{Kg}}{\text{M}^3}} \times 178,5 \frac{\text{S/./}}{\text{M}^3} = \text{S/./Hr.} \quad 50.308,44$$

$$C1Z1 + C2Z2 + C3Z3 = \text{S/./Hr.} \quad 210.267,54$$

$$\text{Potencia Interna Turbina}^{(0)} = 74.091,82 \text{ KW}$$

$$\text{Potencia Interna Turbina}^{(1)} = 80.966,57 \text{ KW}$$

$$\text{Potencia Interna Turbina}^{(2)} = 89.203,47 \text{ KW}$$

$$Y^{(0)} = 2.8379 \text{ S/./KWH}$$

$$Y^{(1)} = 2.5969 \text{ S/./KWH}$$

$$Y^{(2)} = 2.357 \text{ S/./KWH}$$

## C A P I T U L O    V

### CALCULOS DE EFICIENCIA CON LOS PARAMETROS DE TRABAJO

#### 5.1. EFICIENCIA TERMICA DE LA CALDERA.

Por definición la Eficiencia Térmica de la Caldera viene expresada por la siguiente fórmula:

$$\text{Ef. Term. Caldera} = \frac{\text{Calor absorbido por el fluido}}{\text{Calor suministrado por el Comb.}}$$

Para encontrar estos calores necesitamos conocer los flujos de agua, vapor y combustible, así como el poder calorífico del combustible y las entalpías del agua y el vapor. Entonces el rendimiento de la caldera nos dará la expresión siguiente:

$$N_c = \frac{W_v \times H_v - W_a \times H_a}{C_c \times P.C.S.}$$

Donde:

$H_v$ , es la entalpía del vapor por unidad de peso, la que se obtiene de las tablas de vapor con la presión y la temperatura del vapor a la salida de la caldera.

$H_a$ , es la entalpía del agua de alimentación de la caldera, y se obtiene en las tablas de líquidos, comprimidos o subenfriados.



$W_v$  y  $W_a$ , flujos de vapor y agua de alimentación por hora.

$C_c$ , es el consumo de combustible por hora.

P.C.S., es el poder calorífico superior del combustible por unidad de peso.

Como normalmente los flujos de vapor y agua de alimentación deben ser iguales, o de haber diferencia, no debe ser mayor del 2%, ya que en caso contrario los medidores se encuentran mal calibrados y es necesario una revisión. Cuando hay mucha diferencia entre los flujos de agua y vapor, para el cálculo del rendimiento se toma el promedio de flujos ( $W_p$ ), entonces la ecuación anterior se convierte en:

$$N_c = \frac{W_p (H_v - H_a)}{C_c \times \text{P.C.S.}}$$

En muchas plantas, en la descarga de las bombas de alimentación existe una derivación del agua, que se una a los sobrecalentadores y sirve para controlar la temperatura del vapor de salida, dependiendo ésta del flujo de agua que se inyecte por lo que se ha generalizado llamarle AGUA DE ATEMPERACION o DE SOBRECIENTAMIENTO. Esta derivación se encuentra antes o después de los medidores de flujo de agua de alimentación, por lo que deberá tomarse en consideración cuando se determine el

promedio de flujos.

Además afecta ligeramente el rendimiento de la caldera ya que entra a ella a menor temperatura que todo el volumen de agua, por no pasar por el o los calentadores que se encuentran después de las bombas de alimentación.

Esta agua de atemperación sale de la caldera convertida en vapor de las mismas características que el volumen total que produce el generador de vapor. Por lo tanto en una planta donde existe esta forma de control de temperatura, habrá de sumar al numerador de la ecuación anterior, el calor suministrado por la caldera al agua de atemperación, entonces la fórmula nos quedará:

$$N_c = \frac{(W_p - W_{at})(H_v - H_a) + W_{at}(H_v - H_{at})}{C_c \times P.C.S.}$$

Donde:

$W_{at}$ , es el flujo de agua para la atemperación.

$H_{at}$ , es la entalpía del agua de atemperación.

En la mayoría de las plantas el tratamiento químico interno de la caldera produce la formación de sólidos en suspensión en el agua de la misma.

Para evitar una concentración elevada de dichos sólidos un flujo pequeño del agua se tira al drenaje; este + flujo puede ser continuo o intermitente y nos afectará

también al rendimiento de la caldera, ya que el numerador de la fórmula aparecerá una adición de calor debido a la purga continua, nombre que se conoce en la mayoría de las plantas. Por lo tanto, la fórmula general para determinar la eficiencia de la caldera será:

$$N_c = \frac{(W_p - W_{at})(H_v - H_a) + W_{at}(H_v - H_{at}) + W_d(H_d - H_a)}{C_c \times P.C.S.}$$

Donde:

$W_d$ , es el flujo de la purga continua; y,

$H_d$ , es la entalpía del agua de la purga continua.

En las calderas que haya recalentamiento intermedio, - su eficiencia se encontrará dividiendo la suma de calor cedido al agua de alimentación más el calor añadido al vapor recalentado, entre el calor suministrado a la caldera. Entonces la fórmula para este caso particular nos queda:

$$N_c = \frac{W_p(H_v - H_a) + W_r(H_{vrc} - H_{vrf}) + W_{at}(H_r - H_{at}) + W_a(H_d - H_a)}{C_c \times P.C.S.}$$

Los términos de esta ecuación que no conocemos son:

$H_{vrc}$ , es la entalpía del vapor recalentado saliendo de la caldera. Se encuentra en las tablas de vapor con la presión y temperatura.

$H_{vrf}$ , es la entalpía del vapor recalentado frío que es

capa de la primera turbina o turbina de alta y entra a recalentarse a la caldera.

$W_r$ , es el flujo de vapor recalentado.

Los parámetros de Trabajo para Cálculo de Eficiencia de Caldera son los que se dan a continuación:

" <u>FLUJOS</u> "	" <u>Kg/hr</u> "
Vapor sobrecalentado	285696
Agua de Alimentación	290418
Agua de Atemperación	12150
Combustible	19200
" <u>PRESIONES</u> "	" <u>Kg/cm<sup>2</sup></u> "Abs.
Vapor sobrecalentado	88.5
Domo	94.0
Agua de Alimentación	95.0
Agua de Atemperación	94.0
" <u>TEMPERATURAS</u> "	" <u>°C</u> "
Vapor sobrecalentado	519
Agua de alimentación a caldera	218
Agua de Atemperación	157
Aire entrada a precalentador	100
Aire salida precalentador	332
Gases entrada a precalentador	380



Gases salida precalentador	160
Combustible antes de entrar al hogar	103
Aire bulbo seco	27
Aire bulbo humedo	21.7

El método a emplearse es el método Directo.

El medidor de agua de alimentación está colocado antes de la derivación de la línea que va al atemperador, por lo tanto el flujo medio incluye el flujo de agua de atemperación.

El promedio de flujos será:

$$W_p = \frac{290418 + 285696}{2} = 288057 \text{ Kg/Hr}$$

Las Entalpías son:	Kcal/Kg
De vapor sobrecalentado	Hv = 817.07
De agua de alimentación	Ha = 224.82
De agua de atemperación	Hat = 159.51

La fórmula general para determinar el rendimiento de la caldera por el método directo es:

$$R_c = \frac{(W_p - W_{at})(H_v - H_{at}) + W_r(H_{vre} - H_{vrf})}{C_c \quad x \quad PCS} + \frac{W_{at}(H_v - H_{at}) + W_d(H_d - H_a)}{C_c \quad x \quad PCS} .$$

Como en esta planta no existe recalentamiento intermedio, el término  $W_r(H_{vre} - H_{vrf})$  es NULO. Además, como condición de prueba se establece que la válvula de purga continua permanezca cerrada durante la misma; - por lo que  $W_d = (H_d - H_a) + 0$ , quedando la fórmula reducida a la expresión siguiente:

$$R_c = \frac{(W_p - W_{at})(H_v - H_a) + W_{at}(H_v - H_{at})}{C_c \times PCS}$$

Sustituyendo valores en la expresión y resolviendola tenemos:

$$R_c = \frac{2759.7 (592.25) + 12150 (657.96)}{19200 \times 10514 \times 0.97}$$

$$R_c = \frac{163654200 + 7989354}{191775360}$$

$$R_c = 0.895 = 89,5\%$$

## 5.2 EFICIENCIA DE TURBINA

En esta sección se hará el cálculo de la potencia, - eficiencia interna de la Turbina para lo cual necesitamos hacer el trazo de la línea de condición y el balance en cada uno de los calentadores. Para esto se , necesita conocer el diagrama térmico de cada uno de los calentadores, de donde se tiene la siguiente nomenclatura:

Parámetros de Trabajo para el Cálculo de Balance de Masa y Línea de Condición.

$h_{v1}, h_{v2}, h_{v3}, h_{v4}, h_{v5}$	= Entalpía entrada de vapor a calentadores # 1, 2, 3, 4, 5 respectivamente.
$h_{v1'}, h_{v2'}, h_{v3'}, h_{v4'}, h_{v5}'$	= Entalpías salida de vapor condensado de los calentadores correspondientes.
$h_1, h_2, h_3, h_4, h_5,$	= Entalpías entrada agua alimentación a calentadores de agua.
$h_{1'}, h_{2'}, h_{3'}, h_{4'}, h_{5}'$	= Entalpías salida agua alimentación de calentadores de agua.

De donde se tiene que:

" <u>FLUJOS</u> "	" <u>Kg/Hr</u> "
Vapor sobrecalentado	285696
Agua de Alimentación	290418
Agua de Atemperación	12150
" <u>PRESIONES</u> "	" <u>Kg/cm<sup>2</sup></u> "Abs.
Vapor sobrecalentado salida caldera	88.5
Válvula admisión turbina	87.0

Primera extracción	23.4
Segunda extracción	13.7
Tercera extracción	6.55
Cuarta extracción	2.22
Quinta extracción	0.64
Entrada de agua a:	
Calentador No. 1 ( de baja presión )	9.5
Calentador No. 2 ( de baja presión )	8.6
Calentador No. 3 (deareador )	7.6
Calentador No. 4 ( de alta presión )	7.0
Calentador No. 5 ( de alta presión )	106
Condensador	0.088

" TEMPERATURAS "

" °C "

Vapor sobrecalentado salida caldera	519
Válvula de admisión turbina	508
Calentador No. 1:	
Entrada de vapor	84
Salida de Condensado	80
Entrada de agua de alimentación	45
Salida de agua de alimentación	82
Calentador No. 2:	
Entrada de Vapor	122
Salida de Condensado	120
Entrada de agua de alimentación	82



Salida agua alimentación	116.1
Calentador "No. 3:	
Entrada de vapor	217
Entrada agua de alimentación	116.1
Salida agua de alimentación	154
Calentador No . 4	
Entrada de vapor	303
Salida de condensado	161.6
Entrada agua de alimentación	156
Salida agua de alimentación	187.7
Calentador No. 5:	
Entrada de vapor	387
Salida de condensado	193.2
Entrada agua de alimentación	187.7
Salida agua de alimentación	211.3
Condensado (Pozo caliente)	40
Entrada agua de circulación	26
Salida agua de circulación	36

Valores obtenidos en la tabla de Vapor.

$$\begin{aligned}
 h_1 &= 44.3 \text{ Kcal/Kg.} \\
 h_1' &= 82.3 \quad " \\
 h_2 &= 82.6 \quad " \\
 h_2' &= 116.3 \quad " \\
 h_3 &= 116.3 \quad "
 \end{aligned}$$

$h_3'$	= 155.1	Kcal/Kg
$h_4$	= 158.7	"
$h_4'$	= 191.5	"
$h_5$	= 191.5	"
$h_5'$	= 219.8	"
$h_{v_1}$	= 594.9	"
$h_{v_1}'$	= 85.1	"
$h_{v_2}$	= 635.0	"
$h_{v_2}'$	= 119.1	"
$h_{v_3}$	= 667.9	"
$h_{v_4}$	= 713.2	"
$h_{v_4}'$	= 163.0	"
$h_{v_5}$	= 742.0	"
$h_{v_5}'$	= 196.3	"

Balance Térmico del Calentador No. 5.

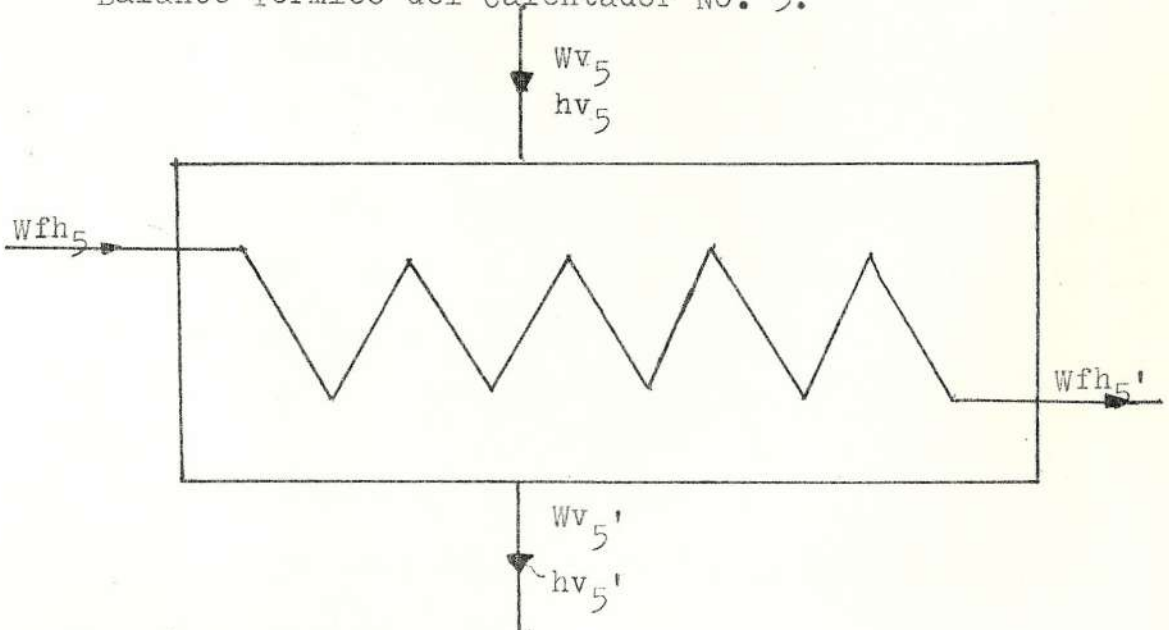


FIG. 5.1. DIAGRAMA TÉRMICO DEL CALENTADOR NO. 5

Basándonos en el Diagrama térmico de la Planta Obtene-  
mos:

$$Wv_5 h_{v_5} + Wf h_5 = Wf h_{5'} + Wv_{5'} h_{v_{5'}}$$

$$\text{Donde: } Wv_5 = Wv_{5'}$$

$$Wv_5 (h_{v_5} - h_{v_{5'}}) = Wf (h_{5'} - h_5)$$

$$Wv_5 = \frac{Wf (h_{5'} - h_5)}{h_{v_5} - h_{v_{5'}}}$$

$$Wf = 290418 \text{ Kg/hr.}$$

$$Wv_5 = 290418 \frac{(219.8 - 191.5)}{742.0 - 196.3}$$

$$Wv_5 = (290418 \times \frac{28.3}{545.7}) \text{ Kg/hr.}$$

$$Wv_5 = 15061.076 \text{ Kg/hr.}$$

El flujo de la extracción No. 1 será:

$$Wv_5 - \text{Flujo de vapor de sellos.}$$

El flujo de vapor de sellos que va al Calentador No. 5  
de acuerdo a diseño a carga nominal es de 1080 Kg/Hr.

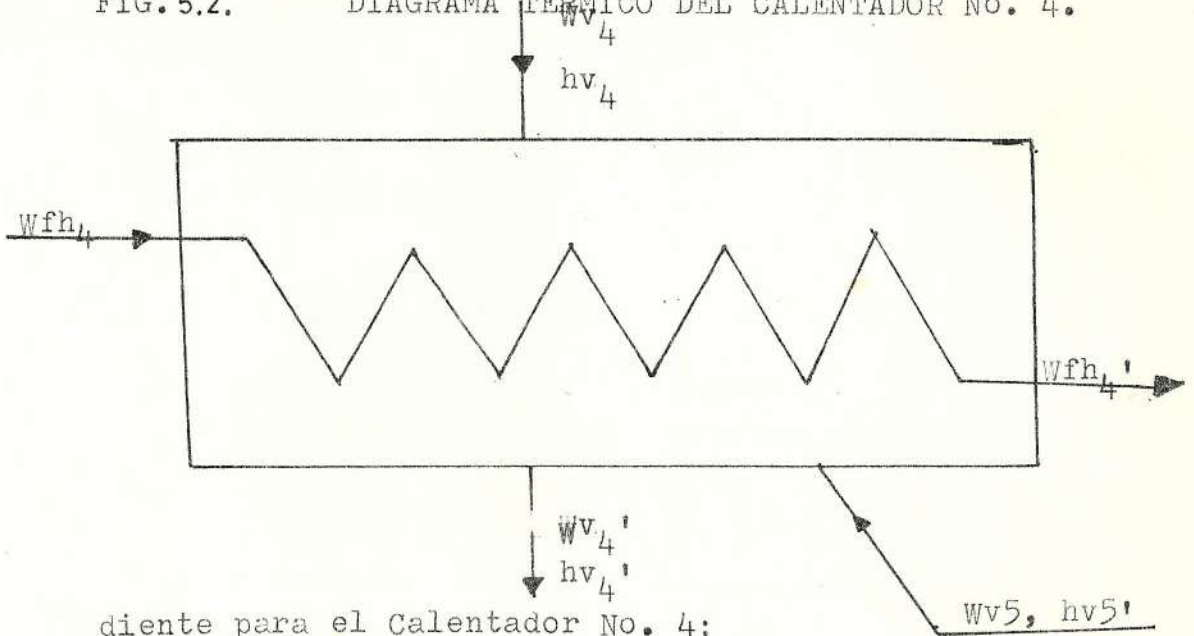
Por lo que el flujo de la extracción No. 1 será:

$$13981.076 \text{ Kg/hr.}$$

Balace Térmico del Calentador No. 4

Del diagrama térmico obtenemos la ecuación correspon-

FIG. 5.2. DIAGRAMA TERMICO DEL CALENTADOR No. 4.



diente para el Calentador No. 4:

$$Wv_4 hv_4 + Wf h_4 + Wv_5' hv_5' = Wf h_4' + Wv_4' hv_4'$$

Donde:  $Wv_4' = Wv_4 + Wv_5'$

$$Wv_4 (hv_4 - hv_4') + Wv_5' (hv_5' - hv_4') + Wf (h_4' - h_4)$$

$$Wv_4 = \frac{Wf (h_4' - h_4) - Wv_5' (hv_5' - hv_4')}{hv_4 - hv_4'}$$

$$Wv_4 = \frac{290418(191.5 - 158.7) - 15061.076(196.3 - 163)}{713.2 - 163}$$

$$Wv_4 = \frac{290418(32.8) - 15061.076(33.3)}{550.2}$$

$$Wv_4 = 16401.63 \text{ Kg?hr}$$

$$Wv_4' = Wv_4 + Wv_5'$$



$$Wv_4' = (16401.63 + 15061.076) \text{ Kg/hr}$$

$$Wv_4' = 31462.71 \text{ Kg/hr.}$$

Balance térmico del Desaerador.

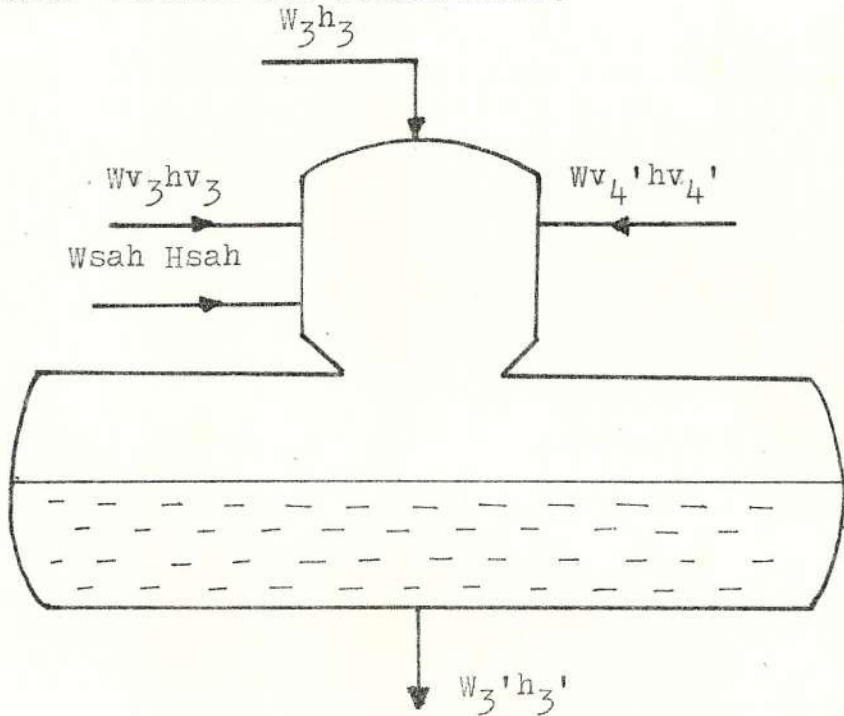


FIG. 5.3. DIAGRAMA TERMICO DEL DESAERADOR

Del diagrama térmico se obtiene:

$$W_3' h_3' = W_3 h_3 + Wv_3 hv_3 + W_{sah} H_{sah} + Wv_4' hv_4' \quad (1)$$

$$W_3' = W_3 + Wv_3 + Wv_4' + W_{sah} \quad (2)$$

También:

$$W_3' = W_f + W_{fs}$$

Donde:

$W_f = 290418 \text{ Kg/hr}$  Flujo agua alimentación al caldero

$W_{fs} = 12150 \text{ Kg/hr}$  De acuerdo a diseño del flujo de -

agua al Atemperador

$W_{sah} = 9480$  Kg/hr Flujo de vapor al calentador de -  
aire a vapor.

De: (1) y (2)

$$W_{v_3} = \frac{W_3'(h_3' - h_3) + W_{v_4}'(h_3 - h_{v_4}) + W_{sah}(h_3 - h_{sah})}{h_{v_3} - h_3}$$

$$W_{v_3} = 17636.1 \text{ Kg/hr}$$

El flujo de la extracción No. 3 será:

$$W_{v_3} - \text{Flujo de vapor de sellos}$$

El flujo de vapor de sellos que vá al calentador No. 3 de acuerdo a diseño para carga nominal es de:

$$2650 \text{ Kg/hr.}$$

Por lo tanto el flujo de la extracción No. 3 será:

$$\text{Flujo extracción No. 3} = 14986.10 \text{ Kg/hr}$$

$$W_3 = W_3' - W_{v_4}' - W_{sah} - W_{v_3}$$

$$W_3 = 243989.20 \text{ Kg/hr.}$$

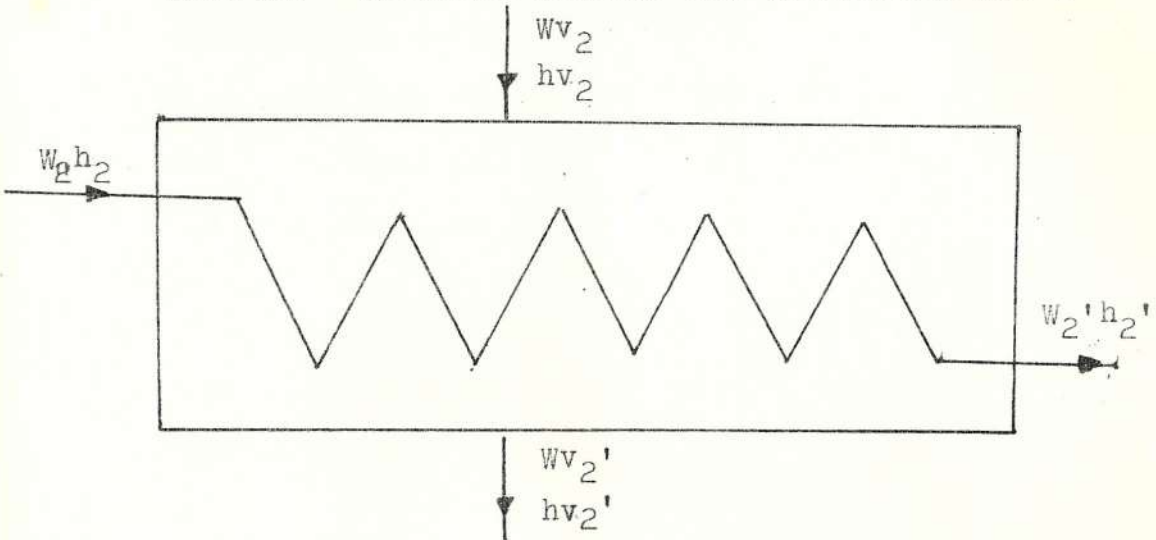
Balance térmico Calentador No. 2.

$$W_3 h_2 + W_{v_2} h_{v_2} = W_3 h_2' + W_{v_2}' h_{v_2}'$$

$$W_{v_2} = W_{v_2}'$$

$$W_{v_2} = \frac{W_3(h_2' - h_2)}{h_{v_2} - h_{v_2}'}$$

FIG. 5.4. DIAGRAMA TERMICO DEL CALENTADOR No. 2



$$Wv_2 = \frac{243989.20 (116.3 - 82.6)}{635 - 119.1}$$

$$Wv_2 = 15958.55 \text{ Kg/hr}$$

Balance térmico Calentador No. 1.

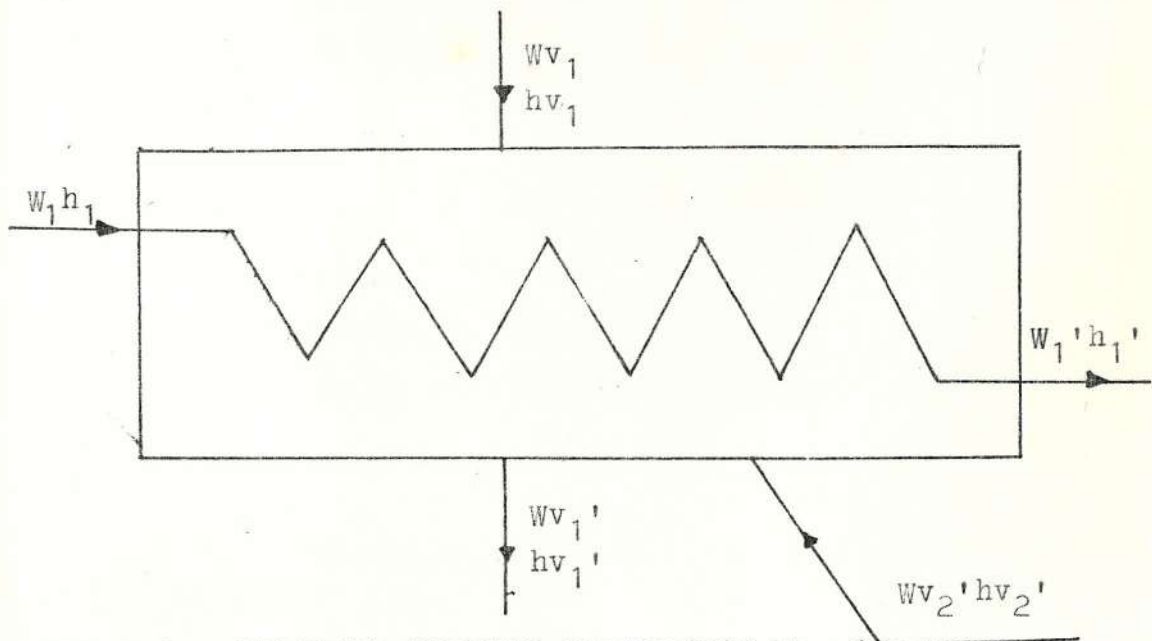


FIG. 5.5. DIAGRAMA TERMICO CALENTADOR No. 1.

termina a 188 psia. y 577.4 °F. El punto D (3ra. extracción) se encuentra a 88.20 psia. y 422.6 °F cercano a la línea de saturación. Los puntos B, C, y D son las extracciones de turbina a los calentadores que se encuentran en la zona de sobrecalentamiento.

De A a D trazamos una recta la cual pasa cerca de los puntos B y C y corta a la saturación en el punto O. (Ver Fig. 5.6).

Determinamos la eficiencia de la zona de sobrecalentamiento por:

$$Es = \frac{h_A - h_O}{h_A - h_{O'}} = \frac{1470 - 1160}{1470 - 10915} = \frac{310}{3785} = 0.82$$

Punto E' .- Lo encontramos trazando una recta A entalpía constante desde el punto O, hasta cortar a la línea de presión Pm. que se seleccionó y que es de 5.6 psia.

Punto E'' .- Este punto lo localizamos determinando su entalpía, para lo que usamos la presión siguiente:

$$Ah = Es (h_O - h_{E'}) = 0.82 (1160 - 1057.5)$$

$$Ah = 84.05 \text{ BTU/lb.}$$

$$AE'' = h_O - Ah = 1160 - 84.05 = 1075.95 \text{ BTU/lb.}$$

Esta entalpía la marcamos sobre la línea de presión



$$Wv_1 hv_1 + W_1 h_1 + Wv_2' hv_2' = W_1 h_1' + Wv_1' hv_1'$$

$$Wv_1' = Wv_1 + Wv_2'$$

$$W_1 = W_3 - Wv_1'$$

$$Wv_1 hv_1 + W_3 h_1 - Wv_1 h_1 - Wv_2' h_1 + Wv_2' hv_2' =$$

$$W_3 h_1' - Wv_1 h_1' - Wv_2' h_1' + Wv_1' hv_1' + Wv_2' hv_2'$$

$$Wv = \frac{W_3(h_1' - h_1) + Wv_2'(h_1 - hv_2' - h_1' + hv_1')}{hv_1 - h_1 + h_1' - hv_1'}$$

$$Wv_1 = 14814.8 \text{ Kg/hr.}$$

$$Wv_1' = 14814.8 + 15958.55 \text{ Kg/hr}$$

$$Wv_1' = 30773.35 \text{ kg/hr.}$$

$$W_1 = 213456.85 \text{ Kg/hr.}$$

El flujo de vapor hacia el condensador será:

$$Wc = W_1 - W_{\text{Reposición}}$$

$$\text{Teniendo que } W_{\text{Rep.}} = 4500 \text{ Kg/hr}$$

$$Wc = 208956.85 \text{ Kg/hr}$$

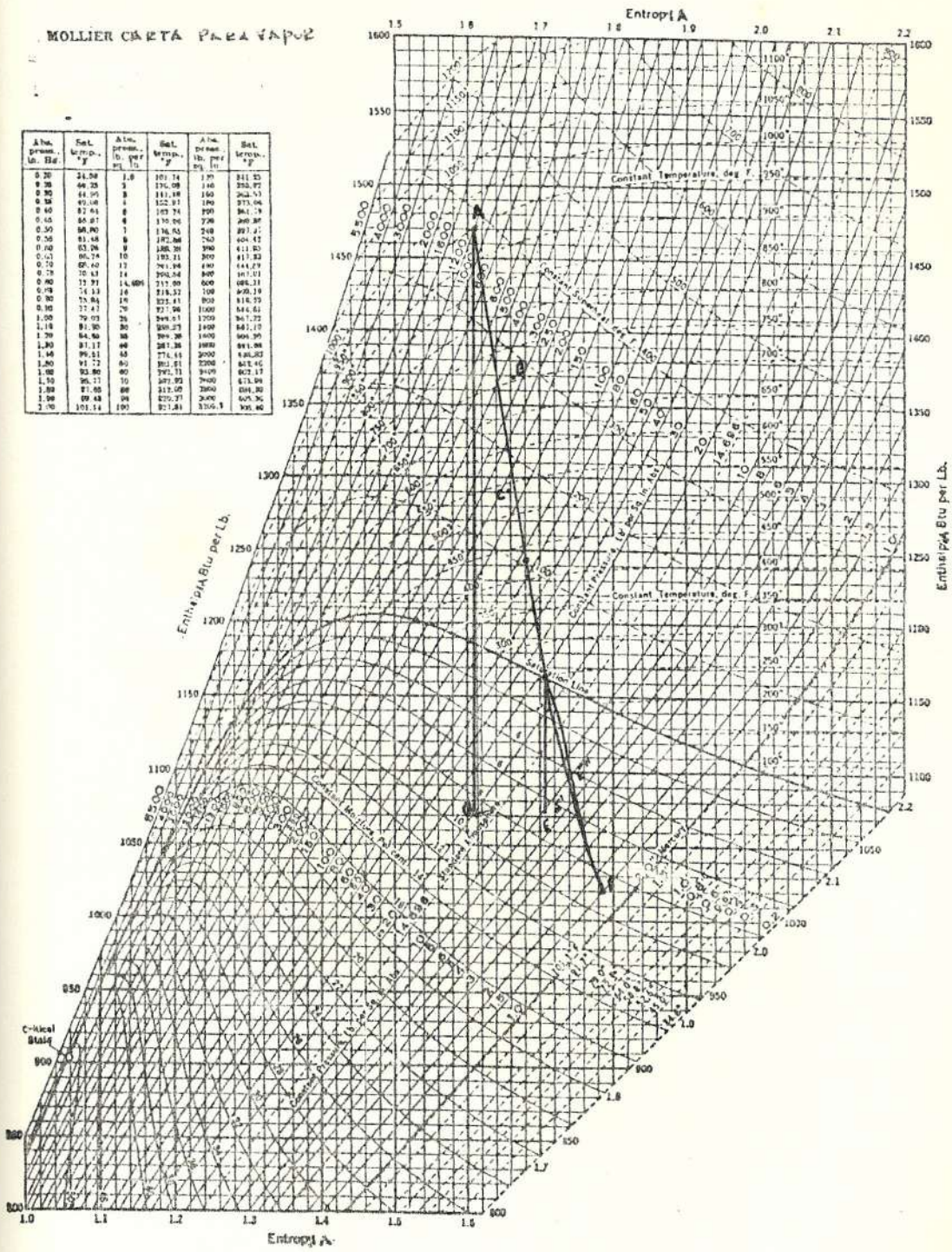
Trazo de la Línea de Condición.

El punto A se localiza a 1204.6 psia., que es la presión en la caja de válvulas y 950 °F de temperatura.

El punto B (1ra. extracción) lo encontramos a 327.78 psia. y 728.6 °F. El punto C (2da. extracción) se de-

MOLLIER CARTA PARA VAPOR

Abs. press. lb. per sq. in.	Sat. temp. °F	Abs. press. lb. per sq. in.	Sat. temp. °F	Abs. press. lb. per sq. in.	Sat. temp. °F
0.20	212.59	1.0	101.14	1.97	211.23
0.28	208.25	1.2	100.09	1.90	210.77
0.35	204.91	1.5	98.74	1.80	210.50
0.42	202.16	2.0	96.74	1.68	210.04
0.48	199.81	2.5	94.74	1.55	209.58
0.55	197.80	3.0	92.74	1.41	209.12
0.60	196.14	4.0	88.74	1.28	208.66
0.65	194.74	5.0	84.74	1.15	208.20
0.70	193.48	6.0	80.74	1.02	207.74
0.75	192.34	8.0	74.74	0.88	207.28
0.80	191.30	10.0	68.74	0.75	206.82
0.85	190.36	12.0	62.74	0.62	206.36
0.90	189.50	15.0	56.74	0.50	205.90
0.95	188.72	20.0	48.74	0.38	205.44
1.00	188.00	25.0	40.74	0.28	205.00
1.05	187.34	30.0	32.74	0.20	204.56
1.10	186.74	40.0	24.74	0.14	204.12
1.15	186.18	50.0	16.74	0.10	203.68
1.20	185.66	60.0	8.74	0.07	203.24
1.25	185.18	80.0	0.74	0.05	202.80
1.30	184.74	100.0	0.00	0.04	202.36



Enthalpy-entropy DIAGRAM PARA VAPOR.

Fig. 5.6 TRAZO DE LA LINEA DE CONDICION.

$P_m$  y nos da el punto  $E''$  se calcula la humedad promedio entre los puntos D y  $E''$ .

$$\text{Promedio} = \frac{0 + 5.7}{2} = 2.85$$

La calidad será:  $X = 100 - 2.85 = 97.15\%$

$$Ah' = Ah \times X = (84.05 \times 0.9715) \text{ BTU/lb.}$$

$$Ah' = 81.65 \text{ BTU/lb.}$$

Punto E.- se localiza sobre la línea de presión  $P_m$  con su entalpía.

$$h_E = h_0 - h_{A'} = (1160 - 81.65) \text{ BTU/lb.}$$

$$h_E = 1078.35 \text{ BTU/lb.}$$

Punto  $F'$ .- para determinarlo se traza una recta A entalpía constante del punto E, hasta cortar con la línea de presión de escape A 2,5 pulg. Hg. abs.

Punto  $F''$ .- necesitamos calcular su entalpía, para lo que usamos las fórmulas siguientes:

$$Ah = E_s(h_E - h_{F'}) = 0.82 (1078.35 - 990)$$

$$Ah = 72.45 \text{ BTU/lb.}$$

$$h_{F''} = h_E - h_A = (1078.35 - 72.45) \text{ BTU/lb.}$$

$$h_{F''} = 1005.9 \text{ BTU/lb.}$$

Con la entalpía  $h_{F''}$  encontramos el punto  $F''$  sobre la línea de presión de escape.



$$h_F = h_E - Ah' = (1078.35 - 66.8) \text{ BTU/lb}$$

$$h_F = 1011.55 \text{ BTU/lb} = 561.97 \text{ Kcal/Kg.}$$

Cálculo de las Pérdidas en el Escape.

Para determinar la entalpía final del vapor al condensador, es necesario calcular las pérdidas en el escape. Para este efecto utilizamos la siguiente fórmula para determinar este flujo corregido:

$$Q_c = Q_r \times \frac{V_e(1 - y)}{652.7 (1 - 0.119)}$$

Donde:

$Q_c$  = Flujo de vapor corregido en lb/hr

$Q_r$  = Flujo real en lb/hr

$V_e$  = Volúmen específico del vapor saturado a la presión de escape.

$Y$  = Humedad del punto final (F) de la línea de condición.

Sustituyendo datos, tenemos:

$$Q_c = 628531.2 \times \frac{274.9 (1 - 0.094)}{652.7 (1 - 0.119)}$$

$$Q_c = 272232.6 \text{ lb/hr.}$$

Entonces la entalpía de vapor al condensador es:

$$h_G = h_F + \text{Pérdidas en el escape} = (1011.55 + 50.85) \text{ BTU/lb.}$$



$$h_g = 1062.40 \text{ BTU/lb} = 561.97 \text{ Kcal/Kg.}$$

El siguiente paso será determinar los trabajos del vapor de cada extracción y el vapor al condensador.

EXTRACCIONES	FLUJOS	ENTAL/ENT.	ENTAL/SAL.		TRABAJOS
1ra.	15061.1	815	742	=	10994660.3
2da.	16401.63	815	713.2	=	1669695.9
3ra.	17322.1	815	677.9	=	2374859.9
4ta.	15958.55	815	635.0	=	2872539
5ta.	14814.8	815	594.9	=	32607337.5
Vap. Cond.	208956.85	815	561.97	=	<u>52872351.75</u>
					641401634.37

La potencia interna de la máquina es:

$$N_i = \frac{64149634.37}{860 \text{ Kcal} \times \text{Hr}} = 74592.6 \text{ Kw}$$

Kw-Hr

La eficiencia interna de la turbina, nos da la relación de la diferencia de las entalpías de la línea real entre la diferencia de entalpías de la línea ideal. La entalpía final de esta línea punto es:

$$505.55 \text{ Kcal/Kg.}$$

$$R_i = \frac{815.23 - 561.97}{815.83 - 505.55} = 0.81767 = 82\%$$

La eficiencia propia de la Turbina se calcula dividiendo

do la energía interna o trabajo interno de la turbina, entre energía calorífica que le suministra la caldera. Esto es:

$$R_{pt} = \frac{64149634.37}{290418(817.4 - 224.82)} = 0.3727$$

$$R_{pt} = 0.3727$$

### 5.3 EFICIENCIA DEL CICLO REAL

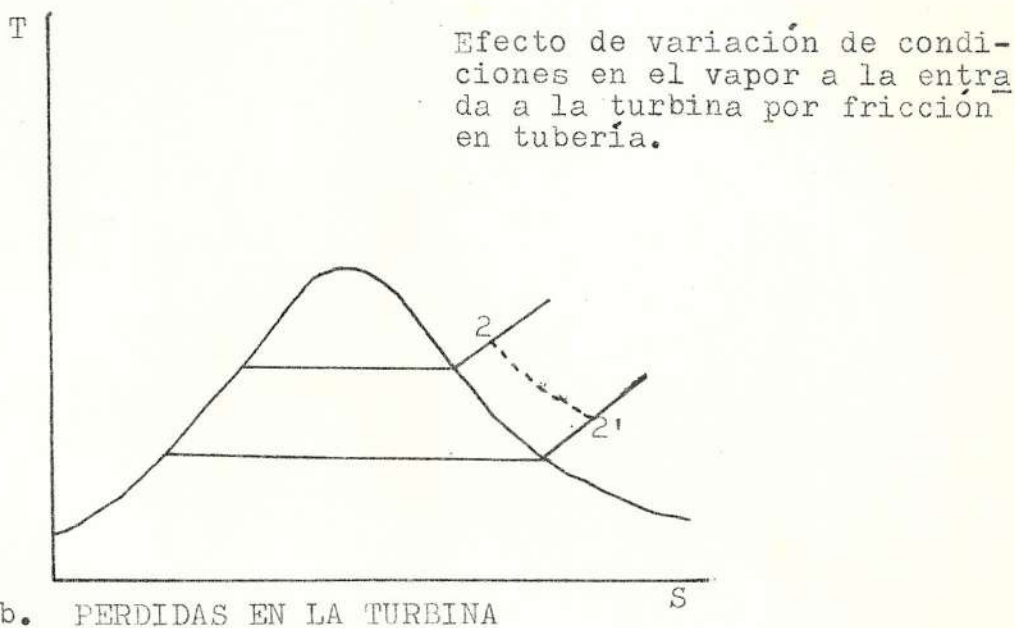
En el ciclo ideal se efectúan muchas suposiciones que, no corresponde a lo que en realidad sucede en la planta.

Teniéndose como principales diferencias las siguientes:

#### a. PERDIDA EN TUBERIAS

Por efectos de la fricción, la presión disminuye a , medida que el fluido es transportado de un sitio a otro. Al mismo tiempo, el fluido pierde calor a través de la tubería. Por ejemplo en la línea que conecta el Caldero con la turbina, el vapor sufriría , una caída de presión de 2 a 2' con su respectiva variación en la entropía.

La transferencia de calor hace variar también la , entropía.



Las pérdidas en la turbina son causadas por la , fricción debido al paso del vapor por las Toberas y Alabes, y por el paso a través de la válvula de admisión que generalmente es de estrangulamiento.

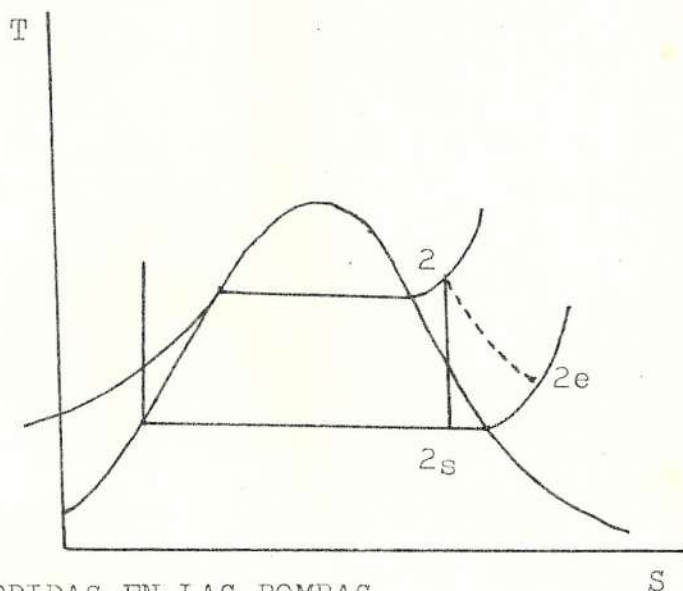
Así mismo hay pérdidas de calor a través de la carcasa de turbina. Es decir el proceso es irreversible y no es Adiabático, por lo tanto no es isentrópico.

$$\text{Trabajo Ideal de Turbina} = h_2 - h_{2s}$$

$$\text{Trabajo Real de Turbina} = h_2 - h_{2e}$$

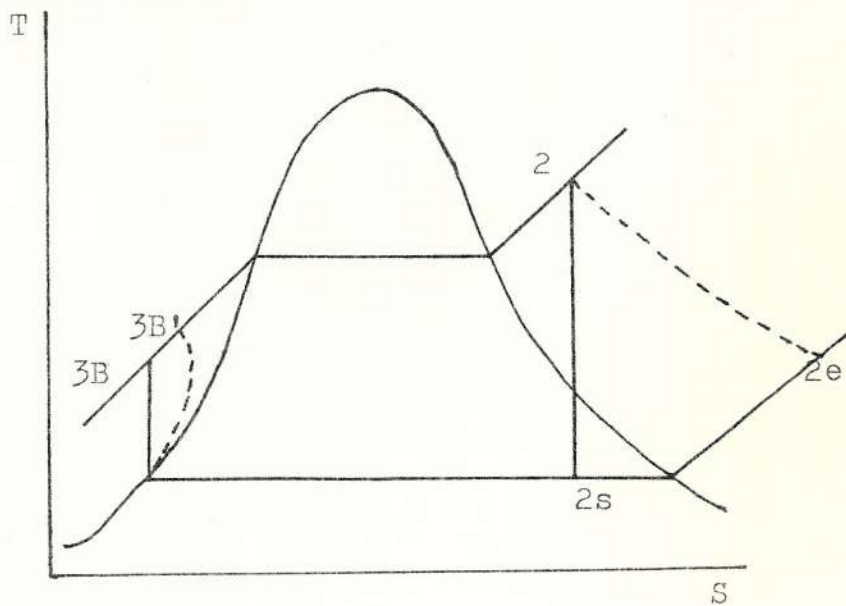
Luego se define la eficiencia de la turbina como:

$$N_t = \frac{W_{\text{real}}}{W_{\text{ideal}}} = \frac{h_2 - h_{2s}}{h_2 - h_{2e}}$$



c. PERDIDAS EN LAS BOMBAS

Las pérdidas en las bombas son similares a las de Turbina, pero son de magnitud mínima.





El trabajo real de la bomba es mayor que el ideal.

$$\text{Trabajo Ideal} = h_{3B} - h_3$$

$$\text{Trabajo real} = h_{3'B} - h_3$$

$$\text{Eficiencia de Bomba} = \frac{W_{\text{ideal}}}{W_{\text{real}}} = \frac{h_{3B} - h_3}{h_{3'B} - h_3}$$

d. PERDIDAS EN EL CONDENSADOR

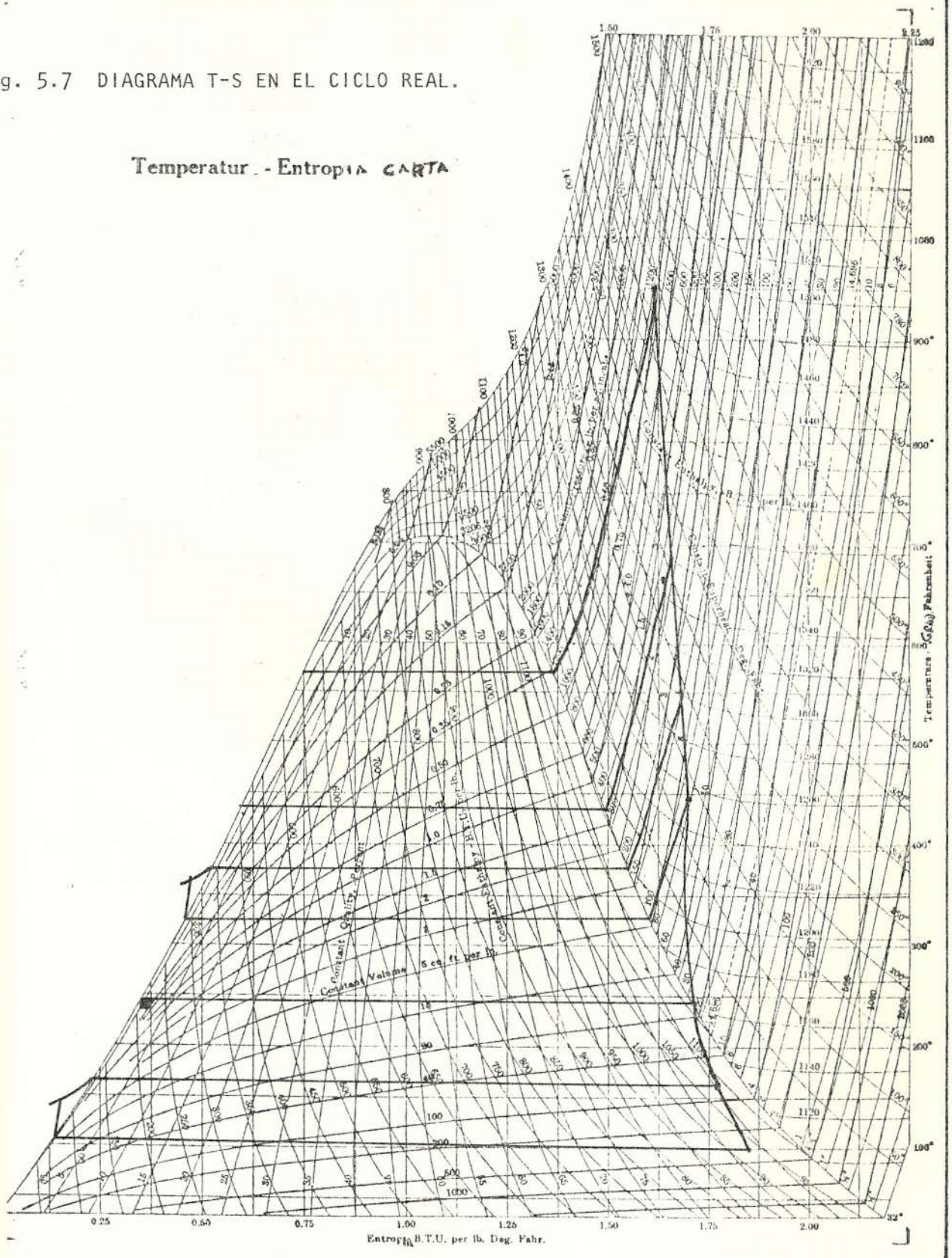
Estas pérdidas son muy pocas relativamente la de mayor importancia, es que a veces el condensado se lo sub-enfría, es decir, que sale más frío que su temperatura de saturación, esto es pérdida porque se necesitará más calor para volver al estado saturado.

Calculo de Eficiencia del Ciclo Real. (Ver Fig. 5.7.)

$h_2$	=	814.7	Kcal/Kg.
$h_3$	=	742.0	"
$h_4$	=	713.2	"
$h_5$	=	677.9	"
$h_6$	=	644.44	"
$h_{ee}$	=	599.08	"
$h_f$	=	561.97	"
$h_g$	=	42.6	"

Fig. 5.7 DIAGRAMA T-S EN EL CICLO REAL.

Temperatur - Entropia CARTA



$h_{10}$	=	74.15	Kcal/Kg
$h_{11}$	=	114.81	"
$h_{12}$	=	160.66	"
$h_{13}$	=	194.35	"
$h_{14}$	=	223.78	"
$h_{15}$	=	315.06	"
$h_{B9}$	=	44.3	"
$h_{B12}$	=	158.7	"

a. TRABAJO REAL

$$\begin{aligned}
 W_{\text{real}} = & h_2' - h_3 + (1 - m_1)(h_3 - h_4) + (1 - m_1 - m_2) \\
 & (h_4 - h_5) + (1 - m_1 - m_2 - m_3)(h_5 - h_6) \\
 & + (1 - m_1 - m_2 - m_3 - m_4)(h_6 - h_e) + (1 - m_1 - m_2 - m_3 \\
 & - m_4 - m_5)(h_e - h_f).
 \end{aligned}$$

b. CALOR AÑADIDO

$$Q_a = (h_2 - h_{14})(1.0165)$$

$$Q_a = (814.7 - 223.78) \text{ Kcal/Kg.}$$

$$Q_a = 600.67 \text{ Kcal/Kg.}$$

c. TRABAJO TOTAL DE BOMBEO

$$W_p = W_{p1} + W_{p2}$$

$$W_p = (h_{B9} - h_9) + (h_{B12} - h_{12})$$

$$W_p = 0.74(44.3 - 42.6) + 1.059(158.7 - 155.1)$$

$$W_p = 5.07 \text{ Kcal/Kg.}$$

d. TRABAJO NETO REAL

$$W_{n_r} = W_r - W_p$$

$$W_{n_r} = (233.5 - 5.07) \text{ Kcal/Kg.}$$

$$W_{n_r} = 218.43 \text{ Kcal/Kg.}$$

e. EFICIENCIA DEL CICLO REAL

$$e_r = \frac{W_{\text{neto}}}{Q_a}$$

$$e_r = \frac{218.43}{600.67} = 0.3636$$

$$e_r = 36,36\%.$$



## C A P I T U L O   V I

### CALCULOS DE EFICIENCIA CON LOS PARAMETROS OPTIMOS

#### 6.1. EFICIENCIA TERMICA DE LA CALDERA

La Eficiencia Térmica de la Caldera utilizando los parámetros Termodinámicos de trabajo nos sale 89.5%, para encontrar la Eficiencia Térmica de la caldera utilizando los parámetros termodinámicos óptimos se asume, el mismo valor; debido a que en la caldera no se ha aplicado optimización, por lo que no tenemos parámetros termodinámicos óptimos en la producción del vapor.

#### 6.2. EFICIENCIA DE TURBINA

En esta sección se hará el cálculo de la potencia interna y eficiencia propia de la turbina. Para lo cual se dan los parámetros termodinámicos óptimos con su respectiva definición, nomenclatura y valor.

ENTALPIAS ESPECIFICAS (KCAL/Kg)

X <sub>1</sub>	Entalpía	Específica	Val.admisión	Turbina	554.97
X <sub>2</sub>	Entalpía	Específica	1ra.	Extracción	481.97
X <sub>3</sub>	Entalpía	Específica	2da.	Extracción	452.
X <sub>4</sub>	Entalpía	Específica	3ra.	Extracción	413.6
X <sub>5</sub>	Entalpía	Específica	4ta.	Extracción	364.9
X <sub>6</sub>	Entalpía	Específica	5ta.	Extracción	316.73
X <sub>7</sub>	Entalpía	Específica	Condensador		275.36

FLUJO DE MASA (Kg/Hr)

X <sub>8</sub>	Flujo	de Masa	1ra.	Extracción	26468.25
X <sub>9</sub>	Flujo	de Masa	2da.	Extracción	27793.8
X <sub>10</sub>	Flujo	de Masa	3ra.	Extracción	26898.45
X <sub>11</sub>	Flujo	de Masa	4ta.	Extracción	26633.75
X <sub>12</sub>	Flujo	de Masa	5ta.	Extracción	21277.63
X <sub>13</sub>	Flujo	de Condensador			208956.85

X<sub>13</sub> no es un valor óptimo, es un valor que se asume constante en el desarrollo de la función objetivo.

El siguiente paso será determinar los trabajos del vapor de cada extracción y el vapor al condensador.

EXTRACCIONES	FLUJOS	ENTAL/ENT.	ENTAL/SAL	TRABAJOS
1ra.	26468.25	554.97	481.97	= 1932182.25
2da.	27793.8	554.97	452.	= 2861927.58
3ra.	26898.45	554.97	413.6	= 3802633.87
4ta.	26633.75	554.97	364.9	= 5062276.86
5ta.	21277.63	554.97	316.73	= 5069182.57
Vap.Cond.	208956.85	554.97	275.36	= <u>58426424.82</u> 76701157.66

La potencia interna de la máquina es:

$$N_i = \frac{76701157.66 \text{ Kcal/Hr}}{851.845 \frac{\text{Kcal}}{\text{KW-Hr}}}$$

$$N_i = 89203.47 \text{ KW}$$

La eficiencia propia de la turbina se calcula dividiendo , la energía interna o trabajo interno de la turbina, entre energía calorífica que le suministra la caldera.

Esto es:

$$R_{pt} = \frac{76701157.66}{290418 (817.4 - 224.82)}$$

$$R_{pt} = 0.4457$$

### 6.3 EFICIENCIA DEL CICLO REAL

#### a. TRABAJO REAL

$$\begin{aligned} W_{real} = & h_2 - h_3 + (1-m_1) (h_3 - h_4) + \\ & (1-m_1-m_2) (h_4 - h_5) + \\ & (1-m_1-m_2-m_3) (h_5 - h_6) + \\ & (1-m_1-m_2-m_3-m_4) (h_6 - h_e) + \\ & (1-m_1-m_2-m_3-m_4-m_5) (h_e - h_7). \end{aligned}$$

$$W_{real} = 272.144 \text{ Kcal/Kg.}$$

#### b. CALOR ANADIDO

$$Q_a = (h_2 - h_{14}) (1.0165)$$

$$Q_a = 600.67 \text{ Kcal/Kg.}$$

#### c. TRABAJO TOTAL DE BOMBEO

$$W_p = W_{p1} + W_{p2}$$

$$W_p = 5.07 \text{ Kcal/Kg.}$$



## d. TRABAJO NETO REAL

$$W_{nr} = W_r - W_p$$

$$W_{nr} = 267.074 \text{ Kcal/Kg.}$$

## c. EFICIENCIA DEL CICLO REAL

$$e_r = \frac{W_{neto}}{Q_a}$$

$$e_r = \frac{267.074}{600.67} = 0.4446$$

$$e_r = 44,46\%$$

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El estudio realizado en la Unidad No. 3 de la Central Termoeléctrica "Gonzalo Cevallos Guzmán" se puede concluir que - la Optimización del Costo de producir el KWH en dicha - Unidad se puede hacer limitandose a las condiciones rigurosas de la planta, no extralimitandose, para hacer la Optimización se ha considerado los parámetros de trabajo de la - turbina que es donde se produce el KWH, claro está si cambian los parámetros de trabajo de la Turbina también cambian los otros parámetros como los de la Caldera, Calentadores y Condensador. Por lo que vamos a referirnos específicamente al resultado de la optimización que significa en - este caso mayor producción del KWH a un mínimo costo.

### 1.- OPTIMIZACION

Al aplicar optimización al costo de producir el KWH, resulta que primero deberíamos seleccionar el método de optimización que se aplicaría, debido a que existe una serie de - métodos pero cada uno tiene sus limitaciones. Los límites de nuestro problema son una Función Objetivo no Lineal con doce variables a optimizar y once restricciones de desigualdad.

A continuación se detallan los principales métodos de optimización y sus limitaciones con respecto a nuestro problema.

- El método de Multiplicadores de Lagrange no se puede aplicar porque este método realiza una optimización donde existen restricciones de igualdad, por lo que el método no puede en ningún caso ser arreglado a restricciones de desigualdad.
- El método de Programación Dinámica es un método que nos lleva a resolver problemas como la mejor recta de una tubería de gas, vapor, etc. En nuestro caso no se quiere seleccionar mejor recta por las condiciones ya anotadas.
- El método de Programación Geométrica optimiza una función Objetivo que consiste en una suma polinómica por lo que se descartaba este método debido a que nuestra función objetivo no tenía la característica de ser una suma polinómica.

El método que se sigue para resolver la Función Objetivo no lineal al igual que las restricciones, es el método de Aproximación Programativa donde se linealiza tanto la Función Objetivo como las restricciones. Una vez que se li

realiza la Función Objetivo y sus restricciones se hace uso del método Simplex, el cual cumple con las condiciones de nuestro problema de optimizar una Función Objetivo Lineal - con restricciones lineales de desigualdad. Este método - simplex se lo tiene en un programa de Computacion FORTRAN IV debido a que si se aplica el método con sus respectivos - pasos, se nos haría un tanto difícil porque habría de hacer una serie de cálculos, claro está que el programa nos ayuda a obtener el mínimo costo de producir el KWH.

Al aplicar el método de Aproximacion Programatica, en la - práctica  $\delta_j$  se reduce entre 30 y 50 por ciento a cada una de la iteración, resulta que al aplicar esta condición los valores óptimos se extralimitan a los valores reales, por - lo que se hace necesario reducir  $\delta_j$  en un 5 por ciento en la primera iteracion, de donde se obtiene una producción - mayor del KWH a un costo menor.

Esta Aproximacion de reducir  $\delta_j$  en un 5 por ciento se - encuentra en el apendice.

En definitiva este método de Aproximación Programática se debe aplicar de acuerdo a las condiciones del problema a re - solver, que hubiera sucedido si nos extralimitamos de los -



valores óptimos, claro que la producción del KWH es mayor y el costo menor, pero habría que hacer un re-diseño de dicha Unidad por las presiones y temperaturas muy altas que se obtendrían. El objetivo de nuestro caso es someternos rigurosamente a las condiciones y diseño de la Unidad, en base a esto obtener una producción mayor a un costo menor con valores óptimos aplicables sin necesidad de alterar el diseño de esta Unidad.

Tomando como referencia esta optimización de producir más a un costo menor se podría pensar en una Auditoría Energética a esta Unidad, para sacar a reducir las pérdidas de energía que se tienen en el circuito. Se piensa en esta Auditoría Energética debido a que se obtienen Entalpías específicas menores a las de Trabajo, por lo que se asume que puede haber pérdidas de Energía en el circuito.

Los valores de costo y producción del KWH se dan a continuación:

$Y^{(0)}$	=	2.8379	s/KWH	P.I.T <sup>(0)</sup>	=	74.091.82	KW
$Y^{(1)}$	=	2.5969	s/KWH	P.I.T <sup>(1)</sup>	=	80.966,57	KW
$Y^{(2)}$	=	2.357	s/KWH	P.I.T <sup>(2)</sup>	=	89.203.47	KW
$Y^{(3)*}$	=	2.7912	s/KWH	P.I.T <sup>(3)*</sup>	=	75.332.41	KW

Este ultimo valor con asterisco (\*) es el que se da en el -  
Apendice debido a las condiciones ya anotadas anteriormente.

Para obtener la produccion mayor y costo menor del KWH se  
optimizaron las siguientes variables:

- Entalpía válvula admisión Turbina
- Entalpía específica primera extracción
- Entalpía específica segunda extracción
- Entalpía específica tercera extracción
- Entalpía específica cuarta extracción
- Entalpía específica quinta extracción
- Flujo de Vapor Calentador No. 5
- Flujo de Vapor Calentador No. 4
- Flujo de Vapor Calentador No. 3
- Flujo de Vapor Calentador No. 2
- Flujo de Vapor Calentador No. 1

Estas variables inciden directamente en la Potencia Interna  
de la Turbina, claro esta que se deben tomar en cuenta -  
otras variables como las de la Caldera, Calentadores; pero,  
tomando como base estas variables óptimas se puede relacio-  
nar con las otras variables.

Esta forma de cálculo de producir el KWH es diferente a la que INECEL realiza, ellos toman en cuenta la generación neta de un mes y los consumos e insumos de la Unidad, tales como costo de mano de obra, Materiales y Repuestos, Consumo del combustible y Lubricantes, Depreciación, Financieros, Otros Gastos, en base a estos datos obtienen el precio del KWH.

Para vender el KWH lo hacen tomando como referencia el pliego tarifario que se emite mediante acuerdo ministerial, pero este precio medio de venta es menor al Costo de producción, esta subvención en la mayor parte la cubre el Estado.

## 2.- Eficiencias del Ciclo de Poder.

En esta parte se refiere al cálculo de Eficiencias de Caldera, Turbina y Ciclo con los parámetros de Trabajo y Optimos.

En cuanto a la Eficiencia de la Caldera con los parámetros óptimos, se asume que son iguales, debido a que en la Caldera no se aplica Optimización, por lo tanto esta se mantiene con una eficiencia de 89.5%.

En lo referente a la turbina se calcula la potencia interna

Eficiencia Interna y Propia con los parámetros de Trabajo y óptimos. Al realizar el cálculo de la potencia interna con los parámetros de Trabajo se obtiene un valor de 74592.6 KW en cambio con los parámetros Óptimos se tiene un valor de 75332.4 KW, como es lógico que va a ser mayor con los parámetros Óptimos, ya que el fin de esta Tesis es obtener una producción mayor a un costo menor.

Al calcular la eficiencia propia de la turbina con los parámetros de Trabajo nos da un valor de 37.27%, y con los parámetros óptimos 44.57%. Esto nos indica que la máquina se la va a aprovechar a lo máximo y va a resultar más eficiente.

Al calcular el rendimiento del ciclo de Poder con los parámetros de Trabajo nos da un valor de 36.36%, y con los parámetros óptimos nos da un valor de 44.46%, debido a que se obtiene un mayor trabajo en la Turbina por lo tanto la producción es mayor.



## A P E N D I C E

### CALCULO DEL COSTO DE PRODUCIR EL KWH

Al hacer el cálculo del costo de producir el KWH, aplicando el método de Aproximación Lineal, se obtienen Entalpías muy bajas y Flujos de Masa muy altos, esto trae como consecuencia presiones y temperaturas muy altas, debido a que se aplica el método al pie de la letra, esto es, que el intervalo debe ser del 30% al 50%, por esto resulta muy alta, por lo que, se ha seleccionado un intervalo del 5%, con el fin de que los valores sean cercanos a la realidad.

A continuación se detalla la tabla en la que constan los valores óptimos con su respectivo intervalo y aproximación.

TABLA PRIMERA APROXIMACION ( 5% )

APROXIMACION	METODO SIMPLEX	INTERVALO	APROXIMACION
$x_1^{(0)} = 815$	$x_1^{(1)} = 287.75$	$\delta_1^{(0)} = 527.25$	$x_1^{(1)} = 788.6375$
$x_2^{(0)} = 742$	$x_2^{(1)} = 214.75$	$\delta_2^{(0)} = 527.25$	$x_2^{(1)} = 715.6375$
$x_3^{(0)} = 713.2$	$x_3^{(1)} = 184.38$	$\delta_3^{(0)} = 528.82$	$x_3^{(1)} = 686.759$
$x_4^{(0)} = 677.9$	$x_4^{(1)} = 144.98$	$\delta_4^{(0)} = 523.92$	$x_4^{(1)} = 651.704$
$x_5^{(0)} = 635$	$x_5^{(1)} = 94.21$	$\delta_5^{(0)} = 540.76$	$x_5^{(1)} = 607.962$
$x_6^{(0)} = 594.9$	$x_6^{(1)} = 43.7$	$\delta_6^{(0)} = 551.2$	$x_6^{(1)} = 567.34$
$x_7^{(0)} = 561.97$	$x_7^{(1)} = 0.0$	$\delta_7^{(0)} = 561.97$	$x_7^{(1)} = 533.87$
$x_8^{(0)} = 15061.1$	$x_8^{(1)} = 2961.293$	$\delta_8^{(0)} = 14551.8$	$x_8^{(1)} = 15788.69$
$x_9^{(0)} = 16401.63$	$x_9^{(1)} = 3128.504$	$\delta_9^{(0)} = 14883.4$	$x_9^{(1)} = 17145.8$
$x_{10}^{(0)} = 17322.1$	$x_{10}^{(1)} = 3131.186$	$\delta_{10}^{(0)} = 13989.8$	$x_{10}^{(1)} = 18021.59$
$x_{11}^{(0)} = 15958.55$	$x_{11}^{(1)} = 2985.037$	$\delta_{11}^{(0)} = 13891.8$	$x_{11}^{(1)} = 16653.14$
$x_{12}^{(0)} = 14814.8$	$x_{12}^{(1)} = 2488.332$	$\delta_{12}^{(0)} = 10068.5$	$x_{12}^{(1)} = 15318.225$

Con estos valores óptimos se tienen los siguientes valores de la Función Objetivo:

potencia Interna Turbina (0) = 74.091,82 KW

Potencia Interna Turbina (1) = 75332.41 KW

Y (0) = 2.8379 S/•/KWH

Y (1) = 2.7912 S/•/KWH

## B I B L I O G R A F I A

1. BRADLEY, HAX, Y MAGNANTI, Applied Mathematical Programming, Addison-Wesley Publishing Company, Philippines, 1977,
2. FOULDS, L. R., Optimization Techniques An Introduction, Springer-Verlag New York Inc., New York, 1981,
3. HIMMELBLAY, DAVID M., Applied Nonlinear Programming, McGraw-Hill Books Company, Unites States of America, 1972,
4. STOECKER, W. F., Design of Thermal Systems, McGraw-Hill Kogakusha Ltd., Japan, 1971,
5. V. Ya. RIZHKIN, Centrales Termoeléctricas, Editorial - Mir. Moscu 1979.
6. VIRGIL MORING FAIRES, Termodinámica, Unión Tipográfica Editorial Hispano-Americana, España, 1973.