

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

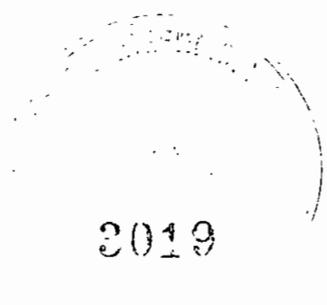
TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del título de

INGENIERO ELECTRICO

ESTUDIO DE UNA CENTRAL GEOTERMICA

LUIS FERNANDO HERNANDEZ BAZANTE



2019

Quito, Marzo de 1987

CERTIFICO QUE EL PRESENTE
TRABAJO DE TESIS DE GRADO HA
SIDO TOTALMENTE DESARROLLADO
POR LUIS FERNANDO HERNANDEZ
BAZANTE.

A handwritten signature in cursive script, appearing to read "Ing. Marcelo Jaramillo". The signature is written in dark ink and is positioned above the printed name.

ING. MARCELO JARAMILLO
CARRERA

Director de tesis

CONTENIDO

CAPITULO I	PAGINA
A.- INTRODUCCION	
1.- Objetivo	1-1
2.- La Demanda y sus características	1-3
3.- Proyectos de Generación Eléctrica	1-27
3.1.- Proyectos Hidroeléctricos. Ventajas y Desventajas	1-26
3.1.- Proyectos Térmicos. Ventajas y Desventajas	1-30
3.1.- Proyectos Geotérmicos. Ventajas y Desventajas	1-33
B.- ANALISIS DE LAS POSIBILIDADES DE EMPLEO DE ENERGIA GEOTERMICA	1-37
1.- Ventajas de las Centrales Geotérmicas	
1.1.- Análisis comparativo de los costos de inversión, operación y mantenimiento de los diferentes tipos de Centrales	1-39
1.2.- Estudio de costos de una Central Geotérmica	1-50

1.3.- Comparación con el Parque	
Termoeléctrico Equivalente	1-64
1.4.- Ventajas económicas de las Centrales	
Geotérmicas ,.....	1-76

CAPITULO II

1.- Métodos de Exploración, Optimización y	
Selección del Proyecto	2-2
2.- Métodos y Tecnologías de Perforación y	
Sistema de Recolección de Vapor	2-23
3.- Central Geotérmica	2-46
3.1.- Obras Civiles	2-50
3.2.- Equipo Mecánico	2-55
3.2.- Equipo Eléctrico	2-63
3.2.- Sistema de Control.....	2-73
CONCLUSIONES	2-90

INDICE DE FIGURAS

FIGURA Nº		PAGINA
1-A-1	1-10
1-A-2	1-11
1-A-3	1-22
1-A-4	1-23
1-A-5	1-24
1-A-6	1-25
1-A-7	1-26
1-B-1	1-54
1-B-2	1-54
1-B-3	1-54
1-B-4	1-59
1-B-5	1-57
1-B-6	1-59
1-B-7	1-61
1-B-8	1-62
1-B-9	1-67-68
1-B-10	1-70
1-B-11	1-77
1-B-12	1-78
1-B-13	1-79
1-B-14	1-80
1-B-15	1-82
1-B-16	1-86
1-B-17	1-88
1-B-18	1-89
1-B-19	1-91
1-B-20	1-92
1-B-21	1-93
2-1-1	2-7
2-1-2	2-10
2-1-3	2-12
2-1-4	2-13
2-1-5	2-14

2-1-6	2-17
2-1-7	2-19
2-2-1	2-26
2-2-2	2-26
2-2-3	2-26
2-2-4	2-35
2-2-5	2-37
2-2-6	2-40
2-2-7	2-40
2-2-8	2-43
2-3-1	2-49
2-3-2	2-68
2-3-3	2-69
2-3-4	2-70
2-3-5	2-75
2-3-6	2-76
2-3-7	2-76
2-3-8	2-77
2-3-9	2-77
2-3-10	2-80
2-3-11	2-81
2-3-12	2-82
2-3-13	2-83
2-3-14	2-85
2-3-15	2-86
2-3-16	2-86
2-3-17	2-87
2-3-18	2-87
2-3-19	2-88
2-3-20	2-89

INDICE DE CUADROS

CUADRO Nº		PAGINA
1-A-1	1-12
1-A-2	1-13
1-A-3	1-16
1-A-4	1-18
1-A-5	1-21
1-A-6	1-36
1-B-1	1-40
1-B-2	1-41
1-B-3	1-42
1-B-4	1-42
1-B-5	1-42
1-B-6	1-44
1-B-7	1-46
1-B-8	1-46
1-B-9	1-47
1-B-10	1-47
1-B-11	1-48
1-B-12	1-49
1-B-13	1-49
1-B-14	1-50
1-B-15	1-52
1-B-16	1-63
1-B-17	1-63
1-B-18	1-64
1-B-19	1-65
1-B-20	1-69
1-B-21	1-71
1-B-22	1-72
1-B-23	1-73
1-B-24	1-75
1-B-25	1-74
1-B-26	1-81
2-3-1	2-52

1.- OBJETIVO:

La política nacional actual en el campo de la electrificación es lograr que la hidroelectricidad se constituya en la fuente predominante de energía eléctrica del país, llegando con esto a obtener una disminución en el consumo de combustible por sustitución de energía térmica por energía hidroeléctrica.

Además, se espera satisfacer las futuras necesidades de energía eléctrica mediante el aprovechamiento racional de los recursos naturales, proporcionando y fomentando el estudio y el desarrollo de fuentes alternas de energía tales como: solar, eólica, geotérmica y otras, para racionalizar el consumo de combustibles hidrocarbúricos que pueden proporcionar divisas al país por su exportación.

Dentro de estas fuentes alternas de generación de energía eléctrica, la geotérmica es la más importante debido a que su capacidad de generación, para una misma magnitud de obras de montaje e implementación, es mucho menor que para las demás fuentes alternas.

Por otra parte, debido a que una gran proporción del territorio nacional se encuentra en una zona volcánica en actividad, es muy factible la existencia de grandes reservorios geotérmicos, capaces de producir grandes cantidades de energía.*



En el presente estudio se analiza las ventajas que presenta una Central Geotérmica con respecto a los demás tipos de centrales de producción de energía primaria, como son las centrales Hidroeléctricas y Térmicas a vapor, y su competitividad en cuanto a costos con centrales Hidroeléctricas. Se

realiza también un estudio de factibilidad para su implementación, tomando en cuenta estudios realizados por INECEL sobre la posibilidad de que en el norte del país, en la zona de Tufiño, exista un reservorio natural en virtud de sus características geológicas e hidrológicas.

En el estudio económico se analiza el monto de las inversiones y los tiempos necesarios para su implementación y se calcula los beneficios que puede generar al país durante toda su vida útil, para consecuentemente demostrar que su construcción resulta, técnica y económicamente, provechosa.

~~2.-~~ LA DEMANDA Y SUS CARACTERISTICAS:

~~2.1.-~~ GENERALIDADES:

El principal propósito de la proyección de la demanda eléctrica es proveer una base para decidir sobre la naturaleza y magnitud de los proyectos de generación necesarios, en un período determinado del futuro. Para que exista una mayor precisión en la planificación, es preferible que la proyección se haga para períodos cortos, es decir períodos de 5 a 8 años, ya que las proyecciones para 10 años o más deben ser consideradas solamente como una guía para tomar decisiones en el presente o en un futuro inmediato.

La proyección sirve para realizar aseveraciones sobre el comportamiento futuro de la demanda, teniendo como base una información del pasado. Los métodos para interpretar esta información pueden ser muy variados y con mayor o menor grado de sofisticación, de acuerdo a las necesidades, esta proyección puede ser confirmada de la siguiente manera:

1) Una proyección simple prolongando en el futuro, una dirección asumida o una dirección observada en el pasado.

2) Proyección sencilla, neutral, utilizando cuadros imparciales del futuro desarrollo probable, o la posibilidad de varios cursos de desarrollo determinados por métodos probabilísticos. Para realizar este tipo de proyección correctamente es necesario que el fenómeno que será proyectado no sea influenciado por las observaciones hechas ni por la proyección misma.

3) Proyección indicativa, que está estrechamente relacionada con la

planificación indicativa, en la cual se utiliza como herramienta para la planificación, y es aceptada, una realimentación de la proyección al fenómeno mismo.

4) Proyección como parte de modelos de decisión. La diferencia de esta proyección con la sencilla, es que el fenómeno es influenciado, en muy alto grado, por factores ajenos al control de la dirección de proyección (variables exógenas) y por factores controlados directamente por la dirección de proyección (variables endógenas) y la finalidad es guiar el desarrollo a través de decisiones idóneas hacia el objetivo planteado.

Esta proyección y sus decisiones deben hacer frente a varias estrategias posibles que se presentarán en el futuro y a eventos externos no conocidos, por lo cual la proyección debe hacer un análisis comparativo de estas estrategias. En general las necesidades futuras de energía se pueden planificar con proyecciones del tipo 1 y 2.

Para los casos anteriores, la demanda de energía se puede asumir, sin peligro de cometer errores, como totalmente independiente de las acciones de las empresas eléctricas en lo que se refiere a suministro de energía.

~~2.~~ MÉTODOS DE CÁLCULO:

~~2.2.~~ 1.- Extrapolación:

Este método de extrapolación de una tendencia definida en años pasados para determinar la demanda futura es muy usado en la proyección. Se puede realizar aumentando un incremento anual predeterminado o un incremento fijo independiente del desarrollo histórico.

Si el crecimiento es regular en el período de observación con incrementos,

estancamientos y decrecimientos se deberá aplicar un análisis de regresión a todos los datos observados.

Este tipo de proyección es muy útil para intervalos de 4 a 6 años y se deberá tomar en cuenta las siguientes posibilidades:

a) Se puede esperar la aparición de grupos consumidores durante el período de planificación, que pueden ser industrias o consumidores, que esperan alcanzar un nivel económico tal, que requieran de una demanda definida de energía.

b) Tiene que ver con los precios futuros de la energía. Si se construye plantas más grandes se puede producir energía a menor costo, y si los precios disminuyen, el número de consumidores aumentará. Esto tiene gran importancia en los países en vías de desarrollo en donde la implementación de grandes centrales hidroeléctricas puede influenciar de una manera decisiva en el comportamiento de los precios de la energía.

~~2.1~~ 2.- Curvas logísticas:

Estas curvas pueden ser acomodadas a los datos existentes. La más usada en proyección es la curva de la forma:

$$y = a / (1 + e^{-b(t - c)}),$$

donde:

y = demanda

t = tiempo en años

a = constante

b y c = constantes empíricas.

En esta fórmula, y es la demanda anual per cápita, a es el límite superior al cual tiende la demanda cuando el tiempo tiende al infinito y que es a priori un consumo anual específico que no será excedido; por otra parte las constantes b y c son asumidas empíricamente de los datos. La constante c determina el punto de inflexión de la curva. Esta curva crece rápidamente y se va volviendo constante con el aumento del tiempo.

Este tipo de crecimiento de la demanda es lógico pues, al comienzo, nuevos grupos aceleran el consumo y luego al saturarse el mercado el crecimiento es más lento. De todas maneras es cuestionable el uso de un límite superior fijo pues existe la expansión tecnológica y los usos de energía aumentan. Para tomar en cuenta estas posibilidades, se usa un límite superior que depende del tiempo y la ecuación de la curva queda de la forma :

$$y = a(1 + dt) / (1 + e^{-b(t - c)})$$

La curva tiende en esta forma a un límite superior que crece con el tiempo. Una proyección razonable sería dividiendo los grupos económicos e investigando en cada grupo la conexión entre la demanda y otros parámetros que puedan variar como una función del tiempo.

Un ejemplo de separación en grupos económicos puede ser la siguiente:

- a) Industria dependientes de energía
- b) Industria general
- c) Industria de productos madereros
- d) Calefacción residencial
- e) Otros usos domésticos
- f) Actividades de servicio (comercio)
- g) Sistemas de tránsito (trenes, metros, ...)

Para el grupo a), los costos de energía son decisivos en la determinación de la demanda. Para los grupos b) y d) el problema se define por la comparación entre la energía eléctrica y otras formas alternativas de energía, como motores a gasolina o diesel.

La demanda de energía para el grupo e) dependerá más del precio de venta de la energía que del precio de la energía que consumen. //

2.3.- DETERMINACION DEL AÑO OPTIMO DE PUESTA EN SERVICIO:

En consideración a que el propósito de la proyección de la demanda es determinar la mejor alternativa para un período de tiempo definido, el determinar el año óptimo para desarrollar un potencial energético implica también estimar, con un cierto grado de incertidumbre, el monto del capital que será invertido en la construcción y la demanda futura. Esto se puede hacer en base a modelación matemática, mejor explicada con el siguiente ejemplo, de una industria que planifica su expansión. Los parámetros considerados son:

M_0 Producción anual en toneladas en el año inicial

M_t Producción anual en toneladas en el año t

a Crecimiento anticipado de la producción

$M_t = M_0 (1 + at)$ donde t es el tiempo en años

b_u Costos de producción por tonelada sin usar energía eléctrica

b_e Costos de producción por tonelada usando energía eléctrica

C Capital de inversión en la planta de energía

- q Costo de oportunidad del capital ($1 + r = e^q$) donde r es el interés anual
- W Valor presente del total de costos de producción
- n Año óptimo para el desarrollo
- N Último año considerado.

El modelo empleado es el siguiente:

$$W = M_0 b_u \int_0^n (1 + at)e^{-qt} dt + Ce^{-qn} + M_0 b_e \int_n^N (1 + at)e^{-qt} dt \quad (1)$$

La única incógnita de la ecuación (1) es n. Este año n se determina para el menor costo y se obtiene de $dW/dt = 0$

$$dW/dt = -e^{-qt} [M_0 (b_e - b_u)(1 + an) - qC] = 0$$

Como $e^{-qt} \neq 0$ se tiene que:

$$M_0 (b_e - b_u)(1 + an) = qC \quad (2)$$

El primer miembro de la ecuación (2) indica el ahorro en los costos de producción al usar energía eléctrica. La ecuación indica además que el proyecto deberá entrar en servicio en el año n, cuando el ahorro en el costo de producción sea igual al interés multiplicado por la inversión; este año es llamado el año "optimista" (n_{opt}) y es:

$$n_{opt} = \frac{1}{a} \left[\frac{qC}{M_0 (b_e - b_u)} - 1 \right]$$

Se puede ver que el año optimista depende del capital invertido, del

interés requerido y de los costos de producción, incluyendo la dependencia de un incremento anticipado de la demanda a.

Para determinar este año óptimo es necesario estimar el costo de inversión y otros factores y un error en este costo implica un mayor error en el año óptimo que provoca una desviación en la producción.

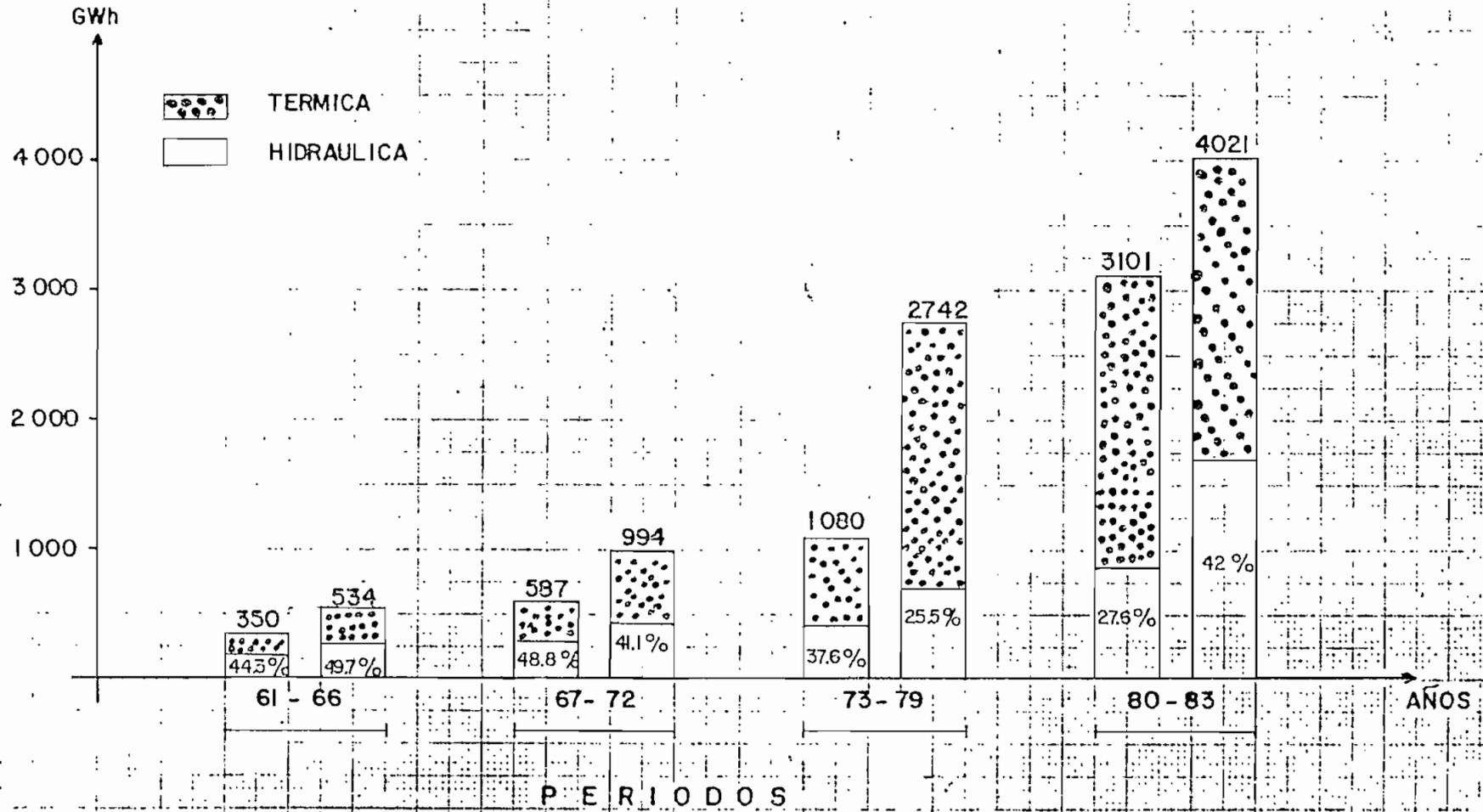
2.4.- DETERMINACION DE LA DEMANDA EN EL ECUADOR:

En el país se espera satisfacer las futuras necesidades de energía, mediante el aprovechamiento racional de los recursos naturales, dando preferencia a la explotación de los recursos hidráulicos, debido a que son fuentes renovables y sustituyen a energía térmica, pero sin descartar la posibilidad de uso de otras fuentes alternas, como la geotermia. Sin embargo, hasta el año de 1983 la potencia nominal disponible para servir al sector público fue de 1'682 000 KW, siendo el 43% (727 000 KW) energía hidroeléctrica y el 57% (955 000 KW) energía térmica, como se puede apreciar del gráfico 1-A-1.

En lo referente a energía, en 1983 se generó 4320 GWh. Si estimamos la población total en 6.26 millones, la energía generada fue de 522 KWh/hab. En el último decenio el consumo de energía eléctrica creció en una tasa acumulativa de 13.6% y en el último quinquenio con una tasa del 10%. (gráfico 1-A-2).

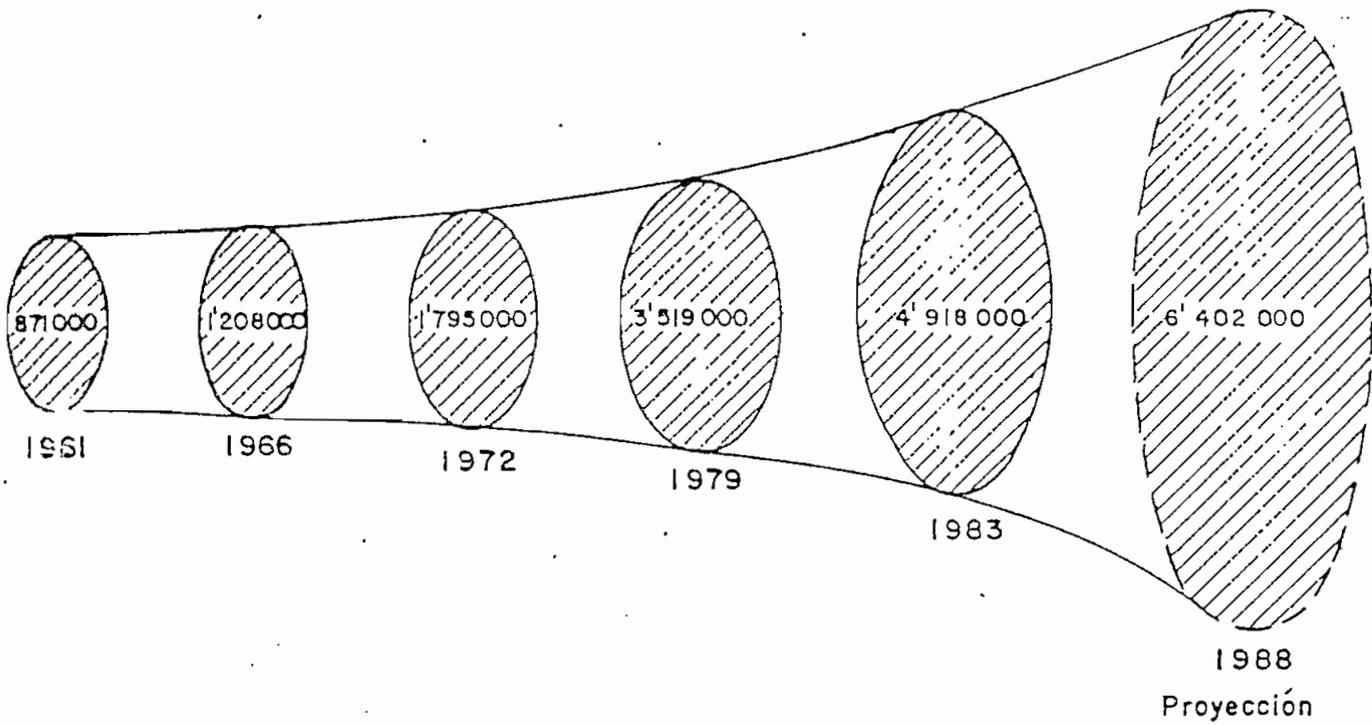
Entre 1960 y 1980 el consumo grupal de energía eléctrica del sector público aumentó 7.8 veces, siendo su crecimiento promedio de 12.1%, este crecimiento llegó a su valor máximo en el período de 1975 a 1980, para luego crecer con menor rapidez. Estos crecimientos los podemos observar en el cuadro 1-A-1 y en el cuadro 1-A-2.

ENERGIA GENERADA
SECTOR PUBLICO



DESARROLLO HISTORICO DEL SECTOR ELECTRICO

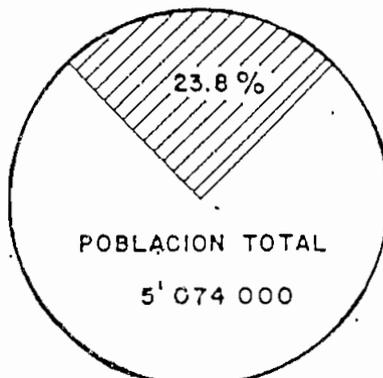
POBLACION SERVIDA



PORCENTAJE DE LA POBLACION SERVIDA



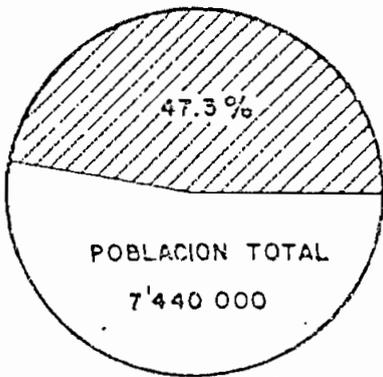
1961



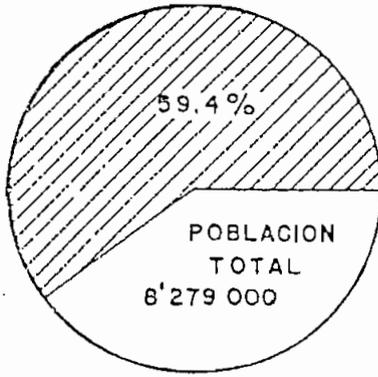
1966



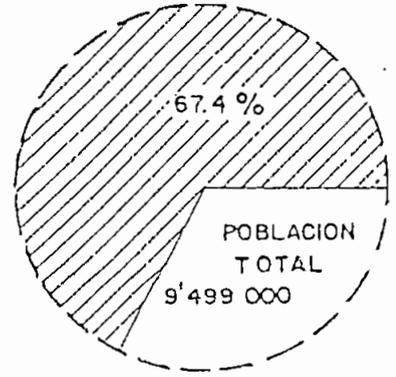
1972



1979



1983



1988

Proyección

CUADRO I-A-2
MERCADO ELECTRICO

DATOS HISTORICOS DE CONSUMO, GENERACION, DISPONIBILIDAD Y DEMANDA
MAXIMA DE ENERGIA PARA EL SECTOR ELECTRICO PUBLICO
(SNI + EE + MUNICIPIOS)

AÑO	CONSUMO (GWh)	GENERACION (GWh) <u>1/</u>	DISPONIBILIDAD (GWh) <u>2/</u>	DEMANDA MAXIMA (MW) <u>2/</u>
1965	414.0	492.0	492.0	117.0
1966	438.0	534.0	534.0	127.4
1967	485.0	587.0	587.0	145.8
1968	550.0	668.0	668.0	162.4
1969	626.0	754.0	754.0	177.8
1970	684.0	822.0	822.0	193.3
1971	740.0	905.0	905.0	214.4
1972	824.0	994.0	994.0	229.7
1973	888.0	1 080.0	1 080.0	337.7
1974	1 041.0	1 257.0	1 257.0	281.1
1975	1 200.0	1 458.0	1 458.0	323.7
1976	1 437.0	1 696.0	1 696.0	380.2
1977	1 662.0	2 005.0	2 002.0	444.9
1978	1 988.0	2 370.0	2 363.0	508.1
1979	2 330.0	2 742.0	2 706.0	575.7
1980	2 615.0	3 101.0	3 057.0	647.4
1981	2 838.0	3 410.0	3 344.0	712.1
1982	3 077.0	3 819.0	3 694.0	754.4
1983	3 245.0	4 021.0	3 869.0	773.5

1/ Energía a nivel de borne de generador

2/ Energía y potencia a nivel de subestación principal, rubros que son los que se proyectan en años futuros.

Cuadro 1-A-1
TASAS MEDIAS DE CRECIMIENTO (%)

	1965-1970	1970-1975	1975-1980	1980-1985
CONSUMO	10,5	11,9	16,9	6,2
DISPONIBILIDAD	10,8	12,1	16,0	7,1
DAMANDA MAXIMA	10,6	10,9	14,9	6,0

El gran ritmo de crecimiento de 1975 a 1980 es explicado por las siguientes razones:

- De 1965 a 1969 se empleó en el país un modelo económico de sustitución de importaciones, que generó un mayor consumo industrial de energía. Este proceso se dinamizó más tarde con el "boom" petrolero de los años 70, que produjo un crecimiento económico acelerado, reflejado en una tasa de incremento del PIB, en valores constantes de 1975, de:

- 1970 a 1974 12,9 %

- 1975 a 1979 6,0 %

- Con la creación del Fondo Nacional de Electrificación se generó un flujo de recursos financieros provenientes del petróleo, que permitió un rápido crecimiento del sector eléctrico, con la puesta en marcha de varias centrales, como Pisayambo (Hidroeléctrica), Estero Salado nº 2 y 3 y Esmeraldas (Térmicas), Guangopolo (Diésel), Estero Salado y Santa Rosa

(Gas), y finalmente con la entrada en operación de la Central Paute, Fases A y B, lo cual totaliza 952 MW.

- Durante el período 80-85, el consumo de energía disminuyó debido a la reducción del crecimiento económico ecuatoriano, siendo la tasa de crecimiento del PIB, en precios de 1975, de:

1980 a 1982 1,3 %

1983 -3,6 %

Para calcular el comportamiento futuro del consumo de energía eléctrica y del mercado, se han implementado varios métodos computacionales, siendo el RELM, " Regresión Lineal Múltiple", el método usado para determinar la función que explique de mejor manera la evolución del consumo de energía eléctrica. Esta función es de tipo exponencial, desfasada en el tiempo y autoregresiva. Las principales razones para haber escogido esta función como la más apropiada son:

- La experiencia a nivel internacional ha demostrado que existe una relación directa entre el PIB y el consumo de energía eléctrica.

- En el Ecuador los cambios en los patrones de consumo no se dan en forma automática como una respuesta a las variaciones en la situación general de la economía sino que se dan en forma desfasada, debido a que la percepción de recursos financieros, que originan inversiones para posibilitar la extensión del servicio, se dan en años anteriores al año en el cual ocurre un cambio importante en el consumo.

- Los patrones de consumo no tienen cambios considerables de un año al siguiente sino que están condicionados a lo sucedido en el año anterior.

Debido a todo lo anterior, el modelo usado actualmente es el de regresión multivariante, doble logarítmico, desfasado (con retardos) y autoregresivo. Este modelo es de la forma:

$$\ln C(t) = \ln b_0 + b_1 \ln PIB(t-1) + b_2 \ln PIB(t-2) + b_3 \ln C(t-1)$$

donde:

b_0 = coeficiente de regresión que representa el valor del consumo cuando no existe variación en las variables explícitas.

b_1 , b_2 y b_3 = elasticidad del consumo con relación a las correspondientes variables explícitas.

$C(t)$ = consumo de energía eléctrica en el año t

$C(t-1)$ = consumo de energía eléctrica en el año $t-1$

$PIB(t-1)$ = Producto Interno Bruto del año $t-1$

$PIB(t-2)$ = Producto Interno Bruto del año $t-2$

Aplicando valores históricos de las variables antes enunciadas, se obtuvo el siguiente resultado:

$$(2) \ln C(t) = -2.07 + 0.107 \ln PIB(t-1) + 0.207 \ln PIB(t-2) + 0.805 \ln C(t-1)$$

El coeficiente de correlación que se obtuvo fue de 0.993.

Para poder realizar la proyección del consumo fue necesario disponer de una previsión del PIB, y para obtener un rango adecuado, se consideraron tres alternativas, que se resumen en el cuadro 1-A-3:

Cuadro 1-A-3
PREVISIONES DE EVOLUCION DEL PIB

AÑO	ALTERNATIVAS		
	I	II	III
1985	1,35	0,9	0,9
1986	2,30	1,5	1,4
1987	3,18	2,2	1,8
1988	4,10	3,0	2,2
1989	4,95	3,7	2,5
1990	5,50	4,0	2,8
1991-2010	5,50	4,0	2,8

La alternativa I es la más optimista, siendo la II moderadamente optimista y la III la pesimista. Con estas tres alternativas y utilizando la fórmula (2) se obtuvo los siguientes resultados para la proyección del consumo de energía eléctrica, los cuales están resumidos en el cuadro 1-A-4 y en los gráficos 1-A-3, 1-A-4 y 1-A-5.

Estas proyecciones del consumo de energía eléctrica constituyen un requisito fundamental para la planificación y el dimensionamiento de futuras expansiones del sistema de generación, requiriéndose además de una proyección de la demanda en valores de potencia y energía. Esta proyección está resumida en el cuadro 1-A-5

La demanda media se calculó con las siguientes tasas anuales de crecimiento:

1996-2010	8.5 %.
-----------	--------

La demanda alta fue calculada con las siguientes tasas anuales:

1984-1990	7.5 % ;
-----------	---------

1991-2010	7.8 %.
-----------	--------

En los gráficos 1-A-6 y 1-A-7 se ilustra la proyección de la demanda media a corto y mediano plazo, además de la expansión del sistema nacional de generación en cuanto a energía y a potencia.

MERCADO ELECTRICO
PREVISION GLOBAL NACIONAL
(Alternativa III)

CUADRO I-A-4

Hoja 3 de 3

AÑO	CONSUMO TOTAL DE ENERGIA (GWh)	CONSUMO DE ENERGIA DE SUSTITUCION (GWh)	CONSUMO ENERGIA ELECTRICA (GWh)	AUTOPRO-DUCTORES (%)	AUTOPRO-DUCTORES (GWh)	CONSUMO S. PUBLICO (GWh)	FACTOR DE PERDIDAS (%)	GENERACION S. PUBLICO (GWh)	FACTOR DE CARGA (%)	D. MAXIMA S. PUBLICO (MW)
1984	3867	-	3867	8.01	310	3557	16.0	4235	59.5	812
1985	4091	-	4091	7.80	319	3772	15.6	4469	59.4	859
1986	4304	-	4304	7.50	323	3981	15.3	4700	59.1	908
1987	4528	-	4528	7.19	326	4202	14.9	4938	58.5	964
1988	4754	-	4754	6.90	328	4426	14.5	5177	57.9	1021
1989	4987	-	4987	6.60	329	4658	14.2	5429	57.5	1078
1990	5232	1	5231	6.30	330	4901	13.8	5686	57.3	1133
1991	5477	35	5442	6.11	333	5109	13.5	5907	57.1	1181
1992	5735	67	5668	5.80	329	5339	13.1	6144	57.2	1226
1993	5993	97	5896	5.50	324	5572	12.7	6382	57.4	1269
1994	6263	136	6127	5.20	319	5808	12.4	6631	57.4	1316
1995	6538	171	6367	4.90	312	6055	12.0	6881	57.7	1361
1996	6825	202	6623	4.60	305	6318	12.0	7180	57.8	1418
1997	7123	229	6894	4.30	296	6598	12.0	7497	58.0	1476
1998	7436	250	7186	4.10	295	6891	12.0	7831	58.2	1536
1999	7766	262	7504	3.90	293	7211	12.0	8195	58.3	1605
2000	8111	266	7845	3.70	290	7555	12.0	8585	58.5	1675
2001	8474	258	8216	3.50	288	7928	12.0	9010	58.6	1755
2002	8854	238	8616	3.50	302	8314	12.0	9448	58.8	1834
2003	9253	200	9053	3.50	317	8736	12.0	9927	58.9	1924
2004	9670	267	9403	3.50	329	9074	12.0	10311	59.1	1992
2005	10107	335	9772	3.50	342	9430	12.0	10716	59.2	2066
2006	10565	403	10162	3.50	356	9806	12.0	11144	59.4	2142
2007	11043	470	10573	3.50	370	10203	12.0	11594	59.5	2224
2008	11544	358	11186	3.50	392	10794	12.0	12266	59.7	2346
2009	12068	605	11463	3.50	401	11062	12.0	12570	59.8	2400
2010	12616	672	11944	3.50	418	11526	12.0	13098	60.0	2492

MERCADO ELECTRICO
PREVISION GLOBAL NACIONAL
(Alternativa II)

CUADRO I-A-4

Hoja 2 de 3

AÑO	CONSUMO TOTAL DE ENERGIA (GWh)	CONSUMO DE ENERGIA DE SUSTITUCION (GWh)	CONSUMO ENERGIA ELECTRICA (GWh)	AUTO- PRODUCTORES (%)	AUTO- PRODUCTORES (GWh)	CONSUMO S. PUBLICO (GWh)	FACTOR DE PERDIDAS (%)	GENERACION S. PUBLICO (GWh)	FACTOR DE CARGA (%)	D. MAXIMA S. PUBLICO (MW)
1984	3867	-	3867	8.01	310	3557	16.0	4235	59.5	812
1985	4091	-	4091	7.80	319	3772	15.6	4469	59.4	859
1986	4315	-	4315	7.50	324	3991	15.3	4712	59.1	910
1987	4555	-	4555	7.19	328	4227	14.9	4968	58.5	969
1988	4804	-	4804	6.90	331	4473	14.5	5231	57.9	1031
1989	5054	-	5054	6.60	334	4720	14.2	5502	57.5	1092
1990	5322	1	5321	6.30	335	4986	13.8	5784	57.3	1152
1991	5609	35	5574	6.11	341	5233	13.5	6050	57.1	1210
1992	5915	67	5848	5.80	339	5509	13.1	6339	57.2	1265
1993	6240	97	6143	5.50	338	5805	12.7	6650	57.4	1322
1994	6590	136	6454	5.20	336	6118	12.4	6984	57.5	1387
1995	6967	171	6796	4.90	333	6463	12.0	7344	57.7	1453
1996	7376	202	7174	4.60	330	6844	12.0	7777	57.8	1536
1997	7819	229	7590	4.30	326	7264	12.0	8254	58.0	1625
1998	8296	250	8046	4.10	330	7716	12.0	8768	58.2	1720
1999	8810	262	8548	3.90	333	8215	12.0	9335	58.3	1828
2000	9361	266	9095	3.70	337	8758	12.0	9953	58.5	1942
2001	9951	258	9693	3.50	339	9354	12.0	10629	58.6	2071
2002	10583	238	10345	3.50	362	9983	12.0	11344	58.8	2202
2003	11259	200	11059	3.50	387	10672	12.0	12127	58.9	2305
2004	11981	267	11714	3.50	410	11304	12.0	12845	59.1	2481
2005	12752	335	12417	3.50	435	11982	12.0	13616	59.2	2626
2006	13575	403	13172	3.50	461	12711	12.0	14444	59.4	2776
2007	14452	470	13982	3.50	489	13493	12.0	15333	59.5	2942
2008	15389	358	15031	3.50	526	14505	12.0	16483	59.7	3152
2009	16387	605	15782	3.50	552	15230	12.0	17306	59.8	3304
2010	17452	672	16780	3.50	587	16193	12.0	18401	60.0	3501

MERCADO ELECTRICICO
PREVISION GLOBAL NACIONAL
(Alternativa I)

CUADRO I-A-4

Hoja 1 de 3

AÑO.	CONSUMO TOTAL DE ENERGIA (GWh)	CONSUMO DE ENERGIA DE SUSTITUCION (GWh)	CONSUMO ENERGIA ELECTRICA (GWh)	AUTOPRODUC- TORES (%)	AUTOPRODUC- TORES (GWh)	CONSUMO S.PUBLICO (GWh)	FACTOR DE PERDIDAS (%)	GENERACION S.PUBLICO (GWh)	FACTOR DE CARGA (%)	D. MAXIMA S. PUBLICO (MW)
1984	3867	-	3867	8.01	310	3557	16.0	4235	59.5	812
1985	4095	-	4095	7.80	319	3776	15.6	4473	59.4	860
1986	4321	-	4321	7.50	324	3997	15.3	4719	59.1	912
1987	4565	-	4565	7.19	328	4237	14.9	4979	58.5	972
1988	4834	-	4834	6.90	334	4500	14.5	5264	57.9	1038
1989	5136	-	5136	6.60	339	4797	14.2	5591	57.5	1110
1990	5457	1	5456	6.30	344	5112	13.8	5931	57.3	1181
1991	5817	35	5782	6.11	353	5429	13.5	6276	57.1	1255
1992	6213	67	6146	5.80	356	5790	13.1	6662	57.2	1330
1993	6654	97	6557	5.50	361	6196	12.7	7098	57.4	1412
1994	7132	136	6996	5.20	364	6632	12.4	7571	57.5	1503
1995	7678	171	7507	4.90	368	7139	12.0	8113	57.7	1605
1996	8285	202	8083	4.60	372	7711	12.0	8763	57.8	1731
1997	8959	229	8730	4.30	375	8355	12.0	9494	58.0	1869
1998	9702	250	9452	4.10	388	9064	12.0	10301	58.2	2020
1999	10521	262	10259	3.90	400	9859	12.0	11203	58.3	2194
2000	11420	266	11154	3.70	413	10741	12.0	12206	58.5	2382
2001	12407	258	12149	3.50	425	11724	12.0	13322	58.6	2595
2002	13488	238	13250	3.50	464	12786	12.0	14530	58.8	2821
2003	14671	200	14471	3.50	510	14051	12.0	15967	58.9	3095
2004	15965	267	15698	3.50	549	15149	12.0	17214	59.1	3325
2005	17379	335	17044	3.50	597	16447	12.0	18690	59.2	3604
2006	18924	403	18521	3.50	648	17873	12.0	20310	59.4	3903
2007	20611	470	20141	3.50	705	19436	12.0	22086	59.5	4237
2008	22452	358	22094	3.50	767	21147	12.0	24031	59.7	4595
2009	24461	605	23856	3.50	835	23021	12.0	26160	59.8	4994
2010	26653	672	25981	3.50	909	25072	12.0	28491	60.0	5421

1-20

Cuadro 1-A-5

RESUMEN DE LA PROYECCION DE LA DEMANDA
ELECTRICA DEL SECTOR PUBLICO

AÑO	DEMANDA MEDIA		DEMANDA ALTA	
	ENERGIA (GWh)	POTENCIA (MW)	ENERGIA (GWh)	POTENCIA (MW)
1984	4235	812	4269	819
1985	4473	860	4577	880
1990	5931	1181	6538	1303
1995	8113	1605	9280	1836
2000	12206	2383	13660	2666
2005	18690	3604	19656	3790
2010	28491	5421	28890	5497

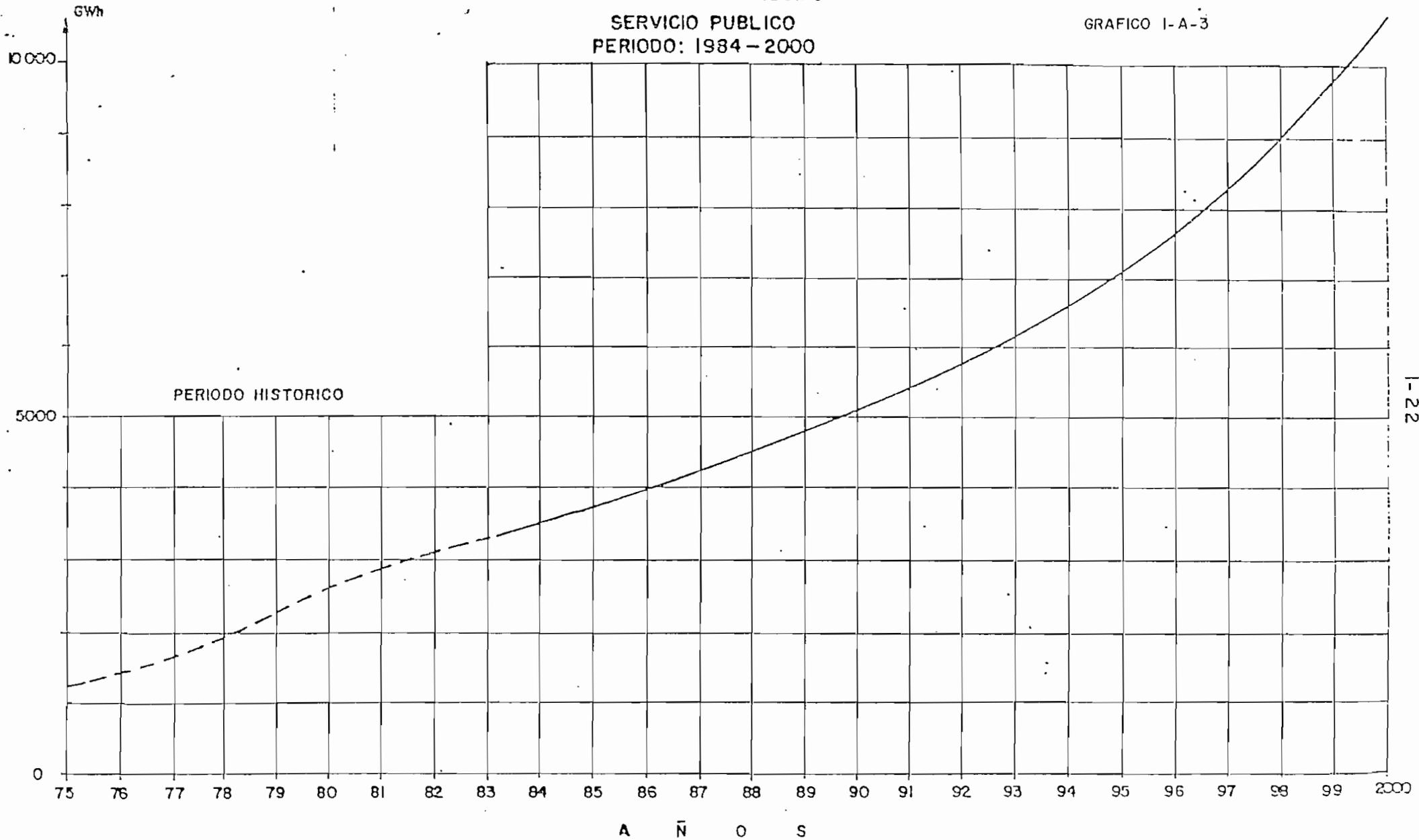
MERCADO ELECTRICO

PREVISION DE CONSUMO

SERVICIO PUBLICO

PERIODO: 1984 - 2000

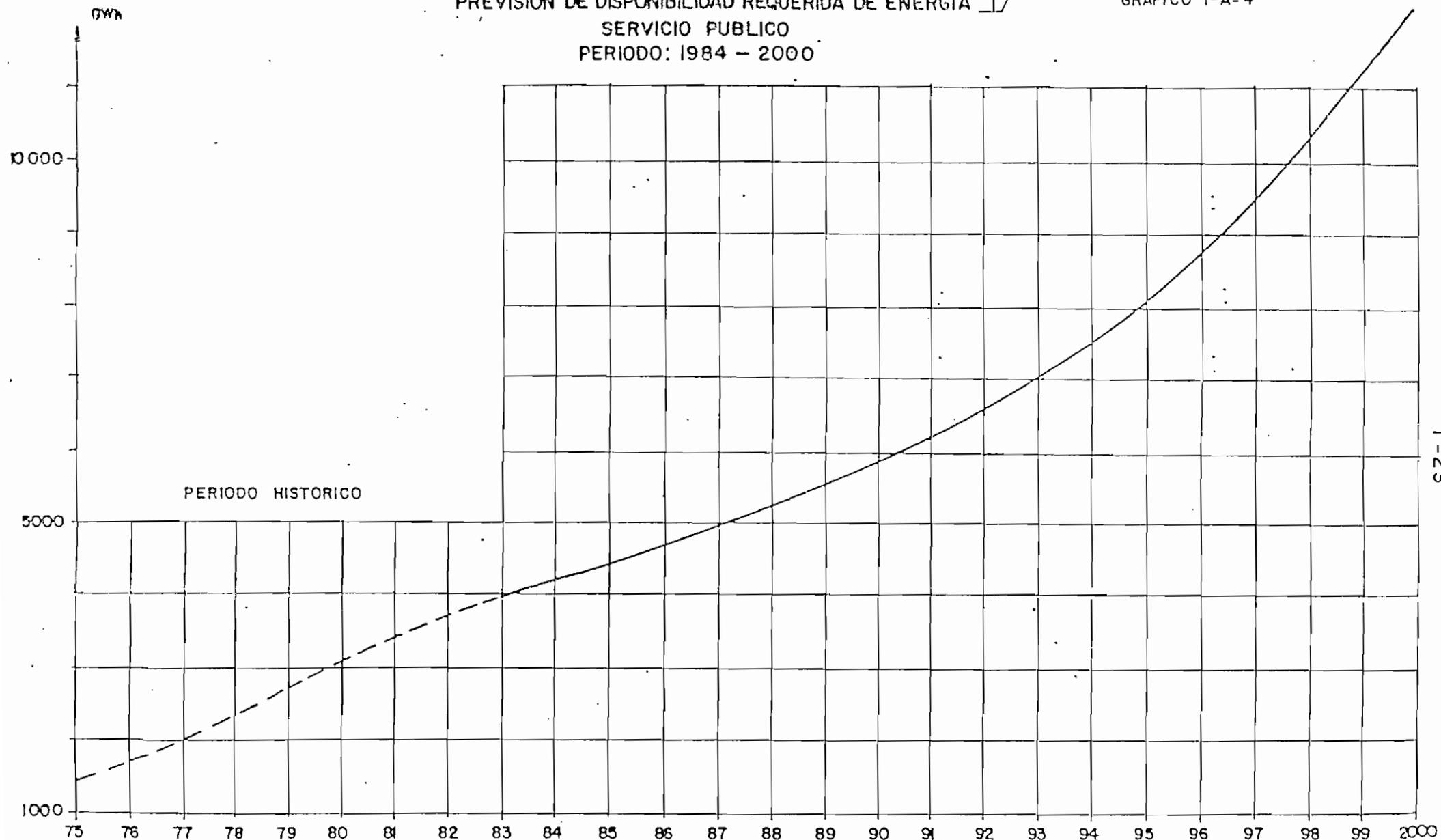
GRAFICO 1-A-3



MERCADO ELECTRICO

PREVISION DE DISPONIBILIDAD REQUERIDA DE ENERGIA \perp /
SERVICIO PUBLICO
PERIODO: 1984 - 2000

GRAFICO 1-A-4

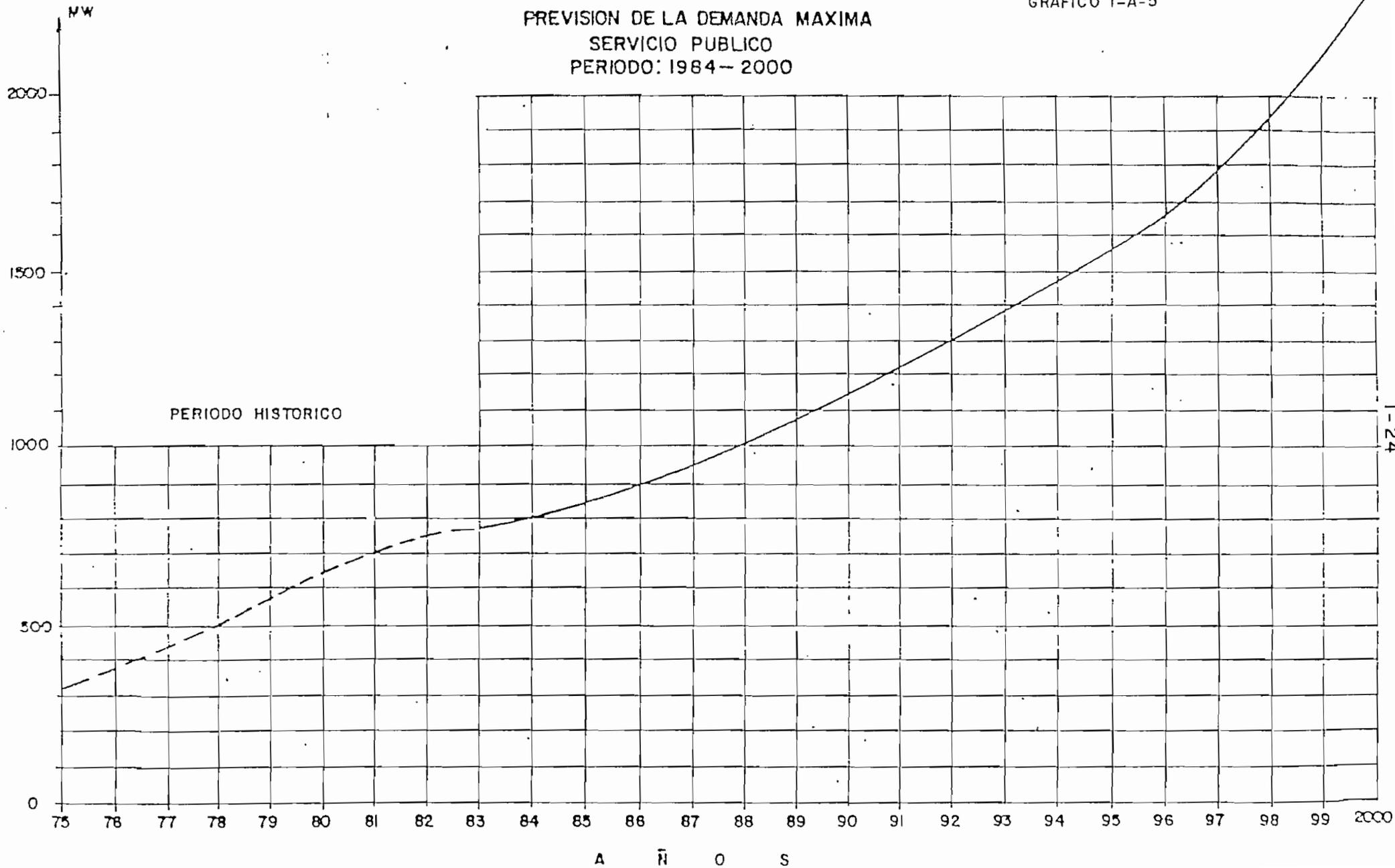


1-23

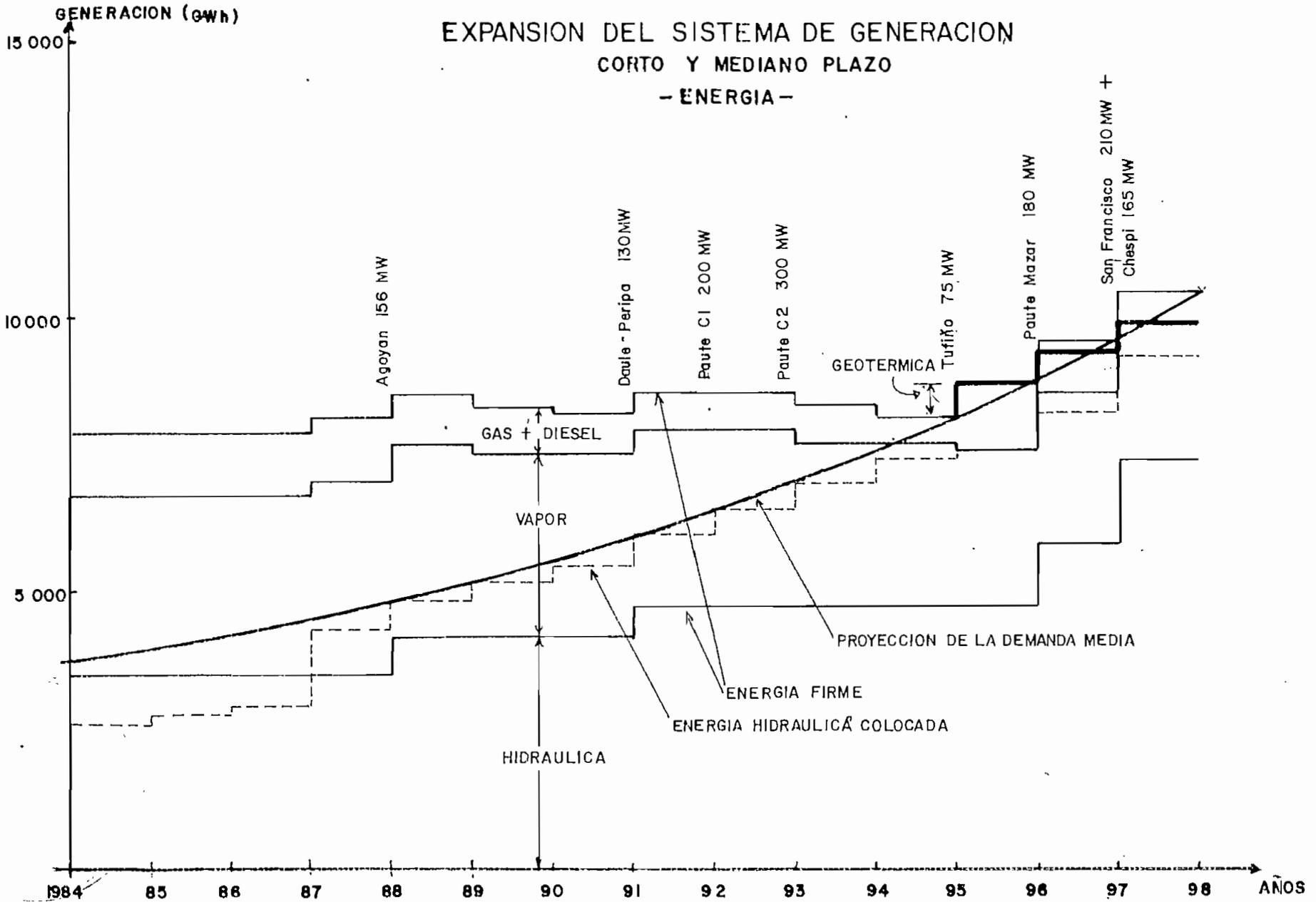
MERCADO ELECTRICO

PREVISION DE LA DEMANDA MAXIMA
SERVICIO PUBLICO
PERIODO: 1984-2000

GRAFICO I-A-5



EXPANSION DEL SISTEMA DE GENERACION CORTO Y MEDIANO PLAZO - ENERGIA -

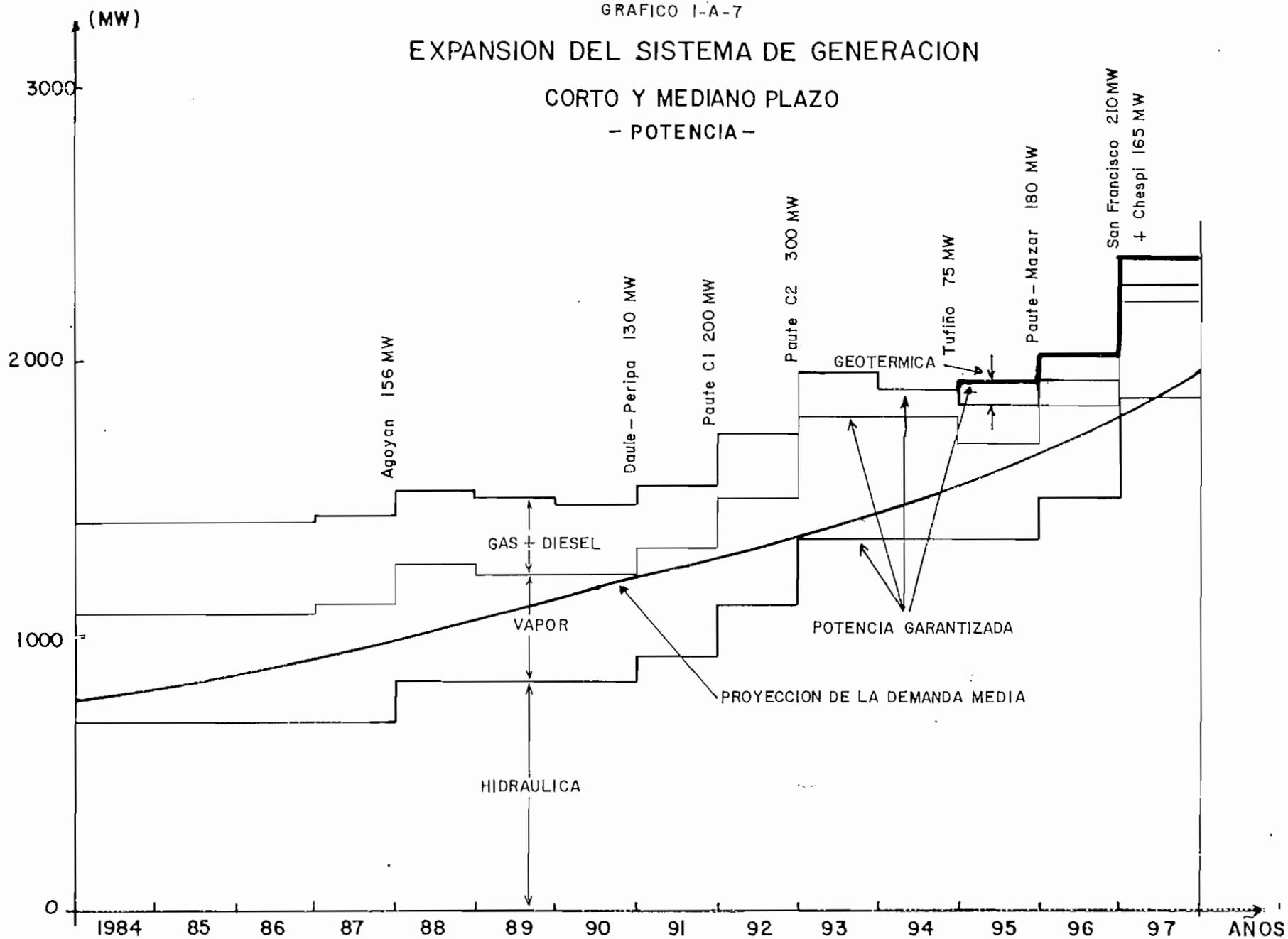


3019

EXPANSION DEL SISTEMA DE GENERACION

CORTO Y MEDIANO PLAZO

- POTENCIA -



3.- PROYECTOS DE GENERACION ELECTRICA:

Para satisfacer la demanda de energía eléctrica, existen varios tipos de centrales de generación, las cuales pueden clasificarse en dos grandes grupos:

a) Las que utilizan energía renovable, como son las centrales hidráulicas, solares, eólicas, maremotrices y geotérmicas, y,

b) Las que usan energía no renovable, como son las centrales térmicas convencionales y las centrales atómicas.

En el presente estudio, del caso a), no se consideran las centrales solares, las centrales eólicas ni las centrales nucleares, ya que su potencia y/o la tecnología requerida para su implementación se encuentra muy poco desarrollada dentro de nuestro medio. Por otra parte, considerando que el país posee grandes recursos naturales, la planificación para la producción de energía podría ir encaminada sobretodo al aprovechamiento de estos recursos naturales, entre los que se cita: el sistema fluvial con sus diferentes caídas de nivel y toda la energía almacenada dentro de la zona volcánica, a fin de reducir los costos de producción, evitar la contaminación del medio ambiente y sobretodo, utilizar el petróleo y sus derivados para generar divisas al país, mientras que el potencial hidráulico y geotérmico no tienen usos alternativos comerciabiles.

Debido a que el presente estudio se realiza para una central de generación de energía firme o primaria, no se considera a las centrales con turbinas de gas ni a las centrales con motores de combustión diesel.

Por las razones antes expuestas, es necesario realizar la comparación cualitativa entre centrales hidráulicas, térmicas convencionales y geotérmicas.

3.1.- PROYECTOS HIDROELECTRICOS. VENTAJAS Y DESVENTAJAS:

3.1.1.- Ventajas:

- La Central hidroeléctrica presenta una ventaja considerable comparándola con los otros tipos de centrales, la cual radica en el bajo costo de operación debido a que el suministro primario de energía viene dado por un recurso natural renovable, que no necesita ser financiado; a más de tan importante ventaja se cita adicionalmente lo siguiente:

- Se puede almacenar los recursos necesarios para la producción de energía, por medio de reservorios, para ser utilizados en épocas de escasez.

- Pueden construirse varias centrales hidráulicas, en cascada, si las condiciones geográficas así lo permiten, para aprovechar el agua ya utilizada por otra central.

- El tipo de turbina es escogido en función de la altura de caída.

- La presión del agua y la pendiente de la tubería de presión pueden ser escogidas para mejorar el rendimiento de la planta.

- Presenta una gran ductilidad de operación y puede soportar sobrecarga sin dificultades.

- Las condiciones de la salida del agua ya utilizada pueden ser

determinadas de acuerdo a las conveniencias.

3.1.2.- Desventajas:

- La principal desventaja de una central hidráulica es que su emplazamiento es forzado ya que la instalación de la central depende de las características del terreno y por lo tanto del sitio más apropiado para aprovechar la caída de agua, lo cual en la mayoría de los casos obliga a la localización de la planta en sitios alejados de los principales centros de consumo de energía. Esto origina incurrir en gastos tales como la planificación y construcción de vías de acceso, de líneas de transmisión, de sistemas de comunicación, lo cual aumenta considerablemente los costos de inversión de la central.

-La inversión inicial para la construcción de una central hidroeléctrica es alta debido sobretodo a las obras de ingeniería civil, como son la construcción de represas, tomas de agua, canales y/o túneles de conducción, estanques de almacenamiento y regulación, compuertas y otras obras.

- La planificación y el diseño de una central hidroeléctrica son realizados en función de la utilización de la máxima caída posible y del máximo caudal estable que se pueda obtener, lo cual determina el diseño del equipo y fija la potencia que puede ser aprovechada, por lo cual, cualquier ampliación posterior necesita de inversiones aún mayores a las iniciales y en la mayoría de los casos esta ampliación es prácticamente imposible de realizar por las condiciones mismas de construcción de la central.

- En general los datos hidrológicos utilizados para la planificación y diseño de la central son incompletos, no han sido realizados durante periodos recomendados y presentan errores, razón por la cual pueden presentarse

problemas de incremento del costo de la energía en el momento de la implementación de la central.

- Los tiempos de diseño y del montaje de centrales hidráulicas son excesivamente largos.

3.2.- PROYECTOS TERMICOS. VENTAJAS Y DESVENTAJAS:

3.2.1.- Ventajas:

- Una de las principales ventajas de las centrales térmicas es que su implementación no requiere de un alto costo de inversión por la menor magnitud de las obras civiles y debido a que no se incurre en gastos importantes en las etapas de estudio previas a la construcción, ni en gastos de planificación y construcción de vías de acceso, de acondicionamientos del terreno, del cuidado de la cuenca hidrográfica, etc.

- Su emplazamiento puede ser determinado de acuerdo a las conveniencias y sobretodo puede ubicarse cerca de los principales centros de consumo, lo cual representa un ahorro en líneas de transmisión y en subestaciones entre otros.

- El tiempo requerido para el diseño, la fabricación y el montaje es relativamente corto.

- La central térmica es susceptible de ampliación sin complicaciones y a un costo moderado.

- Se puede escoger tanto los tipos de central como sus características

técnicas para obtener la mayor eficiencia posible en el ciclo.

- Las calderas pueden situarse muy cerca de la casa de máquinas con lo cual se evita problemas en el transporte del vapor, simplificando la tubería y evitando pérdidas de presión y de temperatura, con lo que se ahorra en aislantes y en equipo especial y no se tiene que realizar recaudaciones en el ciclo.

- Para una central de igual potencia, el espacio requerido por una central térmica es mucho menor que el requerido por una central hidráulica o geotérmica, y las obras civiles necesarias para su implementación son menores en número y mucho más simples.

- Los esfuerzos a los cuales están sometidos los elementos que componen la turbina son uniformes, lo que garantiza un trabajo óptimo sin mayor mantenimiento, con lo cual el tiempo de operación es mayor, obteniéndose un menor costo en la producción de energía.

- Puede soportar fácilmente sobrecargas aumentando el flujo de vapor hacia la turbina, lo que hace que su capacidad de carga sea regulable.

- La automatización del sistema es relativamente sencilla.

3.2.2.- Desventajas:

- Una de las principales desventajas de las centrales térmicas es el alto costo de operación y mantenimiento debido a que la base de su producción primaria de energía viene dada por un recurso que necesita ser financiado y que en la mayoría de los casos su costo de oportunidad es elevado, como es el combustible líquido derivado de hidrocarburos.

- El proceso de arranque de este tipo de central es lento debido a que se requiere del calentamiento de la mayoría de sus componentes. Este proceso puede variar de 30 minutos a 4 horas dependiendo de la capacidad del sistema. Por consiguiente, el proceso de toma de carga es igualmente lento.

- El proceso de parado, en caso de requerirse mantenimiento es igualmente largo e incluso más si es necesario el enfriamiento total de las tuberías y de los materiales de la turbina y demás componentes. Este proceso puede ser de hasta 12 horas, lo cual representa un alto costo.

- Los riesgos de accidentes son mucho mayores debido a las altas temperaturas y presiones de trabajo; y por la utilización de combustible inflamable se requiere de sistemas de control más complicados.

- El número de personal calificado para la operación y mantenimiento es alto, lo cual implica mayores costos.

- Se requiere de un sistema costoso de silenciadores debido al alto ruido producido por las calderas y por la turbina.

- Los sistemas auxiliares son múltiples y complejos, siendo el más complicado el sistema de purificación de agua para evitar depósitos en el caldero y cavitaciones en la turbina.

- El sistema de purificación de aire para evitar la polución, producida por la quema de combustible, debe satisfacer normas establecidas por el medio, llegando este en muchos casos a ser muy complejo.

- Para el caso de la central térmica, no existe la posibilidad de

almacenamiento de energía (vapor), sino que esta debe ser producida de acuerdo a los requerimientos inmediatos.

- La turbina y sus componentes están sometidos a altas temperaturas y presiones, lo cual implica que la tecnología de los materiales utilizados en la fabricación debe ser más sofisticada.

- El requerimiento de agua para enfriamiento y para la producción de vapor es alto. Además el agua condensada puede servir para realimentar el caldero por lo cual es imprescindible la utilización de un condensador.

- Los sistemas de control, debido a la presión y a la temperatura, sobretudo para los calderos, son muy complicados.

3.3.- PROYECTOS GEOTERMICOS. VENTAJAS Y DESVENTAJAS: *

3.3.1.- Ventajas:

- Una de las principales ventajas de las centrales geotérmicas es su bajo costo de operación, debido a que la producción primaria de energía viene dada por un recurso natural, el cual no necesita ser financiado y a que la magnitud de las inversiones no es tan representativo como en una central de generación hidráulica.

- Presenta facilidad para la ampliación de la central, a un costo moderado, si las condiciones del yacimiento de vapor endógeno así lo permiten.

- La presión y la temperatura de trabajo son relativamente bajas.

- La confiabilidad de este tipo de centrales es alta, debido a que no se usa combustible, tampoco calderos ni tuberías ni equipos de alta presión y temperatura.

- Existe la posibilidad de almacenamiento de energía pues se puede excavar pozos que pueden entrar en funcionamiento en el momento más oportuno.

- Los sistemas de control y de protección no son complicados.

- La automatización de la planta es relativamente sencilla.

- Existen múltiples usos comerciales alternativos para el vapor endógeno condensado, pues este es rico en nutrientes para plantas; el calor residual del agua puede ser utilizado en invernaderos, para secado de madera y se puede recuperar minerales de gran valor del agua residual.

- El requerimiento de agua para la generación de energía y para los sistemas de enfriamiento en una central geotérmica es mucho menor que el volumen requerido en una central térmica convencional.

- Un pozo geotérmico puede generar hasta 1.6 veces más energía eléctrica que un pozo de petróleo.

3.3.2.- Desventajas:

- Una de las principales desventajas de las centrales geotérmicas es que su emplazamiento viene determinado por el sitio en el cual exista un yacimiento que sea comercial. Generalmente este emplazamiento se encuentra alejado de los principales centros de consumo de energía por lo

cual los gastos en ingeniería civil, planificación y construcción de vías de acceso se incrementan.

- Los estudios de prefactibilidad representan un alto porcentaje del costo total y deben ser realizados muchos años antes de que la planta empiece a producir.

- Aunque los métodos utilizados para la localización y evaluación de los yacimientos son más eficientes, existe aún un alto riesgo en la determinación de la capacidad real del mismo.

- La tubería necesaria para el transporte de vapor es relativamente simple pero debido a que los pozos se encuentran alejados de la casa de máquinas, su diámetro debe ser mayor, y su montaje implica mayores inversiones.

- Se requiere de una tecnología avanzada de materiales para contrarrestar los efectos corrosivos de los componentes del vapor endógeno, los cuales dañan principalmente el sistema de transporte de vapor y las paletas de la turbina, en caso de que el proyecto sea de aplicación directa.

- El tiempo requerido para los estudios de planificación, el diseño y el montaje puede llegar a ser aproximadamente de 6 años.

Cuadro 1-A-6

CUADRO COMPARATIVO DE CARACTERISTICAS ENTRE LOS
DIFERENTES TIPOS DE CENTRALES

ITEM	ASPECTOS CONSIDERADOS	HIDROELECTRICA	TERMICA	GEOTERMICA
1	COSTO INICIAL	MUY ALTO	ALTO	MUY ALTO
2	ESPACIO REQUERIDO	MUY GRANDE	GRANDE	MUY GRANDE
3	CANTIDAD DE ESTRUCTURAS	MUY ALTO	ALTO	MUY ALTO
4	NUMERO DE EQUIPOS AUXILIARES	ALTO	ALTO	ALTO
5	COSTOS DE GENERACION			
	- COMBUSTIBLE		MUY ALTO	
	- PERSONAL	BAJO	ALTO	BAJO
	- MANTENIMIENTO	BAJO	MODERADO	MODERADO
6	CONFIABILIDAD DEL EQUIPO	BUENA	BUENA	BUENA
7	POSIBILIDAD DE REPARACION	BUENA	REGULAR	BUENA
8	VIDA UTIL	MUY BUENA	BUENA	MUY BUENA
9	AUTOMATIZACION	BUENA	REGULAR	BUENA
10	VELOCIDAD DE ARRANQUE	BUENA	LENTA	BUENA
11	RUIDO	REGULAR	REGULAR	REGULAR
12	TIEMPO PREVIO PARA SO- PORTAR CARGA	CORTO	LARGO	MODERADO
13	TIEMPO DE ESTUDIOS PRELIMINARES	MUY LARGO	LARGO	MUY LARGO
14	TIEMPO DE CONSTRUCCION DE SISTEMAS PREVIOS	MUY LARGO	LARGO	MUY LARGO
15	TIEMPO DE CONSTRUCCION Y MONTAJE	MUY LARGO	LARGO	MUY LARGO
16	NUMERO DE FABRICANTES	BAJO	BAJO	BAJO
17	SISTEMAS DE CONTROL	MODERADO	ALTO	MODERADO
18	COSTO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO	BAJO	ALTO	MODERADO

1.1.- ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN,

OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LOS DIFERENTES TIPOS

DE CENTRALES.-

El objeto del presente análisis es demostrar la competitividad técnica y económica de una Central Geotérmica, en comparación con centrales Térmicas a vapor y con centrales Hidroeléctricas, dentro del mercado Eléctrico del Ecuador.

Los datos usados a continuación fueron proporcionados en parte por INECEL y por el OLADE y la metodología usada sigue los patrones establecidos por el Instituto Ecuatoriano de Electrificación para el estudio económico de centrales de mediana y alta capacidad.

La comparación de los costos entre las tres alternativas de centrales eléctricas en estudio: hidroeléctricas, geotérmicas y térmicas, no puede hacerse de forma directa, puesto que no tienen la misma distribución de gastos en el transcurso del tiempo. Por regla general, los proyectos hidroeléctricos y geotérmicos entrañan mayores gastos de inversión en los primeros años y la alternativa térmica los tendrá en los años posteriores.

Los proyectos hidroeléctricos y geotérmicos generan altos flujos de caja en los primeros años debido a que los estudios de prefactibilidad, que incluyen la exploración del terreno, un estudio de las condiciones naturales y un prediseño, se realizan varios años antes de que la central entre en operación. Luego, al comenzar los trabajos de implementación del Proyecto las obras civiles, de gran magnitud para estas centrales, requieren de un alto índice de inversión, pues comprenden caminos de acceso a represas o a

construirse, y sobre todo para las centrales hidroeléctricas la construcción de la presa, y para las centrales geotérmicas, la perforación de pozos. Para estos dos tipos de centrales, la inversión a realizar en obras civiles puede llegar a representar hasta un 50 % de la inversión total. Luego el flujo de caja disminuye pues los costos de operación y mantenimiento son relativamente bajos.

Las centrales térmicas, por otra parte, tienen un comportamiento diferente al anterior, es decir que el flujo de caja es relativamente bajo durante los años de montaje, para luego, al entrar en funcionamiento la central, incrementarse debido sobre todo al costo del combustible necesario para su operación.

Para realizar correctamente una comparación de gastos con diferentes secuencias en el tiempo, es necesario ajustarlos en función del tiempo y agregarlos en una fecha determinada, es decir actualizar los flujos de caja a un año común y la totalidad de las sumas actualizadas o "valores acumulados" permite una comparación directa.

Actualmente es política del Gobierno del Ecuador que se llegue a sustituir en su mayor parte la energía térmica por energía hidroeléctrica o proveniente de recursos renovables, como la geotermia, debido sobretodo a la disminución y agotamiento de las reservas de petróleo existentes, a los beneficios que este petróleo usado para generación de divisas puede aportar al país al ser exportado y a que los recursos necesarios para producir energía hidroeléctrica o geotérmica son renovables y existen en gran cantidad en el país. Del cuadro 1-5-1 se ve que la potencia total instalada en el país a enero de 1984 es:

CUADRO 1-8-1

DISPONIBILIDAD DE GENERACION A ENERO DE 1984

	SISTEMAS REGIONALES POTENCIA (MW)		SIST. NAC. INTERCONECTADO POTENCIA (MW)		SERVICIO PUBLICO POTENCIA (MW)	
	INSTALADA	GARANTIZ.	INSTALADA	GARANTIZADA	INSTALADA	GARANTIZ
HIDROELECTRICAS	153,73	113,40	569,20	502,10	722,93	615,50
TERMOELECTRICAS	531,94	473,62	379,20	356,60	911,14	830,22
TOTAL	685,67	587,02	948,40	858,70	1634,07	1445,72

Las centrales hidroeléctricas corresponden al 44 % de la potencia total instalada, mientras que el 56 % corresponde a centrales termoeléctricas que utilizan combustibles hidrocarburíferos. En 1979, tan solo el 25 % de la potencia total instalada correspondía a centrales hidroeléctricas, razón por la cual se comenzó con el programa de sustitución de energía térmica.

Los costos de los proyectos, de manera general, incluyen los costos de inversión, reposiciones intermedias, operación y mantenimiento, según el siguiente detalle.

a) Costos de Inversión:

Para efectuar la comparación de los proyectos, es necesario que sus inversiones sean calculadas sobre bases homogéneas, tanto en lo que se refiere a criterios de estimación de presupuestos, como a la fecha de referencia de estos.

El costo directo de construcción de cada proyecto hidroeléctrico se calcula teniendo como base el esquema definido en el estudio de prefectibilidad o diseño. De estos estudios se toma el volumen de obra de cada parte constitutiva del aprovechamiento al cual se le asoció el costo

unitario, obtenido del contrato de obras construídas o en construcción en el país, costos que se comparan con los obtenidos en otros países para obras de características similares.

La potencia instalada óptima se determina preparando presupuestos de construcción para un rango de potencias que oscilan alrededor de la potencia pivote definida en los estudios de prefactibilidad. Estos presupuestos se realizan manteniendo constantes los rubros independientes de las variaciones de potencia y parametrizando las cantidades de obra de las partes que varían en función de la potencia, como es el caso de los canales, túneles, obras de toma, descarga, casa de máquinas y equipo electromecánico, entre otros.

A los costos directos de construcción se añaden los costos de ingeniería y administración e imprevistos, los cuales se calculan como un porcentaje del costo directo.

En los cuadros 1-B-2, 1-B-3 y 1-B-4 se presenta un presupuesto para los tres tipos de centrales. Se ha tomado como ejemplo para cada tipo de central un proyecto representativo dentro de los existentes en el país.

CUADRO 1-B-2

PRESUPUESTO DEL PROYECTO
VAPOR-BUNKER ESMERALDAS

DESCRIPCION	POTENCIA NOMINAL INSTALABLE 125 MW		
	M.E.	M.L.	TOTAL
1.- INGENIERIA Y ADMINISTRACION	4147	1143	5290
2.- COSTOS DIRECTOS	77924	21482	99406
3.- IMPREVISTOS	4924	1358	6282
4.- TOTAL	66995	23963	110978

CUADRO 1-B-3

PRESUPUESTO DEL PROYECTO HIDROELECTRICO AGOYAN

DESCRIPCION	POTENCIA NOMINAL INSTALABLE 156 MW		
	M.E.	M.L.	TOTAL
1.- INGENIERIA Y ADMINISTRACION	6645	2215	8860
2.- COSTOS DIRECTOS	31541	126265	157706
3.- IMPREVISTOS	7974	2658	10632
4.- TOTAL	46160	131038	177198

CUADRO 1-B-4

PRESUPUESTO DEL PROYECTO GEOTERMICO: TUFINO

DESCRIPCION	POTENCIA NOMINAL INSTALABLE 75 MW		
	M.E.	M.L.	TOTAL
1.- INGENIERIA Y ADMINISTRACION	2694	649	3343
2.- COSTOS DIRECTOS	53888	12970	66858
3.- IMPREVISTOS	4526	1090	5616
4.- TOTAL	61108	14709	75817

Con los datos obtenidos de los cuadros antes presentados podemos realizar una comparación de los costos por KW instalado para cada tipo de central:

Cuadro 1-B-5

Tipo de Central	Presupuesto 10^3 US \$	Pot. instalada MW	Costo/KW inst. US \$/KW
Térmica Esmeraldas	110976	125	887,62
Hidráulica Agoyán	300743	500	601,49
Geotérmica Tufino	75817	75	1010,88

Del cuadro anterior se deduce que la central geotérmica requiere una mayor inversión que la central térmica a vapor, debido a la magnitud de los estudios de prefectibilidad que incluyen métodos sofisticados de investigación, tanto en laboratorios como en el campo. Estos estudios son muy necesarios debido al alto riesgo que existe de que el yacimiento encontrado no cumpla con los requerimientos básicos de presión y temperatura y que el vapor emanado de estos reservorios no sea suficiente para la producción de energía durante un tiempo en el cual la central resulte rentable. Es necesario también estar seguros sobre la capacidad del reservorio geotérmico pues en caso de errores de cálculo la vida útil del proyecto puede reducirse considerablemente con sus consecuencias previsibles. Los costos además se ven incrementados pues todos los análisis de laboratorio se hacen en el exterior por no existir la debida infraestructura en el país. Esta inversión incremental sin embargo no es tan significativa y representa el 2 % de la Central Termoeléctrica.

b) Reposiciones intermeditarias:

Las reposiciones intermeditarias son las obras y equipos que tienen una vida útil menor a la del proyecto global, y que deben ser repuestos para un adecuado funcionamiento de la central. Los costos que generan estas reposiciones son considerados como inversiones y son calculados como un porcentaje del costo total de inversión y con una determinada vida útil.

c) Costos de operación y mantenimiento:

Los costos anuales de operación y mantenimiento de las centrales de generación son generalmente considerados como un porcentaje constante de la inversión total, adoptándose un flujo uniforme de costos durante la vida útil de las instalaciones. Estos costos pueden además ser separados en costos fijos y variables. Dentro de los costos fijos se considera el personal de planta y los

seguros, mientras que los costos variables incluyen los costos de los combustibles y lubricantes, de los materiales de repuestos y gastos varios. En general, los costos variables son de 1.5 a 7 veces más altos que los costos fijos, como se puede ver en el cuadro 1-5-6.

CUADRO 1-5-6

COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO
CENTRALES TERMoeLECTRICAS
Nivel de precios : Enero /83

CENTRAL	POTENCIA INSTALADA (MW)	COSTOS FIJOS U.S.\$/KWh	COSTOS VARIABLES U.S.\$/KWh
VAPOR ESTERO SALADO	146	32,10	57,68
VAPOR ESMERALDAS	125	23,60	54,28
GAS SANTA ROSA	51	12,50	98,69
DIESEL GUANGOPOLO	31	49,80	58,37
GAS SALITRAL	26	14,80	99,20

Los costos de operación pueden ser desagregados en gastos fijos y variables y en gastos de combustible.

Los gastos fijos de operación para centrales hidroeléctricas se calculan a partir de la siguiente ecuación:

$$G = 30 p^{0.69} \quad \text{donde}$$

G = gastos anuales de operación en 10^3 U.S. \$

p = capacidad de la central expresada en MW

Para centrales termoeléctricas, los gastos fijos y variables de operación se calculan a partir de las siguientes expresiones:

	Centrales Térmicas	Centrales a Gas
Gastos fijos	$F = 150(0.70n + 0.3)p^{0.48}$	$F = 17(0.6n + 0.2)p^{0.7}$
Gastos variables	$V = 1.7 p^{-0.23}$	$V = 1.1 p^{-0.08}$

F = valor en 10^3 US \$

V = valor en 10^{-3} US \$/KWh

n = número de grupos componentes de la central

p = potencia de cada grupo en MW

En general, se puede calcular el costo de la potencia neta generada a partir de la siguiente fórmula:

$$A = \frac{K.X + t(P/(1-Z))y}{LP} \quad \text{donde}$$

A = Costo neto de generación US \$/KWh

X = Costo total de inversión de la planta US \$

y = Costo del combustible US \$/KWh

Z = Potencia neta de salida KW

K = Amortización %

t = Horas anuales de operación h $t = 365 \times 24 \times m$

m = factor de utilización

Para una planta geotérmica, por ejemplo, el costo neto de la potencia generada se obtiene a partir de la siguiente expresión simplificada, debido a que el costo del combustible es nulo ($y=0$):

$$A = \frac{K.X}{LP}$$

A fin de poder realizar una comparación real entre los costos de los diferentes tipos de centrales, se analizará un caso específico para cada tipo, tratando en lo posible de que la central escogida sea la más representativa de su género. Así, para una central hidroeléctrica trabajaremos con los datos de la central Agoyán, para una central térmica los datos serán de la Central Esmeraldas, y como en el país no existen centrales geotérmicas, para este caso tomaremos los datos de la central Cerro Prieto ubicada en Baja California en México.

1.1.1- Costos de Inversión:

Los datos disponibles se presentan en los cuadros 1-B-7 y 1-B-8:

CUADRO 1-B-7

COSTO DE INVERSION CERRO PRIETO
(Miles de pesos 1979)

CONCEPTO	AÑO			
	1975	1976	1977	1978
POZOS PRODUCTORES	115375	42060	241700	131385
POZOS EXPLORATORIOS			24486	17512
VAPORDUCTOS			11221	92317
PLANTA		24900	221684	671768
TOTAL	115375	66960	499093	913082
TOTAL U.S.\$ X 1000	5049,23	2930,42	21842,14	39959,83

CUADRO 1-B-8

COSTOS DE INVERSION CENTRALES
AGOYAN Y ESMERALDAS
(MILLONES DE SUCRES Y DOLARES)

CENTRAL		AÑO			
		1983	1984	1985	1986
AGOYAN	SUCRES	3104,84	3121,34	3842,96	7030,45
	DOLARES	32,74	32,345	39,824	72,854
ESMERALDAS	SUCRES	150,88	255,94	270,1	311,45
	DOLARES	1,56	2,65	2,8	3,25

Para poder realizar la comparación es necesario poner los precios del cuadro 1-B-8 a valores constantes de 1979.

Los resultados se presentan en el cuadro 1-B-9

CUADRO 1-B-9

COSTOS DE INVERSION
MILES DE DOLARES /79

CENTRAL	AÑO			
	1983	1984	1985	1986
AGUAYAN	26945,2	27089,3	33352	61014,1
ESMERALDAS	13064,8	22193,3	23449,6	27050,7

Los costos agregados de inversión de los diferentes tipos de centrales, en el año de 1979 se presentan en el cuadro 1-B-10:

CUADRO 1-B-10

COMPARACION DE COSTOS DE INVERSION
MILES DE DOLARES

CENTRAL	AÑO				VALOR AGREGADO	U.S.\$/KW INSTALADO
	1	2	3	4		
AGUAYAN	26945,2	27089,3	33352	61014,1	148400,6	951,28
ESMERALDAS	13064,8	22193,3	23449,6	27050,7	55758,4	666,07
FERRO PRIETO	5049,23	2930,42	21842,14	39959,8	69781,59	930,42

1.2.- Costos de operación y mantenimiento:

costos de operación y mantenimiento se realiza en base a la información obtenida para las tres centrales utilizadas en los análisis de costos de inversión.

Los datos existentes de la central Cerro Prieto son del año de 1978 y los costos vienen en centavos de pesos mexicanos por KWh. La generación bruta de ese año fue de 598 GWh con un factor de planta de 0.91, y los resultados se presentan en el cuadro 1-B-11:

CUADRO 1-B-11

COSTOS DE OPERACION DE LA PLANTA GEOTERMICA DE CERRO PRIETO (1978)

CONCEPTO	OPERAC. (c/KWh)	MANTEN. (c/KWh)	DIRECC. Y SUPERV. (c/KWh)	SERVICIOS ADMINIS. (c/KWh)	TOTALES (c/KWh)
SALARIOS	1,14	2	0,23	0,12	3,49
PRESTACIONES	1,03	1,04	0,2	0,14	2,41
MATERIALES	0,38	0,57	0,03	0,02	1
IMPUESTOS	0,33	0,01	0,002	0,001	0,343
SERV. TERCEROS		0,12	0,006	0,05	0,176
DATOS GENERALES	0,01	0,05	0,001	0,05	0,111
TOTAL	2,89	3,79	0,469	0,381	7,53

El costo total es de 7,485 c./KWh. Como se generaron 598 GWh, el costo de la operación y mantenimiento de ese año para la central Cerro Prieto asciende a 44760 300 pesos, que en pesos de 1979 asciende a 51 921.946 que equivale a 2 272.295.32 U.S. \$.

Los costos de operación y mantenimiento de las centrales Agoyán y Esmeraldas vienen tabulados en el cuadro 1-8-12:

CUADRO 1-8-12
COSTOS DE OPERACION DE AGOYAN
Y ESMERALDAS 1983 (Miles de \$)

CONCEPTO	AGOYAN	ESMERALDAS
MANO DE OBRA	50615	37995
MATERIALES	5103	5674
COMBUSTIBLE Y LUBRICACION		261974
GASTOS VARIOS	13680	35633
TOTAL	69398	341276
TOTAL \$ 1979		313973,92
TOTAL U.S. \$ 1979	2430,83	12128,77

Los costos de operación y mantenimiento se comparan en el cuadro 1-8-13:

CUADRO 1-8-13
COMPARACION DE COSTOS DE OPERACION
Y MANTENIMIENTO

CENTRAL	COSTOS (U.S.\$)	CAPACIDAD MW	FACTOR DE UTILIZAC	GWh GENER.	U.S. \$/MWh
AGOYAN	2430,83	156	0,5	683	3,56
ESMERALDAS	12128,77	125	0,8	876	13,85
CERRO PRIETO	2272,3	75	0,91	598	3,8

De los resultados del cuadro anterior podemos concluir que las centrales hidroeléctricas son más competitivas que las centrales Térmicas que utilizan hidrocarburos como combustible. Además, dado el alto valor del factor de

planta, toda su producción es energía primaria y no está sujeta a ciclos hidrológicos o factores aleatorios como las centrales Hidroeléctricas.

1.2.- ESTUDIOS DE COSTOS DE UNA CENTRAL GEOTERMICA:

Los costos de la energía generada se pueden dividir en dos componentes: costos de la energía suministrada y costos de la planta de generación. Los costos de la planta de generación tienen relación con el capital y con los costos de operación de la planta, excluyendo el suministro de energía, y son sensibles, entre otros factores, al tamaño de la planta, al ciclo de potencia, a la eficiencia de la planta y al factor de carga. Los costos de suministro de energía se derivan del desarrollo del reservorio y de su operación y son análogos a los costos del bunker, carbón y combustible nuclear de las plantas generadoras convencionales. Estos costos, para una planta geotérmica, son muy sensibles a la temperatura y al coeficiente de flujo de los pozos y a su costo. Estos tres parámetros determinan el valor económico de una planta geotérmica. Los valores del cuadro 1-5-14 serán usados para graficar los efectos de los factores antes mencionados en el costo de la potencia.

CUADRO 1-5-14

CASOS DE REFERENCIA

CASO	TECNOLOGIA	TEMP. °C	FLUJO 10 ⁶ lb/h	COSTO POR POZO 1000 \$	CAPACIDAD PLANTA		COSTO TOT. POT. 10 \$/KWh
					BRUTA	NETA	
A-V	Vapor	250	750	500	55	53	17.2
A-B	Binario	250	750	500	55	46.1	19.5
B	Binario	200	500	500	55	44.5	28.0
C	Binario	150	250	500	55	38.0	35.7

1.2.1.- INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA DEL POZO:

Como el fluido se mueve a través de la formación geológica, el calor se transfiere a sus alrededores aumentando su temperatura y entalpía. Por las leyes de termodinámicas, solamente una pequeña parte de la energía contenida en esta entalpía puede ser transformada en trabajo útil. El resto de la energía debe ser desechada, y define un "estado inerte" del cual no es posible extraer ningún trabajo. Conociendo la temperatura T_0 y la presión P_0 de este estado inerte, es posible calcular, en términos generales, la cantidad mínima de calor, Q_E , que debe ser rechazada para obtener un sistema ideal.

$$Q_E = T_0 (s - s_0)$$

T_0 = Temperatura absoluta del estado inerte

s = Entropía del fluido geotérmico en el pozo

s_0 = Entropía del fluido geotérmico en el estado inerte (P_0, T_0)

El máximo trabajo aprovechable, e , del fluido geotérmico en el pozo es igual a la entalpía, h , del fluido en el pozo menos la entalpía del estado inerte, h_0 , menos la cantidad mínima de calor rechazada. Entonces:

$$e = h - h_0 - T(s - s_0)$$

Debido a que en el caso de generación eléctrica a partir de fuentes geotérmicas $Q_E(T(s - s_0))$ es mayor que la entalpía aprovechable $h - h_0$, el costo del fluido geotérmico por unidad de masa ($\$/Kg$) debe ser basado en su trabajo aprovechable y no en su entalpía.

El cuadro 1-6-15 ilustra los efectos de la temperatura en la energía eléctrica producida por un pozo que tiene un flujo de 500.000 lb/h. Como la temperatura varía de 125 °C a 250 °C, asumiendo una salida del pozo con agua saturada, la entalpía crece en un factor de 2,3, (51,5/22,0), la energía crece con un factor de 4,4, (13,5/3,04), y la generación neta de potencia con un factor de 5,7, (4,6/0,8). De aquí se desprende que un fluido geotérmico a 250 °C es más provechoso para generación eléctrica que uno a 125 °C.

CUADRO 1-6-15

EFFECTOS DE LA TEMPERATURA DE POZOS GEOTERMICOS EN LA PRODUCCION ELECTRICA A UN FLUJO DE 500.000 lb/h (63 Kg/s)

TEMPERATURA DE LA BOCA DEL POZO °C	125	150	200	250
RELACION DE ENTALPIA (MW/POZO)				
MAXIMA (1)	26,5	33,2	47,1	61,8
ACTUAL (1)	22	27,7	39,2	51,5
TRABAJO APROVECHABLE				
ACTUAL (MW/POZO)	3,04	4,59	6,49	13,5
POTENCIA ELECTRICA (MW/POZO) (3)				
BRUTA	1	1,8	3,9	5,5
NETA (2)	0,8	1,5	3,2	4,6
EFICIENCIA DE UTILIZACION (MW/POZO)(3)				
BRUTA	32,9	39,2	45,9	40,8
NETA	26,3	32,7	37,7	34,1

(1) El máximo se basa en el flujo especificado del pozo. El actual se basa en el promedio reducido de flujo, usando 20% de exceso producido por el pozo. La entalpía y el trabajo aprovechable se basan en el estado inerte, de 25 °C

(2) Después de sustraer el consumo interno de potencia

(3) Para un ciclo de referencia de isobutano

La figura 1-B-1 ilustra el efecto de la temperatura en el costo de la potencia. Si la temperatura aumenta de 150 a 250 °C el costo de la potencia se reduce a un tercio. Al aumentar la temperatura, no solo disminuye el costo de la energía suministrada, sino que el costo de la planta también tiende a decrecer debido a que se requiere de un menor flujo para generar la misma cantidad de potencia, con un fluido de alta temperatura que con uno de menor temperatura. El tamaño y por consiguiente el costo de muchos de los componentes de la planta, como la turbina y los intercambiadores de calor, están directamente relacionados con la temperatura del fluido.

1.2.2.- COEFICIENTE DE FLUJO:

El costo de la potencia varía inversamente con el flujo del pozo, como se puede apreciar de manera indicativa en la figura 1-B-2.

Este costo es más sensible al flujo, a temperaturas bajas que a temperaturas altas, debido a que la conversión de eficiencia térmica a eficiencia eléctrica crece rápidamente con la temperatura. La importancia del flujo de un pozo dentro del costo de la potencia es que, para una temperatura constante, el potencial de producción de energía de un pozo es proporcional al flujo, es por ello que el número de pozos y el costo de la energía suministrada tienen una relación directa con el coeficiente de flujo de cada pozo.

Los costos del sistema de recolección y de transporte del fluido también dependen del flujo; para una capacidad definida de la planta, menores flujos requieren de un mayor número de pozos y de un sistema más largo de transporte de fluido. Esto incrementa los costos de las tuberías de los sistemas de bombeo y las pérdidas de energía se incrementan.

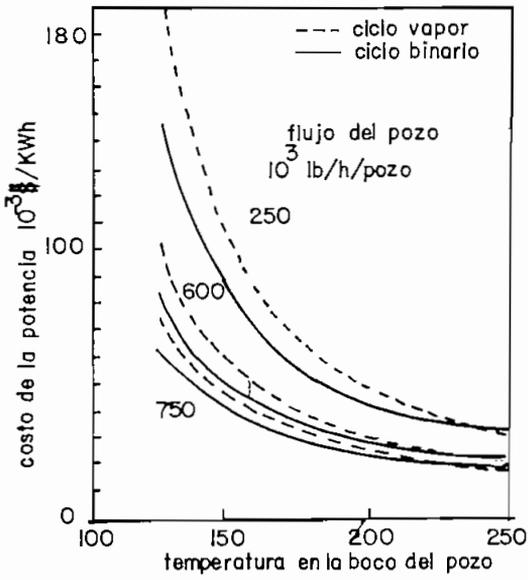


FIG. I-B-1 Efecto de la temperatura en el costo de la potencia

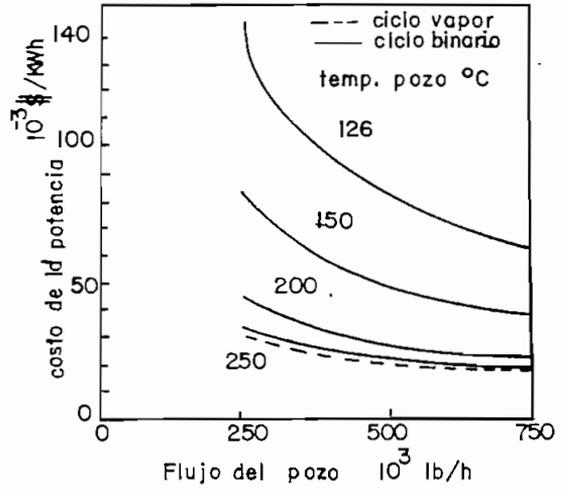


FIG. I-B-2

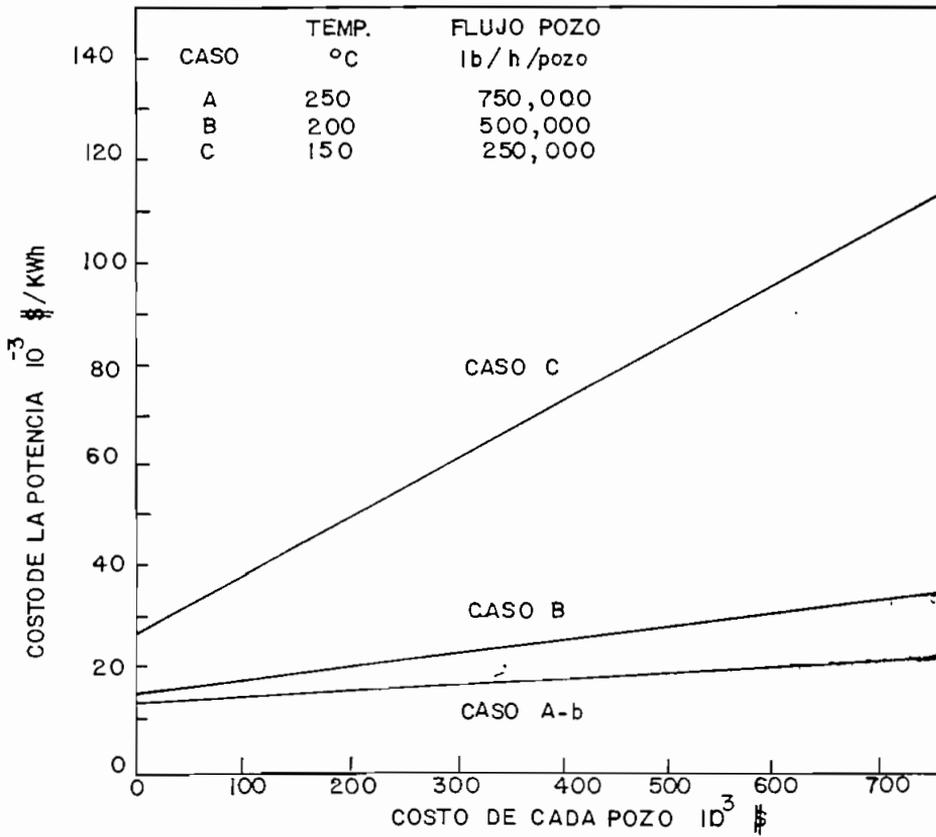


FIG. I-B-3

1.2.3.- COSTO DE LOS POZOS GEOTERMICOS:

Los costos de la potencia tienen relación directa con los costos de los pozos geotérmicos. De la figura.1-B-3 se puede apreciar que los efectos del costo de los pozos es mayor para fuentes de baja calidad, es decir con temperaturas y flujos bajos. Debido a que la temperatura y el flujo, en general están determinados por la naturaleza, y debido a que los costos de la planta no están sujetos a grandes variaciones, el costo del pozo es probablemente el factor económico más determinante para una fuente geotérmica, sobretodo para una de baja temperatura.

La intersección de las curvas de la figura 1-B-3 con el eje Y es la variación de los costos de la potencia, debido a factores ajenos al costo de los pozos, para tres fuentes geotérmicas de diferente calidad.

En ciertos casos se puede incrementar el flujo de los pozos, a través de técnicas de estimulación, como hidrofracturación, bombeo, reacondicionamiento de los pozos y otras. El costo de estos estímulos se incluyen generalmente en los costos de los pozos y lo que interesa es la relación entre la optimización de los pozos y su costo.

1.2.4.- CAPACIDAD DE LA PLANTA:

Los costos decrecen rápidamente con el incremento de la capacidad de la planta, hasta más o menos 50 MW, como se aprecia en la figura 1-B-4. Para fuentes de buena calidad, los costos sobre los 50 MW decrecen gradualmente (curvas A y B), mientras que para fuentes de mala calidad (caso C) se obtiene un costo mínimo entre los 50 MW y los

100 MW.

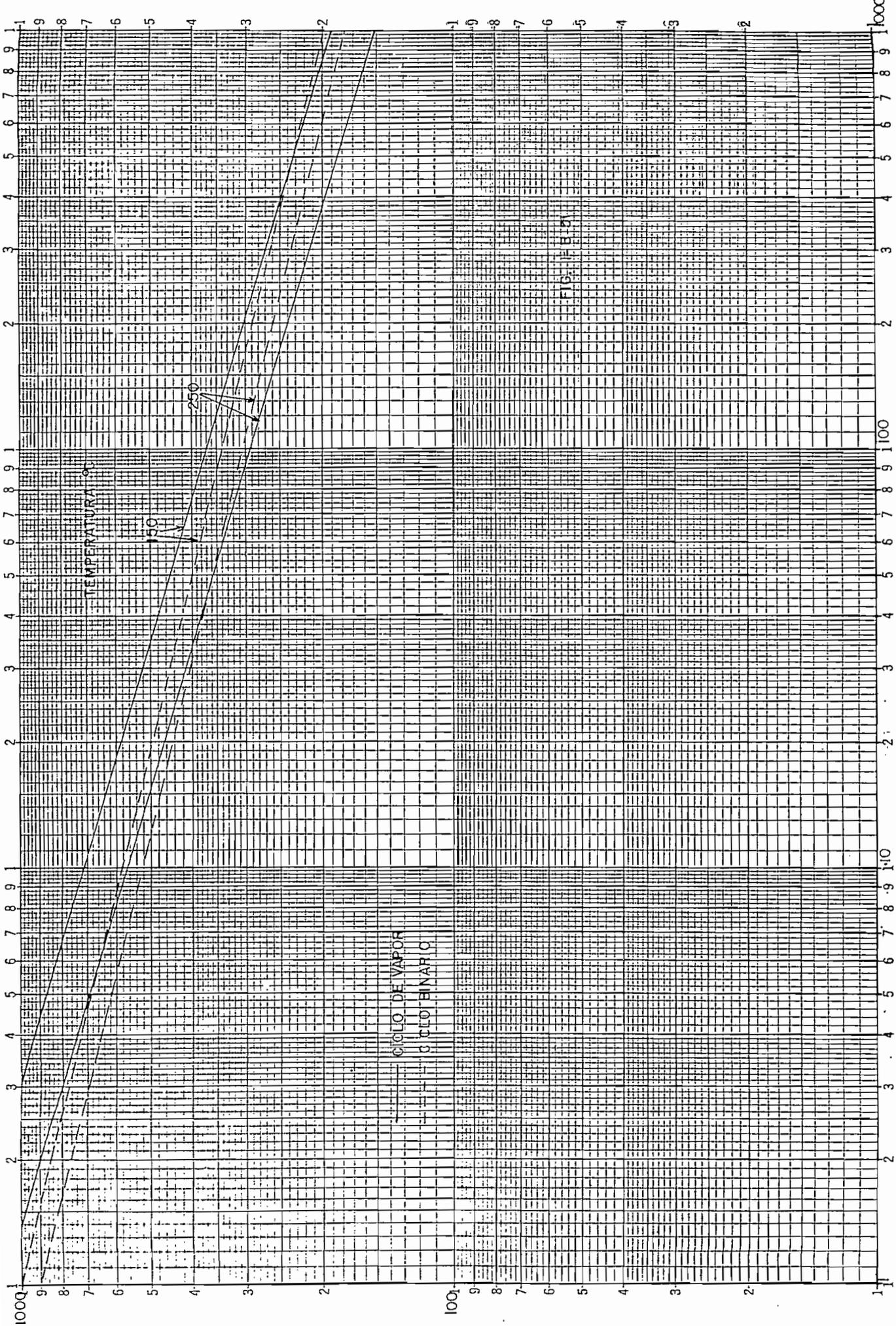
La capacidad óptima de la planta se obtiene de una comparación entre el costo de transmisión del fluido y de las escalas económicas obtenidas con el tamaño de la planta, como se ilustra en la figura 1-B-5. Debido a que al aumentar la capacidad de la planta se aumenta el número de pozos, la distancia y el costo del transporte del vapor aumentan. Es por ello que la capacidad óptima tiende a incrementarse para una mayor calidad del fluido y todos los demás factores, como una mayor temperatura y flujo y menores costos de perforación, tienden a reducir el costo de la energía suministrada.

1.2.5.- EFICIENCIA DE CONVERSION:

La eficiencia de utilización determina el monto y luego el costo del fluido geotérmico requerido para una planta de generación. Al incrementar la eficiencia de conversión, se reduce en una proporción directa la cantidad de fluido requerida. Este incremento en el rendimiento se logra reduciendo las pérdidas o por medio de una mayor recolección de energía, como en el caso de un multiestado instantáneo, mayores diferencias de temperatura en los intercambiadores de calor o con un ciclo de flujo total. La eficiencia óptima se da cuando la reducción de los costos de la energía suministrada es igual al incremento de los costos del sistema de recuperación de energía.

Estos incrementos en la eficiencia sirven para reducir los costos de fuentes geotérmicas de baja calidad pues para estos casos el costo de la energía suministrada representa un alto porcentaje del costo total de la potencia.

COSTO DE CAPITAL POR KW INSTALADO \$/KW



CAPACIDAD DE LA PLANTA MW

FIGURA B-2

1.2.6.- FACTOR DE CARGA:

Debido a que una gran proporción de los costos de la potencia geotérmica es fijo y relacionada con las inversiones iniciales de capital, el costo de la potencia crece rápidamente cuando el factor de carga decrece. Por esta razón es necesario obtener un factor de carga alto. Los costos variables son generalmente bajos y se derivan principalmente de las restituciones de los pozos y se determinan por medio de factores de restitución y del costo del pozo. (Ver figura 1-B-6)

1.2.7.- FACTORES FINANCIEROS:

El factor de descuento, que se determina por el costo de capital, tiene un efecto importante en el valor actualizado de la potencia debido a que una gran proporción de estos costos se derivan del capital inicial de inversión. Mayores tasas de descuento conducirían a valores presentes menores de la potencia producida en el futuro.

Por otra parte, los intereses durante la construcción (intereses intercalares) y la inflación en los costos de construcción y en los costos de perforación de pozos tiene un fuerte impacto en el costo de la potencia. En cambio si la inflación incide posteriormente a la construcción de la planta, su efecto en los costos de potencia será bajo debido a que los costos principales se dan con el capital inicial invertido.

1.2.8 - COSTOS DE UNA CENTRAL GEOTERMICA:

Los porcentajes de los costos de construcción de cada parte correspondiente de una central geotérmica vienen en

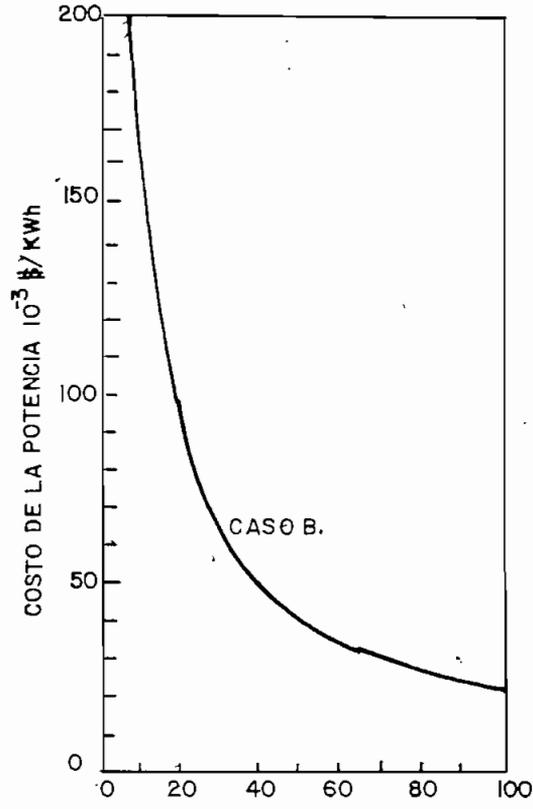


FIG. I-B-6 FACTOR DE CARGA %

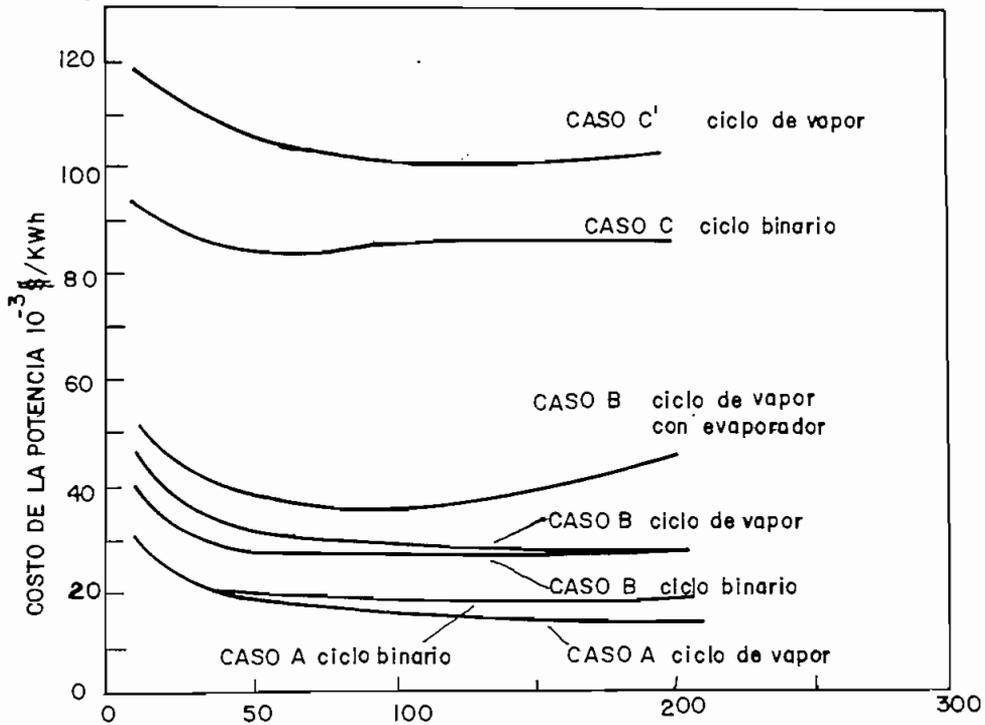


FIG. I-B-4 CAPACIDAD DE LA PLANTA, MW

función del recurso y consecuentemente del tipo de planta que se instalará. En la figura 1-6-7 se ilustra estos porcentajes, detallando su género.

Para el efecto del estudio de costos a realizarse, se asume que el tipo de planta a instalarse es el de turbinas de condensación, debido a que es la más adecuada para plantas de alta capacidad de generación.

La división de la planta geotérmica hecha en la figura 1-6-7 comprende los elementos más representativos del estudio y del desarrollo de este tipo de planta. A su vez, estos elementos se encuentran subdivididos porcentualmente en sus diferentes partes componentes y se ilustran en la figura 1-6-8. *

La capacidad total de la planta a instalarse es de 75 MW. Para determinar su costo aproximado se utilizará el "factor exponencial de costos" que permite relacionar dos plantas similares, de diferentes capacidades para determinar los costos de una de ellas conociendo los costos de la otra. La fórmula del factor exponencial de costos es la siguiente:

$$\text{Costo de la Planta 1} = (\text{Costo de la Planta 2}) \left[\frac{\text{Capacidad Planta 1}}{\text{Capacidad Planta 2}} \right]^n$$

El exponente n depende de la naturaleza de los elementos que se desea relacionar y viene dado en el cuadro 1-8-16.

Para el presente caso se tomará un exponente igual a la media de los exponentes de generación eléctrica y que es igual a 0.845.

La comparación para la determinación del costo de inversión de la Central Turbina se hará con dos centrales: la de Cerro Prieto, en México, y la de Wairakei, en el país de Nueva Zelanda, utilizando la fórmula antes

COSTOS DE UNA CENTRAL GEOTERMICA SEGUN SU TIPO

FIGURA I-B-7

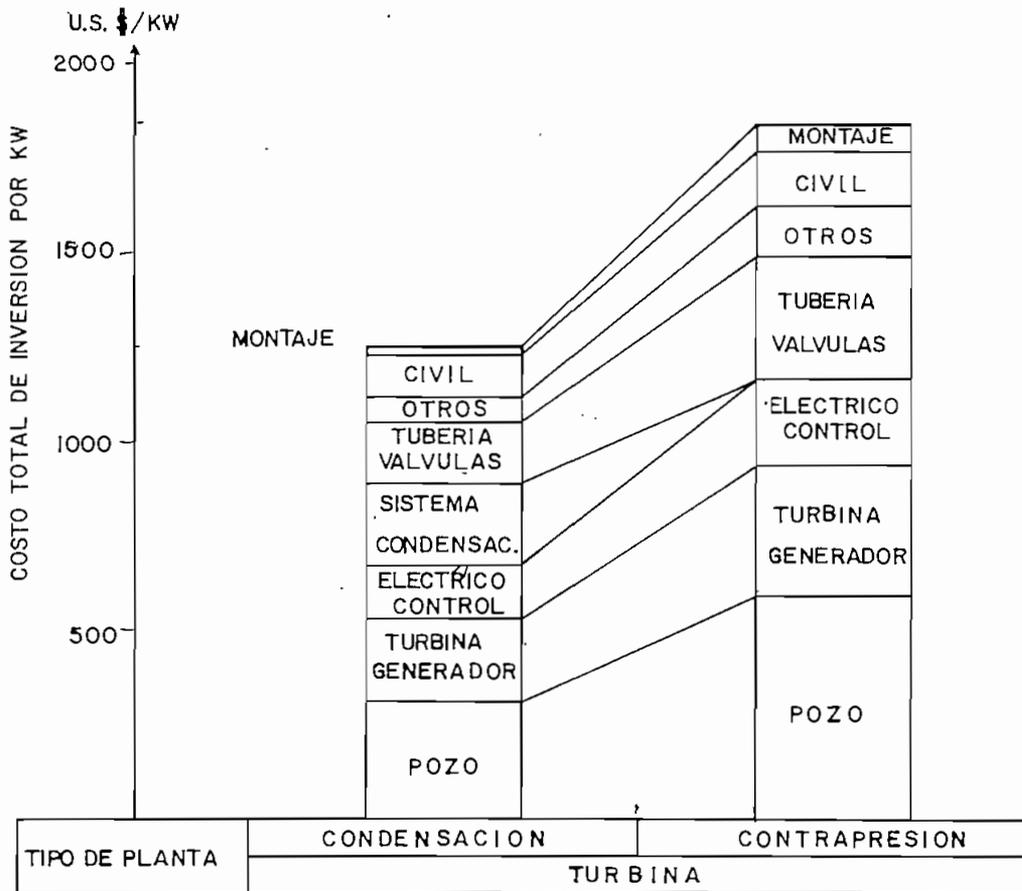
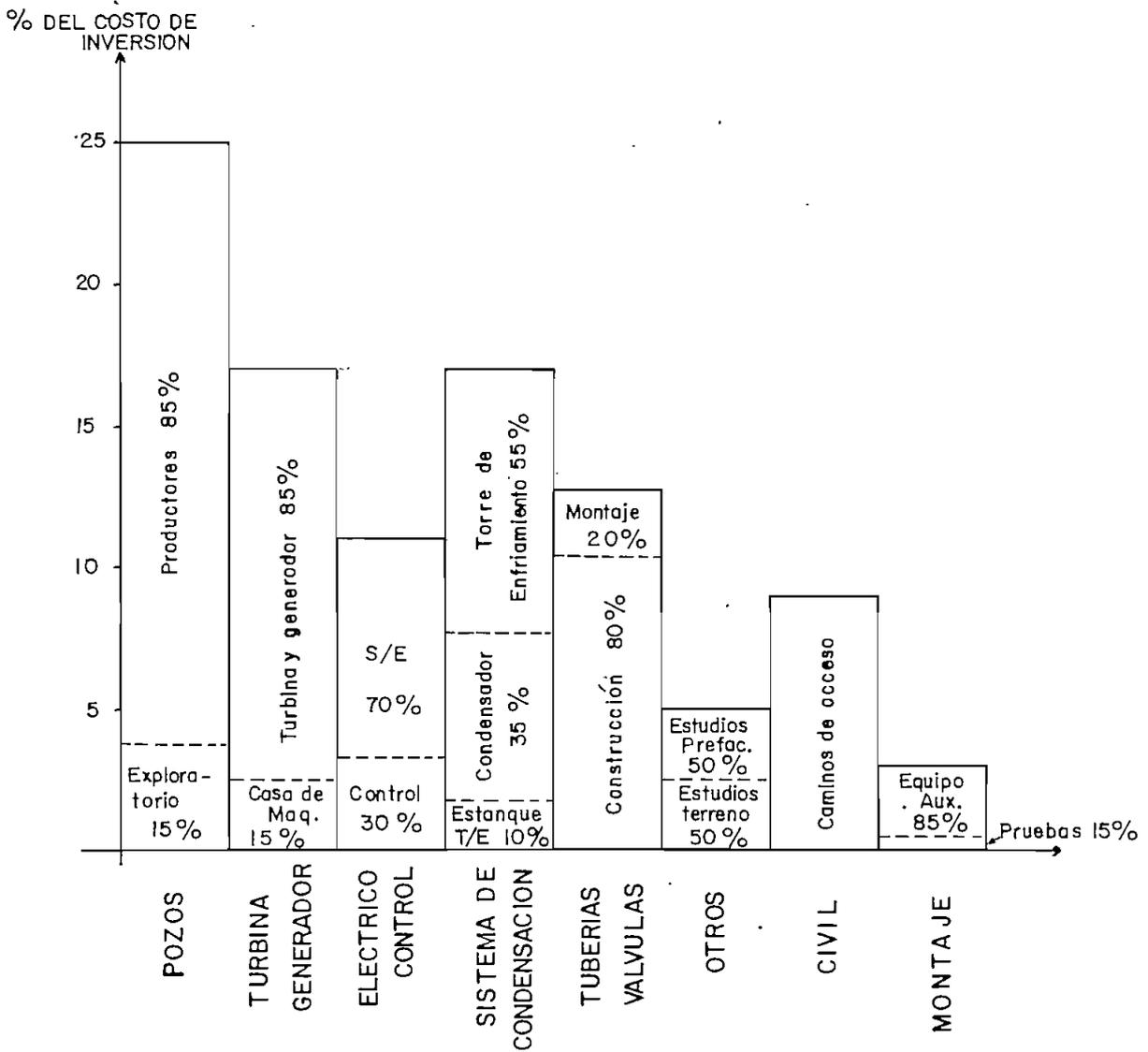


FIGURA 1-B-8

COMPONENTES DE UNA CENTRAL GEOTERMICA



mencionada se resumen en el cuadro 1-B-17.

CUADRO 1-B-16
FACTOR EXPONENCIAL DE COSTOS

ITEM	EXPONENTE, n
EQUIPO GENERAL	0,63 - 0,65
BOMBAS	0,6
TANQUES	0,61
INTERCAMBIADORES DE CALOR	0,66
PLANTAS EN GENERAL	0,69
TORRES DE ENFRIAMIENTO	0,6
GENERACION DE POTENCIA	0,81 - 0,88
CALDEROS, REFINERIAS	0,72

CUADRO 1-B-17
INVERSION DE CENTRAL TUFÍÑO

CENTRAL	CAPACIDAD MW	U.S.\$/KW	CENTRAL	DE	TUFÍÑO
			CAPACIDAD MW	U.S.\$/KW	INVERSION U.S.\$
CERRO PRIETO	75	1129,41	75	1129,41	\$84.705.750,00
HATCHOBARU	55	1450	75	1884,47	\$141.335.250,00

Para efectos del presente estudio, el costo de inversión a utilizarse será el que se obtiene al realizar la correlación con la central de México, pues las condiciones tanto geográficas como económicas de este país se asemejan más a las nuestras que las existentes en el Japón. El costo utilizado para el estudio será de U.S. \$ 85'000.000, los cuales se encuentran distribuidos de la siguiente manera: (Ver cuadro 1-B-18)

CUADRO 1-B-16
DISTRIBUCION DE COSTOS DE INVERSION DE LA CENTRAL TUFÍÑO

ITEM	DESCRIPCION	PORCENTAJE	COSTO x1000 U.S.\$
A	POZOS	25	21250
B	TURBINA/GENERADOR	17	14450
C	EQUIPO ELECTRICO Y DE CONTROL	11	9350
D	SISTEMA DE CONDENSACION	17	14450
E	RECOLECTOR Y TRANSPORTE DE VAPOR	13	11050
F	OTROS	5	4250
G	OBRAS CIVILES	9	7650
H	MONTAJE	3	2550
		TOTAL	\$85.000.000

1.3.- COMPARACION CON EL PARQUE TERMoeLECTRICO

EQUIVALENTE:

Los beneficios de un proyecto de generación eléctrica se calculan valorizando su producción de potencia y de energía con un sistema de precios de referencia que pueden estar constituidos por los costos marginales de desarrollo del sistema, por la tarifas reales de venta de la energía y de la potencia o por los costos de un "Sistema Termoelectrico Optimo", equivalente al proyecto de generación, en cuanto a sus características de producción. Este Sistema Termoelectrico Equivalente está compuesto por un conjunto de centrales de tipo térmico que conforman una estructura óptima, es decir que sus costos de inversión y operación son

mínimos. Es una combinación de tres tipos de centrales térmicas, que son:

- Vapor-Nuclear con unidades de 600 MW
- Vapor-Bunker con unidades de 300 MW
- Turbogas-Diesel con unidades de 50 MW

Los costos de potencia y energía obtenidos de este sistema térmico se utilizan para evaluar los beneficios por la potencia garantizada y por la energía primaria del aprovechamiento de la Central. Los resultados del parque termoeléctrico equivalente son los que se presentan en el cuadro 1-8-19 y serán empleados para determinar los parámetros económicos del Proyecto, como son las relaciones Beneficio-Costo, tasa interna de retorno, etc.

CUADRO 1-8-19 PARQUE TERMOELECTRICO EQUIVALENTE
(Nivel de precios a enero de 1986)

TASA DE ACTUALIZACION (%)	COSTO DE POTENCIA (U.S.\$/KW/AÑO)	COSTO DE ENERGIA PRIMARIA (U.S.\$/MWh)	COSTO DE ENERGIA SECUNDARIA (U.S.\$/MWh)
2	111,94	23,91	14,55
4	111,43	32,08	17,27
6	109,15	42,4	20,71
8	111,99	48,07	22,6
10	118,07	50,91	23,55
12	124,42	54,07	24,6
14	130,95	57,62	25,79
16	137,55	61,58	27,11
18	144,36	65,94	28,56
20	155,82	66,31	28,68
22	168,28	66,31	28,68
24	181,37	66,31	28,68
26	195,08	66,31	28,68
28	209,44	66,31	28,68
30	224,43	66,31	28,68
40	309,1	66,31	28,68
50	410,24	66,31	28,68

1.3.1.-COSTOS DE INVERSIÓN DEL PROYECTO:

El Proyecto, de acuerdo al presupuesto calculado en el literal anterior tiene un costo total de 85 millones de dólares. En este costo se incluye ya los gastos referentes a ingeniería y administración.

La evaluación económica se hará bajo el supuesto de que el proyecto entrará en funcionamiento en el año de 1995 debido a que en este año, según estudios realizados en el Plan Maestro de Electrificación del Ecuador para el período comprendido entre 1984 y 2010, se tendrá un déficit de energía. La vida útil del Proyecto será de 30 años. Para el cálculo del calendario de inversiones se toma como base el programa de ejecución de la obra, que se encuentra en el gráfico 1-B-9. El tiempo calculado para los estudios de prefactibilidad, factibilidad y montaje es de 10 años. En el cuadro 1-B-20 se presentan los resultados del calendario de inversiones.

El cálculo del valor presente (VP) de las inversiones se realizó a partir de la fórmula

$$VP = I (1 + i)^n \quad \text{donde}$$

I es la inversión, i es el interés y n es el número de años entre la inversión y la entrada en operación de la planta. El interés i usado para este cálculo es de 10 %, que es la inflación media, en dólares, para los próximos diez años. En el cuadro 1-B-21 están los resultados del valor presente de las inversiones y el total acumulado, valores que se ilustran en el gráfico 1-B-10.

1.3 1.-COSTOS DE INVERSION DEL PROYECTO:

El Proyecto, de acuerdo al presupuesto calculado en el literal anterior tiene un costo total de 85 millones de dólares. En este costo se incluye ya los gastos referentes a ingeniería y administración.

La evaluación económica se hará bajo el supuesto de que el proyecto entrará en funcionamiento en el año de 1995 debido a que en este año, según estudios realizados en el Plan Maestro de Electrificación del Ecuador para el período comprendido entre 1984 y 2010, se tendrá un déficit de energía. La vida útil del Proyecto será de 30 años. Para el cálculo del calendario de inversiones se toma como base el programa de ejecución de la obra, que se encuentra en el gráfico 1-B-9. El tiempo calculado para los estudios de prefactibilidad, factibilidad y montaje es de 10 años. En el cuadro 1-B-20 se presentan los resultados del calendario de inversiones.

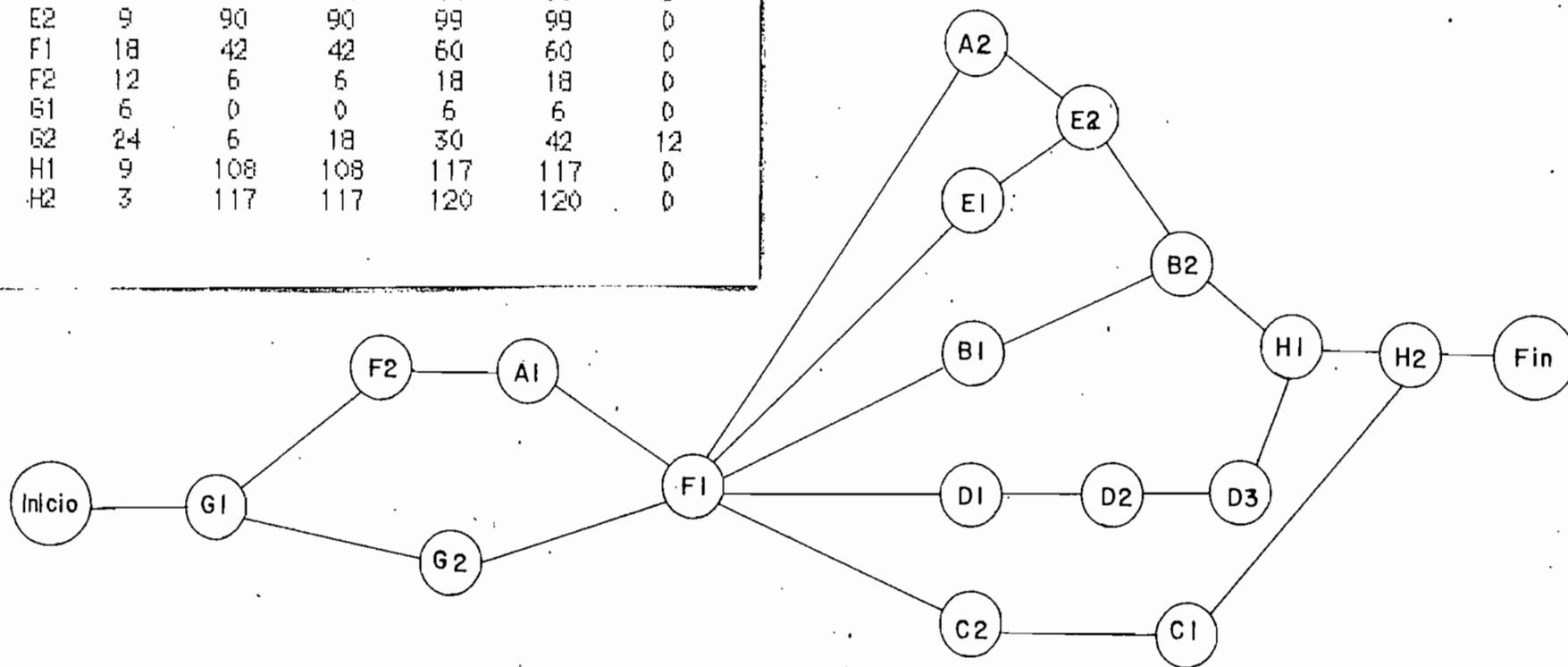
El cálculo del valor presente (VP) de las inversiones se realizó a partir de la fórmula

$$VP = J (1 + i)^n \quad \text{donde}$$

J es la inversión, i es el interés y n es el número de años entre la inversión y la entrada en operación de la planta. El interés i usado para este cálculo es de 10 %, que es la inflación media, en dólares, para los próximos diez años. En el cuadro 1-B-21 están los resultados del valor presente de las inversiones y el total acumulado, valores que se ilustran en el gráfico 1-B-10.

ITEM	DURAC MESES	INICIO		FINALIZACION		HOLGURA TOTAL
		TEMPR.	TARDIO	TEMPR.	TARDIA	
A1	24	18	18	42	42	0
A2	30	60	60	90	90	0
B1	18	60	81	78	99	21
B2	9	99	99	108	108	0
C1	12	84	105	96	117	21
C2	24	60	81	84	105	21
D1	9	60	78	69	87	18
D2	9	69	87	78	96	18
D3	12	78	96	90	108	18
E1	24	60	66	84	90	6
E2	9	90	90	99	99	0
F1	18	42	42	60	60	0
F2	12	6	6	18	18	0
G1	6	0	0	6	6	0
G2	24	6	18	30	42	12
H1	9	108	108	117	117	0
H2	3	117	117	120	120	0

FIGURA I-B-9



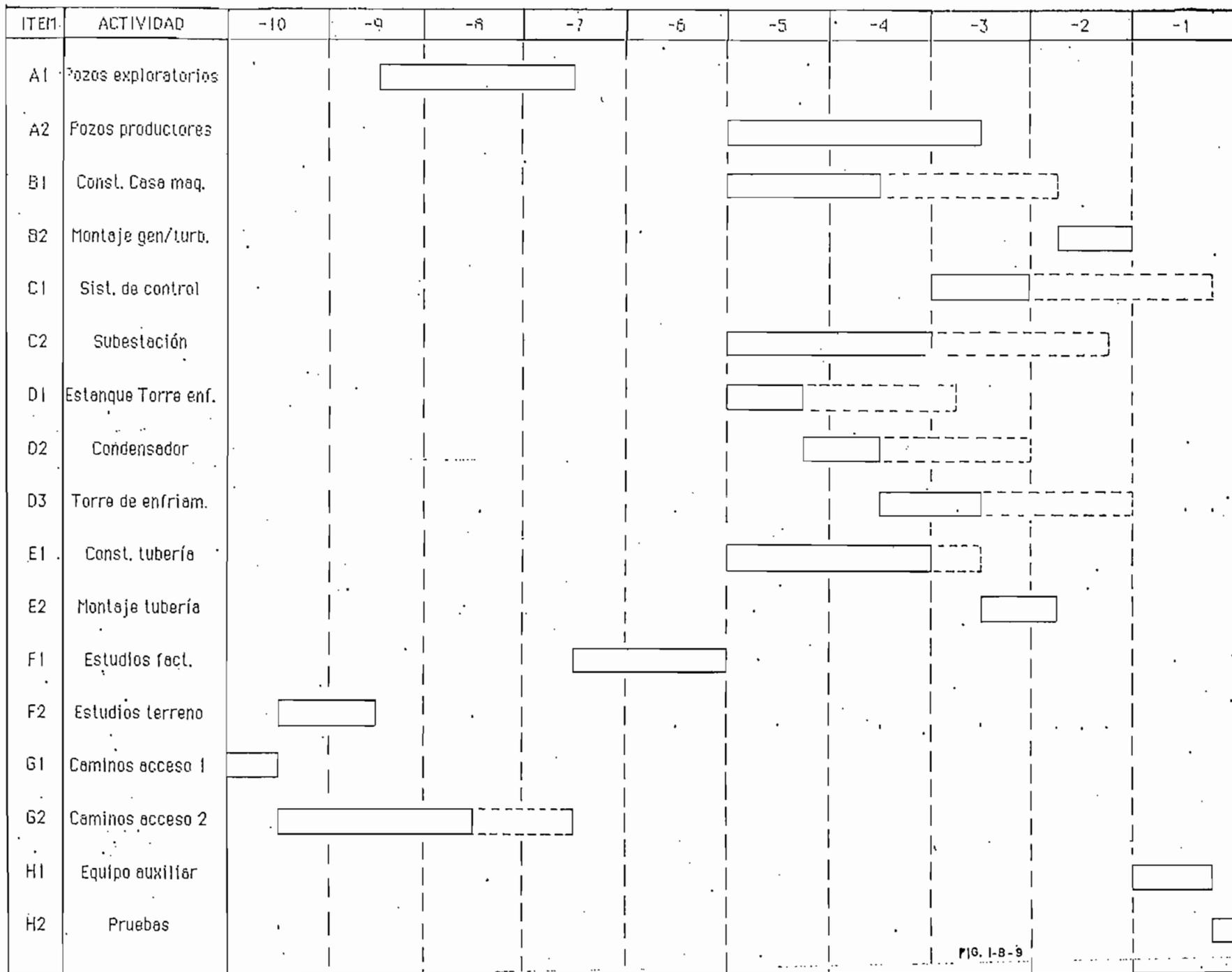
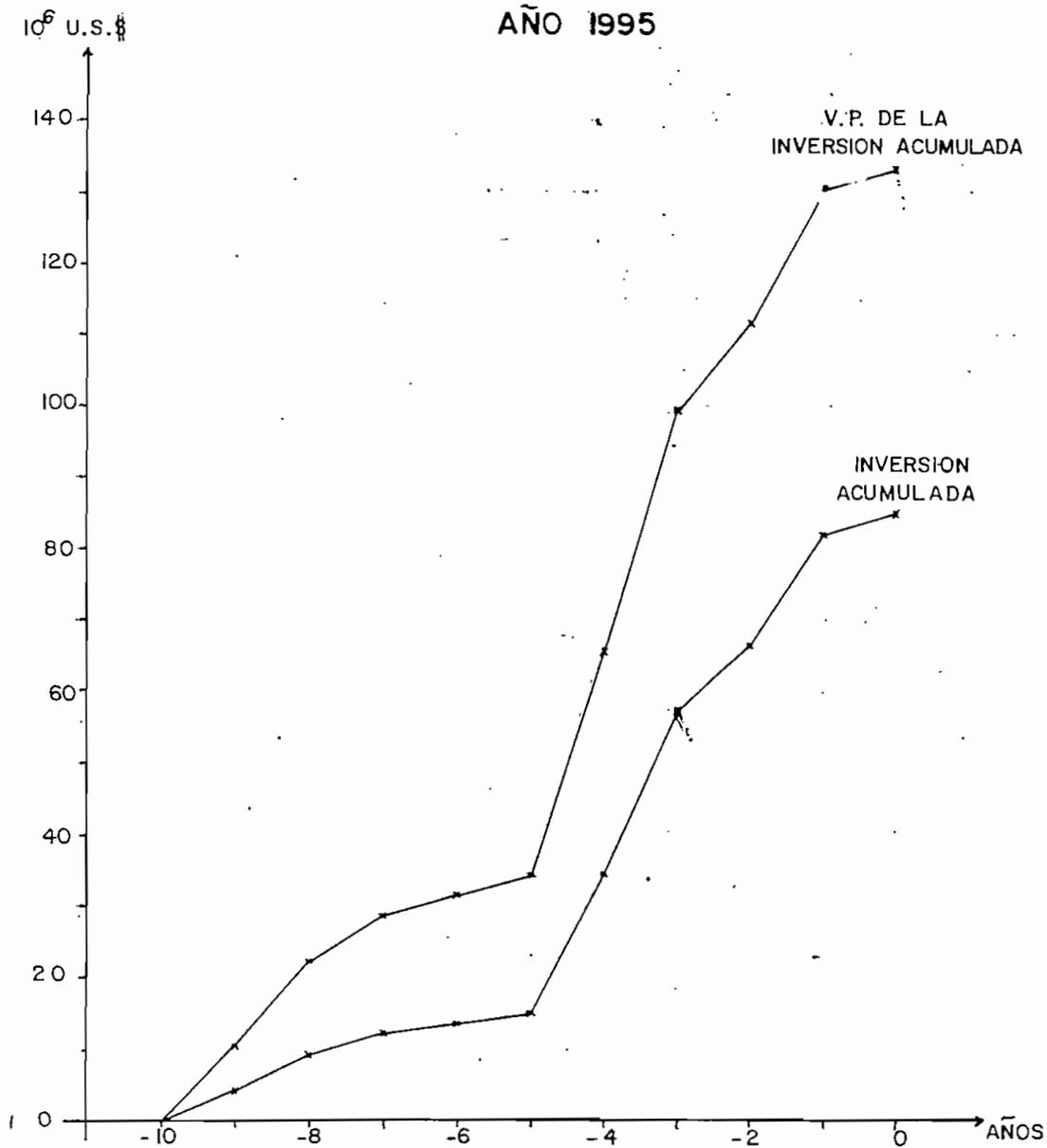


FIG. 1-8-9

INVERSION ACUMULADA
 VALORES CORRIENTES Y CONSTANTES
 AÑO 1995

FIGURA I-B-10



CUADRO 1-R-21

CALCULO DEL VALOR PRESENTE DE LA INVERSION A FECHA CERO

AÑO	INVERSION	INVERSION ACUMULADA	VALOR PRESENTE INVERSION	VALOR PRESENTE ACUMULADO
-10	4122500		10692703,29	
-9	4919375	4122500	11599628,92	10692703,29
-8	3123750	9041875	6696035,55	22292332,21
-7	1505208,33	12165625	2933225,21	28988367,76
-6	1416666,67	13670833,33	2509711,42	31921592,97
-5	19493333,33	15087500	31394208,26	34431304,39
-4	22985416,67	34580833,33	33652948,55	65825512,65
-3	9059583,33	57566250	12058305,41	99478461,2
-2	15824166,67	66625833,33	19147241,67	111536766,61
-1	2550000	82450000	2805000	130684008,28
	TOTAL	85000000	TOTAL	133489008,28

1.3.2.- COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO:

Los costos normales de operación y de mantenimiento, es decir salarios de empleados, materiales e imprevistos entre otros son relativamente bajos, como se ha visto en secciones anteriores. Estos costos representan, por año, alrededor del 3 % de la inversión, es decir para el presente caso ascienden a 2'550.000 U.S.\$. Además por los efectos corrosivos de los componentes del gas endógeno y por desgastes propios de las partes de las máquinas, es necesario realizar durante toda la vida útil del proyecto, y con un lapso promedio de 6 años, un mantenimiento de las tuberías y de las paletas de la turbina principalmente. Esto incrementa los costos de operación y mantenimiento en un 3 % cada 6 años.

El cálculo del valor presente de los costos de operación y mantenimiento se parametrizará para las tasas de actualización más representativas que permiten comparar con aquellas tomadas en los valores del parque termoeléctrico equivalente. Los cálculos del 3 % constante de operación y mantenimiento durante los 30 años de vida útil del proyecto se hacen a partir de la fórmula del factor de valor presente y que es igual a:

$$VP = C \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \quad \text{donde}$$

C = Costo constante

i = Tasa de actualización

n = Período, en años, para el cual C es constante.

Para las reparaciones y reposiciones intermedias periódicas de 6 años se calcula el valor presente en forma separada. En el año 30 no se considera el 3 % para reposiciones, debido a que no se justifica un gasto elevado para poner a punto la maquinaria si la vida útil del proyecto a llegado a su fin. Los resultados se presentan en el cuadro 1-B-22

CUADRO 1-B-22

VALOR PRESENTE DE LA OPERACION Y EL MANTENIMIENTO

	AÑO	TASAS DE ACTUALIZACION (%)			
		8	10	12	14
REPOSICION	6	1606932,55	1439408,52	1291909,36	1161745,7
	12	1012640,08	812508,59	654521,49	529275,71
	18	638135,02	458639,91	331600,95	241130,89
	24	402133,31	258890,27	167999,36	109855,99
OPERACION Y MANTENIMIENTO		28707347,52	24038631,89	20540719,12	17856793,49
TOTAL		32367188,48	27008079,18	22986750,28	19898801,78

El costo total de la obra, inversión más costos de operación y mantenimiento durante la vida útil, en valores constantes del año de entrada en operación de la planta, se presentan en el cuadro 1-B-23, para diferentes tasas de actualización.

CUADRO 1-B-23

COSTO TOTAL DEL PROYECTO

TASA DE ACTUALIZ.	8 (%)	10 (%)	12 (%)	14 (%)
COSTO TOTAL	\$165.856.196,0	\$160.497.067,0	\$156.475.758,0	\$153.387.610,0

1.3.3.- BENEFICIOS DEL PROYECTO:

Los beneficios del proyecto se calculan para tasas de actualización que van del 8 % al 14 %, y se utilizan los costos de potencia y energía obtenidos del parque termoeléctrico equivalente, para cada tasa de actualización. Se considera además tres factores de utilización de la planta que son:

80 % equivalente a 7.000 h/año

86 % equivalente a 7.500 h/año

92 % equivalente a 8.000 h/año

El beneficio anual se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$B = P \times C_p + P_1 \times FU \times C_e \quad \text{donde}$$

B = Beneficios (U.S.\$/año)

P = Potencia (KW)

C_p = Costo de la potencia (U.S.\$/KW/año)

P_1 = Potencia (MW)

FU = Factor de utilización de la planta (h/año)

C_e = Costo de la energía primaria (U.S.\$/MWh)

Estos resultados son traídos a valor presente y se encuentran en los cuadros 1-8-24 y 1-8-25.

CUADRO 1-8-25 VALOR PRESENTE DE LOS BENEFICIOS

TASA ACTUALIZACION (%)	FACTOR UTILIZACION (%)	POTENCIA US \$/AÑO	ENERGIA PRIMARIA US \$/AÑO	TOTAL US \$/AÑO	VALOR PRESENTE US \$
8	80	8399250	25236750	33636000	378666800
8	86	8399250	27039375	35438625	398960362
8	92	8399250	28842000	37241250	419253924
10	80	8855250	26727750	35583000	335437896
10	86	8855250	28636875	37492125	353435056
10	92	8855250	30546000	39401250	371432214
12	80	9331500	28386750	37718250	303827443
12	86	9331500	30414375	39745875	320160335
12	92	9331500	32442000	41773500	336493226
14	80	9821250	30350500	40171750	260609006
14	86	9821250	32411250	42232500	295740012
14	92	9821250	34572000	44393250	310871019

CUADRO 1-B-24

INGRESOS POR LA POTENCIA Y LA ENERGIA PRIMARIA

	FACTOR DE UTILIZACIÓN	TASA DE ACTUALIZACIÓN (%)			
		8	10	12	14
ENERGIA PRIMARIA	0,8	25236750	26727750	28386750	30250500
	0,86	27039375	28636875	30414375	32411250
	0,92	28842000	30546000	32442000	34572000
POTENCIA		8399250	8855250	9331500	9821250

Los beneficios son inversamente proporcionales a la tasa de actualización, es decir mientras menor sea, mayores son los beneficios y lógicamente es directamente proporcional al factor de utilización pues mayor será la energía producida y vendida.

1.4.- VENTAJAS ECONÓMICAS DE LAS CENTRALES

GEOTÉRMICAS:

Las ventajas económicas de una central se determinan al realizar la relación entre los beneficios y los costos, bajo una misma referencia de cálculo, es decir tomando como base un mismo año. Para que la central resulte ventajosa, la relación Beneficio-Costo debe ser superior a la unidad. En los gráficos 1-B-11 a 1-B-14 se representa los costos y beneficios para los diferentes factores de utilización. En el cuadro 1-B-26 se encuentra tabulada la relación beneficios-costos y estos resultados se ilustran en el gráfico 1-B-15, a partir del cual se puede determinar la Tasa Interna de Retorno (TIR) del proyecto, para cada factor de utilización.

El TIR más bajo se obtiene para un factor de utilización de 60 % y es de 26 %, siendo el mayor de 34.2 % para un factor de utilización de 92 %.

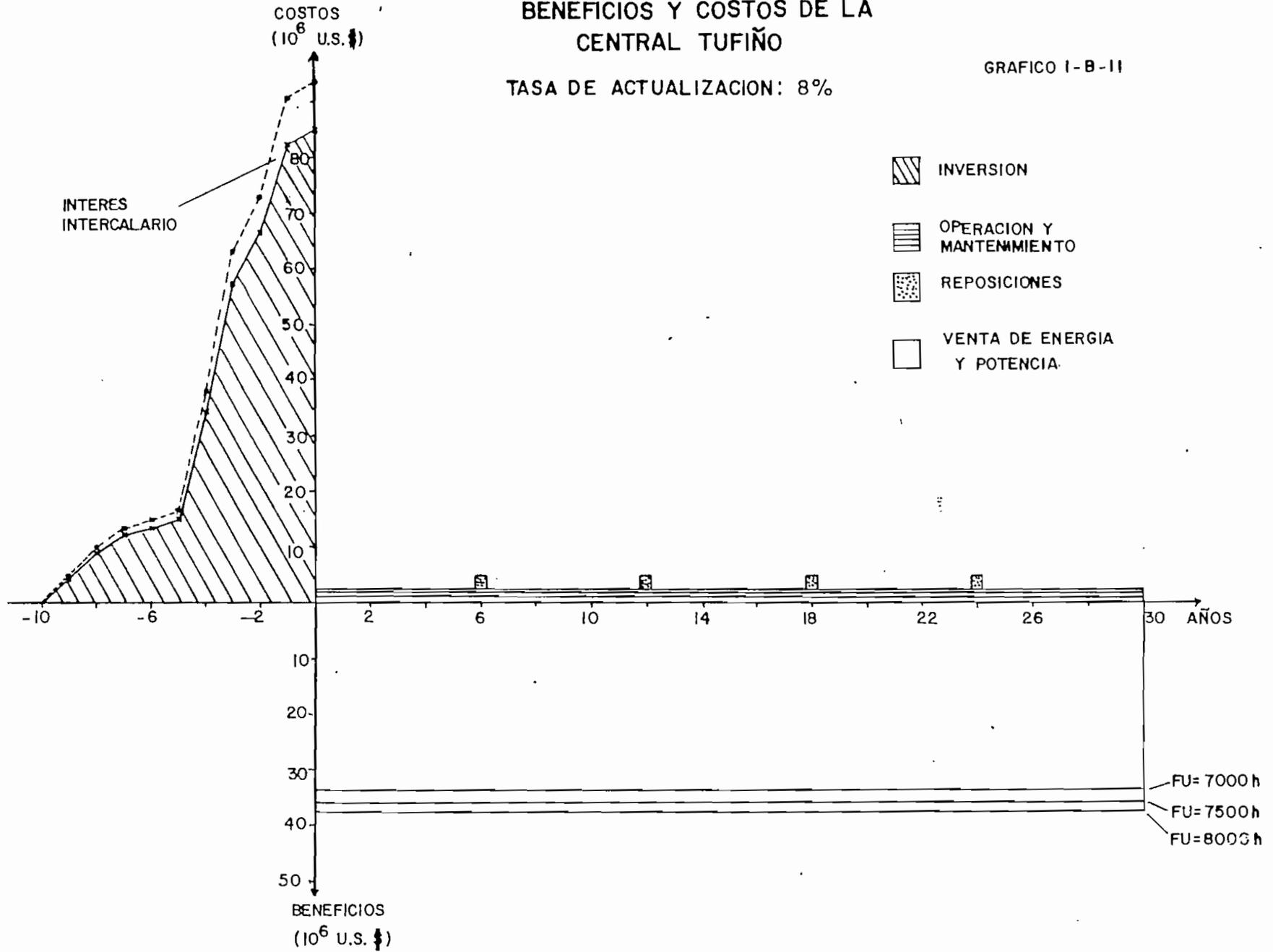
En todos los casos calculados, los beneficios son iguales o mayores a los costos en un 50 %, pudiendo obtenerse hasta un 59 % de ganancias netas.

Esta central geotérmica puede ser instalada en el país desde el punto de vista económico, con préstamos en moneda extranjera de un interés anual inferior al 26%, en cuyo caso la rentabilidad sería cero; sin embargo, los préstamos otorgados por Instituciones Internacionales para obras de

BENEFICIOS Y COSTOS DE LA CENTRAL TUFIÑO

TASA DE ACTUALIZACION: 8%

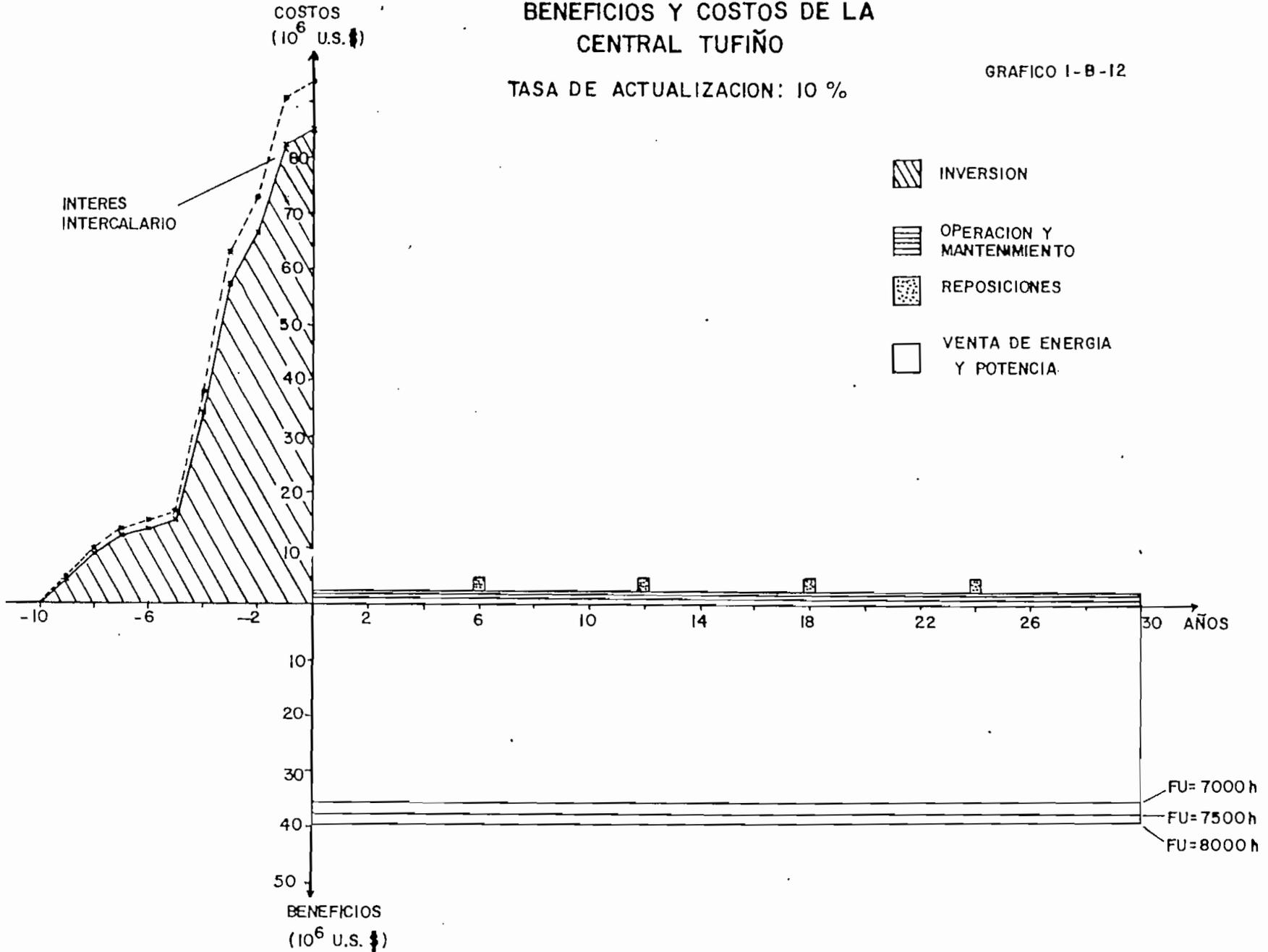
GRAFICO I-B-II



BENEFICIOS Y COSTOS DE LA CENTRAL TUFÍÑO

TASA DE ACTUALIZACION: 10 %

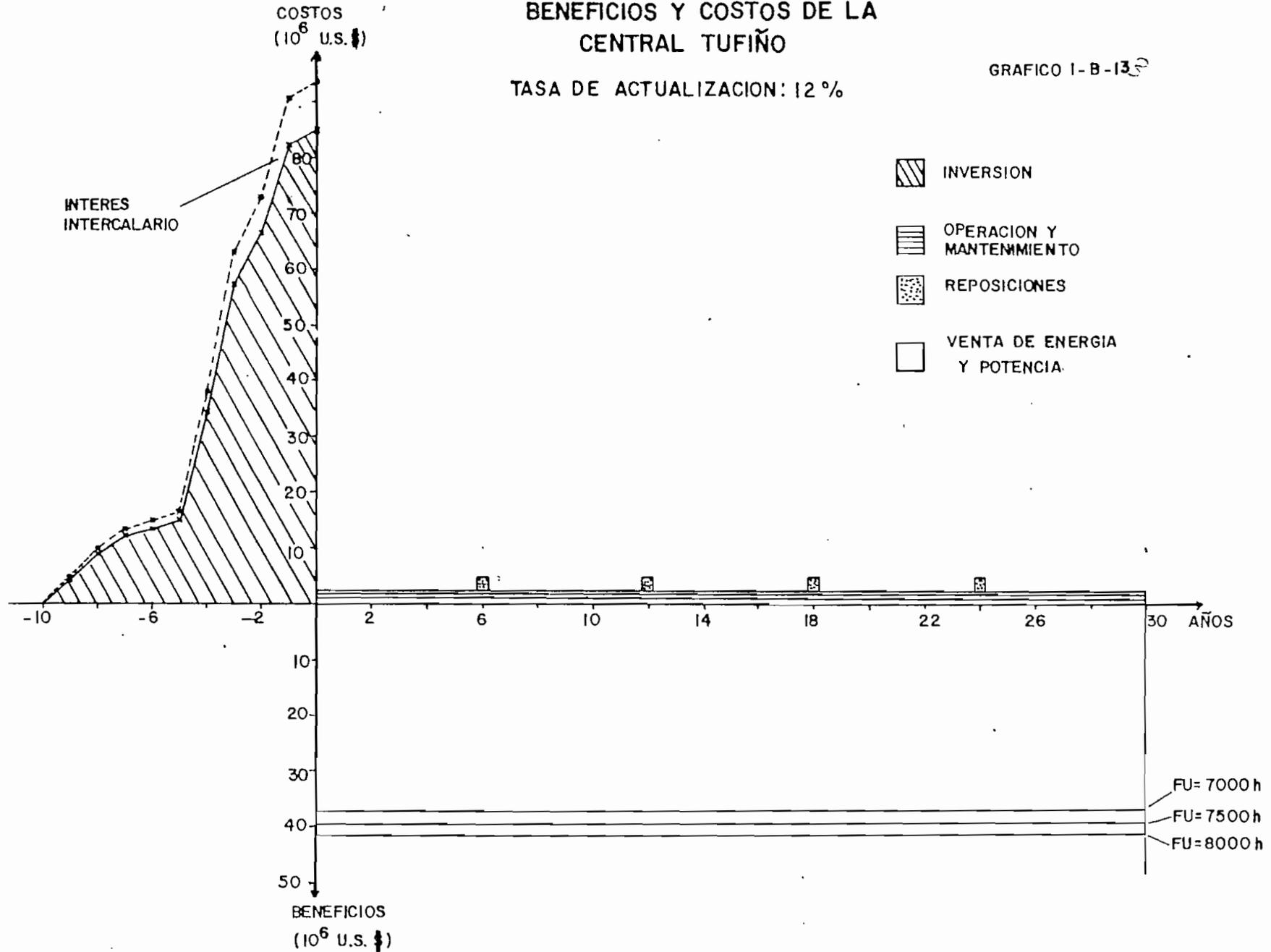
GRAFICO I-B-12



BENEFICIOS Y COSTOS DE LA CENTRAL TUFIÑO

TASA DE ACTUALIZACION: 12 %

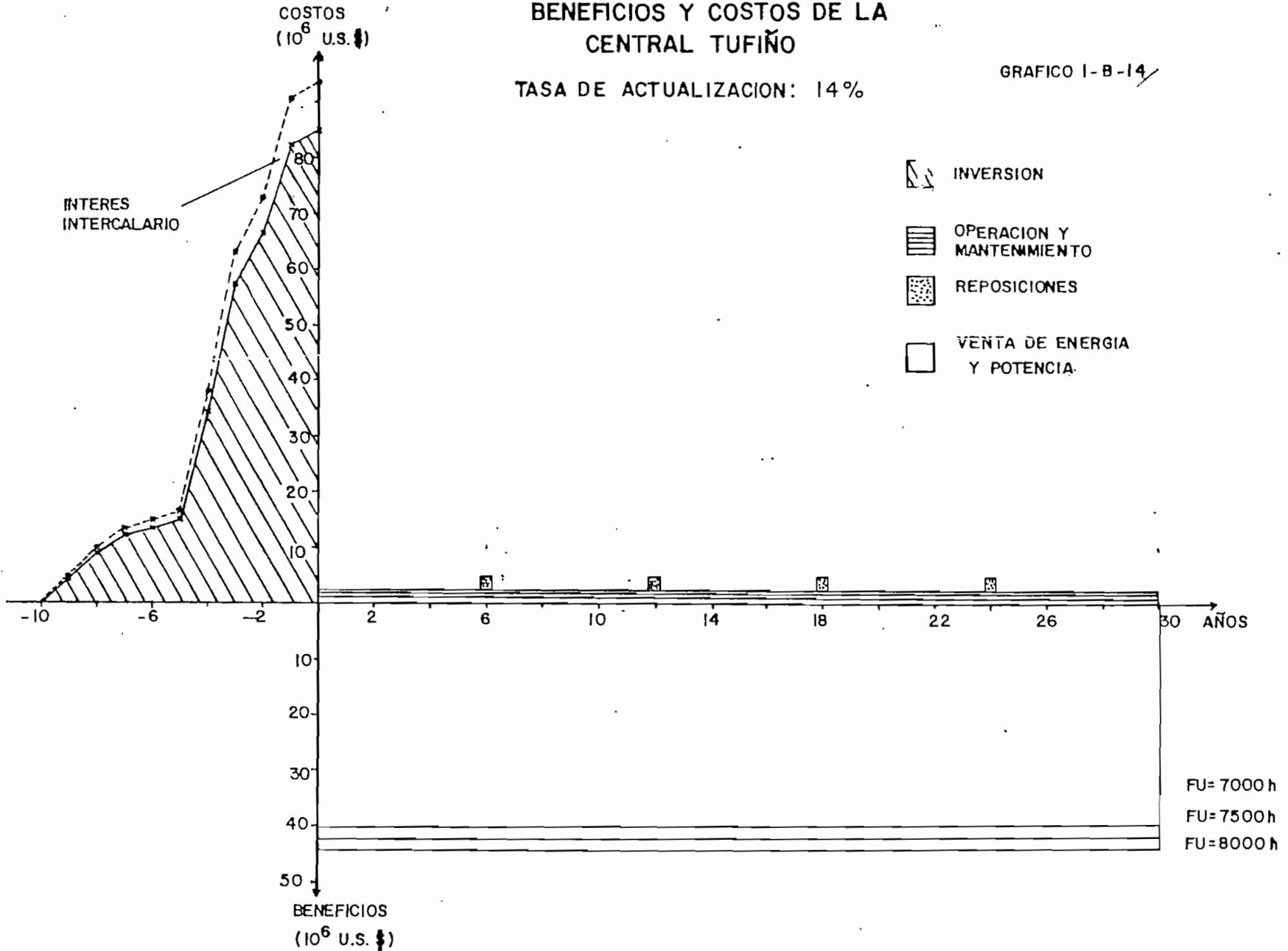
GRAFICO 1-B-13



BENEFICIOS Y COSTOS DE LA CENTRAL TUFÍÑO

TASA DE ACTUALIZACION: 14%

GRAFICO I-B-14



infraestructura y de desarrollo de países del Tercer Mundo tienen un interés menor lo cual determina que el Proyecto sea técnica y económicamente factible y generaría un beneficio considerable al país.

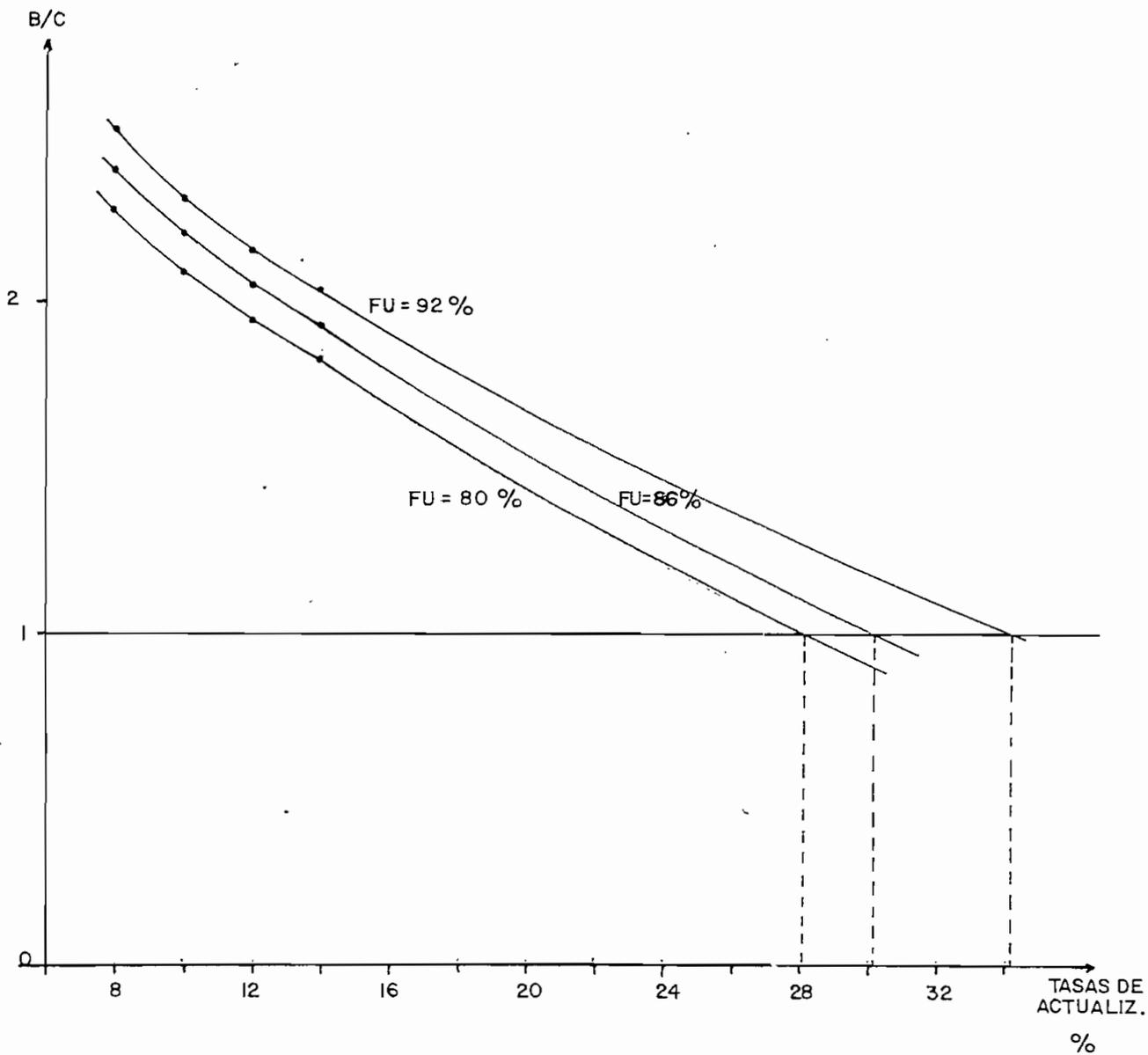
Por otra parte, al construir una central geotérmica al norte del país se está trabajando para la probable sustitución de energía térmica y sobre todo para proporcionar una mayor estabilidad y confiabilidad al sistema interconectado, puesto que sería una de las centrales más importantes en el norte del país, por no decir la única, ya que las demás están ubicadas en el centro y sur del Ecuador.

CUADRO 1-8-26 RELACION BENEFICIOS-COSTOS

TASA ACTUALIZACION (%)	FACTOR UTILIZACION (%)	BENEFICIOS U.S. \$	COSTOS U.S.\$	B/C
8	80	378666800	165856196	2,28
8	86	398960362	165856196	2,41
8	92	419253924	165856196	2,53
10	80	335437898	160497087	2,09
10	86	353435056	160497087	2,20
10	92	371432214	160497087	2,31
12	80	303827443	156475758	1,94
12	86	320160335	156475758	2,05
12	92	336493228	156475758	2,15
14	80	280609006	153387810	1,83
14	86	295740012	153387810	1,93
14	92	310871019	153387810	2,03

FIGURA 1-B-15

RELACION BENEFICIO / COSTO



2.- ÁREAS DE INTERES GEOTERMICO EN EL PAIS:

2.1.-ANTECEDENTES:

La investigación sobre geotermia se inició cuando el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL) creó un grupo de trabajo, en su mayoría compuesto por ingenieros geólogos, que se encargó de recopilar información existente en el país sobre aguas termales, vulcanismo reciente y estructuras geológicas entre otras.

Al revisar esta información, surgieron varios sectores que acreditaban estudios más específicos, por parecer de mayor interés geotérmico. Dentro de estos sectores se fijaron prioridades tomando en cuenta los siguientes parámetros:

- Ubicación de la zona dentro de una región afectada por fenómenos volcánicos recientes, que pueden convertirla en una posible fuente de calor.
- Intensidad, frecuencia, volumen y edad del vulcanismo en cada área.
- Condiciones hidrogeológicas generales y presencia de zonas de recarga con posibilidad de alimentar a acuíferos subterráneos.
- Tipo y características químicas de las manifestaciones termales, resultado de la geotermometría y valorización de la relación salinidad-termalidad.

Las áreas que fueron seleccionadas y las respectivas prioridades son las siguientes:

- Primera prioridad: Tufiño, Chalupas, Cotacachi-Cuicocha.
- Segunda prioridad: Chalpatén, Iguán, Imbabura-Cayambe, Pululahua-Casitahua, Chimborazo y Cuenca.

En 1981, con asesoría de la Organización Latinoamericana de Desarrollo (OLADE), INECEL inició las investigaciones correspondientes a la primera fase del estudio de prefactibilidad en el área de Tufiño y en 1982 inició con recursos propios un estudio similar en el área de Chalupas, a más de realizar estudios de reconocimiento en el área de Imbabura-Cayambe, concluyendo que la zona de mayor interés, dentro de esta área es la de Chachimbiro-Cotacachi-Cuicocha.

La exploración de los recursos geotérmicos existentes se ha realizado utilizando la tecnología desarrollada por el OLADE, que comprende los siguientes elementos:

- a) Existencia de una cámara magmática situada a una profundidad no mayor de 10 Km., que sea lo suficientemente grande como para poder calentar un vasto volumen de rocas de la parte superficial de la corteza terrestre.
- b) Un reservorio situado a profundidades máximas de 3000 m, que contenga fluidos geotérmicos.
- c) La presencia de una recarga hídrica que garantice la existencia del reservorio y permita una explotación sin riesgo de agotarlo.

d) Una cobertura impermeable que impida la disipación de calor y de los fluidos hacia la superficie. (Ver figura 1-B-16).

*

2.2.- AREAS PRINCIPALES:

2.2.1.- Tufiña-Chiles-Cerro Negro:

Esta área se encuentra situada en la Cordillera Nor-occidental, dentro de la Provincia del Carchi, y la línea fronteriza con Colombia pasa por las cumbres de los volcanes Chiles y Cerro Negro, los cuales se encuentran situados sobre una fractura WNW-ESE. En los dos volcanes existen indicios de actividad eruptiva, separados por períodos más o menos largos de calma. Debido a estas erupciones se formaron los volcanes Chiles II y Cerro Negro II y en épocas recientes, la reanudación de la actividad de carácter explosivo, generó el Cerro Negro III y el Chiles III, representados por actividad freatomagmática.

Esta zona fue designada prioritaria por las siguientes razones:

- Los aparatos volcánicos Chiles y Cerro Negro son muy recientes y están constituidos por materiales que varían entre basaltos y riolitas, lo cual puede darse por un magma estacionario en una cámara, la cual estaría induciendo una fuente de calor en el área.

- Hay indicios de cráteres de explosión freática en el flanco del volcán Chiles.

- Existe una importante recarga hídrica en el sector, de alrededor de 400 mm/año.

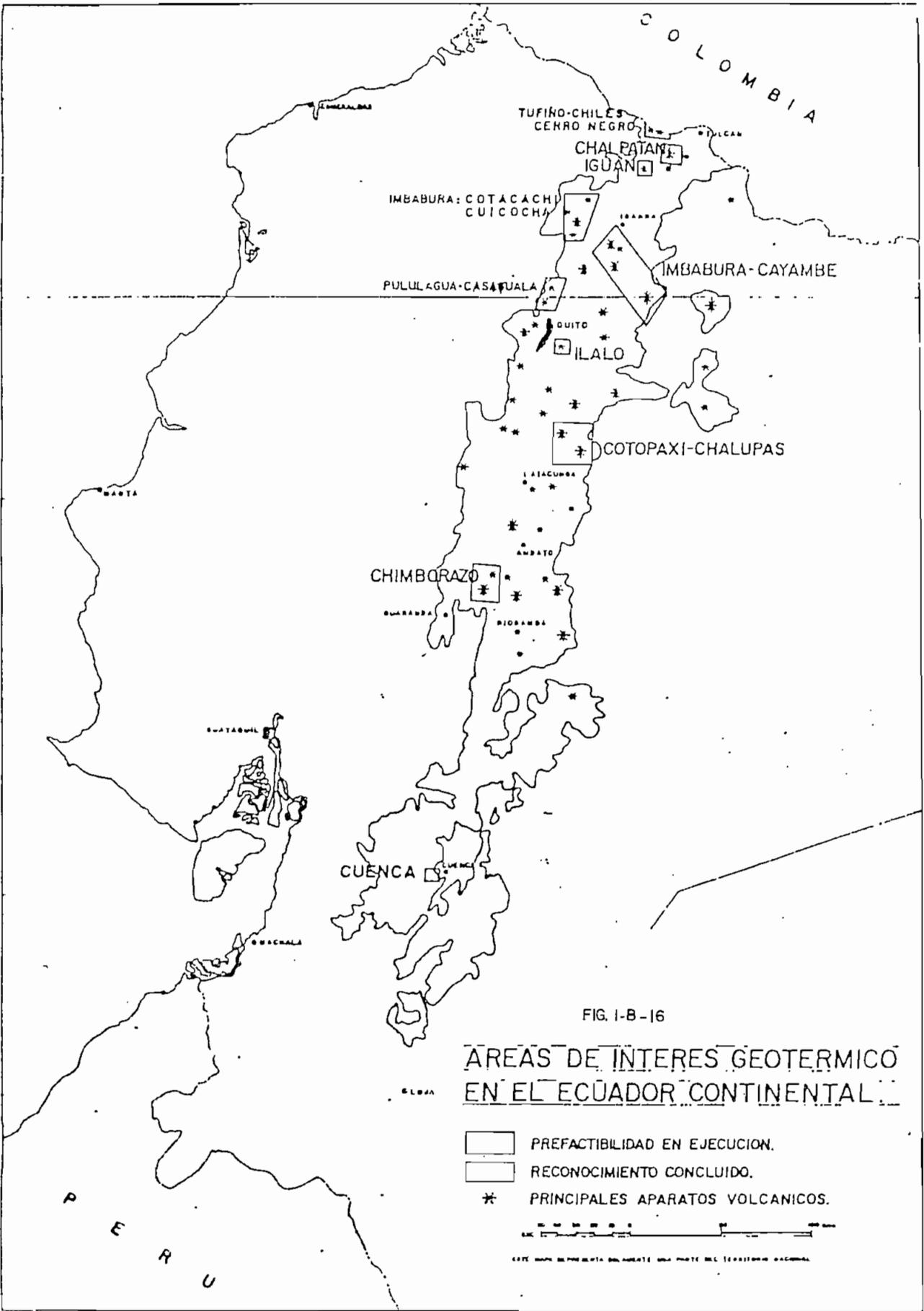
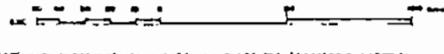


FIG. 1-B-16

AREAS DE INTERES GEOTERMICO EN EL ECUADOR CONTINENTAL

- PREFACTIBILIDAD EN EJECUCION.
- RECONOCIMIENTO CONCLUIDO.
- * PRINCIPALES APARATOS VOLCANICOS.



ESTE MAPA SUPLEMENTA SOLAMENTE UNA PARTE DEL TERRITORIO NACIONAL

- Los indicadores geotermométricos de las aguas termales revelan temperaturas de fondo altas, las cuales llegan hasta 250 °C.

Los volcanes Chilea y Cerro Negro están conectados por medio de una cámara magmática poco profunda, alargada, que sigue la fractura transversal WNW que alinea a estos dos volcanes y al panecillo de Tufiño. (Ver figura 1-B-17).

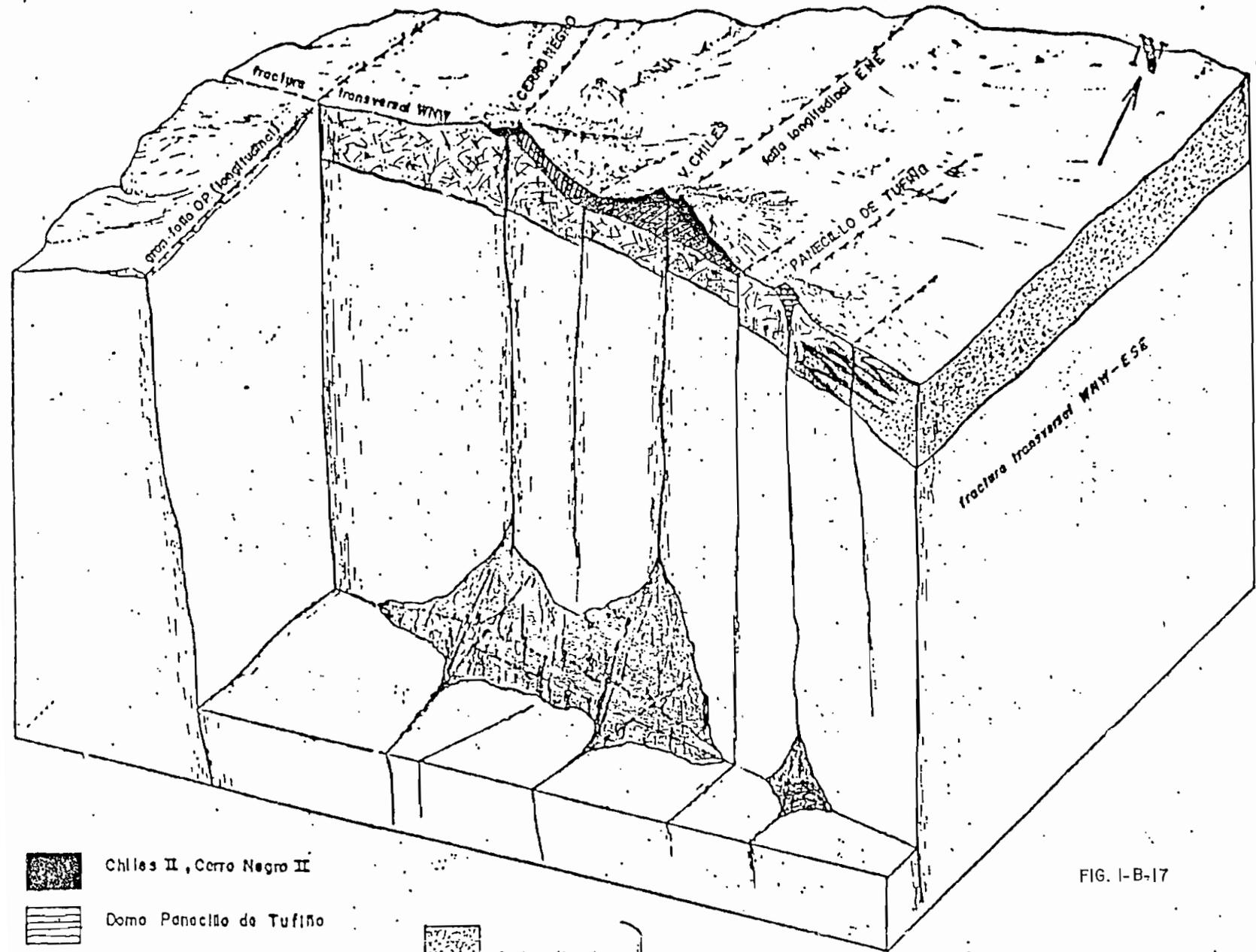
El reservorio se considera que está situado a unos 1000 m. de profundidad y la zona presenta una permeabilidad de tipo fisural, que coincide con las fracturas longitudinales y con la fractura transversal WNW-ESE. La recarga de este sistema hidrogeológico puede darse a través de las fallas longitudinales, las cuales pueden drenar el agua subterránea de las cumbres de la Cordillera Occidental, que es la de mayor pluviosidad. (Ver figura 1-B-18).

Finalmente, la capa sello que delimita el sistema es debido a un mecanismo de auto-sellamiento lo cual se observa en las formaciones más antiguas que muestran una alteración hidrotermal intensa en las proximidades de las grandes fracturas.

2.2.2.- Cotacachi-Cuicacha:

El área se encuentra situada en la Provincia de Imbabura y comprende los volcanes Cotacachi, Cuicacha, Negro Puno y el complejo dómico de nombre Chachimero. Su potencial geotérmico fue determinado por las siguientes características:

- Existencia de fallas longitudinales, cortadas por varias transversales, que revelan una tectónica distensiva actual.



-  Chiles II, Cerro Negro II
-  Domo Panaciño de Tufiño
-  Cerro Negro I
-  Chiles I

-  facies distal
 -  facies proximal
- } SECUENCIA LAVICA PLIOCENA

-  COMPLEJO OFIOLITICO

FIG. I-B-17

- ESQUEMA DE EMPLAZAMIENTO DE LA CAMARA MAGMATICA

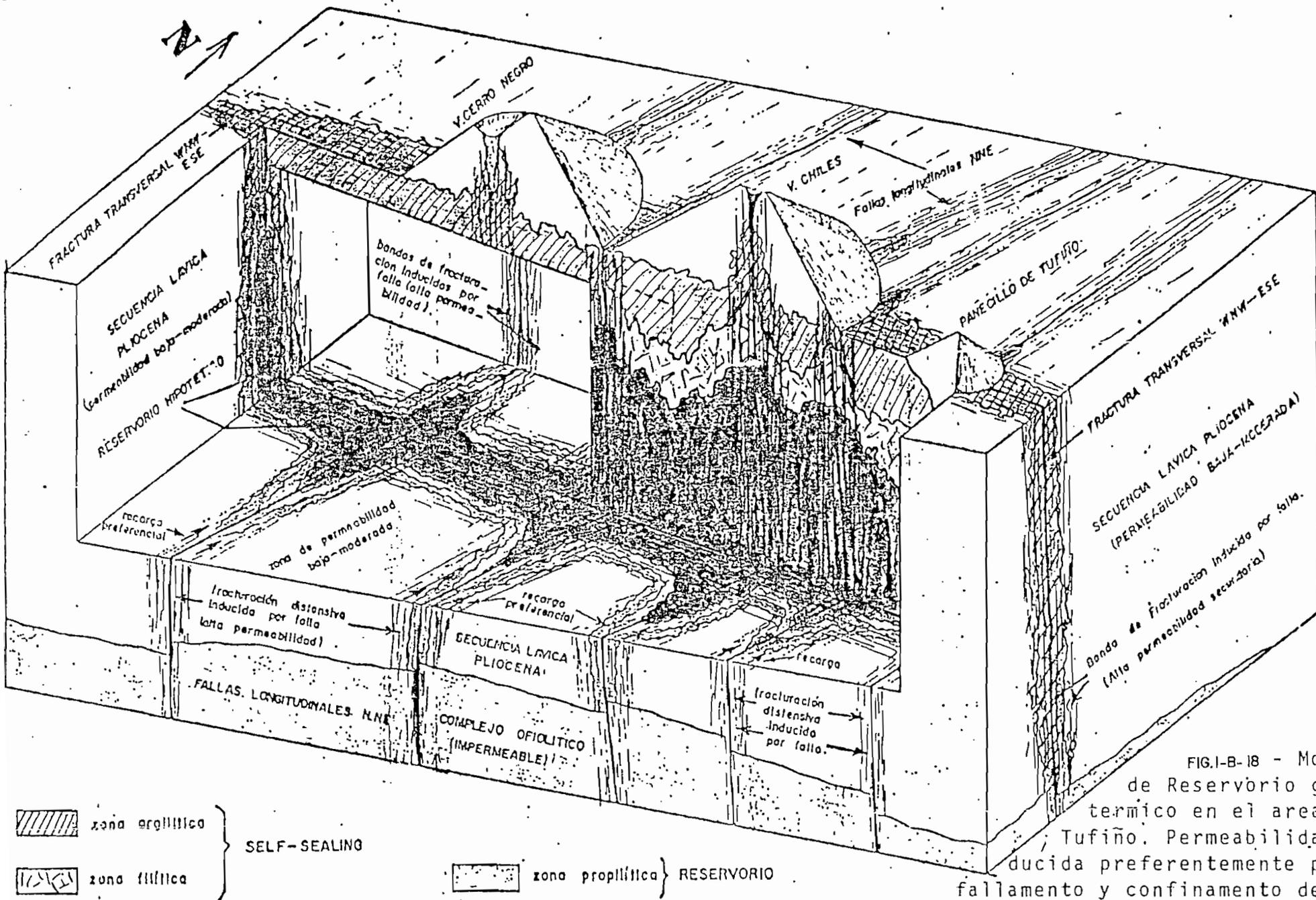


FIG. I-B-18 - Modelo de Reservorio geotermico en el area de Tufiño. Permeabilidad inducida preferentemente por fallamento y confinamiento del sistema creado por self-sealing.

- Bases constituidas por lavas submarinas, frágiles y que adquieren permeabilidad por fracturación. Se detectó además grandes volúmenes de agua en el sub-suelo, probada por el carácter freatomagmático de los productos volcánicos emitidos.

- Existe una gran anomalía térmica debido al estacionamiento de magma en niveles superficiales y,

- Presencia de varias fuentes termales con alto contenido salino y de gases disueltos. (Ver figura 1-B-19).

2.2.3.- Chalupas:

La región de Chalupas se encuentra ubicada en los alrededores de los volcanes Cotopaxi, Quilindaña y Caldera de Chalupas, en las provincias de Cotopaxi, Napo y Pichincha, al nor-este de la ciudad de Latacunga, en los Andes Centrales del Ecuador. (Ver figuras 1-B-20 y 1-B-21).

Las razones por las cuales esta zona fue escogida como prioritaria son las siguientes:

- Existencia de una gran caldera de 15 a 20 Km. de diámetro formada por el colapso del volcán Chalupas.

- Reactivación del volcanismo al interior de la caldera, lo cual dio lugar a la formación del volcán Quilindaña y del domo Buenavista.

- Existencia de sub-estrato volcánico al interior de la caldera, el cual pueda albergar un reservorio geotérmico.

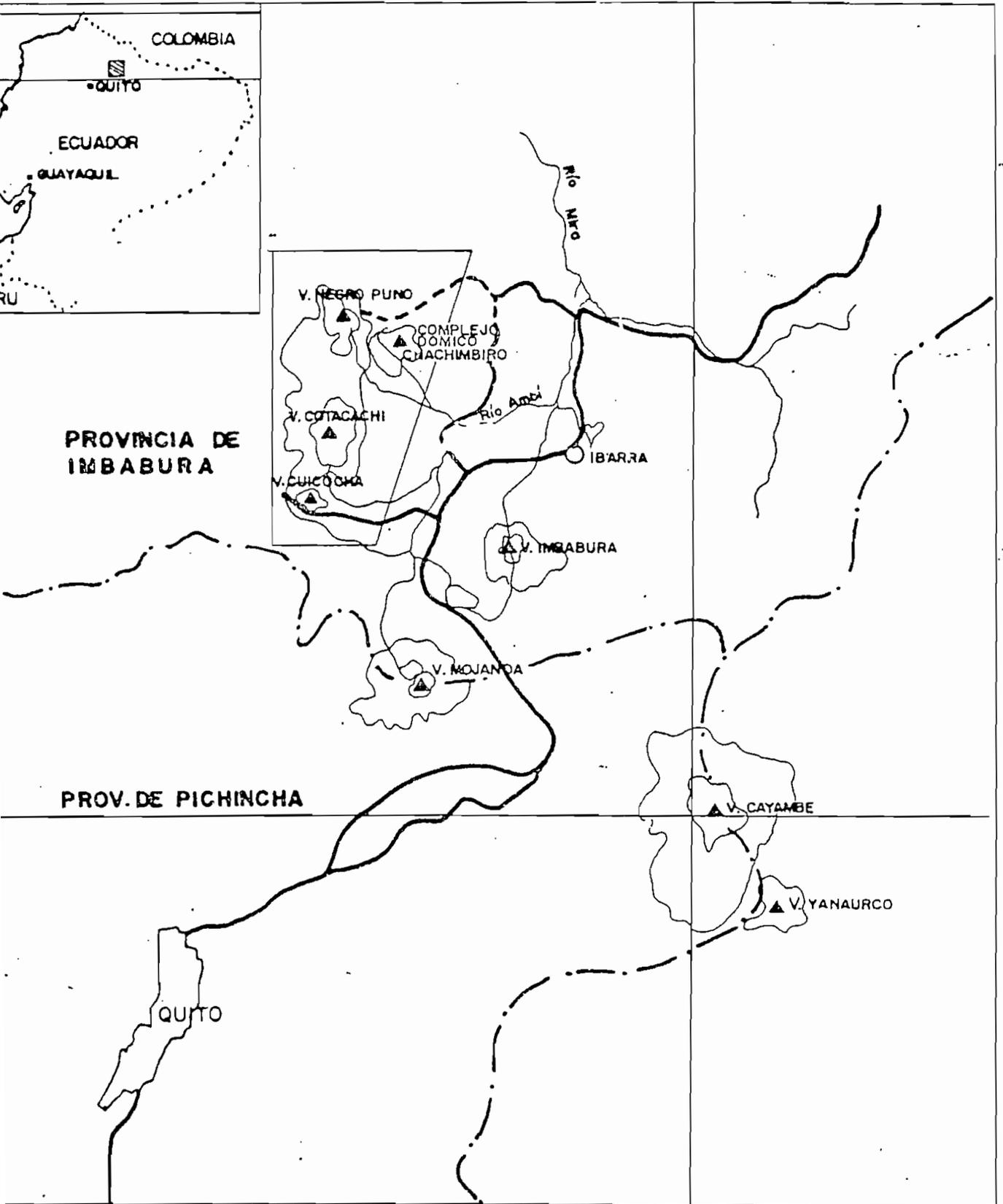
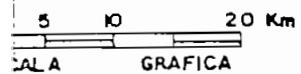


FIG. I-B-19



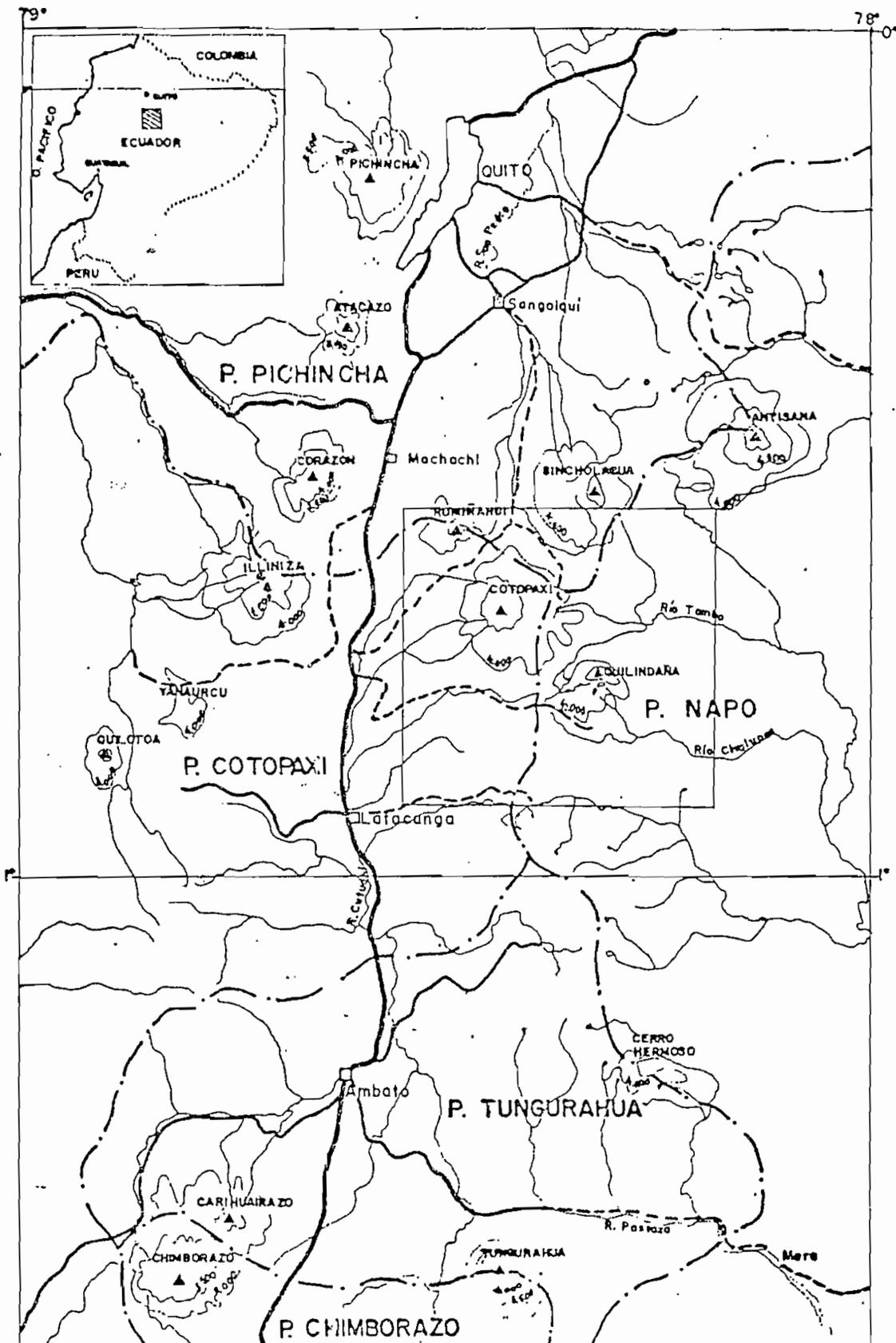


FIG. I-B-20

- Carretera Panamericana
- - - Carretera Secundaria
- · - · - · Limite Provincial
- ▣ Area estudiada

0 5 10 20 Km.
 ESCALA GRAFICA

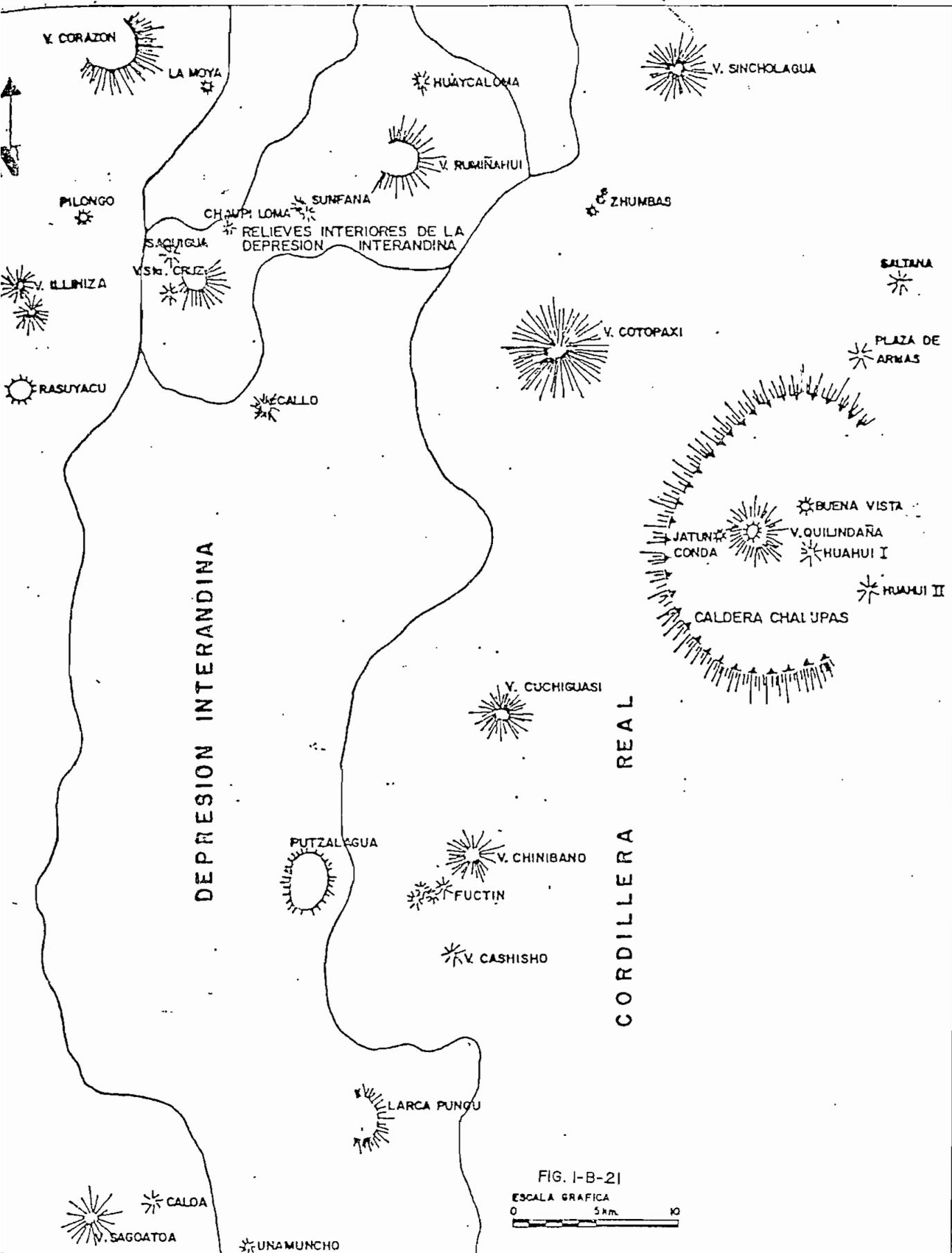


FIG. 1-B-21
 ESCALA GRAFICA
 0 5km 10

Estas evidencias de carácter geo-vulcanológico indican la existencia de una anomalía térmica y se supone la existencia de una cámara magmática de gran tamaño, situada entre 5 y 10 Km. de la superficie. Esta cámara ha estado en constante actividad, pues alimentó primero al volcán Chalupas, luego originó una explosión con emisión de piroclastos riolíticos y más tarde, con la formación del domo Buenavista y del volcán Quilindaña, y por la cantidad de material expulsado, se puede especular con el gran volumen de magma existente.

La existencia de un reservorio al interior de la caldera se evidencia por las anomalías de boro, amoníaco y temperatura encontradas en los lados nor y sur-orientales de la zona en cuestión. Este reservorio estaría constituido por lavas pliocénicas y lavas del volcán Chalupas, las cuales tienen una alta permeabilidad secundaria.

La capa sello está formada por depósitos piroclásticos y sedimentos lacustres entre otros, de un espesor estimado de 200 a 500 metros, los cuales forman el relleno de la caldera. Estos materiales tienen permeabilidades bajas y están además saturadas de agua, lo cual garantiza el sellado del sistema.

La recarga del reservorio se daría por los bordes de la caldera, debido a que están formados por materiales como lavas pliocénicas, que alcanzan valores altos de permeabilidad por fracturación y la zona es de alta pluviosidad. También la recarga del reservorio podría darse por la chimeneas del volcán Quilindaña.

1.-METODOS DE EXPLORACION, OPTIMIZACION Y SELECCION DEL PROYECTO

1.1.- METODOS DE EXPLORACION GEOTERMICA:

La determinación de las zonas de interés geotérmico se realice a partir de una serie de investigaciones preliminares, como el estudio de fisuras y de estructuras tectónicas, midiendo diferencias magnéticas entre las rocas y las radiaciones de calor de la superficie terrestre, antes de realizar estudios más específicos.

La localización de una fuente subterránea de calor y de los alrededores en la cual ésta se encuentra, pueden ser estudiados mejor desde el punto de vista del volcanismo y tectonismo regionales, por medio de investigaciones del flujo de calor y mediciones de gravedad y magnetismo, de sondeos eléctricos profundos y de métodos sísmicos activos y pasivos. Para la delineación del reservorio geotérmico, se requiere de una aplicación muy detallada de los métodos antes mencionados, mientras que la evaluación de las características del reservorio se hace a partir de un estudio de la composición química de las aguas que surgen de fuentes termales aledañas, además de un estudio cronológico de los hechos volcánicos registrados por medio de radiometría y de fechado paleomagnético.

Son pocos los pozos geotérmicos a profundidades menores de 1 Km. que producen fluido de temperatura suficientemente alta como para que tenga un interés eléctrico, por lo cual la exploración de los reservorios debe

hacerse a profundidades mayores. Las técnicas de diagnóstico para la localización de reservorios profundos han sido muy poco desarrolladas por lo cual se requiere de un mayor conocimiento de las propiedades irregulares de las rocas en la región del reservorio y de medios improvisados para detectar estas irregularidades.

Sin embargo, es posible detectar las zonas de interés geotérmico a partir de varios métodos geológicos, geofísicos y geoquímicos, así como por métodos de perforación.

1.1.1.- Reconocimiento Geológico:

Es la base de toda búsqueda de una fuente geotérmica y su función es estudiar la distribución de formaciones y estructuras geológicas y sus alteraciones. Para ello se puede utilizar diferentes métodos desarrollados, como son:

- Fotografías aéreas: muy útiles para realizar planos geológicos y para interpretar las condiciones geológicas del área estudiada.

- Análisis de la estructura geológica cercana a la superficie, por medio de un estudio de la distribución de los diferentes tipos de rocas y de la definición de las zonas de alteración hidrotermal.

- Definición de anomalías en la vegetación, que pueden ser el resultado de condiciones geotérmicas profundas.

- Determinación directa de zonas calientes en la superficie por medio de imágenes infrarrojas o térmicas.

1.1.2.- Reconocimiento geofísico:

1.1.2.1.- Reconocimiento de gravedad:

Con este método se puede estudiar la estructura subterránea, pues los cambios de gravedad son consecuencia de una diferencia de densidad entre las formaciones geológicas y permite localizar y predecir la magnitud de las rocas subterráneas. Generalmente los análisis de información de gravedad se hace en términos de la "anomalía de gravedad de Bouguer (BA)" y se calcula la diferencia de gravedad a partir de la siguiente fórmula:

$$BA = g_0 - (\gamma_0 - 0.3086 h + 2\pi G \rho h_1 - T) \quad \text{donde:}$$

BA = Anomalía de gravedad de Bouguer

g_0 = Gravedad de un punto en particular

γ_0 = Gravedad al nivel del mar, a la latitud del punto

h = Elevación en metros sobre el nivel del mar

G = Constante universal de gravitación

ρ = Densidad de una lámina de acero

d_1 = Espesor de una lámina de acero, y,

T = Corrección del terreno.

BA viene en miligals (1 mgal = 0.001 cm/seg²), g_0 es la gravedad observada en un punto en particular, γ_0 es la gravedad teórica al nivel del mar y a la latitud del punto; 0.3086h es la variación de la gravedad por la elevación en metros sobre el nivel del mar; $2\pi G \rho h_1$ es la corrección de Bouguer, que es la atracción de una lámina de acero de densidad ρ (g/cm³), de largo infinito y espesor h y T es la corrección del terreno que toma en

cuenta la desviación del terreno de la lámina. La atracción de la lámina es de 0.11174 h mgal/m para una densidad de 2.67 g/cm³ que es la densidad promedio para rocas. Con esta variación, la fórmula anterior se reduce a la expresión siguiente:

$$BA = g_0 - (\delta_0 - 0.1969 h_1 - T)$$

En general g_0 puede ser medida en el campo con una precisión de 0.01 mgal, dependiendo del equipo usado; δ_0 no varía linealmente con la latitud y es alrededor de 0.8 mgal/Km. en la latitud de 40 grados.

1.1.2.2.- Reconocimiento sísmico:

Es una técnica para determinar estructuras subterráneas y lechos de rocas, usando la reflexión y refracción de ondas sísmicas generadas por un temblor de tierra natural o artificial. El método más usado es el llamado "Bright Spot Method", por medio del cual es posible encontrar reservorios geotérmicos, utilizando ondas reflejadas producidas por un vibrador artificial. Existe además un método de medición de actividades geotérmicas, por medio de un sismómetro muy sensible, con el cual se puede localizar directamente fuentes geotermales.

Es posible calcular la velocidad de las ondas sísmicas y los resultados obtenidos determinan la composición de los materiales que atraviesan. Las ondas de mayor interés son las ondas dilatacionales u ondas P que mueven las partículas en la dirección de propagación y las ondas cortantes u ondas S, que mueven a las partículas en una dirección transversal a la propagación. Sus velocidades son:

$$v_p = \sqrt{\frac{K + \frac{4\mu}{3}}{\rho}} = \sqrt{\frac{E}{\rho} \left(1 + \frac{2\sigma^2}{1 - \sigma - 2\sigma^2}\right)}$$

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} = \sqrt{\frac{E}{2\rho(1+\sigma)}}$$

donde:

k = Inverso del módulo de compresibilidad,

μ = Módulo de rigidez,

ρ = Densidad,

E = Módulo de Young, y,

σ = Relación de Poisson.

La relación entre estas dos velocidades es:

$$\frac{V_p}{V_s} = \sqrt{\frac{k + \frac{4}{3}\mu}{\mu}} = \sqrt{\frac{1-\sigma}{1+\sigma}}$$

El módulo de rigidez (μ), que es la relación entre el esfuerzo cortante y la torsión cortante desaparece para un fluido; por consecuencia las ondas S no se propagan a través de los fluidos y la reducción de velocidad y atenuación pueden predecirse para materiales parcialmente fundidos.

Para la mayoría de las rocas o materiales rocosos V_p/V_s está entre los valores 1.5 y 2.0.

1.1.2.3.- Reconocimiento eléctrico:

Es un método que se utiliza para determinar la existencia de agua caliente por medio de la medición de la resistencia eléctrica de las rocas, pues ésta decrece al aumentar su temperatura y permiten la localización de reservorios geotérmicos. El principio de medición se ilustra en la figura 2-1-1:

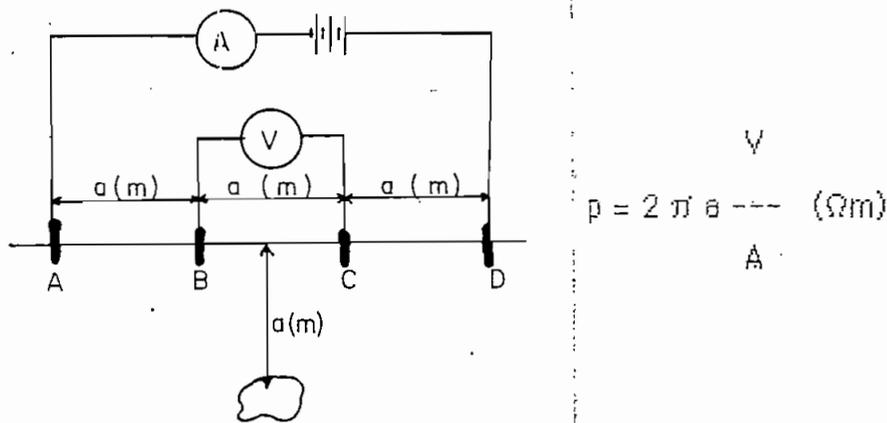


FIG. 2-1-1

1.1.2.4.- Reconocimiento Electromagnético:

Es usado para determinar las profundidades de estructuras subterráneas o de reservorios geotérmicos. Incluye el método magnetoteléxico y el método de audio-frecuencia magnética (AFMAG), el cual incluye métodos como el de fuente móvil, Turam y campo artificial magnetoteléxico (AFMT).

En el método AFMT, se varía la frecuencia electromagnética del campo por medio de una fuente de señalización y se mide la corriente secundaria resultante. Cuando se usa baja frecuencia se puede detectar estructuras subterráneas profundas. Es usado para conocer la posición de alteraciones profundas en la tierra debido a que una zona que constituye un reservorio de agua caliente presenta una resistividad eléctrica menor.

1.1.2.5.- Reconocimiento de flujo de temperatura:

Un reservorio geotérmico tiene temperaturas más altas que sus alrededores, por lo cual estas variaciones se transmiten a la superficie y, midiendo las temperaturas de la tierra se puede estimar la magnitud y entalpía del reservorio. Para éste tipo de reconocimiento es necesario realizar las siguientes mediciones:

a) Medición de temperatura a 1 m. de profundidad: se realiza pequeños orificios hasta 1 m. por debajo de la superficie y se mide la temperatura a 1 m. y a 0.5 m. de profundidad para determinar la gradiente geotérmica.

b) Medición de la conductividad de calor: se mide la conductividad de calor en la cercanía de la superficie de una formación geológica y con la gradiente geotérmica obtenida en a), se puede calcular el flujo de calor debido a la conducción de calor de la superficie de la tierra.

c) Medición de la distribución de temperatura a una profundidad de 10 a 30 metros: con estas mediciones es posible estimar la distribución de temperaturas subterráneas y además se puede estimar la distribución de aguas subterráneas.

d) Medición de la temperatura superficial: ésta medición se la realiza con un dispositivo infrarrojo, el cual es muy utilizado para medir temperaturas de sitios de acceso muy difícil o imposible.

1.1.3.- Reconocimiento Geoquímica:

1.1.3.1.- Reconocimiento geoquímico del agua:

Se usa para estudiar los

alrededores de un reservorio geotérmico, analizando el agua superficial, subterránea, aguas calientes, vapor natural y gas. Se determina la temperatura y los contenidos químicos, con lo cual se puede estimar la velocidad de circulación del agua caliente subterránea.

Se puede medir temperaturas de líquidos subterráneos por medio de un termistor que es introducido en una perforación que llegue al líquido. Este termistor está conectado a un conductor de 3 o 4 cables. Se mide la resistencia del termistor por medio de un multímetro digital y esta resistencia es transformada a temperatura usando conversores apropiados. Con este método se alcanza una precisión relativa de 0.001°C .

Existen además otros equipos que sirven para medir la temperatura de fluidos subterráneos como son los termómetros de resistencia de platino, usados hasta temperaturas de 150°C , los cables aislados de teflón, usados para medir temperaturas sobre los 200°C , y para temperaturas superiores se usa termómetros de aceite gobernados por un reloj mecánico.

1.1.3.2.- Reconocimiento geoquímico de la tierra:

En regiones geotérmicas, el afloramiento de agua caliente o vapor a la superficie trae consigo algunas sustancias específicas en forma de gas, las cuales se posan en la tierra y de acuerdo a las cantidades medidas de las mismas, se puede estimar la magnitud del yacimiento geotérmico. Generalmente estos elementos son mercurio (Hg), arsénico (As), dióxido de carbono (CO_2) y radio (Ra).

1.1.4.- Exploración por perforación:

Este tipo de exploración es un complemento de las investigaciones antes mencionadas, y es necesario para certificar la existencia de un reservorio y su estructura.

Los pozos perforados tienen un diámetro pequeño, el cual permite realizar las siguientes mediciones:

a) Mediciones geofísicas para calcular la localización de las rocas sello y del reservorio, de acuerdo a la profundidad y al grado de alteración de los minerales contenidos en núcleos recolectados, utilizando un analizador de rayos X.

b) Temperatura: es necesario para determinar los cambios en las temperaturas subterráneas y se mide por medio de un termostato conectado a un cable sensor introducido dentro del pozo.

c) Mediciones eléctricas: determinan las condiciones del agua subterránea, y la porosidad de las rocas midiendo la resistividad en el pozo por medio de un sensor. Mide además el estado de las formaciones geológicas y la salinidad del agua contenida en las fisuras rocosas. El equipo eléctrico utilizado es el que se ilustra en la figura 2-1-2:

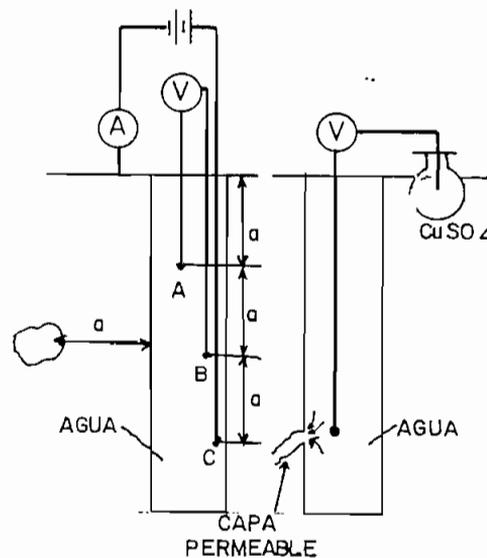


FIG. 2-1-2

d) Mediciones radioactivas: se utiliza rayos gamma para medir la radiación natural de la roca (de rayos gamma) y también por medio de una medición a base de neutrones se determina la porosidad rocosa.

e) Análisis químicos de los elementos existentes en el agua caliente y el vapor con lo cual se determina la temperatura subterránea y las propiedades del reservorio.

1.2.- OPTIMIZACION DE UNA PLANTA GEOTÉRMICA: *

El tipo de planta a ser instalada está condicionada por las características físicas y químicas del fluido y por los objetivos deseados. En la actualidad existen tres ciclos de conversión de vapor natural a energía eléctrica, los cuales serán descritos a continuación:

a) Ciclo 1:

Este tipo de planta opera generalmente con generadores de 4.000 a 5.000 KVA, acoplados con turbinas de reacción o de impulsión o combinadas, de admisión y escape directos a la atmósfera.

El consumo de energía de estos turbogeneradores es particularmente alto: use un promedio de 20 Kg. de fluido, a 4.80 Ata, 185 grados centígrados y 5% de contenido de gas en peso, por cada KWh neto que es vendido.

Sin embargo, este es el sistema más simple pues ofrece confianza en la operación, instalación rápida y un costo total de la planta relativamente baja. Los costos de operación pueden ser minimizados por medio de la

automatización de la planta. Este ciclo es ventajoso técnica y económicamente para entrada directa de fluido endógeno con un contenido de gas que oscila entre el 15 y el 20 %. Su diagrama se ilustra en la figura 2-1-3.

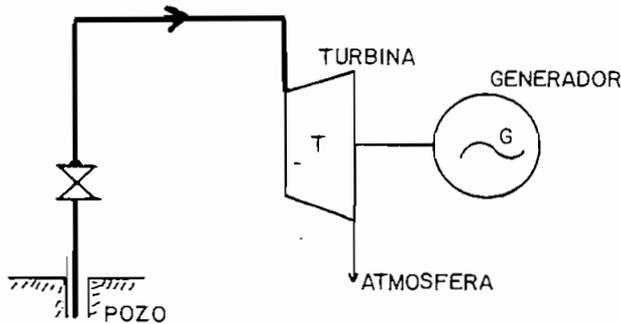


FIG. 2-1-3

b) Ciclo 2:

Opera con generadores de 2.000 a 15.000 KVA, acoplados con turbinas de condensación, de impulso, de reacción o combinadas.

Estas plantas usan vapor puro, obtenido de intercambiadores de calor, alimentados directamente de vapor de los pozos. Es necesario, en promedio, 14 Kg. de fluido endógeno para producir un Kwh neto.

Este es el sistema más complejo y costoso, tanto en cuanto a la planta como en cuanto a la operación de la misma. Es usado para la explotación del fluido con un alto contenido de gas e impurezas o para obtener además productos químicos como el ácido bórico y el amoníaco. Este ciclo se ilustra en la figura 2-1-4.

c) Ciclo 3:

Opera con generadores de 2.000 a 30.000 KVA, acoplados con turbinas de condensación de admisión directa, de impulso, de reacción o

combinadas.

Los gases incondensables son extraídos del condensador de mezcla hacia la atmósfera o a plantas químicas, por medio de compresores centrífugos de alta capacidad. En promedio, para producir un KWh neto de energía se requiere de alrededor de 10 Kg. de fluido.

Este sistema es más económico que el anterior, en cuanto a la operación y al costo de la planta. Permite además utilizar los gases contenidos en el vapor natural. Si existen impurezas o sustancias corrosivas, sus efectos pueden ser reducidos "lavando" al vapor, inyectando agua o soluciones alcalinas en la tubería, que luego se recupera por los separadores localizados sobre la turbina. (Ver figura 2-1-5)

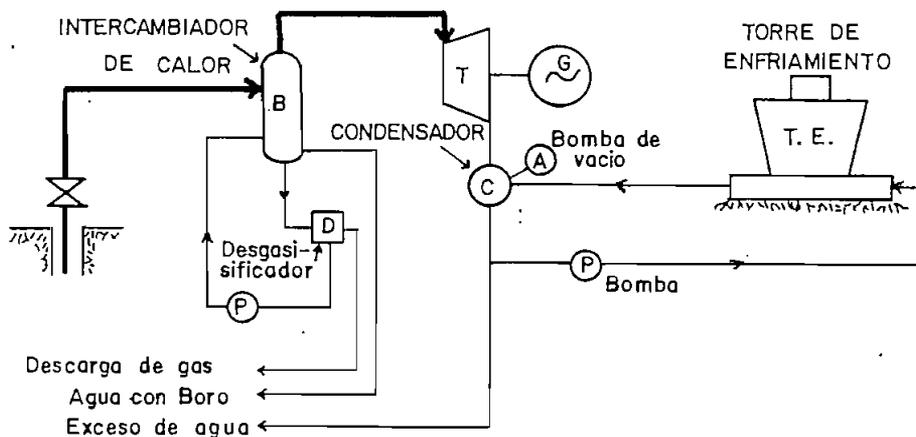


FIG. 2-1-4

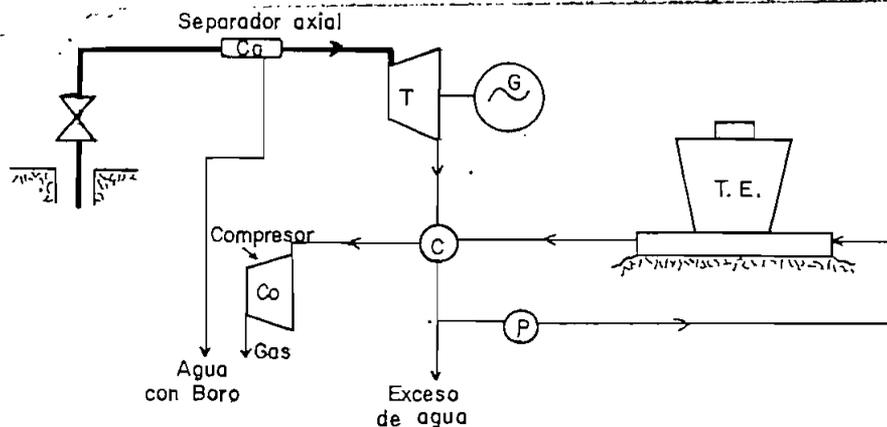


FIG. 2-1-5

Por otra parte se puede dividir a los ciclos de una planta geotérmica en dos grupos:

- el primero es un tipo de planta en el cual el fluido predominante es el vapor, y,

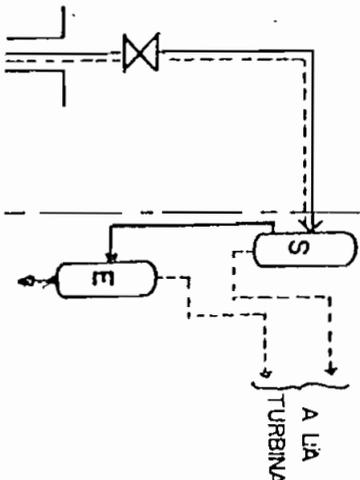
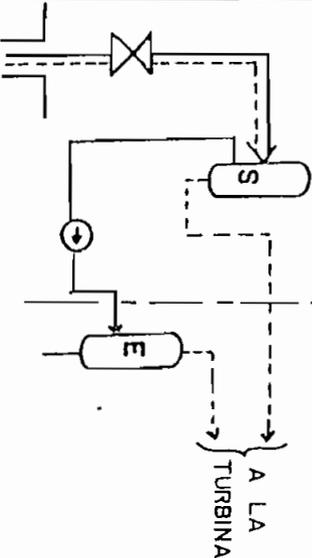
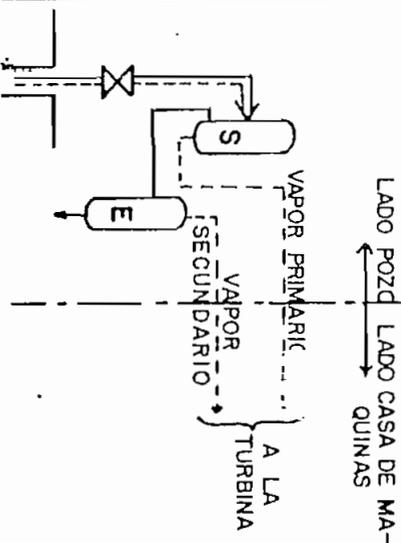
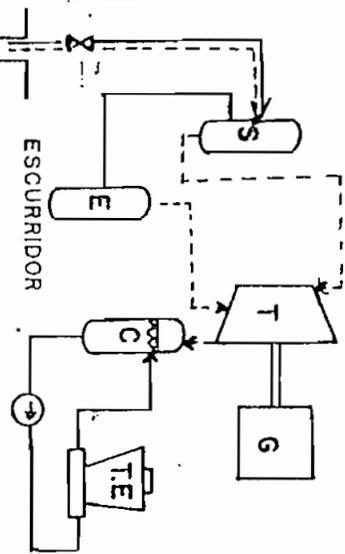
- el segundo grupo tiene como fluido predominante al agua caliente.

En función de estos ciclos existen otros tipos de plantas, cuyas características serán detalladas más adelante.

Para optimizar una planta geotérmica en cuanto a costos y rendimientos, es necesario escoger el ciclo que mejor se adapte a las características del fluido. Además es necesario tomar en cuenta que los costos de transmisión del fluido representan un alto porcentaje del costo total de la planta, razón por la cual ésta debe ser instalada en un sitio conveniente, en cuanto a la topografía y para minimizar el sistema de transmisión del fluido.

1.2.1.- *Características de las diferentes líneas de plantas geotérmicas:*

TIPO	SISTEMA DEL CICLO DE LA PLANTA	CARACTERISTICAS
VAPOR CONTRAPRESION		<p>Util para plantas de baja capacidad Util para cantidades altas de gas El condensador y sus auxiliares no son necesarios Bajos costos</p>
VAPOR CONDENSACION		<p>Util para plantas de gran capacidad</p>
AGUA CALIENTE CONTRAPRESION		<p>Util para plantas de baja capacidad Util para cantidades altas de gas Utiliza vapor separado por el separador El condensador y sus auxiliares no son necesarios Bajo costo</p>
AGUA CALIENTE UN EVAPORADOR		<p>Sirve para altas capacidades Utiliza vapor separado por el separador Es el ciclo de planta más común</p>

SISTEMA DE TRANSMISION CONJUNTA DE AGUA Y VAPOR	SISTEMA DE TRANSMISION DE VAPOR Y AGUA SEPARADOS	SISTEMA DE TRANSMISION DE VAPOR SEPARADO	AGUA CALIENTE DOBLE EVAPORADOR
			
<p>Se requiere de una sola cañería entre cada pozo y la casa de máquinas</p> <p>Se puede juntar a varias cañerías es posible tener cañerías ascendentes, no existe restricción geográfica</p> <p>Se requiere de solo uno o dos separadores y evaporadores en la planta.</p> <p>Se requiere una sola tubería de agua caliente desde el evaporador</p>	<p>Se requiere de una sola cañería entre cada pozo y la casa de máquinas</p> <p>Cañería de agua caliente pequeña</p> <p>Operación apta para ser inestable</p> <p>Equipo de control complicado</p> <p>No se puede juntar a las cañerías de agua caliente en una sola</p>	<p>Operación estable</p> <p>No restricciones geográficas</p> <p>La cañería secundaria de vapor tiene un taladrado mayor</p> <p>Alto costo</p> <p>Pérdida de presión se refleja directamente en la pérdida de potencia de generación</p>	<p>Util para altas capacidades</p> <p>Usa vapor separado por el separador y el evaporador</p> <p>Eficiencia de la planta del 15 al 20% mayor que con un escurridor</p>

1.2.2.- Ventajas del ciclo de doble evaporador:

- Puede producir de 15 a 25 % más de potencia para un mismo pozo, que la producida por un ciclo de simple evaporador.
- El costo neto por KWh se reduce entre un 10 y un 20 %
- La presión óptima de entrada a la turbina para un mismo pozó es de un 30 % más alta.
- La humedad de vapor que sale de la turbina decrece en un 2 % y se puede reducir considerablemente los efectos de erosión.
- Las pérdidas de agua caliente decrecen en un 11 %.

Estas ventajas se ilustran en la figura 2-1-6.

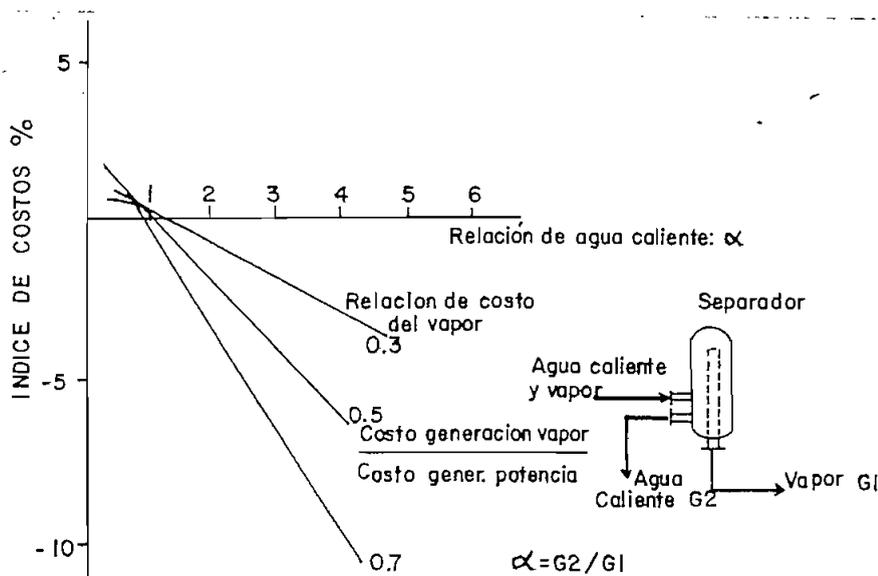


FIG. 2-1-6

1.2.3.- Ventajas del sistema mixto de agua y vapor:

- Se requiere de una sola cañería entre cada pozo y la casa de máquinas.
- Los fluidos geotérmicos de varios pozos pueden ser canalizados a una sola cañería.
- Se puede incrementar los gradientes de las tuberías.
- Se puede colocar un solo separador y un solo evaporador dentro de la casa de máquinas.

1.3.- CRITERIOS DE SELECCION DEL PROYECTO:

El propósito básico de un sistema de potencia es el de entregar energía eléctrica a un costo económicamente competitivo para el consumidor. El proceso de selección del tipo de planta a ser instalada dentro del sistema requiere de una evaluación detallada del mercado de la energía eléctrica. El valor de esta energía dentro de este mercado depende de muchos factores que pueden resultar muy complejos, tales como la demanda en el mercado, las fuentes de generación y los factores de carga.

Una vez que se han establecido las características del mercado, un primer paso a desarrollarse, para la selección de una planta geotérmica, es la determinación del costo de la energía geotérmica. Una vez que estos dos factores, valor en el mercado y costo de la energía, hayan sido determinados, la diferencia entre ellos es la cantidad disponible para poder convertir energía geotérmica en energía eléctrica. En el siguiente diagrama se puede apreciar los pasos necesarios a seguirse dentro del proceso de selección de

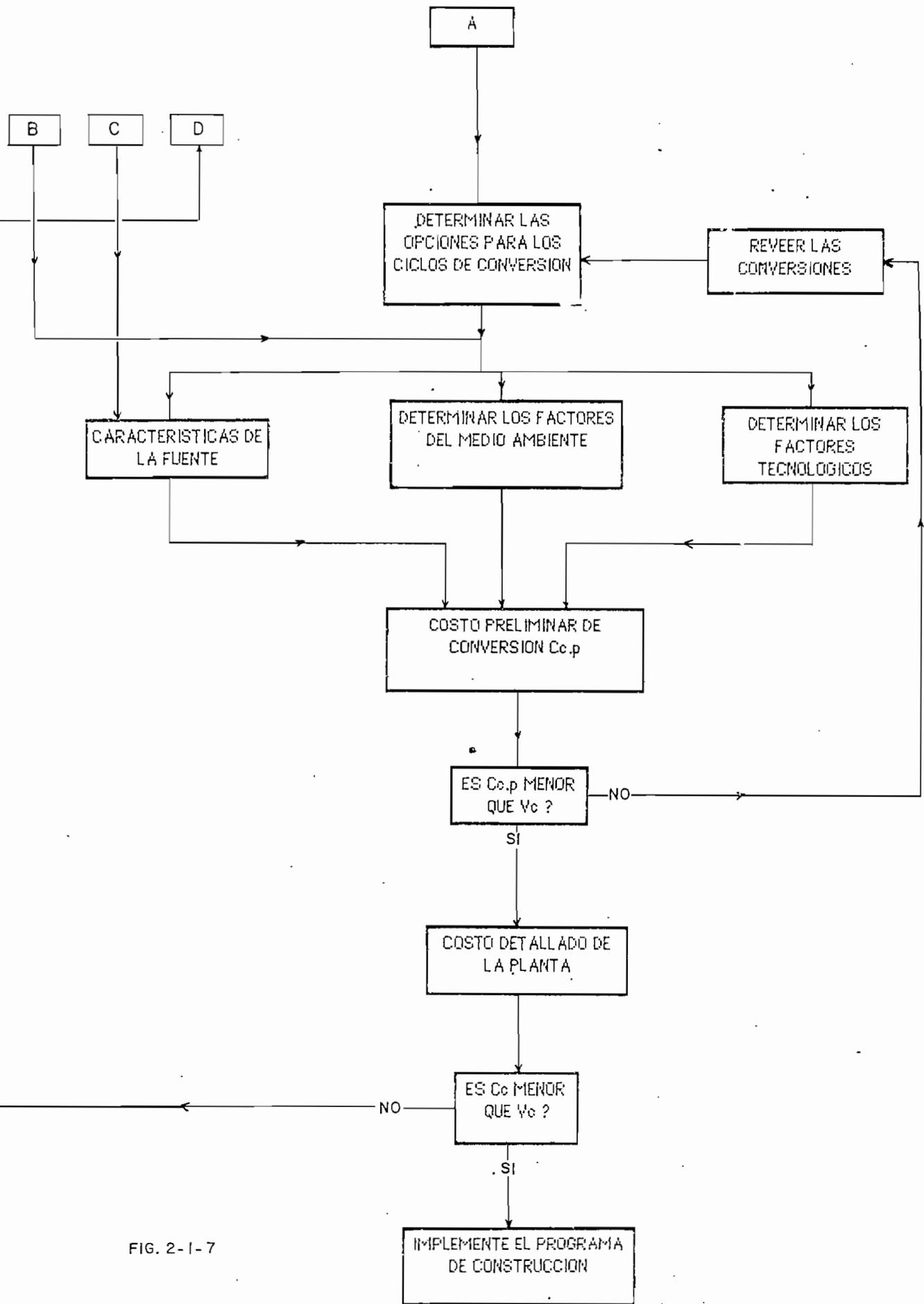


FIG. 2-1-7

Generalmente el proceso de amortización de un sistema de generación es relativamente largo, de treinta a treinta y cinco años, y la construcción de la planta requiere de dos a ocho años, por lo tanto los beneficios sobre la inversión actual no se los obtendrá sino en tiempos futuros, por lo cual es necesario tener en cuenta los períodos de tiempo. La decisión sobre la capacidad y el tipo de sistema de conversión de energía a instalarse se la toma en tiempo presente, pero se basa en consideraciones relativas a la venta futura de energía, al costo futuro del combustible, a costos futuros de operación y mantenimiento y a futuras inversiones. Además debido a las cargas de intereses sobre las inversiones, al impacto de la inflación en las ventas y a la incertidumbre sobre acontecimientos futuros, es necesario emplear técnicas predictivas y analíticas para tener una base común de juicio para las consideraciones presentes, así como para estos factores que tendrán lugar en el futuro. Existen sobretodo dos métodos que sirven para realizar este tipo de análisis económico y son "El Valor Presente" (VP) y "El Costo Anual Equivalente" (CAE). Este segundo método es muy útil en el caso de requerirse el costo anual de una unidad de energía eléctrica generada, mientras que la técnica del valor presente trae flujos de caja futuros a valores presentes, considerando tasas de interés, beneficios sobre inversiones y estimando la probabilidad de que estos flujos de caja lleguen a ocurrir. Esto es:

$$VP = \sum_{m,n} \frac{P_{m,n} \times C_{m,n}}{(1 + i_m)^n}$$

donde:

VP = valor presente de los flujos de caja futuros

$C_{m,n}$ = el flujo de caja, C_m , en el año n

$P_{m,n}$ = La probabilidad de que C_m llegue a ocurrir

i_m = el factor de descuento, determinado principalmente por el costo de capital.

El costo anual equivalente es igual al valor presente multiplicado por un factor de recuperación del capital a una tasa de descuento igual a i_m . Este factor de recuperación del capital viene dado por:

$$FRC = \frac{i_m (1 + i_m)^n}{(1 + i_m)^n - 1}$$

En general, para que el proyecto analizado sea factible, el valor presente total de todos los flujos de caja deberá ser positivo.

Es posible estimar el valor presente de las ventas futuras de energía, al igual que el costo de la energía geotérmica futura que se requerirá. También se puede traer a valor presente los costos de transmisión y de distribución. En el caso de que la suma de estos costos sea mayor a los ingresos por la venta de energía geotérmica, no existe ninguna justificación para producir energía eléctrica en base de energía geotérmica; pero si este valor presente (de la diferencia entre costos e ingresos por ventas) es positivo, se puede estudiar la posibilidad de desarrollar, construir y poner en operación plantas de generación a base de energía geotérmica y estimar su capacidad y su tipo.

2.- METODOS Y TECNOLOGIAS DE PERFORACION Y SISTEMA DE RECOLECCION DE VAPOR

2.1.- METODOS Y TECNOLOGIAS DE PERFORACION :

La perforación de pozos de vapor endógeno y agua caliente es muy similar en su tecnología primaria a la perforación de pozos petroleros. Los principales problemas de la perforación de pozos geotérmicos son las altas temperaturas y el alto índice corrosivo de los fluidos extraídos, así como la dureza de las rocas y de las formaciones típicas de los reservorios geotérmicos, por lo cual ha sido necesario realizar modificaciones a los equipos standard de perforación.

El oficio se perfora por el giro de un taladro que está fijado al tubo de perforación. Por este taladro se introduce un fluido que facilite la perforación, el cual puede ser lodo o aire, que es el que permite la salida a la superficie de la tierra o de la roca perforada. El tubo de perforación gira al interior de otro tubo sello, diseñado para soportar la presión del fluido que regresa a la superficie, por medio de válvulas de presión que sirven para prevenir y controlar la explosión del vapor del reservorio, en el momento de su salida a la superficie. Durante el tiempo en el cual no está introducido el taladro, el pozo se encuentra cerrado herméticamente por medio de unas válvulas selladoras.

2.1.1.- Perforación a base de barro:

Este método de perforación utiliza como fluido principal el barro. A temperaturas relativamente bajas, es decir alrededor de 150°C, la perforación de pozos geotérmicos se realiza con bentonita o con Cl-ClS u es por eso que el barro es generalmente usado con resultados muy satisfactorios. Este tipo de barro es muy efectivo en formaciones de fácil penetración y cuando la contaminación de los cementos es alta. Este método es estable a temperaturas altas y resiste temperaturas de hasta 250 °C.

2.1.2.- Perforación a aire:

Este método de perforación es igualmente por rotación siendo utilizado como fluido aire a compresión en lugar de lodo.

La perforación con aire tiene las siguientes particularidades y ventajas:

a) La velocidad de perforación es de 3 a 4 veces mayor que la velocidad de perforación con barro.

b) Los costos de perforación son menores que con barro.

c) La vida útil del taladro es de 2 a 4 veces mayor que con barro debido a los efectos menos corrosivos del aire.

d) La inyección de aire no daña la zona aledaña de producción como sucede al introducir barro.

Sin embargo, este método presenta ciertas desventajas y es

inconveniente para formaciones que contienen agua en exceso o con una alta tendencia a tornarse pantanosas.

Generalmente se utiliza primero la perforación a base de barro y luego se concluye utilizando perforación a base de aire, o se perfora con aire bajo zonas que ya han sido previamente recubiertas de cemento.

La vida útil del taladro, al perforar con aire es de alrededor de 20 horas, debido a que el aire no enfría al hueco ni al taladro u debido a la alta velocidad de perforación, la erosión del taladro es mucho mayor.

Con perforación a base de barro solo se puede trabajar hasta 175 °C como máximo en condiciones normales, por lo cual se está estudiando la posibilidad de perforar con espuma, aunque ésta tampoco sirve para enfriar el taladro.

Las operaciones de perforación de pozos geotérmicos y de la estabilidad de los mismos, se dificultan mucho si no se dispone de un fluido de perforación de altas temperaturas, de un control del pozo y de una solución para los problemas de ruptura de taladros.

En muchos casos, cuando la zona de producción ha sido perforada, el orificio se completa sin la necesidad de insertar un delineador de pozos. Si se requiere de un delineador, se debe primero enfriar al orificio con agua, la cual es remplazada por barro y luego se inserta el delineador.

(Ver figuras 2-2-1, 2-2-2 y 2-2-3)

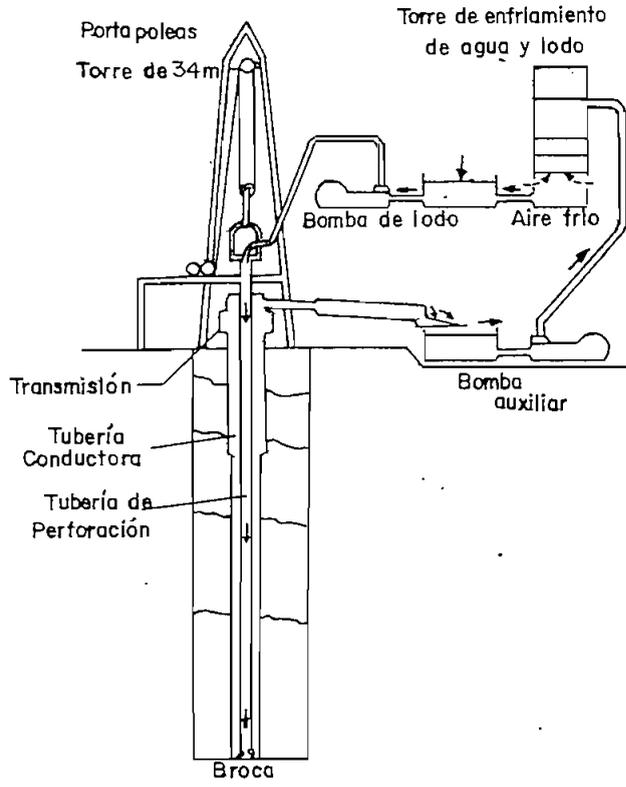


FIG.2-2-1 Perforación a barro

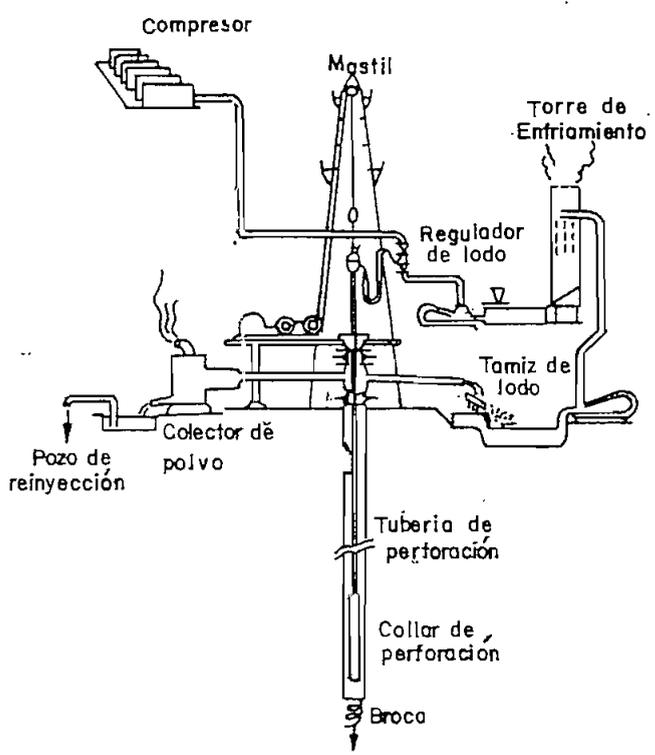


FIG.2-2-2 Perforación a aire

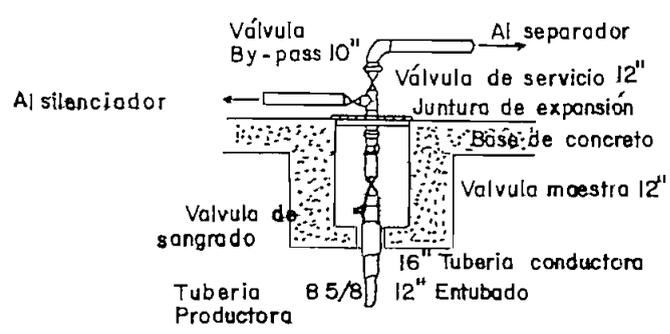


FIG.2-2-3 Pozo de vapor

2.1.3.- Métodos avanzados de perforación:

Varios métodos avanzados de perforación han sido considerados para pozos geotérmicos, con el propósito de eliminar algunos de los problemas que se suscitan en la fase crítica de la explotación de energía geotérmica. Estos problemas pueden ser por ejemplo la pérdida de circulación que puede ocurrir al penetrar una formación muy fracturada o que tiene una presión baja de fluido, lo cual puede solucionarse cambiando el fluido del sistema de enfriamiento de barro a aire, pero bajo el riesgo de mayores raspaduras y/o corrosión.

Los métodos perfeccionados de perforación disminuirán las probabilidades de una falla catastrófica o de una explosión, que puede ocurrir cuando se abre una salida al líquido o al vapor bajo presión, diferente de la del pozo, hacia la superficie, a través de la envoltura del reservorio y de las formaciones aledañas. Esta falla produce la pérdida del pozo ya que su restauración y su control es muy difícil debido a las altas temperaturas presentes, a la velocidad de salida del efluente y del rápido ensanchamiento de la grieta de escape.

Se espera además, que la investigación y desarrollo de nuevos métodos de perforación, disminuyan considerablemente el largo período requerido para perforar un pozo (alrededor de 500 h/Km.) con los equipos y métodos tradicionales.

Actualmente, un grupo de científicos y expertos en la materia de perforación de pozos geotérmicos están investigando una variedad de métodos y en su implementación con lo cual se logrará una reducción considerable en el costo de cada pozo geotérmico.

Uno de estos métodos desarrolla un sistema de penetradores o "subterrenes" que funden las rocas. La roca y la tierra se funden a temperaturas relativamente altas, así la temperatura de fusión de las rocas ígneas es de alrededor de 1230 °C, valor muy cercano a la temperatura de fusión del acero (1230-1530 °C), por lo cual estos penetradores fundentes deberán usar metales refractarios como el molibdeno y el tungsteno, dándose dos posibles equipos:

a) Un equipo que fundirá las rocas a su paso y apartará los materiales plásticos hacia las paredes del orificio resultante, los cuales al solidificarse formarán un forro vídrioso. Las ventajas de este sistema de perforación, son que se elimina la necesidad de remover a la superficie los escombros del orificio y posiblemente el forro creado dará una mayor estabilidad estructural al pozo.

b) Un equipo que sacará a la superficie los materiales fundidos por medio de una perforación central de expulsión introducida en el penetrador. Esto se puede realizar debido al rápido enfriamiento de las rocas, las cuales se fragmentarán al condensarse y los pedazos podrán ser subidos a través de un tallo central. Una variación de este diseño permitirá expulsar y recuperar núcleos, que podrán ser analizados para determinar las características de los suelos adyacentes a los pozos.

Los prototipos de los penetradores antes mencionados fueron desarrollados, utilizando elementos calentados eléctricamente, pero se puede utilizar otros métodos de calentamiento; actualmente este programa ha sido descontinuado.

Se ha estudiado también otros métodos de fusión y vaporización los cuales emplean haces de electrones, plasmas y agotamiento rocoso. Uno de los métodos que tiene una gran aplicación es el perforador de chorro

cortante, que quema combustible y oxígeno, para producir una llama que alcanza temperaturas de hasta 2370 °C.

Otros métodos nuevos de perforación son aquellos que mueven las rocas por medio de fuerzas mecánicas inducidas. Estos equipos incluyen turbinas, explosivos, implosiones, ultrasonido, impactos de budoque, descargas eléctricas, taladros renovables sin necesidad de sacarlos del pozo y un perforador principal, otro de tierra y erosión. La desventaja de todos estos métodos es su difícil aplicación en las profundidades de las perforaciones de los pozos.

Posiblemente los tres modelos más nuevos de equipos de perforación serán los que mejor comercialización tendrán en los próximos 10 o 20 años.

Estos modelos son:

- Motores subterráneos de perforación a base de barro, los cuales giran los taladros que han sido fabricados para trabajar a altas velocidades.
- Técnicas de perforación utilizando un sistema de chorros rotativos que trabaja con agua a altas presiones, y,
- Un sistema de aumento de vibración y pistón que hace girar a un taladro mecánico.

En general se requiere de un gran esfuerzo para desarrollar nuevos métodos de perforación, pero se debería comenzar por un estudio más determinado de la mecánica y energética básica de las rocas en sí. Además es necesario mayor conocimiento de las características de las rocas, las cuales varían con la profundidad, pudiéndose, para el efecto, realizar más estudios geofísicos del campo. Un buen complemento a estos esfuerzos de

desarrollo puede ser la implementación de mejores modelos de rocas, eliminar las discordancias entre las teorías microscópicas y macroscópicas de fracturas, de porosidad y ductilidad. Otra gran ayuda puede ser la instalación de un laboratorio geofísico de alta presión que permita trabajar con modelos que simulen a lo existente en el área de interés.

Todas las nuevas técnicas de perforación deben ser consideradas y deberán ser investigadas y desarrolladas aquellas que permitan una reducción significativa a los costos de perforación de pozos geotérmicos.

2.1.4.- Encementación y revocado:

El proceso de encementado y de revocado de un pozo geotérmico es necesario para su adecuada preparación al uso. Este proceso se realiza durante y después de la perforación. Los principales problemas que existen para la realización de este proceso son las temperaturas elevadas de los pozos y la naturaleza corrosiva de los fluidos endógenos.

El revocado de los pozos geotérmicos se ve sometido a presiones térmicas considerables, de tracción y compresión, del orden de 25 Kg/cm^2 que comprometen seriamente su resistencia.

Debido a las altas temperaturas a las cuales está sometido el pozo, no es conveniente usar para su revocado el cemento común pues este se torna permeable y permite el paso de agua fría al interior del pozo. Por esta razón se investiga las propiedades de un cemento polímero de altas temperaturas, con aplicaciones geotérmicas.

El recubrimiento de estos pozos debe ser uniforme y continuo desde el

fondo hasta el nivel del suelo, ya que al ser una sola unidad resistirá de mejor manera las presiones térmicas y su adherencia será mejor. Hasta 150°C , el cemento Portland es adecuado, pero sobre ese valor de temperatura es completamente inutilizable. Además, con el tiempo aumenta la permeabilidad del cemento por lo cual es necesario protegerlo con polvo de sílice y debido al alto contenido de ácido de los fluidos (H_2S , H_2SO_3 ,....), el cemento está sometido a efectos de corrosión por lo que debe usarse un concreto que soporte altas temperaturas, a los efectos del ácido y que tenga una alta adhesión con las paredes rocosas de los pozos.

No es posible generalizar sobre las dimensiones y la construcción del revocado de los pozos geotérmicos ya que en algunos casos es posible emplear un solo diámetro de revocado para toda la profundidad del pozo, pero los más comunes son los pozos a etapas que provocan un índice mayor de flujo de masa debido a que permiten una limitación de flujo provocada por choques con las paredes. El revocado de estos últimos pozos es más sencillo. El espesor del revocado de un pozo geotérmico depende de la profundidad y de la estabilidad mecánica de las formaciones del reservorio y de la ubicación del influjo del fluido.

El principal problema que se presenta actualmente es que no existe un tipo de cemento que sea lo suficientemente resistente. Para solucionar este inconveniente se requiere inventar un cemento que soporte altas temperaturas, que tenga una viscosidad controlada y que tenga una vida útil larga.

2.1.5.- Características de las pozos:

2.1.5.1.- Estimulación de los pozos:

Una vez que el pozo ha sido

perforado y encementado, ciertas mediciones deben ser tomadas, para controlar su descarga espontánea, al principio cargada de residuos de la perforación, como los fragmentos de rocas y otros detritos. Sin embargo, en ciertos casos, los pozos no se descargan espontáneamente y requieren de una estimulación. Los principales métodos utilizados son los siguientes:

a) Escobín: Se realiza con un pistón de diámetro un poco menor al del taladro usado en el pozo. Se introduce de 200 a 300 metros por debajo del nivel de agua, y como contiene en su interior una válvula de un sentido, permiten el paso del fluido al ser bajado. Al subir el pistón, el líquido contenido en él sale del pozo. Luego de realizar este proceso varias veces, se ha extraído suficiente líquido como para reducir la presión hidrostática de forma que el pozo empieza a producir espontáneamente.

b) Nitrógeno Líquido: La eliminación del líquido del tope de la columna puede realizarse inyectando nitrógeno líquido cerca del fondo de la columna líquida que se desea sacar.

c) Aire comprimido: Se emplea del mismo modo que el nitrógeno líquido y es preferible incluso que el método del escobín. Se presuriza con aire el espacio entre el taladro y las paredes del pozo y la columna líquida es expelida por dentro del taladro.

d) Agentes espumosos: Son empleados para apresurar la acción de pozos que en caso contrario operarían luego de un cierto lapso de tiempo. Estos agentes ayudan a la salida, por emulsión, de la columna de agua existente dentro del pozo.

e) Descompresión: Este método sirve para dar el impulso final a un pozo que se encuentra cercano al punto de producir. Consiste esencialmente en el uso de un inductor a un nivel cercano al de saturación del agua del pozo; este

inductor contiene gas disuelto que provoca una reducción repentina de presión sobre la superficie del agua. La idea es provocar un golpe de agua que luego continúa hasta que el pozo empieza a producir.

Antes de que un pozo entre a producir toda su capacidad, es necesario realizar ciertas operaciones que envuelven ciertos riesgos, como por ejemplo comprobar si el índice de flujo de masa es el correcto, caso contrario se deberá aumentar la profundidad del pozo. En general se necesita de 5 pasos importantes antes de que un pozo produzca y son:

- 1) El período de observación
- 2) El período de estimulación
- 3) El período de calentamiento
- 4) El período de desarrollo y
- 5) Una evaluación de la capacidad de energía

2.1.5.2.- Análisis de las características de los pozos:

2.1.5.2.1.- *Mediciones geofísicas:*

a) *Temperatura:* Es una de las propiedades más significativas de los pozos geotérmicos. Existen varios métodos de medición, como el uso de termocuplas y termómetros convencionales. Se usan también métodos eléctricos, en especial el termistor, que es un elemento resistivo, cuyo coeficiente de resistividad es de temperatura negativa alta. Se usa con un puente de Wheatstone y es necesario calibrarlo con frecuencia. Existe también el "geotermómetro" que es un alambre de platino usado como sensor

y funciona sin problemas hasta temperaturas de 213°C y presiones de 3820 Kg/cm^2 . Existen también métodos químicos para medir la temperatura y el más usado es aquel que mide la concentración de SiO_2 en el agua, ya que las partes por millón (p.p.m.) de sílice en el agua termal tienen estrecha relación con la temperatura.

b) *Presión:* La presión es medida más fácilmente que la temperatura y puede hacerse por iguales métodos que los usados en campos petroleros o por métodos aproximados de cálculo.

Uno de estos métodos consiste en sondear la profundidad de un pozo que aún no está en producción y evaluar la presión hidrostática y corregirla con las variaciones de densidad debido a la temperatura. (Ver figura 2-2-4).

c) *Propagación de ondas elásticas:* Determina la porosidad de las rocas, su permeabilidad y las formaciones de agua. La medición se hace de la siguiente manera: el aparato de medida, que consiste en un transmisor y varios receptores, se coloca a 4 m. de altura y se transmite una serie de ondas acústicas a las paredes del pozo. Se mide la velocidad acústica y la atenuación de la señal, con lo cual se puede determinar los grados de permeabilidad. Esto es posible debido a que las ondas acústicas, al encontrar diferentes densidades, son transmitidas, reflejadas y refractadas en diferentes direcciones y con diferentes velocidades y los tiempos medidos dan información sobre la naturaleza de las estructuras rocosas, y una vez terminado el pozo, sobre la adhesión del cemento con las paredes del mismo.

Se ha demostrado que la porosidad α y la velocidad V se relacionan por la fórmula conocida como "promedio de tiempo":

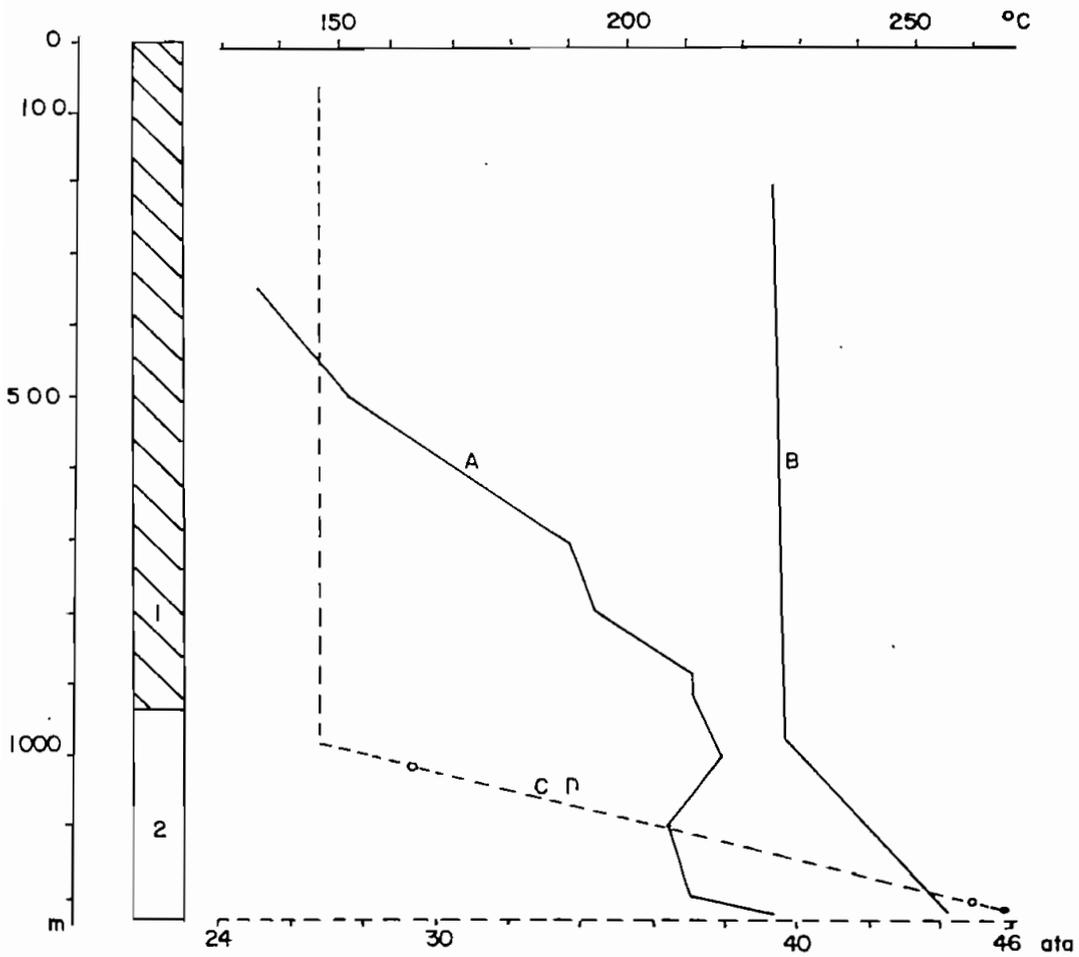


FIG. 2-2-4

Medición de temperatura y presión en un pozo

- 1: Capa impermeable
- 2: Reservorio
- A: Temperatura del agua horas antes de la producción del pozo
- B: Temperatura del agua con pozo cerrado después de la producción
- C: Presión con pozo cerrado

$$\frac{1}{V_F} = \frac{\alpha}{V_L} + \frac{1-\alpha}{V_M}$$

donde F, L y M se refieren respectivamente a las formaciones, al líquido y al molde rocoso. El líquido puede ser agua o gas y V_L se establece en pruebas de laboratorio para varias presiones. Si se mide V_F , la porosidad α se obtiene de gráficos similares al de la figura 2-2-5.

d) *Resistividad eléctrica:* está directamente relacionada con la porosidad y la permeabilidad y es una de las mediciones más usadas y valiosas. Los métodos más comunes de medición son los siguientes:

- *Convencional:*

Se obtiene midiendo la diferencia de potencial entre dos electrodos, debido a la corriente que fluye en otro dos electrodos. El equipo consiste de 4 electrodos, de los cuales uno se encuentra en la superficie. De la figura 2-2-6, si la corriente emitida por el punto A es I, y si A se encuentra rodeada de un medio homogéneo de resistividad ρ (Ωm), las superficies equipotenciales serán esferas concéntricas con el electrodo. El voltaje de estas esferas a una distancia r de A es:

$$V = I\rho / 4\pi r$$

Entonces el potencial de los puntos M y N, debido a la corriente I que circula por A y B será:

$$V_m = I \left(\frac{1}{4\pi AM} - \frac{1}{4\pi BM} \right) = \frac{I\rho}{4\pi} \left(\frac{BM - AM}{AM \times BM} \right)$$

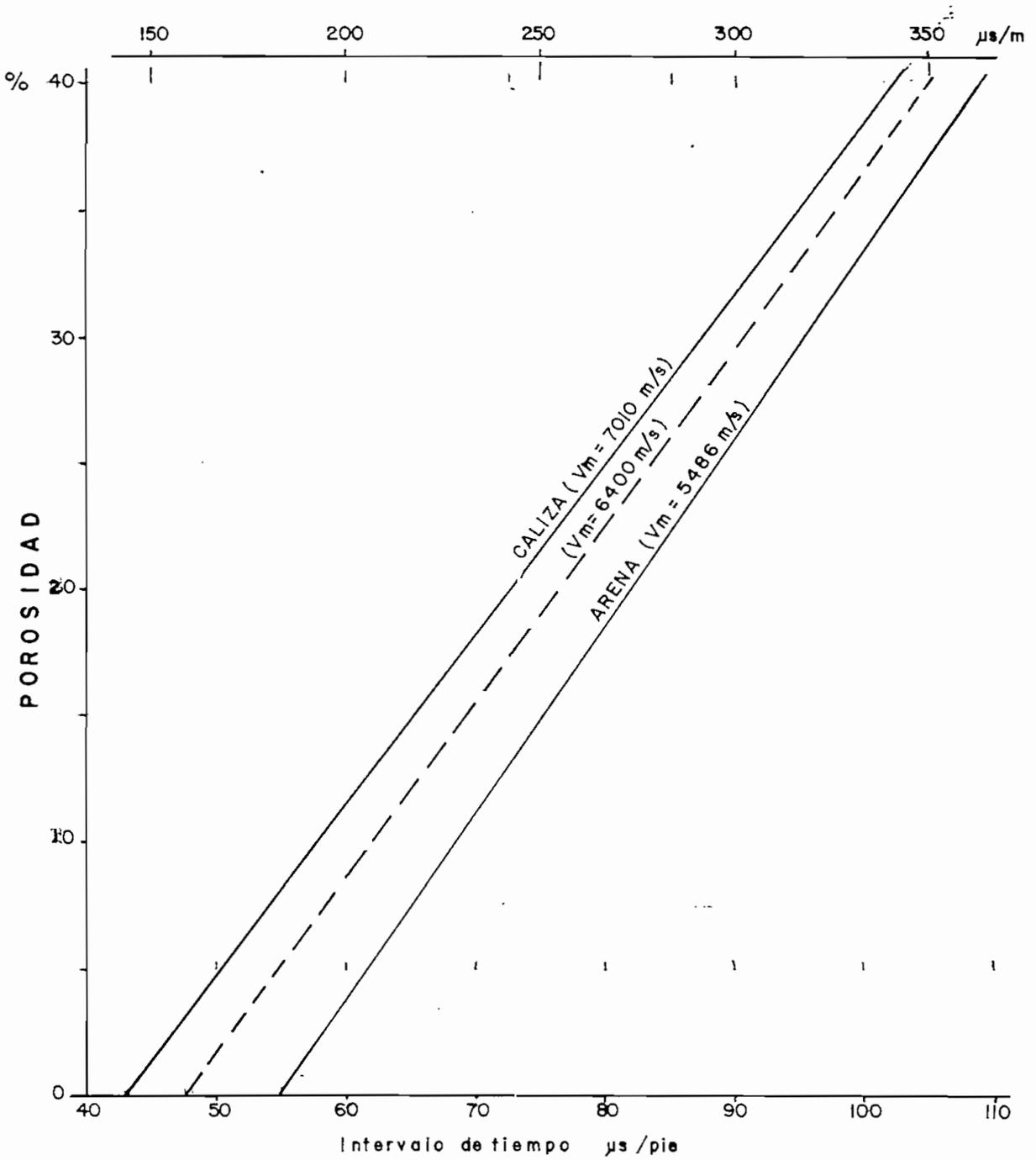


FIG. 2-2-5

Relacion entre la porosidad y la velocidad acustica

$$V_n = \frac{I\rho}{4\pi} \left(\frac{BN - AN}{BN \times AN} \right) \text{ y}$$

$$V_m - V_n = \frac{I\rho}{4\pi} \left[\frac{1}{AM} - \frac{1}{BM} - \frac{1}{AN} + \frac{1}{BN} \right]$$

Si AM y AN son mucho menores que AB entonces $1/BM$ y $1/BN$ tienden a cero, por lo cual:

$$V_m - V_n = \frac{I\rho}{4\pi} \left(\frac{AN - AM}{AN \times AM} \right)$$

Si la distancia MN es mucho menor que la distancia AM y si B está en la superficie, este arreglo es conocido como el equipo "lateral".

- Este método no sirve en caso de que la formación no sea homogénea, razón por la cual se inventó el "registrador lateral" y el "registrador inductivo".

- El registrador lateral:

Es un método de medición de resistencia en el cual la corriente circula radialmente a través de las formaciones, como una lámina de espesor específico, lo cual se consigue por medio de un arreglo de electrodos y un sistema automático de control. El registrador lateral " 7 " usa siete electrodos y el registrador lateral " 3 " utiliza uno central y dos dispuestos simétricamente. Con este equipo se determina las diferentes capas y sus dimensiones y se obtiene un valor muy aproximado de la

resistencia de los lechos finos, sobre todo en formaciones con barro de alta salinidad.

- El registrador inductivo:

Sus principios de funcionamiento se describen en la figura 2-2-7.

Se entrega corriente alterna de amplitud y frecuencia constantes al espiral de transmisión. Esto induce un campo magnético alterno en la roca que rodea al instrumento y se forma un anillo toroidal, por el cual se induce una corriente cuyo valor es proporcional a la conductividad de la formación.

- El Registrador Micro:

Es un grabador de resistividad de 3 electrodos montados verticalmente en línea, a 2.54 cm, en un cojinete de caucho. Sirve para medir la resistencia de materiales de poco volumen que se encuentran en las paredes de los pozos.

- El Registrador Micro Lateral:

Tiene un electrodo central pequeño y tres electrodos circulares concéntricos. Se usa en estratos de baja porosidad en los cuales la resistencia es alta comparada con la del barro endurecido. Sirve para medir resistencias de formaciones poco resistivas.

e) *Registrador de Radio-actividad:* Utiliza radiaciones nucleares inducidas para obtener información acerca de las formaciones taladradas. Se usa rayos gamma, curvas de neutrón y el medidor de densidades.

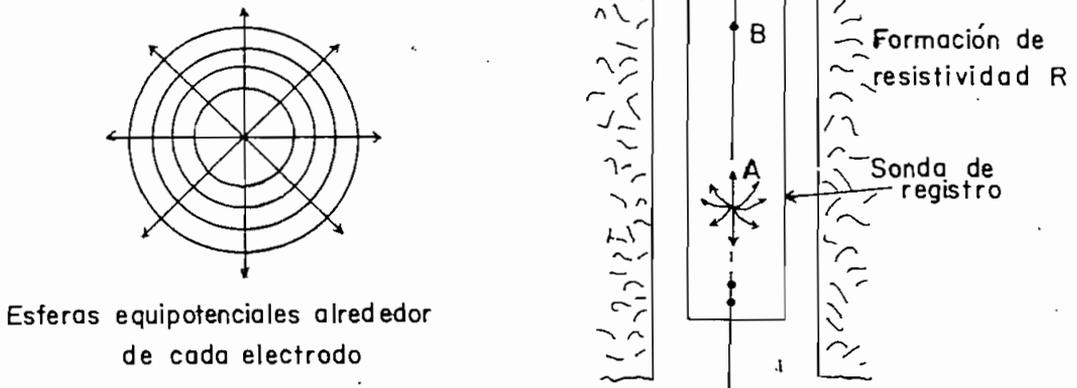


FIG. 2-2-6 Principio de medición de resistividad

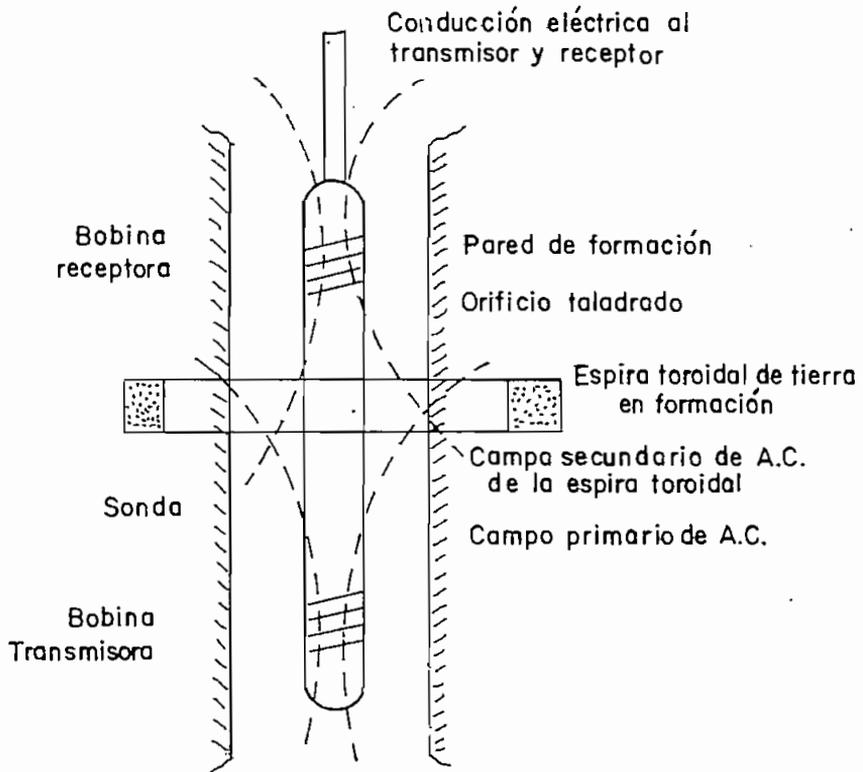


FIG. 2-2-7 Principio del registrador inductivo

Generalmente, todas las rocas contienen, en poca cantidad, materiales radio-activos como uranio y potasio.

El equipo de rayos gamma es un detector que capta radiaciones cercanas al nivel original y de bajo nivel, creadas por las pérdidas por dispersión en el material. Si I_0 es la intensidad original de rayos gamma, e I es la intensidad recibida luego de viajar una distancia l , se tiene que:

$$\frac{I}{I_0} = e^{-\mu l}$$

donde μ es el coeficiente de absorción de rayos gamma del material. Este coeficiente es proporcional a la densidad ρ . I_0 varía de 1 MeV a 1.5 MeV y μ/ρ es aproximadamente igual a 0.66 en el potasio, para una energía incidente de 1.3 MeV.

Este estudio es muy útil para la determinación de la densidad de las rocas subterráneas y su porosidad.

f) *El Registrador "Caliper"*: Sirve para medir el diámetro del pozo taladrado. Consiste en cuatro brazos dispuestos a 90° entre sí, que son introducidos al fondo del pozo y luego sacados a razón de 30m./min. Tiene un resorte que mantiene estos brazos pegados a las paredes del pozo y dibuja automáticamente las desviaciones respecto a un diámetro standard, en función de la profundidad.

g) *El Hilador*: Es una jaula de metal que contiene unas hojas impulsoras de plástico, cuya velocidad de rotación puede ser registrada. Es introducido en el pozo, y en el caso de existir algún flujo de líquido, el dispositivo rota. Es posible, con este equipo, monitorear los movimientos de

agua a cualquier profundidad.

2.1.5.2.2.- Mediciones Geológicas:

a) *Secuencia de formaciones geológicas:* Durante la perforación se atraviesa varias capas geológicas y fragmentos de éstas son sacadas a la superficie por el barro o el aire comprimido. Estos fragmentos son lavados y examinados geológicamente.

El registrador acústico mide la velocidad de las ondas de compresión, las cuales son función de la elasticidad y densidad de las rocas. Estas propiedades varían para las diferentes capas pero son constantes para una misma litología. Estas mediciones sirven para realizar correlaciones geológicas.

b) *Estructuras de formaciones geológicas:* Por medio de registros sísmicos, se puede conocer la estructura de las rocas, en cuanto a su textura, uniones, rajaduras (grietas) y lechos, con lo cual se puede obtener información acerca de las edades geológicas de estas formaciones.

(Ver figura 2-2-6)

2.2.- SISTEMA DE RECOLECCION DE VAPOR:

El vapor que sale de los pozos es transportado hasta las turbinas por medio de cañerías de acero soldado, de 6 a 7 mm de espesor y de diámetros standard de 250, 350, 450, 650 y 850 mm.

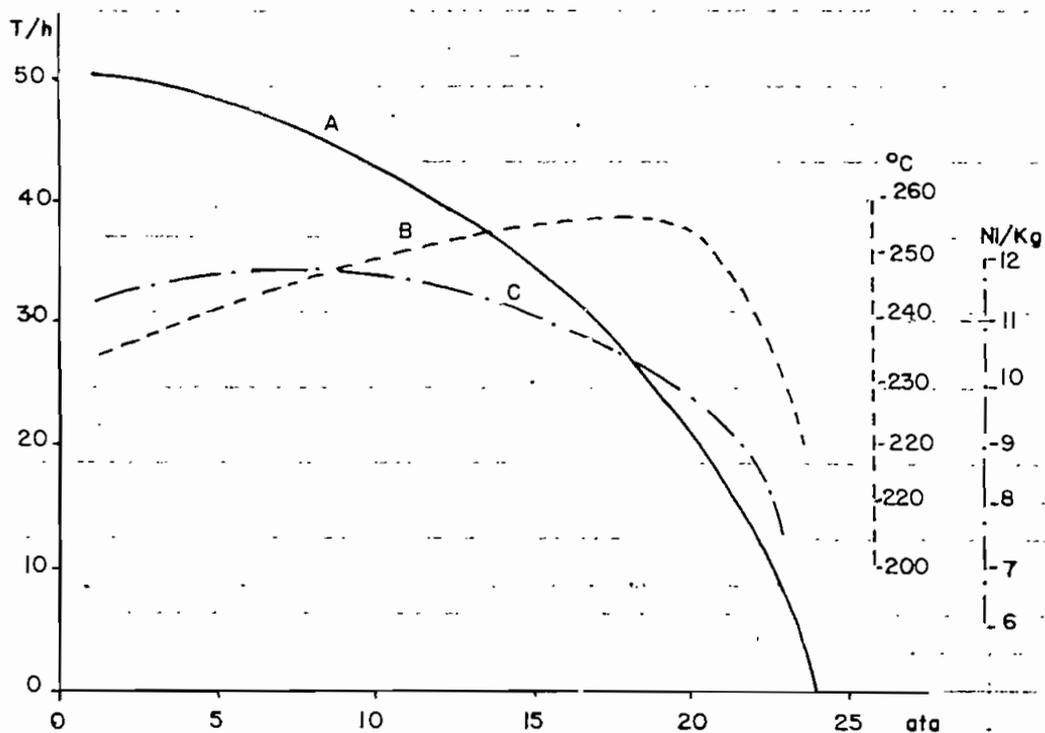


FIG. 2-2-8 Características del fluido

- A: Temperatura y
- B: Relación gas-vapor
- C: como función de la presión

Para determinar el diámetro de la tubería y el espesor del aislamiento es necesario realizar un estudio sobre las curvas características de producción de cada pozo y sobre la presión y las pérdidas de calor durante la transmisión del vapor y de la operación de la planta.

Es necesario además compensar la dilatación de la tubería, que se encuentra sometida a temperaturas de hasta 260 °C, por medio del uso de estructuras tubulares y elásticas dispuestas en zig-zag, las cuales son fácilmente adaptables al terreno.

El diámetro de la tubería a utilizarse tiene una relación directa con la presión del pozo, con la velocidad de salida del fluido y con las reservas del reservorio. Estas cañerías están protegidas con un material aislante, como fibras de asbesto, de espesor variable entre 60 y 80 mm. Finalmente están recubiertas de una lámina de aluminio o de un enlucido con pintura bituminosa que protege al aislamiento de las inclemencias del clima.

En la mayoría de los sistemas de recolección y transporte de vapor el calor es transferido durante la circulación del fluido y por inducción termal a través de las rocas sólidas. Esta circulación implica una alta permeabilidad y la mayoría de los sistemas contienen dentro de sus fallas y fracturas agua líquida como fluido predominante. Estos sistemas se conocen como "agua-dominantes". Los pozos perforados en este tipo de sistemas producen una mezcla de agua/vapor que normalmente gana de un 10% a un 30% de humedad.

Existen otros sistemas, en los cuales los pozos producen vapor saturado o sobrecalentado y son conocidos como "vapor-dominantes".

Los sistemas agua-dominantes tienen un rango muy alto de temperatura, que varía desde valores un poco superiores a la temperatura ambiental hasta

cerca de 360 °C. También su salinidad varía de valores muy pequeños hasta valores de extrema salinidad. La energía almacenada depende fuertemente de la temperatura y muy poco de la salinidad y puede ser calculada como una relación de la masa, del calor específico volumétrico y de los intervalos de temperatura sobre los 15 °C.

Los sistemas vapor-dominantes difieren en sus características de producción de los sistemas agua-dominantes por razones aún no claramente establecidas. La producción de vapor de un reservorio es el resultado de una pérdida de presión que provoca la ebullición en los poros, siendo remplazada por las rocas del reservorio la entalpía del vapor resultante. Se cree que probablemente el 85 % o más de la energía total almacenada en los sistemas vapor-dominantes reside en las rocas del reservorio. De todas formas, para calcular el verdadero potencial de energía almacenada es necesario implementar un modelo realista del reservorio.

3.- CENTRAL GEOTERMICA:

Para realizar el prediseño de una Central Geotérmica, se debe prestar especial atención a las principales obras y equipos que componen esta central, así como a las condiciones físicas del sitio de emplazamiento de la misma.

Las principales consideraciones sobre la topografía del terreno tienen una estrecha relación con los costos tanto de inversión como de operación y mantenimiento pues el emplazamiento de la casa de máquinas depende de muchos factores y está sujeto a varios condicionantes, como los siguientes:

- Es necesario que se encuentre lo más cerca posible de los pozos productores, para evitar grandes pérdidas de presión en las tuberías. Además esta distancia debe ser máximo de 2 Km para que el transporte del vapor endógeno sea económico.
- Es preferible que se encuentre en una declinación, lo que permite una ganancia de presión en las tuberías.
- La planta debe ser construída sobre una base sólida, alejada de fallas geológicas y de zonas con potencial de deslizamientos.
- Se debe considerar además los siguientes factores:
 - Geología y fundaciones del área escogida
 - Topografía y declives
 - Vegetación
 - Vías de acceso sin grandes pendientes
 - Posibilidad de una futura expansión

- Área de desbroce para la línea de transmisión

Es conveniente, además, que todas las instalaciones de la planta estén localizadas de tal forma que se obtenga el mayor provecho de la topografía del lugar. ^

Por otro lado, el emplazamiento de la torre de enfriamiento está influenciado por la topografía local, pues esta debe ser erguida siempre en el flanco de una colina o en la parte alta de un monte o loma, para mejorar su rendimiento y con una orientación tal que aproveche al máximo los vientos del lugar. Además, el vapor endógeno no deberá ser dispersado ni en dirección de la casa de máquinas ni en la de la línea de transmisión, debido a los daños que pueden provocar los elementos altamente corrosivos que se encuentran mezclados con el vapor. *

El escogimiento de los equipos que se usarán para diseñar la central depende de las características que mejor se adapten a las condiciones topográficas y de operación, así, en el capítulo I parte B, literal 1.2, que trata del estudio de costos de una central geotérmica, se hace todo el cálculo para una central del tipo de turbina de condensación por ser la más adecuada para centrales de alta capacidad de generación y además porque es un 32 % más económica que una planta con turbina de contrapresión, dándose esta diferencia sobretodo en los costos de los pozos, del grupo turbina-generador y del sistema de transporte de vapor. Además la turbina más conveniente para la planta de Tufiño será la de admisión directa de vapor del tipo de condensación debido a que son las únicas turbinas que tienen un alto rango de potencia, que varía desde 15 MW hasta 110 MW.

La potencia nominal de la planta, que asciende a 75 MW, puede ser satisfecha por medio de una o varias unidades turbina-generador y que son:

- 1 grupo de 75 MW
- 2 grupos de 37.5 MW
- 3 grupos de 25 MW

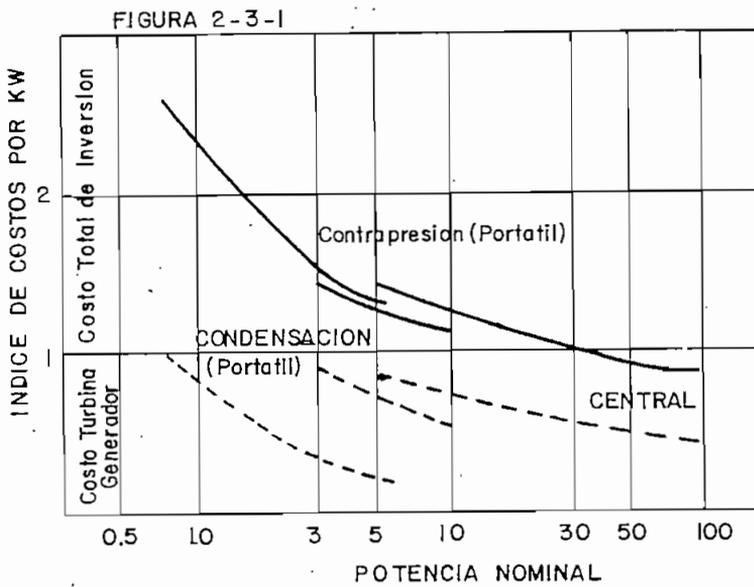
El primer caso, de un solo grupo de 75 MW, presenta grandes desventajas, pues una máquina de tal potencia, por la masa de vapor requerida necesita de tuberías de vapor, para satisfacer la presión necesaria para su normal funcionamiento. Como se ha mencionado anteriormente, el sistema de transporte de vapor representa alrededor del 15 % de la inversión inicial, por lo cual, al tener dos tuberías, los costos se incrementarían considerablemente.

Por otra parte, presenta un grave problema de confiabilidad y de tiempo de no operación, que es el mantenimiento, preventivo y las salidas de servicio no programadas (fallas), pues al ser uno solo el grupo generador, toda la planta estará completamente paralizada y las pérdidas por no venta de energía pueden ser altas. Otra desventaja es que debido a las dos tuberías de vapor y a su tamaño, este grupo es muy susceptible a la cavitación, corrosión y erosión provocadas por las partículas sólidas, por los cloruros y demás compuestos de cloro que pueden existir dentro del vapor. Esto repercute dentro de los costos del mantenimiento y en las pérdidas por energía no vendida.

Los casos segundo y tercero tienen menores problemas que el anterior ya que las pérdidas por energía no vendida debido al mantenimiento necesario son menores pues mientras se está trabajando en uno de los grupos, el otro o los otros pueden estar generando normalmente. Además, al tener más de un grupo generador es posible sectorizar a los pozos productores y hacer conexiones completamente independientes para cada grupo, con lo cual se logra una mayor confiabilidad y una mayor cobertura en el mantenimiento, pues este puede extenderse también a tuberías de transporte de vapor e

incluso hasta a los mismos pozos.

En la figura 2-3-1 se representa el índice de costos por KW en función de la potencia de salida en MW y se puede apreciar que el índice de costos por KW para una máquina de 25 MW es alrededor de 0.57 mientras que para una máquina de 37.5 MW este índice es de alrededor de 0.52, por lo tanto, la mejor alternativa es la de utilizar dos grupos generadores de 37.5 MW cada uno, ya que es más económico que el uso de tres grupos de 25 MW.



En cuanto al condensador, el más conveniente es el de contacto directo del tipo barométrico, pues es el que menores costos de construcción tiene debido a su simplicidad y a sus menores dimensiones. Tiene además una alta eficiencia termodinámica y es muy resistente a los efectos de corrosión, que es uno de los mayores problemas de las plantas geotérmicas.

La torre de enfriamiento será de ventilación forzada. Esta selección se debe a que este tipo de torre de ventilación tiene un mayor rango de enfriamiento, necesita de un menor espacio pues el enfriamiento se provoca por ventiladores y no por acción del viento; no depende de las condiciones topográficas del lugar por lo cual no necesariamente debe estar en una

elevación, es relativamente barata debido a que requiere de un menor espacio y a que su estructura es de fácil montaje y finalmente se puede controlar con mayor facilidad la temperatura del agua, controlando la velocidad de los ventiladores.

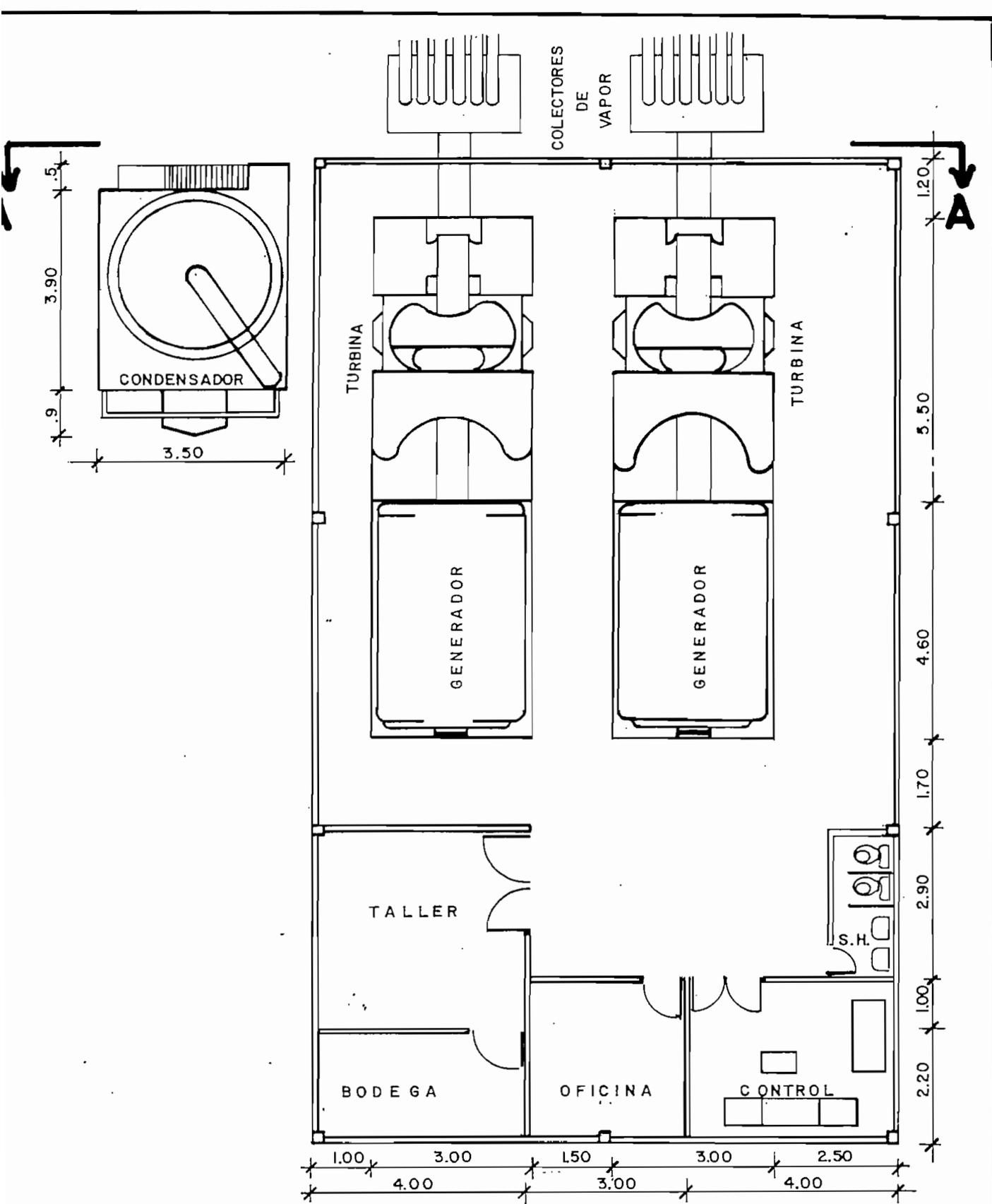
El prediseño de una Central Geotérmica puede ser dividido en cuatro grandes grupos o frentes de trabajo que son: las obras civiles, el equipo mecánico, el equipo eléctrico y el sistema de control y de protecciones. El detalle de cada uno de estos grupos se presenta a continuación:

*3.1.- OBRAS CIVILES: *

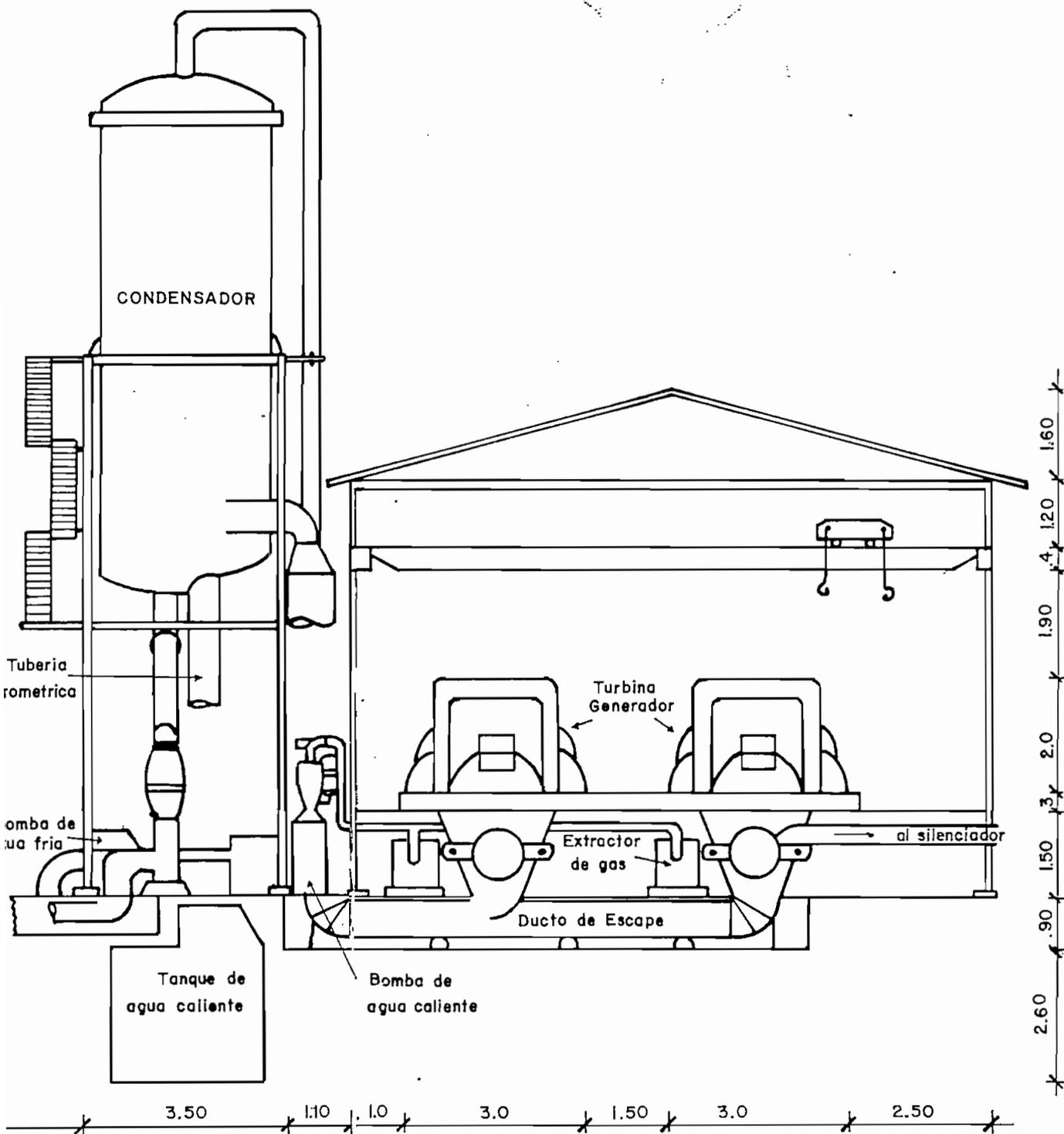
Las principales obras civiles para la central son la construcción de la casa de máquinas, la estructura para la torre de enfriamiento, las bases o soportes de la tubería de vapor y el patio de la subestación.

3.1.1.- Casa de Máquinas:

La casa de máquinas comprende la sala de máquinas con la respectiva fundación para los grupos, el área para los sistemas auxiliares, la sala de control, la bodega, un taller, una oficina y un área para servicios sanitarios. La estructura de la casa de máquinas será metálica, con la cubierta prefabricada y las paredes exteriores de planchas metálicas corrugadas, remachadas a la estructura metálica. Las divisiones interiores serán de bloque, salvo las de la oficina y de la sala de control que serán de ladrillo, para obtener un mayor aislamiento del ruido producido por las turbinas. La implantación de la casa de máquinas se presenta en el plano # 1.



LA: 1:100	ESCUELA POLITECNICA NACIONAL	DISEÑADO POR: L. H.	
CASA DE MAQUINAS		DIBUJADO POR: L.H.	
		APROBADO POR:	
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA		FEB./87	PLANO I



ESCALA: 1:100

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

DISEÑADO POR: L. H.

CORTE A-A

DIBUJADO POR: L. H.

APROBADO POR:

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

FEB./87

PLANO 2

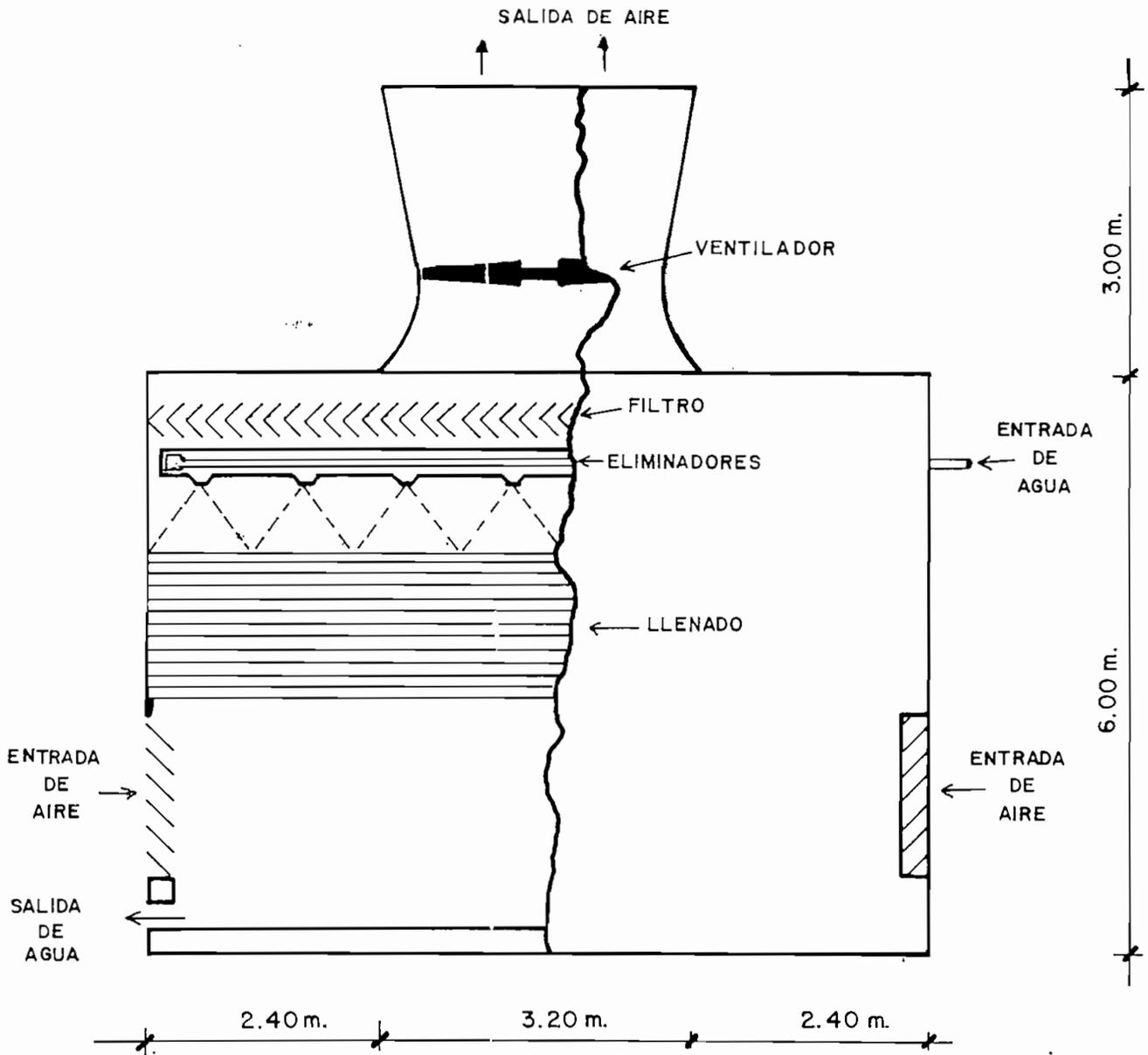
La fundación que soportará a los grupos turbina-generador debe ser calculada en función de las características de los grupos y estas son:

Equipo	Longitud (mm)	Ancho (mm)	Peso (toneladas)
Turbina	6700	2500	6
Generador	6500	2200	22

La base de esta fundación deberá ser mínimo de 16x3 m, para cada grupo y deberá soportar un peso total de 30 toneladas. En el plano #2 se puede apreciar este pedestal.

3.1.2.- Torre de enfriamiento:

Las torres de enfriamiento pueden ser de ventilación natural o forzada y de contraflujo o de flujo de corriente transversal. Las principales diferencias se encuentran en el cuadro 2-3-1. La mejor alternativa es la torre de enfriamiento de ventilación forzada pues permite un amplio rango de enfriamiento y un mejor y más fácil control de la temperatura del agua, por medio de una adecuada operación de los ventiladores, variando su velocidad. Estará formada por tres cuerpos, lo que permite una mejor racionalización y un mayor aprovechamiento en su uso, lo que facilita el mantenimiento preventivo y/o forzado y, al trabajar la planta con un factor de utilización bajo, no se requiere del uso de todos los cuerpos para el enfriamiento del agua. Además es relativamente barata pues puede ser construída de hormigón armado o de estructuras metálicas o de madera y todo el equipo inferior está soportado por la misma estructura. Su detalle se encuentra en el plano # 3.



A: 1:50	ESCUELA POLITECNICA NACIONAL	DISEÑADO POR: L. H.	
TORRE DE ENFRIAMIENTO		DIBUJADO POR: L. H.	
		APROBADO POR:	
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA		FEB./87	PLANO 3

CUADRO 2-3-1

		VENTILACION NATURAL	VENTILACION FORZADA
1	Desempeño	El flujo de aire en la torre se determina por la diferencia de la gravedad específica entre el aire interno y externo. Tanto el bulbo de temperatura seco como húmedo afectan en el desempeño de la torre	El desempeño de la torre está determinado solamente por el bulbo húmedo de temperatura y no es muy afectado por la humedad
		El tipo de ventilación natural tiene una mejor función en invierno, y el de tipo forzado en verano, aunque las condiciones de diseño estén satisfechas para los dos tipos como se ve en la figura	<p>temperatura del agua fría</p> <p>baja humedad ventilación natural</p> <p>alta humedad ventilación forzada punto de diseño</p> <p>temperatura del bulbo húmedo</p>
		La pérdida de presión en la torre es de 5mm de agua, que es muy pequeña comparada con la de tipo forzada, y la velocidad del aire en la torre es de 1 m/s	La pérdida total de presión en la torre es de alrededor de 15 a 20 mm de agua. La velocidad del aire en la torre es de 3 a 5 m/s.
		Se requiere de muchos elementos	Baja aproximación y alto rango de enfria-
		Amplia aproximación y bajo rango de enfria-	

		miento	miento
2	Patio	<p>Se requiere de un gran patio aunque la cantidad de agua a enfriarse sea pequeña</p> <p>La recirculación del escape rara vez ocurre debido a la gran altura de la torre</p>	<p>Se requiere de un pequeño patio cuando las torres están en fila</p> <p>Cuando la torre es muy larga o están en paralelo, la recirculación ocurre, para limitar el largo de las torres y para tener un espacio razonable entre torres</p>
3	Costos de construcción	Relativamente caras y mientras menor es la cantidad de agua a enfriar, más cara es.	Relativamente baratas
4	Costos de operación	No requiere de potencia para la ventilación	Potencia requerida para los ventiladores y costos adicionales de mantenimiento
5	Estructuras	<p>La torre esté construida de un fino casco de planchas de acero o de planchas de concreto, soportadas por el armazón de concreto o de acero reforzados. Todo el equipo en la torre, como el rociador de agua, almacenamiento y eliminador deben ser soportados independientemente para evitar una sobrecarga al casco. Esto se debe a la gran altura de la torre y se debe considerar los siguientes factores:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Cálculo estructural para cascos delgados - Interferencia de viento entre las torres - Presión debido a las condiciones diferentes 	La torre puede ser construida con concreto reforzado o con una estructura de hierro o de madera. Todo el equipo en la torre está sostenido por la estructura de la misma

		entre el interior y el exterior del casco - Tecnología de construcción	
6	Partes móviles	No tiene partes rotativas	Sus partes rotativas son los ventiladores La fabricación debe tener experiencia en la construcción de ventiladores de gran diámetro
7	Operación	Dificultad en controlar la temperatura del agua fría	Control de temperatura fácil; puede hacerse poniendo en marcha o deteniendo los ventiladores o cambiando su velocidad de rotación
8	Reserva de agua	Se puede obtener una gran reserva en el tanque debajo de la torre	
9	Ruido	Ruido del agua que cae	Ruido de la ventilación y del agua que cae
10	Chapoteo de las gotas de agua	Se puede minimizar el chapoteo de agua debido a la baja velocidad de escape de la torre	

3.1.3.- Subestación y soportes de tuberías:

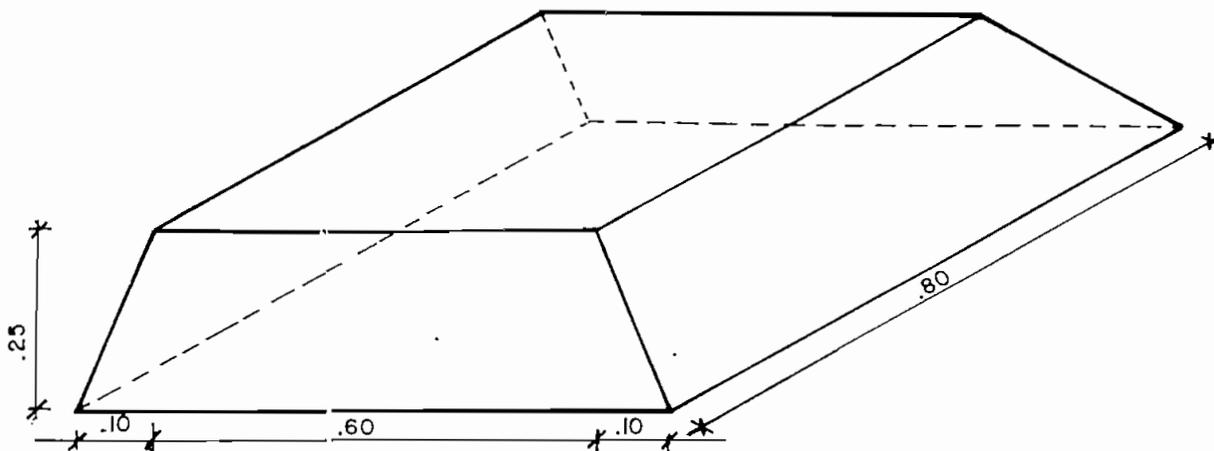
En la subestación, el trabajo civil a realizarse es el movimiento de tierras, para la nivelación del terreno, la excavación para la colocación de la malla de tierra, la colocación de estructuras de acero, para soportar todos los equipos eléctricos y un piso de cemento, sobre el cual se instalarán ciertos equipos. Este piso será un replantillo.

Por otra parte es necesaria la construcción de las bases de hormigón sobre las cuales irán las torres de la línea de transmisión. Estas bases tendrán una forma de tronco de pirámide y su detalle constructivo se presenta en el plano #4.

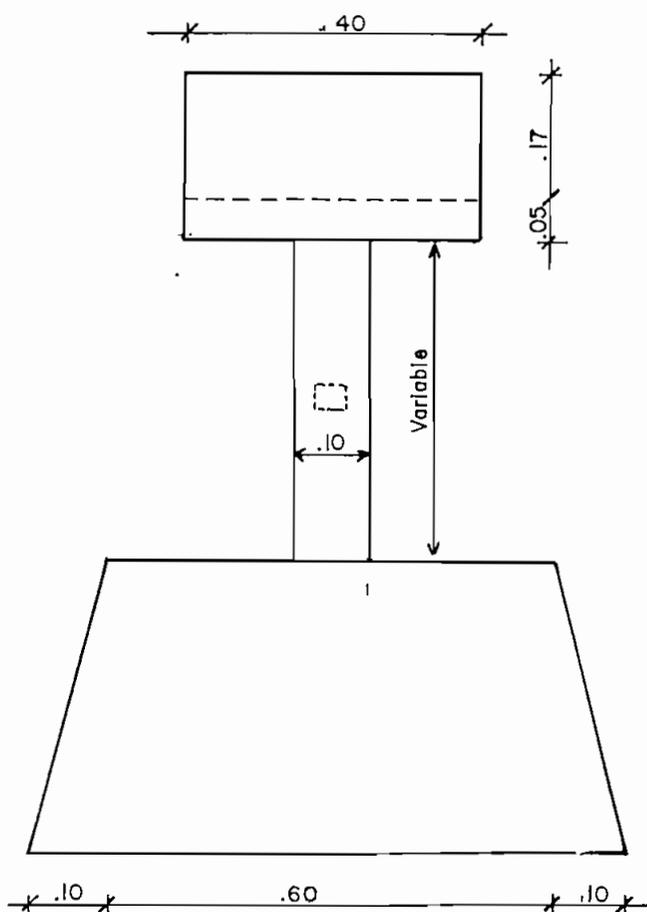
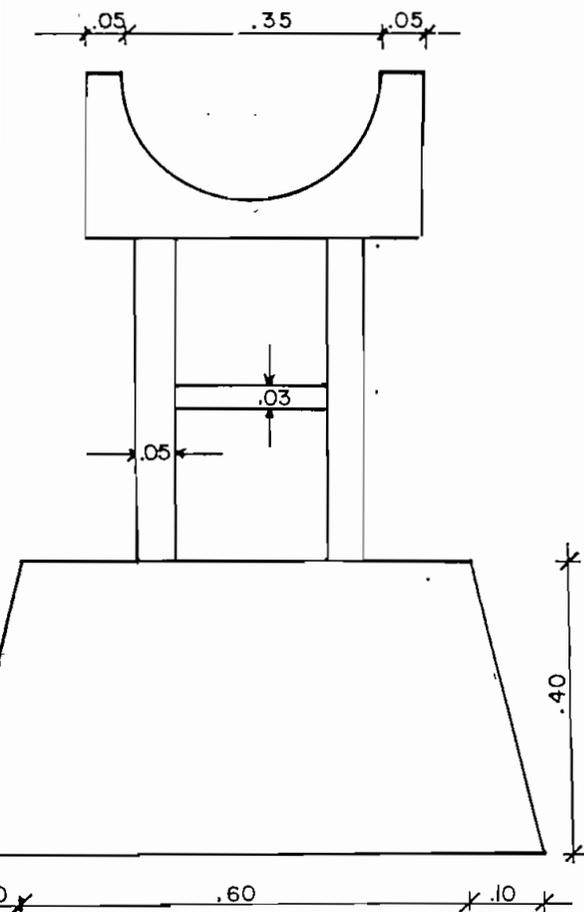
La tubería de transporte de vapor no puede ir al nivel del suelo, por problemas de corrosión de los aislamientos, por lo cual deberá ser montada sobre soportes, que pueden ser metálicos o de hormigón. La base será un tronco de pirámide de hormigón, que irá enterrada, sobre la cual se eruirá la estructura que soportará el peso de la tubería. Todos estos soportes tendrán un mismo patrón de construcción, pero su altura será variable, en función de la topografía del terreno, por el cual pase la tubería. Estos soportes y sus detalles de construcción se presentan en el plano # 4.

3.2.- EQUIPO MECANICO:

El principal equipo mecánico de la central geotérmica es el sistema de transporte de vapor, con los respectivos colectores y válvulas, la turbina, el condensador, los sistemas de enfriamiento de la torre de refrigeración y el puente-grúa de la casa de máquinas.



SOPORTE TORRE DE TRANSMISION



SOPORTE TUBERIA DE VAPOR

ESCALA: 1:10	ESCUELA POLITECNICA NACIONAL	DISEÑADO POR: L. H.	
<h1>SOPORTES</h1>		DIBUJADO POR: L. H.	
		APROBADO POR:	
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA		FEB. /87	PLANO 4

Debido al flujo, a la velocidad y a la presión del vapor, las tuberías serán de acero de 7 mm de espesor, con un diámetro de 350 mm y con un aislamiento de asbesto de 70 mm de espesor. La soldadura de unión de las tuberías debe ser cuidadosamente realizada debido a las altas presiones y temperaturas a las cuales están sometidas. Los colectores de vapor deben ser diseñados para soportar las presiones del vapor que llega de los pozos, al igual que el dimensionamiento de las válvulas de control de flujo de vapor. El material de fabricación de estos colectores y de estas válvulas debe soportar además los efectos corrosivos de los elementos disueltos dentro del vapor.

El intercambiador de calor que enfría el agua dentro de la torre de enfriamiento es un tanque que se llena de agua caliente y tiene rejillas de admisión de aire en todo su contorno. Este aire es el producido, por los ventiladores dispuestos en la parte alta de la torre de enfriamiento.

3.2.1.- Turbinas de vapor geotérmica:

Las turbinas de vapor para aplicaciones geotérmicas pueden operar en dos ciclos diferentes: a) con vapor directo y b) con vapor evaporado de fuentes termales.

En las plantas de vapor directo, las turbinas están directamente conectadas a los pozos de vapor endógeno, sobrecalentado o saturado, sin la intermediación del evaporador, lo cual aumenta considerablemente los problemas de cavitación y corrosión en la turbina. Las temperaturas pueden llegar hasta los 250 °C y la presión óptima de explotación es generalmente igual a un tercio de la presión de corte del pozo.

Las turbinas que operan con vapor obtenido de estados de evaporación de aguas termales tienen problemas al trabajar con vapor húmedo,

generalmente a bajas presiones. Cuando la presión es relativamente alta (10 atm) o excede las 15 atm., se adopta un segundo y hasta un tercer estado de evaporación, utilizando el agua caliente dejada por el primero y el segundo evaporador, para una segunda o tercera evaporación con una admisión relevante en la turbina. Para este tipo de plantas la presión óptima de explotación es alrededor de un quinto de la presión de corte del nozo.

3.2.1.1.- Turbinas de admisión directa de vapor:

Este tipo de turbinas, saturadas o sobrecalentadas, fueron desarrolladas después de analizar los problemas de corrosión y oxidación debido al vapor, en la máquina y no en el evaporador. Este vapor contiene sustancias sólidas en fina suspensión y otros componentes en forma de gas. Cuando el vapor contiene una gran porción de productos químicos corrosivos (cloruros, cloro, etc..) es necesario realizar un lavado del vapor antes de su admisión en la turbina, pero esto crea una gran degradación termodinámica. Este lavado consiste en la inyección de soluciones acuosas con componentes químicos que separan el cloro de las sustancias sólidas o solubles. De todas formas, en la mayoría de los casos de vapor sobrecalentado y en todos los casos de vapor saturado, se adopta la solución de admisión directa de vapor en la turbina.

Los problemas más serios que se presentan para el diseño de este tipo de turbinas con la solución de los efectos corrosivos, de cavitación provocada por sustancias sólidas y de erosión por el vapor húmedo; desde el punto de vista termodinámico existe el grave problema de los gases incondensables que se encuentran dentro del vapor, los cuales deben ser extraídos del condensador.

El gas del pozo debe ser examinado desde el punto de vista termodinámico y químico: el primero determina el tipo de turbina, entre la de condensación o la de escape directo a la atmósfera, el uso de eyectores o

de un compresor para la extracción de gas del condensador y finalmente determina la presión de operación y la potencia que podrá producir el pozo; el análisis químico determina el porcentaje de los componentes del vapor, lo cual es de gran importancia para escoger el método operativo.

En las turbinas de condensación es necesario extraer los gases incondensables del condensador de bajo nivel de vacío (0.06-0.12 atm); esto se hace por medio de un compresor que absorbe hasta un 10% de la potencia producida o por medio de un sistema de extractores de vapor, el cual absorbe hasta un 5% del vapor.

Para porcentajes de gas mayores al 15% es mejor adoptar el sistema de escape a la atmósfera, a pesar de que este método, desde el punto de vista termodinámico, puede exceder el 20 %.

La planta de condensación puede producir hasta el doble de potencia que produce una planta de escape a la atmósfera, pero su costo de inversión es también mayor, por ser más compleja. Además de utilizar una turbina más sofisticada que en el caso de escape a la atmósfera, requiere de un compresor o un eyector, de un condensador, una torre de enfriamiento, un circuito de agua con bomba de reciclaje, un tanque para acumulación de agua y un apropiado sistema de regulación.

Además, en caso de agotamiento de los pozos, toda la maquinaria de una planta de escape a la atmósfera puede ser recuperada y transferida a otra planta, no así con el tipo de condensación, donde la mayor parte de los componentes, torre de enfriamiento, galerías, trabajos civiles y tuberías de agua se pierden.

Por otra parte, la potencia de las turbinas de escape atmosférico solo llega hasta 15 MW, y las del tipo de condensación pueden llegar hasta 55 MW

para una tubería de doble flujo y hasta 110 MW para dos tuberías.

3.2.1.2.- Turbinas con vapor evaporado de aguas termales:

Este tipo de turbina tiene ciertas ventajas y ciertas desventajas con respecto a la turbina de admisión directa de vapor.

Entre las principales ventajas se encuentran las siguientes:

- Una menor cantidad de partículas corrosivas contenidas en el vapor, las cuales por ser en general solubles en el agua se acumulan en el gas de escape condensado.
- Un menor porcentaje de gases incondensables, lo que permite el uso de eyectores en lugar de compresores, para su extracción del condensador.
- Un menor porcentaje de gases condensables y en consecuencia una menor acidez del agua que circula en el condensador.
- Una menor transferencia de sólidos en el fluido.

Por otra parte, la principal desventaja es que al iniciar el proceso con una condición de humedad saturada, el vapor estará más húmedo al ingresar a la última etapa de la turbina y en consecuencia se requiere de una mayor extracción de humedad y esté sometida a mayores problemas por formación de grietas en las paletas y a golpeteos a bajas velocidades.

Estas turbinas son complejas, especialmente aquellas que usan varios evaporadores; en general, para obtener una explotación óptima de la planta es necesario tener dos evaporadores en cascada y a veces hasta un tercero si la presión del pozo es relativamente alta. El segundo evaporador opera con el

agua usada por el primero y consecuentemente a una presión aproximadamente igual a la quinta parte de la presión original.

Teóricamente, la eficiencia máxima se obtendrá con un número infinito de evaporadores dispuestos en cascada, sin embargo, en cada nueva etapa la turbina tendrá una introducción adicional de vapor con todas sus complicaciones, de construcción y de regulación.

Este tipo de planta, compuesta en cada etapa por el evaporador, el separador de humedad, el canal de descarga de agua y por el sistema de regulación y de tuberías, se torna prohibitiva después de la tercera etapa, por los elevados costos de fabricación.

Por todas las características de las turbinas para Centrales Geotérmicas antes expuestas, la que mayores ventajas presenta para la Central Tufiño es la turbina de condensación de admisión directa de vapor, pues su potencia satisface las necesidades de dicha planta.

3.2.2.- Condensadores Geotérmicos:

Los condensadores de plantas geotérmicas, así como los condensadores de plantas tradicionales de vapor tienen como finalidad el permitir una expansión del fluido en la turbina hasta una presión menor a la atmosférica, con el consecuente incremento de energía útil, de la potencia de salida y de la diferencia entre el ciclo máximo y mínimo de temperatura con una eficiencia apropiada.

Por otra parte, estas ventajas representan un incremento en los costos de la planta, por los equipos instalados y obras civiles, y en los costos de operación, por consumo auxiliar, por lo cual es aconsejable hacer un estudio económico para decidir si se incluye o no el condensador en el ciclo.

Solamente en el caso de que el contenido de gases incondensables no exceda el 15-20% es ventajoso incluir el ciclo de condensación, mientras que sobre tal porcentaje el ciclo de contrapresión con escape libre es más apropiado debido a que el sistema de extracción de gas y el condensador mismo serán muy complejos.

En general, los condensadores pueden ser agrupados en dos grupos: condensador de contacto directo y condensador de superficie.

3.2.2.1.- Condensador de superficie:

Este tipo de condensador es muy usado en regiones con condiciones ecológicas particulares. Su mayor ventaja es que mantiene separados los fluidos de enfriamiento y condensados, mientras que permite la purificación solo de los fluidos condensados.

El condensador de superficie es un gran intercambiador de calor formado por una gran armazón paralelepípeda de planchas soldadas con paredes convenientemente reforzadas para soportar la presión ejercida del exterior al interior. Esta armazón está conectada en su parte superior al escape de la turbina del cual recibe el vapor que, en la parte central del condensador será envuelto por un conjunto de tubos por el cual circula agua fría. El vapor, al entrar en contacto con los tubos, entrega al agua que circula por su interior su calor latente de condensación y se condensa de manera que el porcentaje de gas contenido en el fluido aumenta a medida que el fluido atraviesa el conjunto de tubos.

En la mitad de este conjunto de tubos, cuando el vapor está casi totalmente condensado, el fluido entra a una zona separada de refrigeración de la cual el gas y la baja porción de vapor saturado emergen a una temperatura cercana a la temperatura del agua de enfriamiento (3 a 5°C).

Es importante, en efecto, que los gases extraídos del condensador tengan una temperatura, y por ende un volumen específico, tan bajo como sea posible para disminuir la capacidad del extractor de gas a instalarse.

En cuanto a la construcción, el condensador de superficie está constituido por:

- Las placas de tubos a las cuales están atadas, por expansión, los tubos que componen la superficie de intercambio de calor.

- La armazón externa, construída convenientemente de manera que soporte la presión, que contiene al vapor y en su parte inferior recoge el vapor condensado.

- El conjunto de tubos, formado por haces de tuberías y de diafragmas que los contengan.

- Los tanques de agua, al final de la cámaras de condensación, de las cuales están separadas por planchas.

3.2.2.2.- Condensador de contacto directo:

En este tipo de condensador, el intercambio de calor se da por contacto directo, entre el fluido condensado y el fluido de enfriamiento, minuciosamente pulverizado y rociado en las cámaras de condensación.

La superficie de transmisión de calor es entonces la totalidad de la superficie de goteo.

El condensador de contacto directo sin duda ofrece ventajas con respecto

al condensador de superficie y entre otras podemos citar por ejemplo:

- Menores costos de construcción debido a sus menores dimensiones y a la simplicidad de su implementación.

- Una mejor eficiencia termodinámica.

- Una mayor resistencia a la acción corrosiva del fluido.

Debido a estas características se lo prefiere en la mayoría de plantas geotérmicas. Este condensador es fabricado de acuerdo a dos tipos de construcción: el sistema barométrico y el sistema de bajo nivel, en términos del método utilizado para extraer el fluido condensado.

En el condensador barométrico, un vertedero conecta el condensador a un conducto subterráneo, aproximadamente a 10 m de profundidad, que permite la utilización de bombas normales de circulación ya que la diferencia de presión está compensada por la diferencia de altura.

En el condensador de bajo nivel, por el contrario, se utiliza directamente dos a más bombas de succión, que representan un mayor costo y consumo, pero obteniendo, en comparación con el sistema barométrico, un considerable ahorro de obras civiles.

El condensador a ser usado en el prediseño de la Central Geotérmica es el de contacto directo, del tipo barométrico, por las ventajas tanto económicas como técnicas antes mencionadas.

3.3.- EQUIPO ELECTRICO:

El equipo eléctrico más importante es el generador

de cada grupo. Sus detalles constructivos se explican a continuación:

3.3.1.- Estator:

El estator consiste del núcleo magnético, del enrollamiento de la armadura y de la carcasa, la cual está hecha de una plancha de acero reforzada internamente por un tejido anular y por varillas longitudinales. La estructura, completamente soldada, se sostiene en las fundaciones por medio de planchas soldadas o atornilladas a la carcasa.

La carcasa contiene además el sistema de ventilación, compuesto por tuberías y diafragmas que transportan el gas de enfriamiento. Para los generadores enfriados por hidrógeno, la carcasa está diseñada para soportar altas presiones internas que pueden ser ocasionadas por explosión. Las pruebas hechas en la fábrica llegan hasta 10 bar.

El núcleo del estator está formado por grupos de planchas de acero y silicón magnético con un bajo factor de pérdidas. Después de taladrar las planchas de acero, los grupos son montados y recubiertos por los dos lados de un esmalte aislante de clase F, con una base de resinas de fenol y con pigmentos inorgánicos.

Estos grupos se apilan con capas de recubrimiento para dar una estructura cilíndrica y entretrejida.

El núcleo magnético está construido con paquetes de láminas de acero, de 40 a 50 mm, interpuestos por espaciadores radiales que permiten el paso del gas de enfriamiento hacia el enrollamiento del estator y hacia el núcleo. ✕

En los dos terminales del núcleo magnético se fijan bridas para soportar la presión del hacinamiento. Entre estas bridas y las últimas láminas se.

intercalan lengüetas de acero no magnético para que la presión en los engranajes disminuya.

El enrollamiento del estator es traslapado, de doble capa y de paso corto, con una o dos vueltas por cada enrollado, dependiendo de la potencia de la máquina y del voltaje de línea. En los dos casos, la bobina consiste de dos mitades soldadas durante el enrollado en el núcleo de la máquina.

Cada media bobina está hecha con conductores aislados transpuestos en las ranuras para reducir las pérdidas por capacitancia. Luego de reforzar la parte recta, las medias bobinas son aisladas de tierra usando una cinta vidriosa de mica pre-impregnada con resina epóxica. El espesor del aislamiento es una función del voltaje del generador y debe soportar las pruebas recomendadas por la IEC y cualquier otra especificación requerida. El aislamiento es de clase F.

La polimerización del aislamiento se hace en un horno hermético que contiene un compuesto de tipo asfáltico, luego de que las medias bobinas han sido protegidas con un acero apropiado y con cintas. Este compuesto no se usa como impregnante sino mas bien como un agente que permite obtener la temperatura y presión necesarias en las bobinas, para la polimerización de las resinas.

Durante el montaje, las medias bobinas se fijan en ranuras o canales cerrados con cuñas aisladas mientras que los extremos de los devanados son fuertemente atados por medio de anillos aislados sostenidos por soportes, que son también de material aislante, los cuales están fijos al núcleo y a las bridas.

3.3.2.- Rotor:

El rotor, con las bridas de acoplamiento, es obtenido de una sola pieza forjada de aleación de acero. Debe soportar muchas pruebas para asegurarse que el material satisface los requerimientos y características de resistencia y no tiene ningún defecto de importancia.

El número y la distribución de los hilos enrollados en las ranuras del rotor son tales que deben permitir la obtención de la curva del voltaje inducido tan parecida a una curva sinusoidal como sea posible. Las bobinas del rotor están sostenidas en ranuras usando cuñas de metal, adaptadas cuidadosamente a los asientos amilanados e hiladas en los engranajes; los extremos de los enrollados del rotor se sostienen en su lugar con la ayuda de anillos retenedores contraídos en el rotor o por medio de anillos separados del rotor y asidos al eje. Luego los extremos de los enrollados están aislados de los anillos retenedores por medio de cascos de vidrio laminado y de resinas epóxicas.

El enrollado del rotor, cuyo aislamiento es de clase F, está hecho de tiras de cobre con filos redondeados y soldados en las partes rectas por arcos frontales. El aislamiento entre cada capa de enrollado y de tierra se hace con tejidos de vidrio o con vidrio laminado y con resinas epóxicas.

Dependiendo de la potencia de la máquina, el enfriamiento de los enrollados del rotor puede ser indirecto, por medio de flujo de gas en las ranuras de ventilación, por tuberías enrolladas entre las ranuras, o directo, por medio de flujo de gas en las ranuras hechas en el fondo de los enrollados y de estas al entrehierro a través de ductos radiales obtenidos al entretejer las tiras de cobre, los materiales aislantes y las cuñas.

3.3.3.- Sistema de excitación:

El dimensionamiento de la excitatriz debe permitir un margen de sobrecarga, y en ciertos casos, para grandes alternadores, estas deben ser capaces de suministrar, durante períodos cortos de tiempo, puntas de corriente y voltaje iguales al doble de los valores nominales.

Las características constructivas de la excitatriz deben corresponder a la exigencia de una respuesta rápida, lo que se consigue usando máquinas con circuitos magnéticos de planchas laminadas, con pequeños entrehierros y gran velocidad de rotación; también dependen de la rapidez de funcionamiento del dispositivo de regulación. El beneficio obtenido al usar planchas laminadas no es de consideración, aunque reduce la inercia magnética de la excitatriz, pero su costo no se justifica en la mayoría de los casos.

Los principales sistemas de excitación de generadores son los siguientes:

a) Excitación común para varios generadores obtenida de un grupo excitador independiente, formado por una dínamo de tensión constante movida por un motor auxiliar. La regulación de la corriente de cada alternador, se hace por medio de su respectivo reóstato de campo. Este sistema ya no es usado pues es inestable en la regulación de valores bajos de voltaje y provoca pérdidas en el reóstato de regulación.

b) Excitación por medio de una excitatriz, autoexcitada en derivación, coaxial con el rotor del alternador, y con regulación de corriente por medio de reóstatos de campo de la excitatriz y del alternador. Este sistema presenta problemas similares al anterior pues su velocidad de respuesta es baja y produce pérdidas en los reóstatos de regulación.

c) Excitación por medio de un grupo coaxial con el rotor del alternador, constituido por una excitatriz, con excitación separada. Su conexión se detalla en la figura 2-3-2. Este sistema es muy usado pues se elimina el reóstato de campo del generador, se obtiene una mayor amplitud de regulación y la velocidad de respuesta es alta.

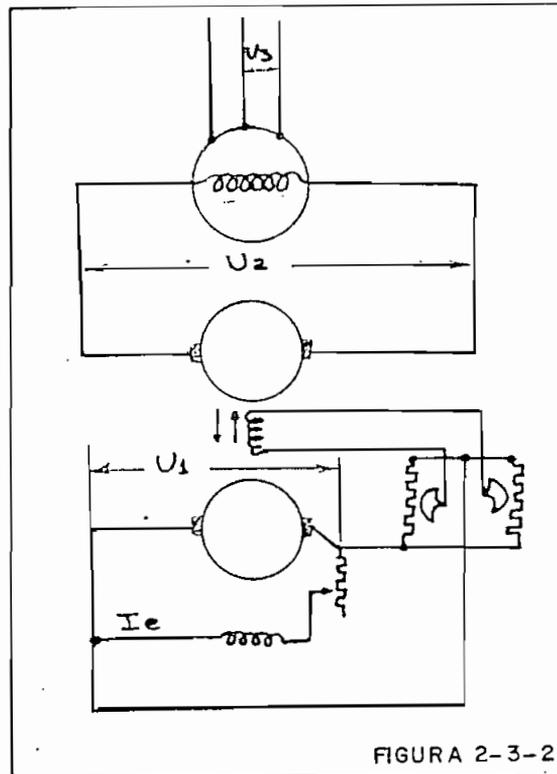


FIGURA 2-3-2

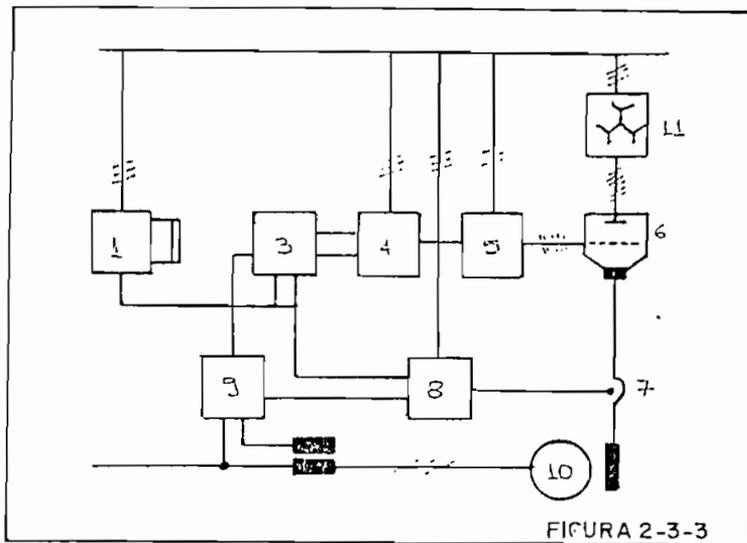
d) Excitación de cada generador por medio de una excitación independiente, formada por la excitatriz principal y la excitatriz auxiliar coaxial. Este sistema se usa sobretodo para generadores de gran potencia, coaxiales con turbinas hidráulicas de bajas revoluciones, y por el gran tamaño requerido por la excitatriz coaxial, las excitatrices son movidas por el eje del alternador por medio de engranejes multiplicadores.

e) Excitación de alternadores sincronicos por medio de mutadores. Este sistema permite satisfacer exigencias severas en cuanto a regulación y es de interés para la regulación de grupos de centrales cuando el montaje de una excitatriz principal presenta dificultades, o para máquinas de baja

velocidad.

La corriente rectificadora recorre directamente el circuito de campo del alternador y la regulación se obtiene de un regulador ultrarápido. Además, determina automáticamente la desmagnetización en caso de cortocircuitos internos.

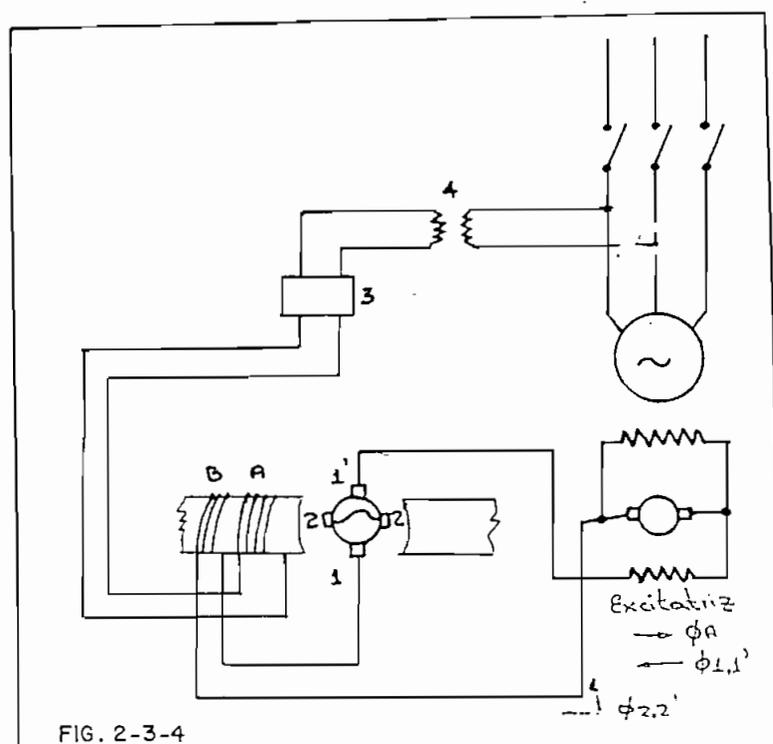
En la figura 2-3-3 se presenta su principio de funcionamiento. A la salida del equipo (1), la magnitud de referencia llega a la red de estabilización (3) y se compara con el valor real rectificado, de la tensión del alternador. La diferencia entre estas dos tensiones se transmite al regulador (4), donde la señal se amplifica y actúa sobre el transistor de mando (5). Este dispositivo envía impulsos a las rejillas de dos mutadores de 6 ánodos (6), las cuales alimentan la rueda polar del generador sincrónico (10).



Para evitar sobrecarga de la rueda polar, el circuito excitador tiene un relé de máxima corriente que acciona automáticamente un dispositivo electrónico que limita la corriente de excitación. Este dispositivo actúa por medio del transductor de medida (7) y de un equipo auxiliar (8), sobre el valor nominal de la corriente de excitación.

f) Excitación y regulación de voltaje del generador con amplidina: este

Este sistema utiliza una dínamo de construcción especial, conocida como amplidina. Esta dínamo actúa como amplificador de corriente. El colector del inducido tiene dos grupos de escobillas, 1-1' y 2-2', colocados perpendicularmente entre sí. Las escobillas 2-2' están en cortocircuito. (Ver figura 2-3-4).



En los polos inductores se tiene un arrollamiento inductor A, que es atravesado por una corriente débil, la cual crea un flujo en dirección N-S que corta a los conductores del inducido y da lugar a una fuerza electromotriz captada por las escobillas 2-2', donde la corriente puede llegar a ser de centenas de amperios. Esta corriente da origen al flujo ϕ_A que circula en el núcleo del inducido en dirección vertical y corta a su vez a los conductores de este. Esto crea una fuerza electromagnética recogida por las escobillas 1-1', las cuales van conectadas al circuito de excitación de la excitatriz del generador. Para evitar que el flujo $\phi_{1-1'}$, de sentido contrario al flujo ϕ_A , desmagnetice el núcleo del hierro del inducido, se coloca un inductor con un bajo número de espiras (B), que crea un flujo ϕ_B que compensa la reacción del inducido.

Cuando la tensión del alternador se separa de su valor normal, menos de 1%, el transformador de potencia (4) sensibiliza las variaciones de voltaje en el puente de Wheatstone (3), el cual envía una señal a una diagonal, el arrollamiento A, corriente que es amplificada por la amplidina y se suma o resta a la corriente de excitación de la excitatriz, logrando volver a la tensión normal de trabajo.

El sistema de excitación es generalmente de tipo estático o sin escobillas, con un excitador de diodo rotativo.

En el tipo estático, el enrollado de campo es alimentado a través de los anillos del colector por un puente de tiristores de conversión a.c/d.c. Este sistema es llamado shunt o compuesto, para indicar si el puente está en derivación o en serie con las barras colectoras.

En el caso del sistema de excitación sin escobillas, existe un generador-excitador sincrónico con un enrollado de armadura rotativo cuya potencia de salida está transformada por un puente de diodos montado en el eje. La conexión entre el puente de diodos y el enrollado de campo del generador no requiere de anillos recolectores con escobillas, sino que está construido usando una conexión rígida por dentro del eje.

El enrollado de excitación está en la parte estacionaria del excitador y puede ser alimentado por una fuente auxiliar o por un pequeño eje movido por un generador auxiliar del tipo magneto permanente. En el último caso, la excitación es completamente independiente de cualquier problema que puede suscitarse de una fuente externa, con una ventaja apreciable durante el arranque y el fenómeno transitorio.

Otra gran ventaja de la excitación sin escobillas para plantas

geotérmicas es que el grupo puede ser completamente separado del medio circundante por medio de un circuito cerrado de ventilación. De esta manera, se solucionan los problemas de construcción del sistema de alojamiento de los anillos colectores.

*3.3.4.- Sistemas auxiliares:

Los sistemas de H_2/CO_2 y de aceite son los más usados y comunes para generadores enfriados.

Los primeros, conectados por medio de tuberías a los cilindros de la planta de CO_2 y H_2 , permiten un control continuo de presión, pureza y temperatura del hidrógeno durante la operación y usando CO_2 como un gas intermedio entre el hidrógeno y el aire, permite las operaciones de llenado y vaciado del hidrógeno de las máquinas.

El sistema de aceite consiste principalmente de un juego de anillos de bronce montados en los alrededores de los cojinetes, con una cierta separación del eje y de la unidad de aprovisionamiento de aceite. El sellador de hidrógeno se obtiene por medio de un flujo continuo y axial de aceite entre los anillos y el eje en las dos direcciones, en los lados del hidrógeno y del aire.

La unidad de abastecimiento de aceite es del tipo de "barrido", equipado con una bomba con motor a.c. para la operación normal y con un motor d.c. para casos de emergencia.

3.3.5.- Equipo de la subestación:

El equipo eléctrico necesario para la

subestación está compuesto por barras aéreas de 138 KV, de cable AWG, aisladores de suspensión, disyuntores de gran volumen de aceite o SF6, transformadores de corriente, seccionadores, pararrayos para sistema de 138 KV, al igual que los transformadores de potencial y los de potencia. ✖

3.4.- SISTEMA DE CONTROL:

3.4.1.- Control de la planta:

Generalmente se adopta un sistema de control central con un panel gráfico. Las condiciones de operación de la turbina a vapor y del sistema de conducción de vapor son conocidos fácilmente por el sistema central de control. Las válvulas a las salidas de los pozos, así como todo el equipo auxiliar, funcionan por control remoto desde el cuarto de control.

El panel de instrumentos debe ser un cubículo sellado, cargado con aire puro presurizado, debido a que el gas altamente corrosivo, se encuentra en todo el aire del campo geotérmico.

3.4.1.1.- Protección de los generadores:

a) Protección preventiva contra averías mecánicas:

- *Cojinetes:* La vigilancia de los cojinetes se limita a la verificación del engrase y del agente refrigerante. El estado del aceite de engrase se determina por medio de un nivel indicador de aceite, o, dependiendo del tipo de cojinete, puede hacerse a través de mirillas de vidrio o de indicadores de gasto provistos de contactos de señalización.

El agua de enfriamiento debe vigilarse permanentemente por medio de mirillas de vidrio en los conductos de salida del agua.

Una protección completa de los cojinetes exige la colocación de termómetros y de termostatos a distancia. Estos termostatos, provistos de contactos, sirven para la señalización y la desconexión en caso de que la temperatura exceda los 15 o 20 C.

- Ventilación: La vigilancia de la ventilación de una máquina se realiza en forma indirecta, midiendo el gasto y la temperatura de refrigeración.

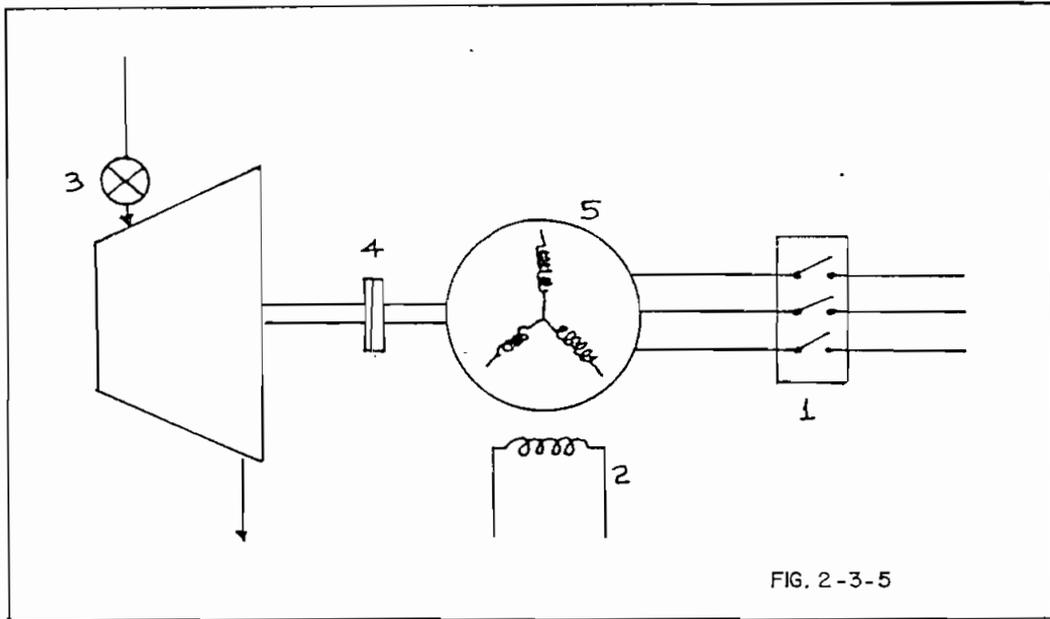
Para impedir que la máquina trabaje con ventilación insuficiente, se dispone de un contacto de señalización unido al mando de las pantallas de plancha, que permiten el paso del aire de enfriamiento a la máquina. Este contacto se complementa con termómetros a distancia, antes de la entrada de aire fresco y después de la salida de aire caliente.

Es necesario también controlar la limpieza de los sistemas de admisión de aire, al igual que de los filtros, y limpiar periódicamente los ductos de agua para remover los depósitos calcáreos, cuyo efecto corrosivo debe ser vigilado.

- Sobre-elevación de velocidad: En este caso actúa un dispositivo que produce el cierre del distribuidor, desexcita el alternador y separa a este del sistema por medio de un interruptor. El sistema de parada de la máquina es una pieza cilíndrica, colocada sobre un disco en el extremo del árbol, la cual es disparada por la fuerza centrífuga luego de vencer la fuerza de un resorte graduado según la velocidad que se desea evitar. El mecanismo de disparo consta de un gatillo que es golpeado por la pieza cilíndrica, cerrando un circuito que actúa sobre el interruptor.

b) Protecciones contra deterioros internos y desconexiones:

Actuará sobre los componentes eléctricos y mecánicos del sistema, que se detallan en la figura 2-3-5.



- 1.- Desconexión del interruptor principal
- 2.- Desconexión de la excitación
- 3.- Cierre del paso de vapor
- 4.- Aplicación de frenos
- 5.- Inyección de CO₂ (incendios)

-Protección del Estator:

* Cortocircuito entre fases: No es muy común. Las corrientes son muy grandes y es necesaria una protección selectiva y rápida. Estas fallas comprometen al hierro del estator y la protección usada, que está a lo largo de las bobinas, se conoce como diferencial longitudinal. El dispositivo 87G tiene restricción porcentual, no tiene restricción de armónicas y necesita de un interruptor manual de cierre. Este relé diferencial actúa sobre el interruptor principal, sobre la excitación y sobre la máquina matriz. Su conexión se presenta en la figura 2-3-6.

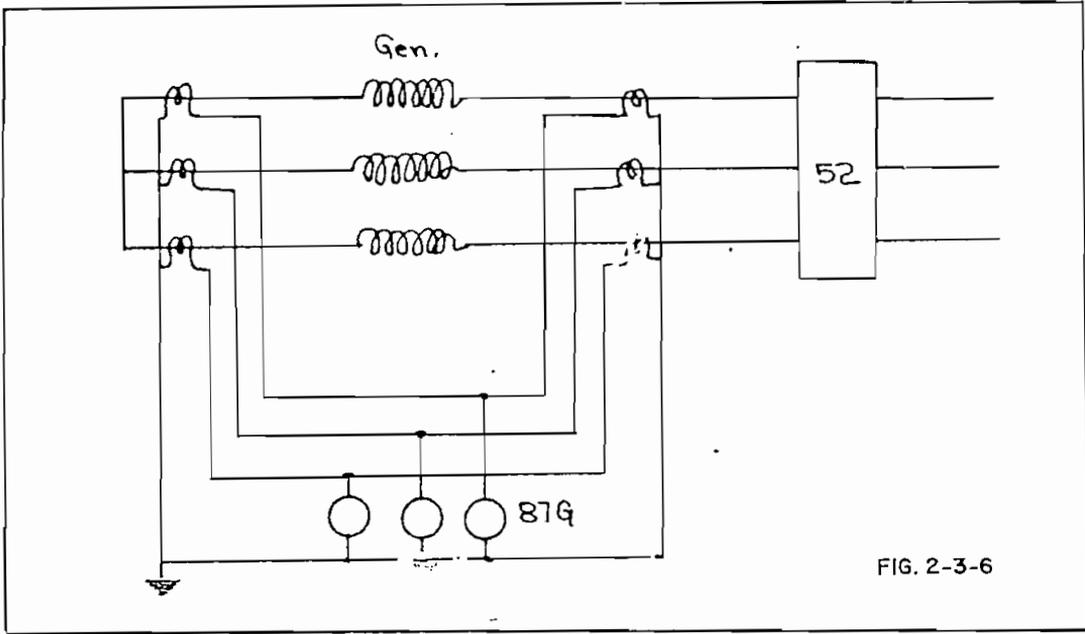


FIG. 2-3-6

*Cortocircuito fase-tierra:

- Neutro desconectado de tierra: Involucra generalmente al núcleo del generador debido a envejecimientos y daña las cabezas de las bobinas. Provoca además corrientes muy altas y peligrosas.

Con el neutro desconectado de tierra solo hay acoplamiento capacitivo con tierra y las corrientes no son detectadas por el relé diferencial, por lo cual se debe medir la corriente a tierra directamente o el desplazamiento del neutro. Su conexión se ilustra en la figura 2-3-7.

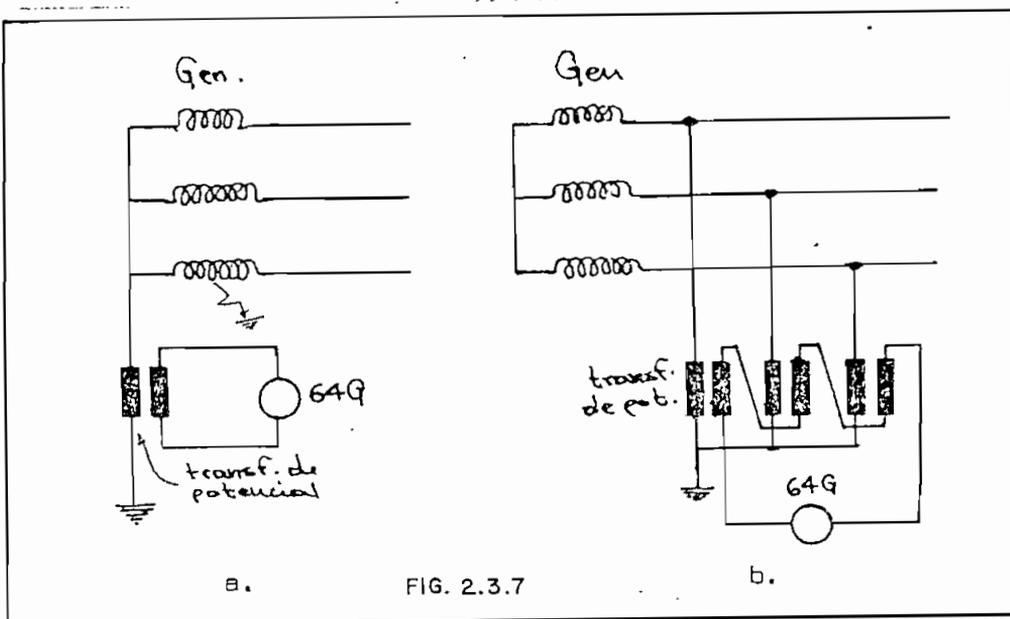
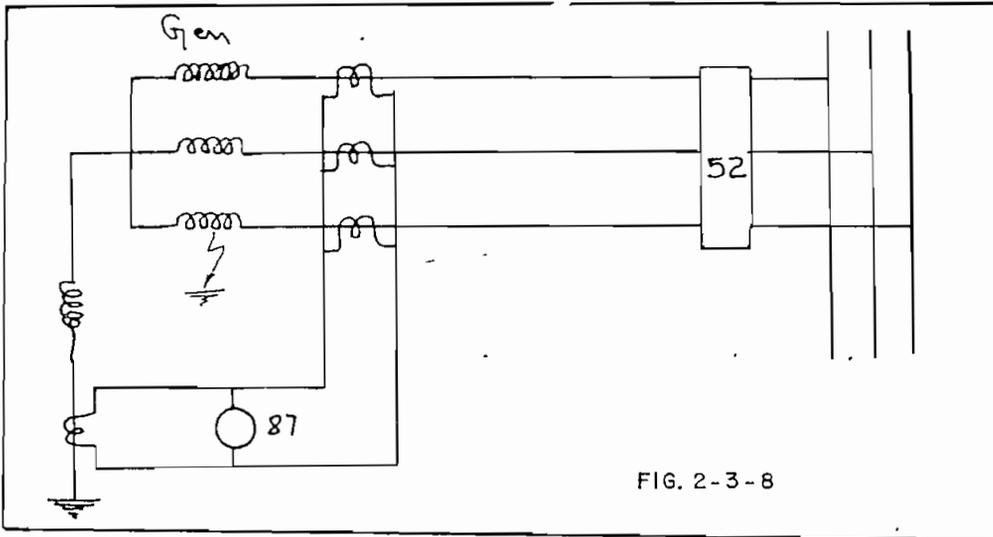
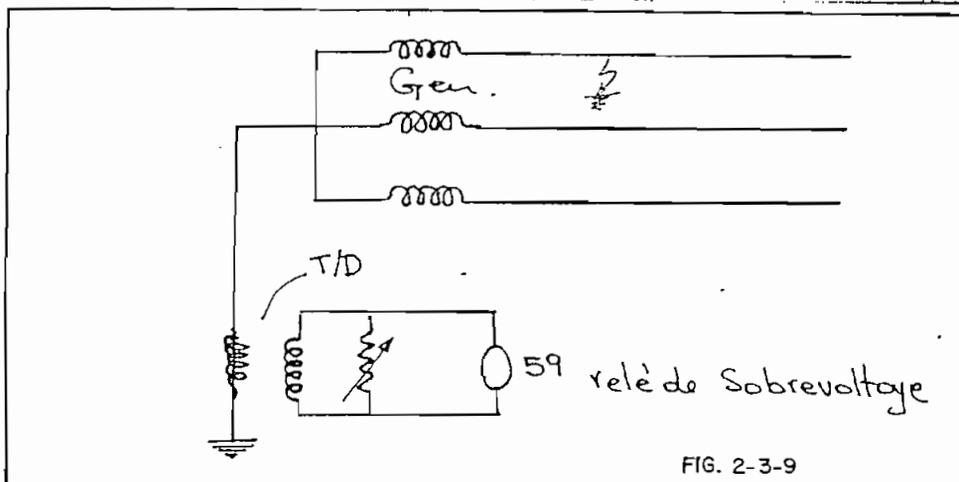


FIG. 2.3.7

- Neutro conectado a tierra a través de una resistencia o de una reactancia: La corriente producida cuando hay falla a tierra ya es alta y actúa la protección diferencial longitudinal que tiene una protección de respaldo, de sobrecorriente a tierra; el sistema más usado se ilustra en la figura 2-3-8.



- Neutro conectado a tierra a través de un transformador de distribución: Este transformador, al regular la carga del secundario, regula la corriente del neutro. Al producirse el cortocircuito fase-tierra, en la resistencia del secundario se produce un incremento de voltaje, que es controlado por el relé 59. (Ver figura 2-3-9)



* Fallas entre espiras de una misma fase: En este caso se presenta un desbalance de los voltajes, que provoca una corriente de secuencia negativa, la cual puede detectarse por medio de un filtro y de un relé de secuencia negativa. (Ver figura 2-3-10).

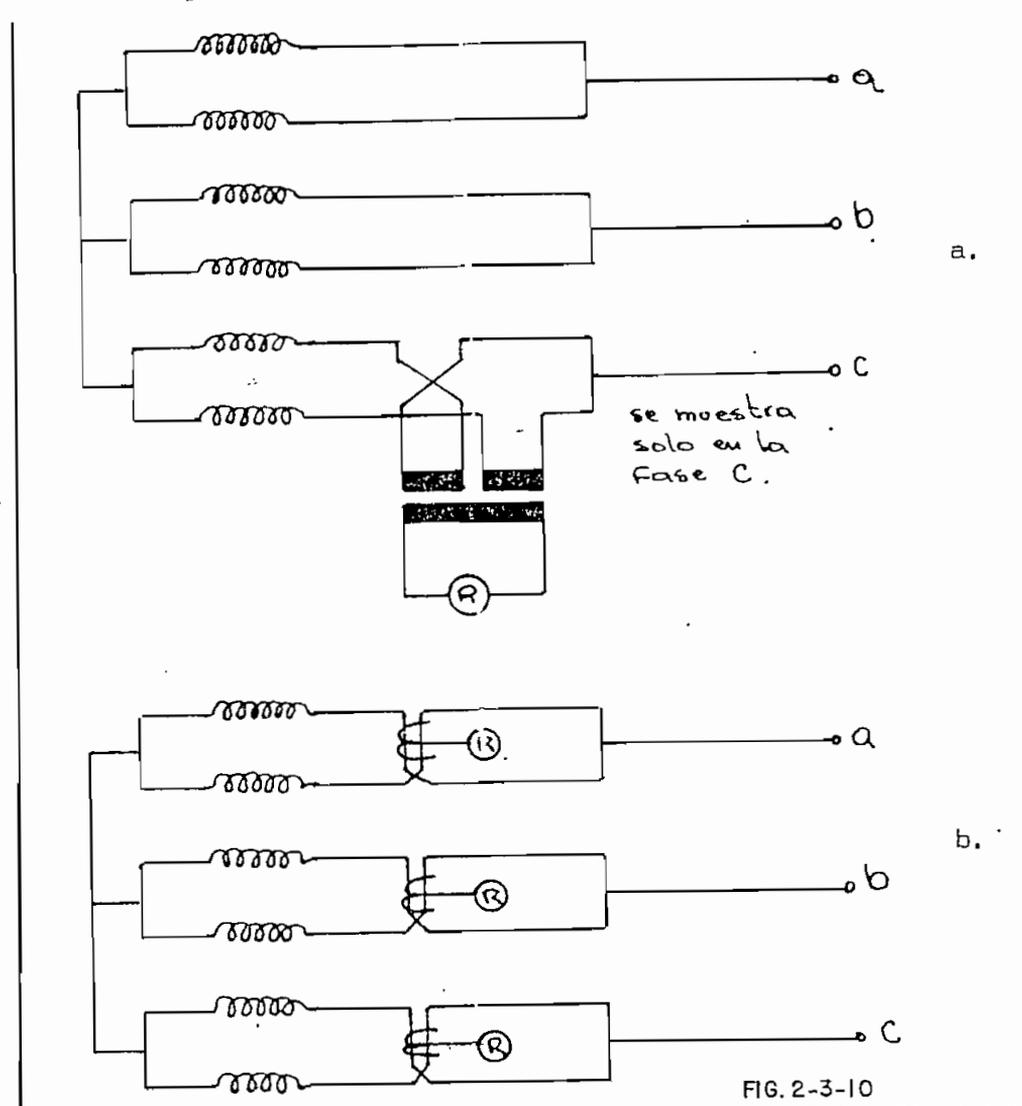
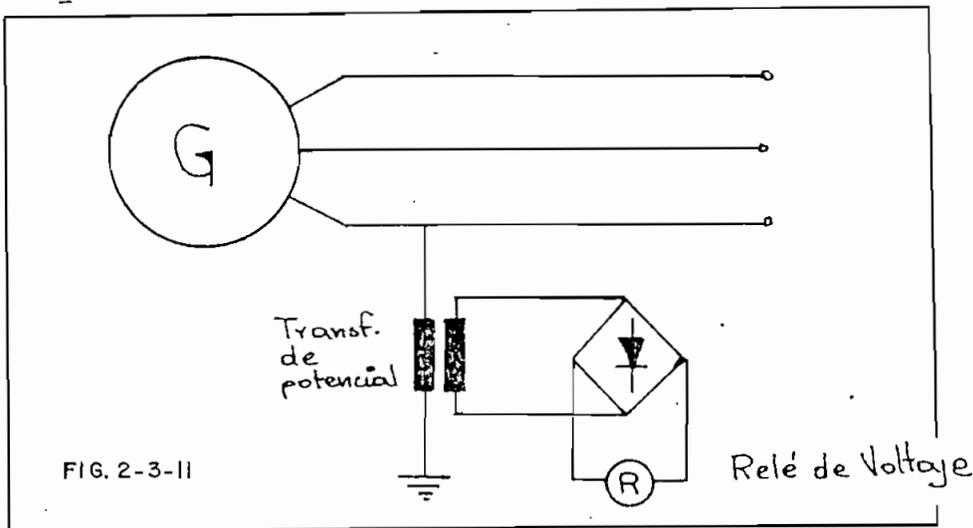


FIG. 2-3-10

* Sobrecalentamiento del estator: Puede ocurrir por fallas en la ventilación, por sobrecarga o por un cortocircuito entre las láminas del núcleo del estator. El método más usado de protección es poner sensores de temperatura en diferentes sitios del estator, acoplados a relés de temperatura. Este relé se calibra de acuerdo al tipo de aislamiento de la bobina, los cuales se presentan a continuación:

Aislamiento	Y	A	E	B	F	H	C
Temperatura máx. admisible	90	105	120	130	155	180	más 180

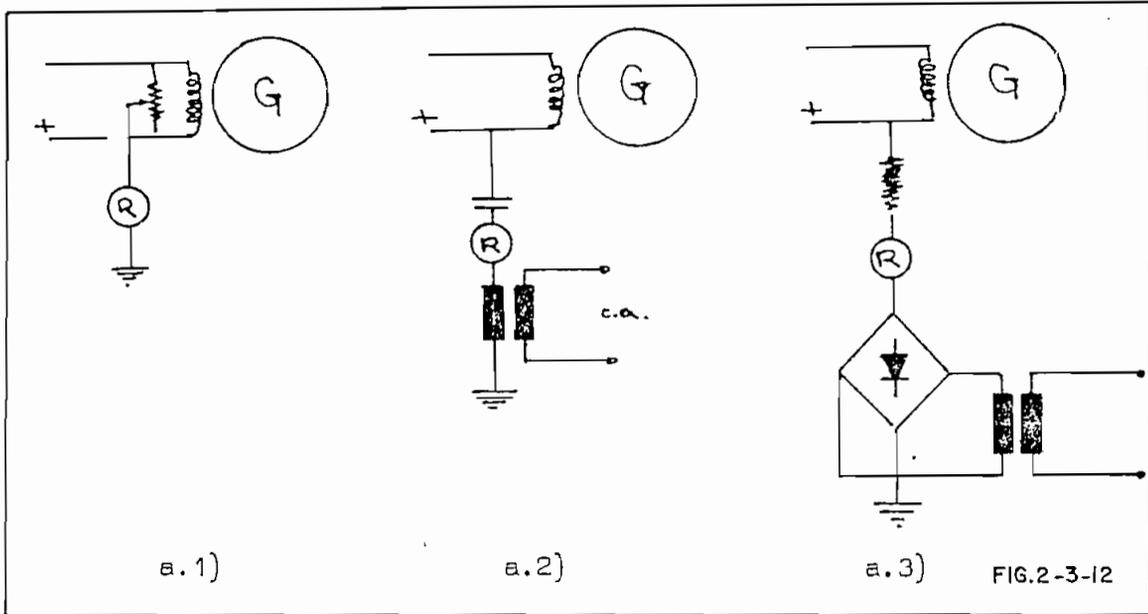
* Sobretensiones debidas a sobrevelocidad: Al desconectarse carga en forma brusca, se provoca una sobrevelocidad y el voltaje entre los bornes aumenta. Este aumento en el voltaje es detectado por el relé de sobrevoltaje R (Ver figura 2-3-11), el cual inserta resistencias en serie en el campo para limitar la tensión y actúa sobre el interruptor principal y sobre el interruptor del campo, y se interrumpe el paso de combustible en la máquina matriz para que no se produzca embalamiento; en algunos casos se acciona los frenos.



- Protección del rotor:

* Cortocircuito a tierra del campo: es necesario detectar una primera falla a tierra, pues al producirse la segunda, los daños causados pueden ser serios. Los tres métodos más usados para la detección de esta primera falla se ilustran en la figura 2-3-12. El primero es un sistema pasivo y al producirse falla a tierra, en el campo circulará una corriente, a menos que la falla sea en el punto medio del devanado de campo, que está conectado a tierra. El segundo es un sistema de inyección de corriente alterna para que todo el campo tenga una d.d.p. respecto a tierra. El capacitor es para que la

corriente continua no circule por ahí y se pueda detectar la falla y que el relé opere. El tercer método es similar al anterior, pero con la inyección de corriente continua.



* Sobrecalentamiento del rotor debido a desbalances del estator: Al tener un desbalance de corriente en las fases que salen del generador, el rotor se calienta, pues aparece una corriente de secuencia negativa, la cual gira en sentido contrario al rotor y se induce en este una frecuencia de 120 Hz, que provoca pérdidas y calentamiento que pueden dañar al hierro. El rotor puede absorber durante cierto tiempo este calentamiento, pero es necesario protegerlo, por medio de un relé de secuencia negativa, el cual se conecta al generador a través de transformadores de corriente. La secuencia negativa induce un voltaje en el filtro que acciona al relé.

3.4.1.2.- Protección de las turbinas:

Si se produce una falla en el suministro de vapor a la turbina, su potencia motriz puede anularse y se descarga el generador. Para prever este caso, la turbina es impulsada por una máquina síncrona y el generador toma potencia invertida de la red de alimentación, que es la potencia motriz en

vacio del grupo turbina-generador. Existe un relevador que actua en caso de potencia invertida. En la figura 2-3-13, se presenta la disposición del relevador (3). Se conecta al generador a través de transformadores de corriente y de tensión, para medir la potencia. Al actuar, dispara el interruptor (5) deteniendo el grupo turbina-generador. Otro peligro para la turbina es la falla de su cierre rápido, pues puede que las válvulas de cierre no obturen por completo, y el generador sería arrastrado por la turbina, la cual podría alcanzar grandes velocidades en pocos segundos, si el generador ha sido separado de la red. Por lo tanto, el relevador de potencia invertida primero garantizará el cierre completo de las válvulas y luego aislará al generador de la red.

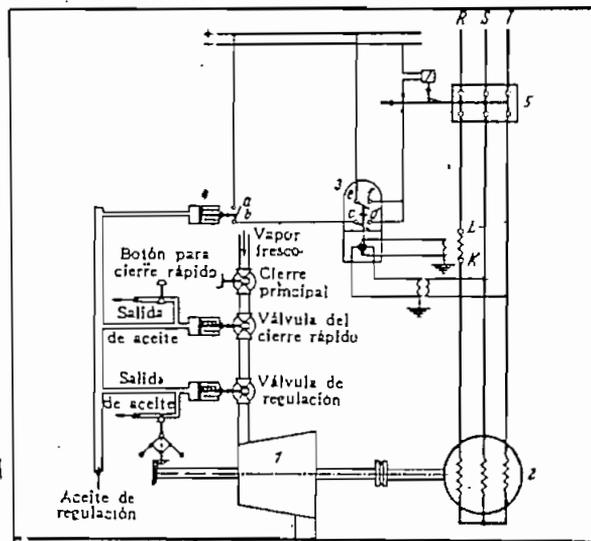


FIG.2-3-13

La turbina está equipada con todos los aparatos de alarma y de parada de emergencia, los cuales vienen incluidos en las turbinas convencionales. Se mide además la vibración del rotor con vibradores dispuestos en los cojinetes de la turbina y del regulador de velocidad.

Cuando el nivel del condensador sube mucho debido a un alto vacío en el condensador o a un defecto en el sistema de drenaje de la tubería barométrica, existe la posibilidad de que el agua caliente regrese dentro de la turbina, debido a que esta se encuentre a menor nivel que el condensador.

Este flujo de agua caliente dentro de la turbina se controla por un aparato que permite el paso y su drenaje hacia el exterior, al detectar un sobrenivel.

Se requiere además de un sistema de emergencia conectado con la turbina y con todo el equipo de la planta, así como con el sistema automático de arranque y parada de los equipos auxiliares. Este sistema puede ser capaz de controlar automáticamente cualquier situación anómala dentro de la planta geotérmica.

Es conveniente que la planta esté equipada con un sistema auxiliar de operación, que sea independiente y que se carga por medio del sistema auxiliar de la casa de máquinas obtenida de una operación sincronizada en las barras colectoras.

Toda la planta geotérmica, incluyendo a los pozos productores puede operar con muy poco o sin personal, con un sistema de supervisión y control a distancia.

3.4.2.- Panel de control para la subestación:

3.4.2.1.- Protección de transformadores:

- **Sobrecalentamiento:** La temperatura normal o máxima de operación se mantiene, dependiendo de los medios de evacuación de calor. Esta temperatura no puede exceder los 90 o 95 C, y un aumento en la temperatura por sobrecarga disminuye la vida útil del transformador. Existe una imagen térmica que mide las diferencias de temperatura y puede accionar automáticamente los ventiladores, controlar las bombas de aceite y ordenar el disparo de los sistemas de parada.

- **Sobrecorrientes:** Esta falla se puede despejar usando un relé de

sobrecorriente, que puede tener una graduación fina y puede coordinarse con otros relés o fusibles. Para poder usar relés es necesario tener interruptores en alta y en baja tensión. El seccionador está conectado en el lado de alta tensión, pero no puede ser abierto ni con carga ni en vacío por la corriente de magnetización del transformador, que puede producir arco. Este arco se controla por medio de una cámara apaga-arco o con cuernos de apagado de arcos.

- Fallas a tierra: Es una de las fallas más comunes y se detecta por medio de la protección restringida de fallas a tierra.

Si el enrollado está conectado en Y, y la operación es normal, la corriente del neutro es nula y por el relé 64 de voltaje, instantáneo y de alta impedancia, no aparece ningún voltaje. Al producirse una falla circula corriente por el neutro y aparece un voltaje en el relé 64 el cual opera. (Ver figura 2-3-14).

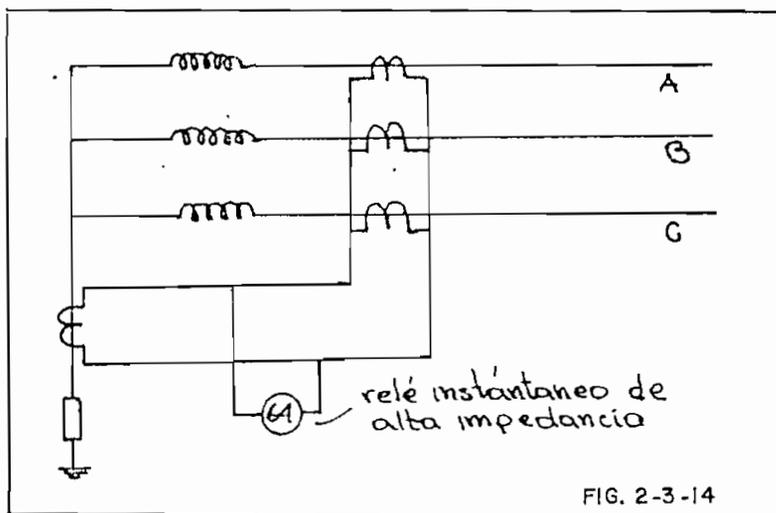
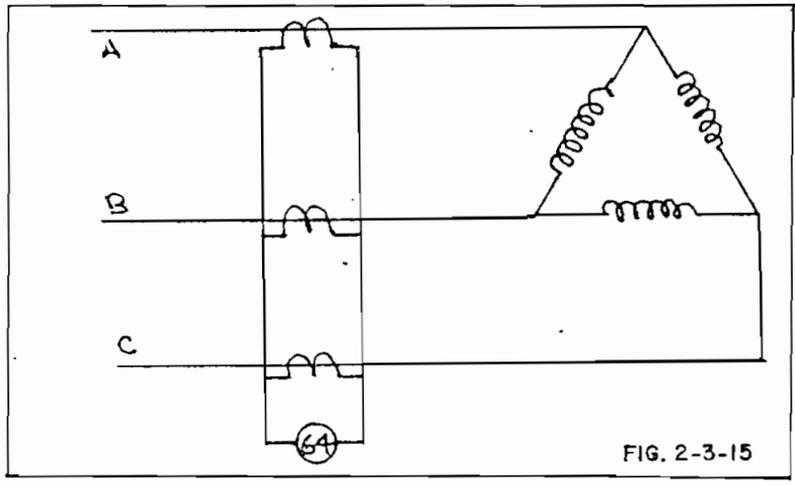
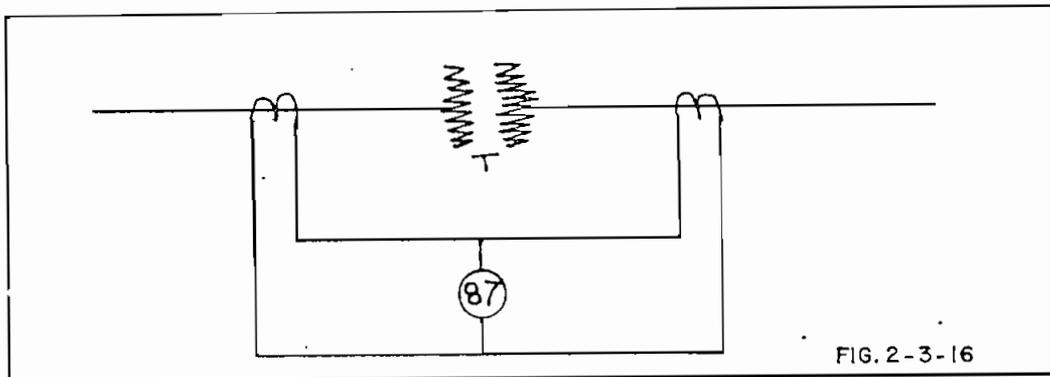


FIG. 2-3-14

Si la conexión del transformador es Δ , se instalan transformadores de corriente en cada fase y los secundarios se conectan en paralelo para sumar las corrientes. Al producirse una falla, esta suma de corrientes es diferente de cero y se acciona el relé 64. (Ver figura 2-3-15)



- Protección diferencial: Es la protección más importante de los transformadores. La conexión básica diferencial (figura 2-3-16) mide la corriente a la entrada y a la salida y el relé 87 detecta cualquier diferencia.



Si se tiene un transformador conectado en $Y-\Delta$, la relación de transformación entre las corrientes del primario y del secundario será afectada en módulo y ángulo, por lo cual los transformadores de corriente deben ir conectados en $\Delta-Y$, para corregir el ángulo. Es necesario también tomar en cuenta la polaridad de los transformadores, pues la corriente debe restarse y no sumarse. En la figura 2-3-17 se ilustra la conexión para tener una protección diferencial y con restricción a tierra para un transformador $Y-\Delta$.

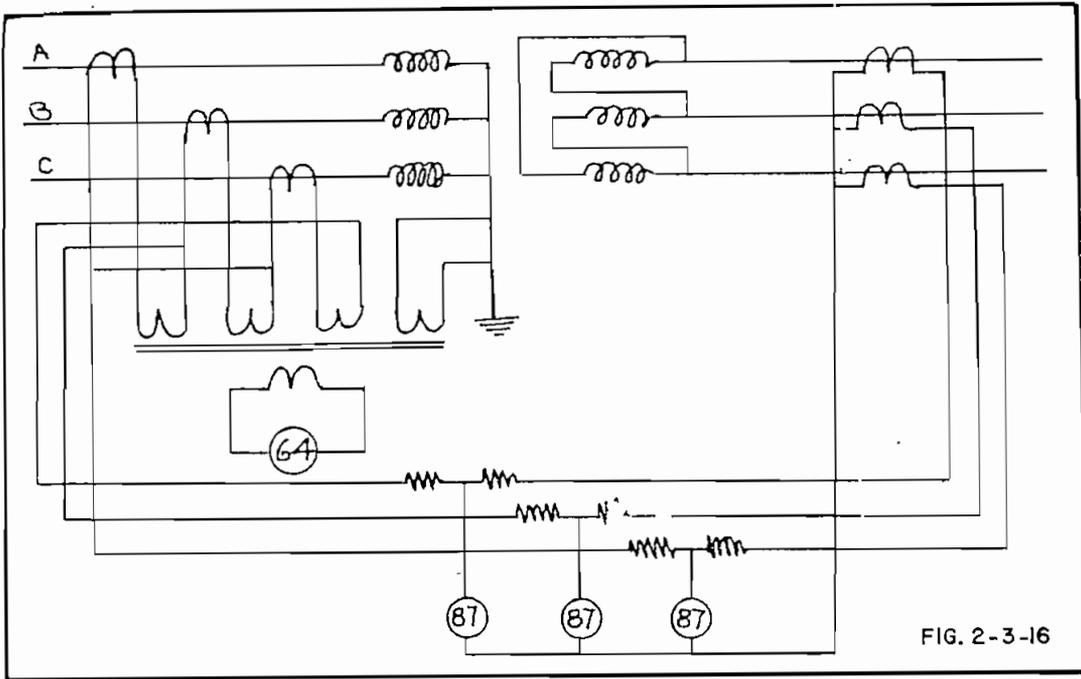


FIG. 2-3-16

- Protección Buchkoltz: Es un relé mecánico y no eléctrico. Al producirse una falla en el transformador, se forman gases como hidrocarburos que suben y escapan a través del tubo, llegando a las cámaras del relé donde hay dos membranas y dos flotadores. Al detectar aire, el flotador baja y opera un contacto. Una de las cámaras es de alarma, y la otra produce el rápido movimiento de un contacto, cuando la presión sube rápidamente, para evitar daños mayores. (Ver figura 2-3-16)

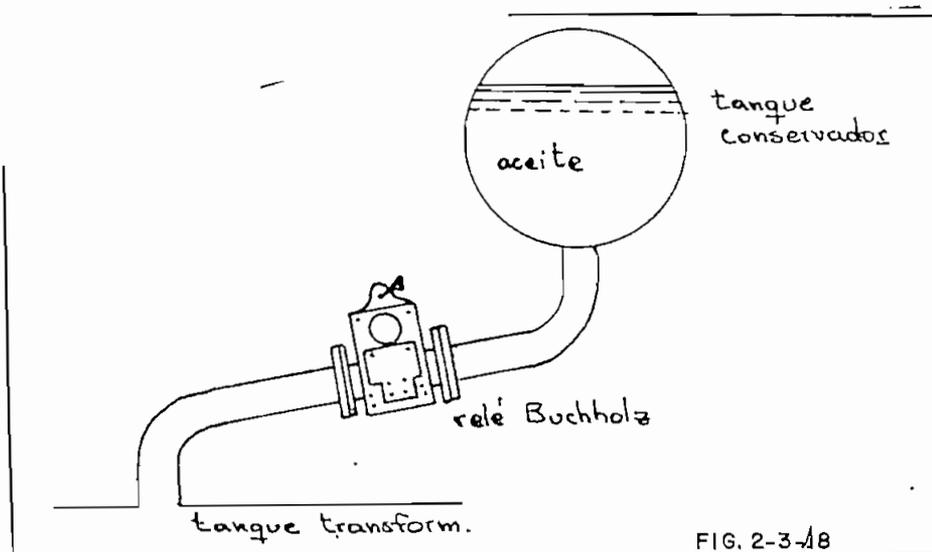


FIG. 2-3-18

3.4.2.2.- Protección de barras:

Para pliegos de barras cuyas conexiones conducen a transformadores o generadores, la protección se realiza poniendo en la línea de alimentación relés temporizados de mínima impedancia, menor a la de los transformadores, para evitar su acción en caso de cortocircuito detrás de estos últimos.

Si existe un solo juego de barras, se puede emplear relés diferenciales compensados, equipando todas las conexiones con transformadores de corriente de igual relación de transformación. El equipo comprende tantos juegos de relés diferenciales compensados como derivaciones hay sobre el juego de barras. En la figura 2-3-19 se detalla la conexión del sistema de protección de un juego de barras con relés diferenciales compensados.

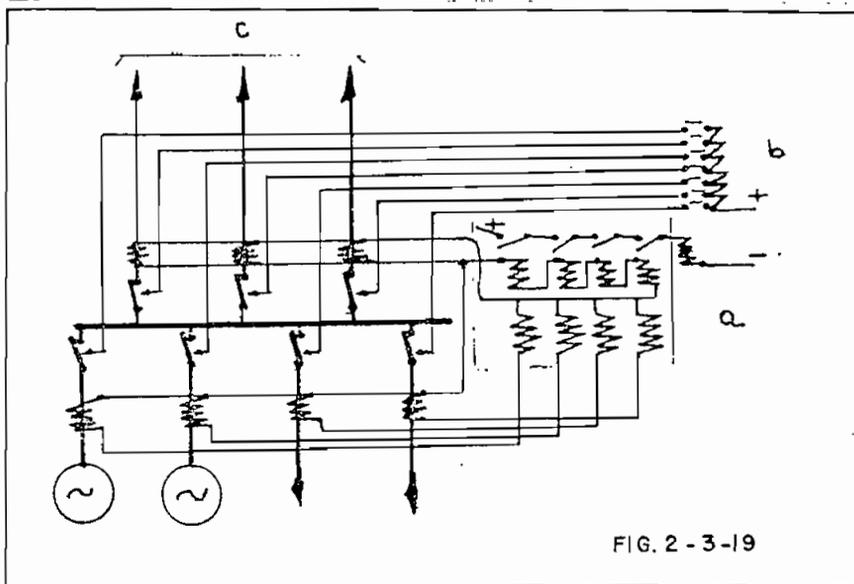


FIG. 2 - 3 - 19

El tablero de control deberá ser de láminas de acero y adecuadamente ventilado con respiradores o lumbreras, recubiertos con mallas resistentes a la corrosión.

Este panel contendrá en su interior amperímetros, voltímetros,

vatímetros e indicadores de factor de potencia. Además, relés de protección de sobrecorriente, de bajo nivel de voltaje y de sobrevoltaje y relés diferenciales para los transformadores.

Para control de instrumentos se utilizará conmutadores del tipo tablero y todos los tableros deberán tener lámparas indicadores para cada estado de la operación.

Finalmente, la unidad de generación tendrá el esquema de protección detallado en la figura 2-3-20, en el cual se prevén las principales fallas posibles.

- Relé de protección diferencial
- Prot. estator falla tierra
- Relé de sobre-excitación
- Relé de sobrevoltaje
- Relé pérdida excitación
- Relé de sobretemperatura
- Relé de inversión de fase
- Relé de impedancia
- Prot. estator falla tierra
- Relé diferencial generador
- Relé de potencia inversa

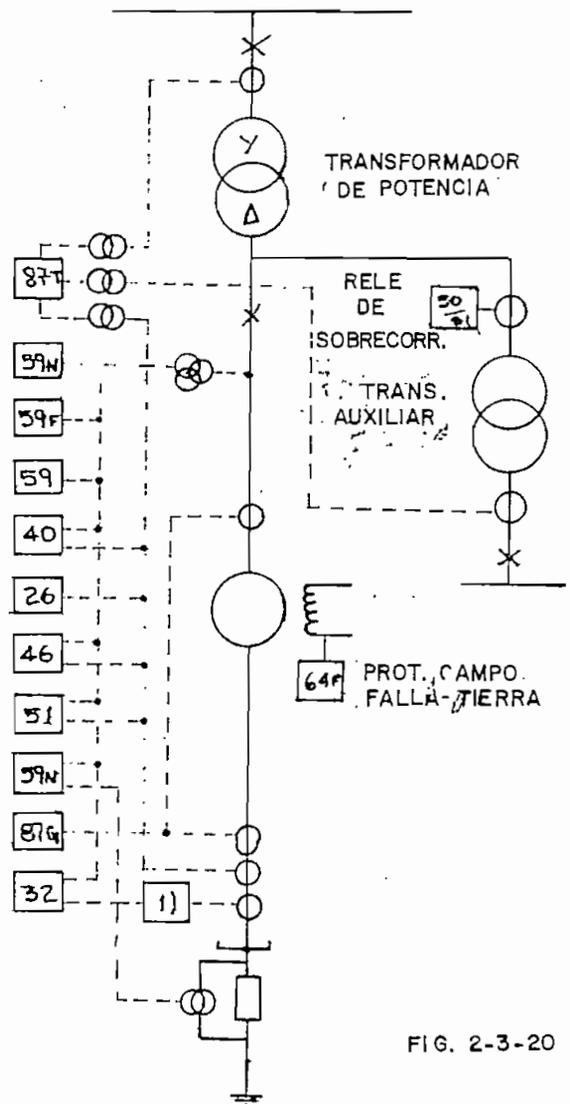


FIG. 2-3-20

de centrales Hidráulicas. Por otra parte, es susceptible de ampliaciones a ~~costos~~ costos relativamente moderados.

INECEL, al recopilar información sobre aguas termales y volcanismo reciente en el país detectó que existen muchas zonas de gran interés geotérmico. Dentro de estas zonas se fijaron prioridades para realizar estudios más específicos, en función de su ubicación dentro de una región con fenómenos volcánicos recientes, de las condiciones hidrológicas generales y de las características químicas de las manifestaciones termales encontradas en cada sector de interés. En base a estos parámetros se determinó como zona prioritaria a la zona de Tufiño, siguiéndole en importancia el sector de Chalupas y luego el sector de Cotacachi-Cuicocha.

La existencia de fuentes geotérmicas en el país amerita un estudio más detenido sobre su posible utilización en la producción de energía eléctrica.

Del estudio de costos de una Central Geotérmica de 75 MW, y de la relación Beneficio-Costo se obtiene una tasa interna de retorno (TIR) de 26 % para un factor de utilización de la planta del 60 %. Para que esta central sea rentable, puede ser implementada incluso con préstamos en moneda extranjera con un interés anual inferior al 20 %. Sin embargo, los préstamos otorgados a países del Tercer Mundo por Instituciones Internacionales de Desarrollo tienen un interés mucho menor al citado anteriormente, lo cual determina la factibilidad económica del Proyecto, pues generaría grandes beneficios al país.

* La tecnología necesaria para la implementación de este tipo de central no es muy compleja, pues la perforación de pozos geotérmicos se asemeja mucho a la perforación de pozos petroleros. Las obras civiles necesarias, para la construcción de la torre de enfriamiento, del condensador y de la casa de máquinas no son sofisticadas y su costo es relativamente bajo.

* El principal problema que presenta este tipo de central es el problema de la corrosión de los equipos mecánicos y eléctricos, debido al contenido de agentes corrosivos del vapor endógeno, por lo cual la tecnología de materiales es específica y sofisticada.

La construcción de una Central Eléctrica en el sector norte del país daría una mayor confiabilidad al sistema Nacional interconectado pues sería la única central de importancia en dicho sector. Además podría ser una parte importante de los futuros planes del Ecuador en cuanto a exportación de energía a Colombia.

BIBLIOGRAFIA

- LUCA M. Carlos. "Plantas Eléctricas"
Mexico: Representaciones y servicios de Ingeniería,
1975.
- MENA Alfredo "Manual de Protecciones de Sistemas Eléctricos de
Potencia"
Quito: EPN, 1983
- LANG D. W. "Critical Path Analysis"
Gran Bretaña: The English Universities Press Ltd.,
1970.
- INECEL "Plan Maestro de Electrificación. Periodo 84-2010"
Tomo I: compendio, 1985
- INECEL "Plan Maestro de Electrificación. Periodo 80-84"
Tomo I: compendio, 1985
- INECEL "Factores y Tasas de Escalamiento e Indices
Referenciales para Reajuste de Precios"
Quito, INECEL 1984
- INECEL "Informe de Actividades al 30 de Sept. de 1985"
Quito, INECEL 1985
- INECEL "Síntesis de los Estudios de Aprovechamiento de los
Recursos Geotérmicos en el Area de Chalupas"
Quito, INECEL 1983

- INECEL "Resumen sobre el Estado de la Exploración Geotérmica realizada por el Proyecto Geotérmico de INECEL". Quito, INECEL 1984

- INECEL "Términos de Referencia para la Ejecución de Estudios de Prefactibilidad del Proyecto Geotérmico Bi-nacional Tufiño-Chiles-Cerre Negro" Quito, INECEL-ICEL-OLADE 1985

- VAN DER TAK Herman G. "La Selección entre Sistemas Hidroeléctricos y Termoeléctricos en función de sus Ventajas Económicas" E.E.U.U.: Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento, 1966

- MARIN Oscar "Evaluación Económica de las Centrales Hidroeléctricas de Mediana Capacidad" Quito, INECEL 1986

- ALTAMIRANO Luis "Datos de Entrada y Resultados de la Optimización del Parque Termoeléctrico Equivalente OPTE, actualizados a enero de 1986" Quito: INECEL, 1986

- TRACTIONEL "Long Term Planning of Generating Power System" Tractionel

- ARNALDO M. Angelini "Electricity and the Environment" Roma: Ente Nazionale per L' energie Elettrica

- MITSUBISHI "Geothermal Power Generation"
Japón. Mitsubishi.

- OLADE "Metodología de Exploración Geotérmica: fases de
reconocimiento y prefactibilidad"
Quito, Editorial Fraga 1978

- OLADE "Planta Geotérmica de Cerro Prieto-Baja California"
Quito, OIade

- OLADE "Panorama de la Geotermia y Programa de Desarrollo"
OIade, agosto de 1982

- KESTIN Joseph "Sourcebook on the Production of Electricity from
Geothermal Energy"
Rhode Island, Brown University 1980

- SLETTEMARK "The Problem and Methodology of Forecasting Demand
Rolv Growth"
Oslo, Nor-Power '70, 1970

- ANSALDO, Revista 14 Nº 62, Ansaldo. Italia

- ENEL "Larderello and Monte Amiata: Electric Power by
Endogenous Steam"
Roma, ENEL

- BANCO CENTRAL DEL ECUADOR "Cuentas Nacionales del Ecuador (1976-1985) Nº6"
1986.