

"ESTUDIO ECONOMICO-FINANCIERO DE LA  
EMPRESA ELECTRONICA QUITO S.A."

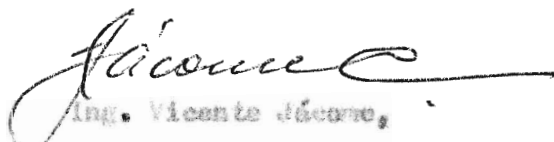
TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE INGENIERO EN LA ESPECIALIZACION  
DE ELECTRICIDAD, DE LA ESCUELA POLITECNICA NACIONAL.



POE: CÉSAR GONZALO CALDERÓN SUAREZ.

Quito, octubre de 1967.

CERTIFICO, que el presente trabajo, titulado "Estudio Económico-Financiero de la Empresa Eléctrica S.A." ha sido realizado enteramente por el Sr. Raúl Gonzalo Maldonado Bualde, como trabajo previo a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico.

  
Ing. Vicente Jácome,  
DIRECTOR DE TESIS

Quito, octubre de 1.967.

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

Desco dejar expresa constancia de mi agradecimiento al Ing. Vicente Jácome, quien con su celo de maestro atendió todas mis dudas e inquietudes, y me dirigió hacia el feliz término del presente trabajo.

Asimismo, desco agradecer:

A los Ingenieros: Francisco Contreras y Alejandro Cárdenas, quienes de diferentes maneras me hicieron llegar su apoyo para la realización de este estudio;

A mis compañeros de oficina quienes me alentaron constantemente.

A mis profesores, y

A la Escuela Politécnica Nacional, en la persona de su Director, Ing. José Babéa Orrellana R.

Guil G. Maldonado R.,

Quito, octubre de 1967.

DEDICATORIA: Dedico el presente trabajo a mi esposa  
Avelina y a mi hijo Gonzalito,  
quienes constituyen la única razón  
de mi vida.

# I N D I C E

INTRODUCCIÓN . . . . .	Pág.	1
CAPÍTULO I		
SITUACIÓN DEL MERCADO		
1 Introducción . . . . .	"	2
2 La demanda . . . . .	"	2
3 Etapas del estudio de mercado . . . . .	"	3
4 Recopilación de información . . . . .	"	3
5 Tabulación de la información . . . . .	"	6
6 Análisis de la demanda actual . . . . .	"	6
7 Proyección de la demanda . . . . .	"	11
7.1. Utilizando demanda máxima anual y población . . . . .	"	12
7.2. Utilizando las cercías y el número de abonados . . . . .	"	13
7.3. Análisis de los cuadros por tipos de consumidores . . . . .	"	14
8 Resumen de la proyección de la demanda . . . . .	"	26
CAPÍTULO II		
ANÁLISIS TÉCNICO DEL MERCADO		
1 Análisis de las plantas eléctricas existentes . . . . .	"	29
2 Análisis de la variación de la demanda en el año . . . . .	"	34
3 Programa de operación . . . . .	"	41
4 Resumen del programa de operación . . . . .	"	45

### CAPITULO III

#### PROGRAMA DE OBRAS

1 Obras que resultan del estudio de terreno. . . . .	Págs.	61
2 Costo de las obras . . . . .	"	63
3 Programa de ejecución de obras . . . . .	"	66
4 Calendario de inversiones. . . . .	"	68

### CAPITULO IV

#### ESTUDIO ECONOMICO-FINANCIERO

1 Objetivo . . . . .	"	73
2 Ingresos de explotación. . . . .	"	75
3 Costos de explotación. . . . .	"	77
4 Evolución de la Inversión en Explotación . . . . .	"	83
5 Fondo Anual para depreciación. . . . .	"	87
6 Proyección Financiera. . . . .	"	91
7 Financiación . . . . .	"	97
8 Evolución del Balance de Situación . . . . .	"	103

### CAPITULO V

#### EVALUACION ECONOMICA

1 El problema técnico de la evaluación . . . . .	"	105
2 Coeficientes de evaluación . . . . .	"	110
3 Evaluación económica de las Centrales de la E.L.E.G. . . . .	"	111
4 Otras aplicaciones del Coeficiente de evaluación económica: B/C. . . . .	"	120

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

El Programa Nacional de Electrificación, deberá ser realizado en primera instancia, por las Empresas Eléctricas provinciales o regionales que existen al momento.

Esta gran tarea que se les ha asignado, demandará un esfuerso supremo por parte de las mismas, si quieren llegar a felices términos. Pues, la situación actual en que se encuentran, es de limitación, fundamentalmente de recursos financieros.

Por tanto resulta de importancia capital, el hecho de que los ejecutivos de las Empresas Eléctricas Guatemaltecas, encarguen a los respectivos departamentos técnicos, la elaboración de Estudios Económicos-Financieros de sus Empresas, a fin de conocer cuáles son las necesidades de fondos para atender adecuadamente a su área de influencia, y su respectivo financiamiento.

Por esta razón, el presente estudio, pretende ser un METODO, de análisis económicos y financieros de Empresas, antes que reflejar la situación económica actual y futura de la Empresa Eléctrica Guate S.A.

EL AUTOR

## CAPITULO I

ESTUDIO DEL MERCADO1. Introducción:

El objetivo del estudio del mercado, o área de influencia, de una empresa eléctrica, consiste en estimar cuantitativamente las necesidades de "servicios" que demandará este mercado o área de influencia, de la empresa.

Puesto que, la naturaleza del mercado eléctrico no permite la libre competencia, y más bien constituye un monopolio natural, el precio del servicio que presta la empresa al mercado o área de influencia, es sólo función de los costos de explotación del sistema eléctrico a través del cual se sirve al mercado.

En el caso del mercado eléctrico, el área geográfica de éste, está plenamente definido. Cosa que no pasa en cualquier otro tipo de proyecto industrial de libre competencia, que el área geográfica del mercado, en el que se distribuyen los consumidores no está definido.

El área de influencia de la Empresa Eléctrica Quito S.A., en el futuro sólo le designaremos con la sigla de E.E.Q., constituye el Cantón Quito, o sea la ciudad de Quito y sus poblaciones vecinas.

Por tanto, este capítulo se dedicará a analizar las necesidades de "servicios" que requiere la ciudad de Quito y sus poblaciones vecinas.

2. La Demanda:

En forma general, podría decirse que la demanda constituye el volumen de servicios que requiere un mercado.



En el caso del mercado eléctrico, la expresión de la demanda exige el uso de algunos términos técnicos, pues éste se expresa en unidades de potencia y normalmente se utiliza el KW. La utilización de la Potencia en el tiempo, engendra la energía, y ésta normalmente se expresa en KWH.

El gráfico No. 1, demuestra que los puntos de una Curva son las necesidades de potencia en los tiempos 1, 2, 3, 4. . . 24, de un mercado eléctrico hipotético. El área que encierra esta curva con el eje de las abscisas, constituye la energía. Si la potencia se expresa en KW y el tiempo en horas, la energía tendrá que venir expresada en KWH.

La forma de esta curva es la que normalmente presenta el mercado eléctrico, y se le conoce con el nombre de "Curva de carga".

Se observa que la máxima necesidad de potencia se produce a la hora 10, a este punto máximo, se la conoce con el nombre de Pico de la Curva de Carga (ó Peak).

Sobre esta curva de carga se pueden hacer las siguientes consideraciones:

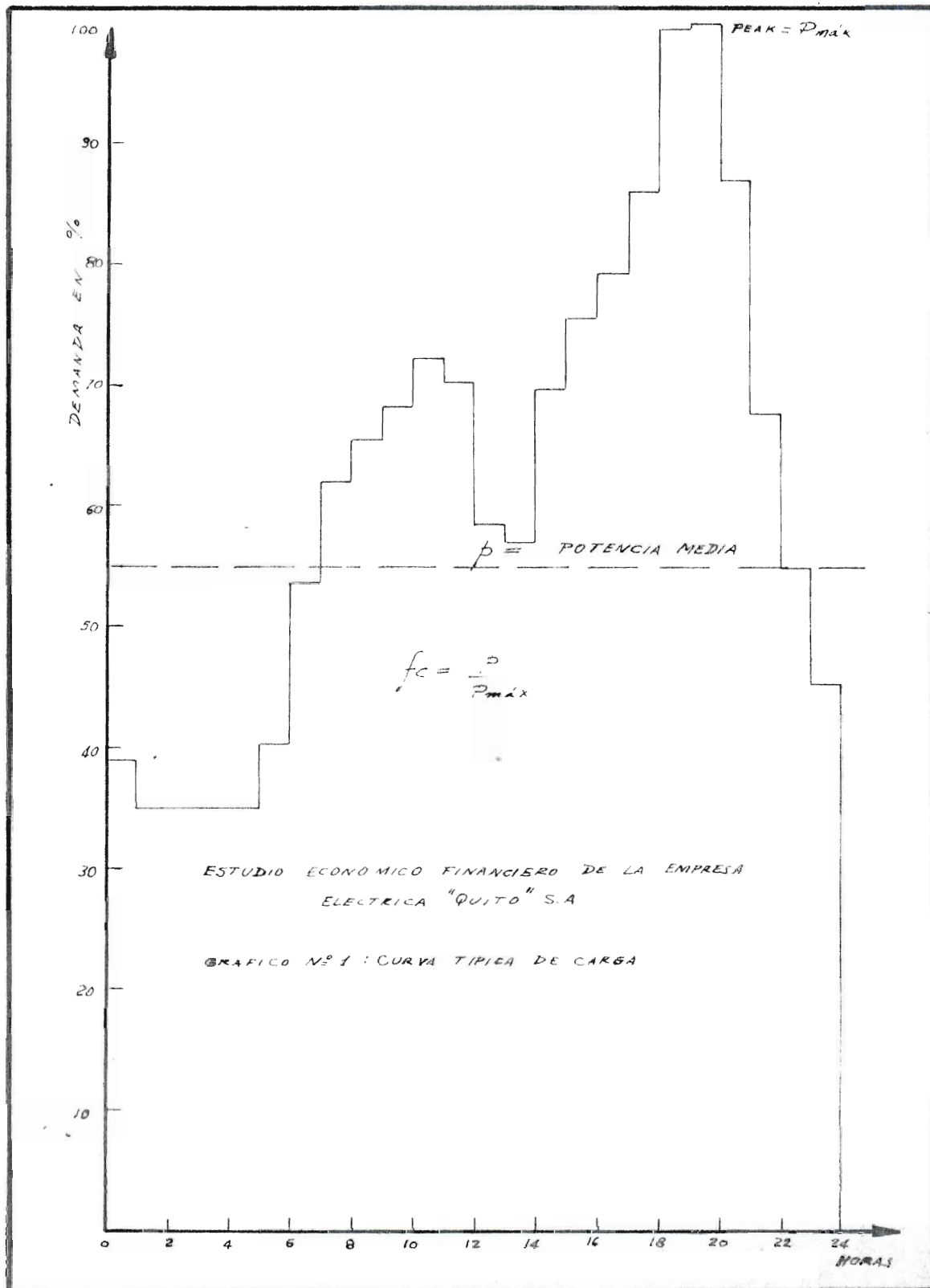
$$\text{La energía } E = P_1 \cdot t_1 + P_2 \cdot t_2 + P_3 \cdot t_3 + \dots + P_n \cdot t_n.$$

$$\text{La potencia media } p = \frac{E}{t_n - t_1} = \frac{E}{T}$$

$$\text{Factor de carga} = f_c = \frac{E}{P_{\text{máx.}} \cdot T} = \frac{E}{T \cdot P_{\text{máx.}}}$$

$$E = f_c \cdot P_{\text{máx.}} \cdot T$$

Se hace esta pequeña introducción técnica, porque en adelante se hablará de Demanda Máxima, Energía Generada o Vendida ó Factor de Carga y será conveniente recordar estos conceptos.



✓ 3. Etapas del estudio de mercado:

Las etapas de un estudio de mercado son las siguientes:

- I. Recopilación de información
- II. Tabulación de la información
- III. Análisis de la demanda actual
- IV. Proyección de la demanda.

Estas etapas no son más que la necesaria secuencia de los pasos que habrá que dar en el estudio del mercado.

✓ 4. Recopilación de información:

La información necesaria para el estudio de mercado de una empresa g  
léctrica, tratará sobre los siguientes tópicos:

- a) Potencia instalada
- b) Demanda máxima (Peak)
- c) Energía Generada
- d) Energía Vendida
- e) Factor de carga
- f) Precio medio de venta
- g) Pérdidas de energía

El cuadro No. 1 da toda esta información, desde 1947 hasta 1960, po-  
ra la E.E.G.

Este grupo de datos, resume las características del mercado eléctri-  
co.

Adicionalmente habrá necesidad de, recopilar en detalle la informa-  
ción relativa a la energía vendida de acuerdo con el tipo de consumidores.

- Residencial
- Comercial
- Industrial
- Fiscales y Municipales

Esta información debe traer en detalle, tanto el número de consumidores o abonados, como la energía que éstos consumen.

El cuadro No. 2, da el ejemplo de la información extractada de la E.E.Q., en relación a la energía vendida por tipo de consumidor.

### 3. Tabulación de la información:

La tabulación de los antecedentes, tiene que estar dirigida a presentar en forma resumida la información, y además la ubicación de ésta debe ser tal que permita el rápido análisis.

Así en el cuadro No. 1 se ha ubicado en las dos primeras columnas, la capacidad instalada, y demanda máxima del mercado que atiende la E.E.Q., y se observa fácilmente que desde el año 1949 hasta 1960 el mercado no estuvo suficientemente atendido, ya que la máxima demanda del mercado, superó a la capacidad instalada, y solamente a partir de 1961, el mercado estuvo atendido adecuadamente. Las restantes columnas se refieren a la energía generada, energía vendida, etc., que permiten el rápido cálculo del factor de carga y las pérdidas.

En la parte derecha del cuadro No. 1 se analiza el crecimiento anual de la demanda máxima, energía generada, y energía vendida.

Si analizamos el crecimiento anual de la demanda máxima, en el período histórico 1948 - 1960, se observa que los saltos bruscos se producen, cuando hay incrementos de capacidad instalada, y que la demanda máxima entra

ESTADÍSTICAS DE OPERACION

AÑO	Capacld Instal. MW	Demanda máxima MW	Energía Generad MWH	Factor de car	Energía vendida MWH	Veloc medio s/wh	Relac. VI a IV %	de C a luz fija al t.	X	XI	XII
1947	10.000	8.700	39.133	51.3	31.903	0.20	61.7		10.3	7.6	8.8
1948	10.000	9.000	42.102	50.1	34.815	0.20	62.7		7.9	8.6	9.7
1949	10.000	10.300	44.443	49.2	36.803	0.20	63.6		2.0	12.0	12.0
1950	10.000	10.500	50.161	54.5	41.434	0.22	65.5		3.3	7.4	11.2
1951	10.000	10.000	53.265	59.4	46.893	0.23	68.4		10.0	9.6	0.4
1952	10.000	10.000	59.037	61.8	46.302	0.24	78.4		16.0	0.8	14.3
1953	12.000	12.000	64.816	67.3	52.930	0.24	81.7		1.6	8.8	8.8
1954	12.000	12.100	70.401	61.3	57.300	0.24	81.4		1.8	7.0	7.2
1955	12.000	12.300	75.347	64.7	61.484	0.25	81.6	37.2	1.0	3.0	3.8
1956	12.000	13.400	79.078	68.5	63.206	0.27	81.7	34.5	12.6	-1.7	-2.0
1957	14.100	15.110	79.843	59.0	62.171	0.30	80.9	34.1	18.4	13.6	9.8
1958	17.400 (1)	17.000	87.271	55.7	69.200	0.30	79.2	33.0	13.2	10.1	8.4
1959	16.400 (1)	20.000	96.129	64.2	72.809	0.30	75.5	29.0	12.8	8.6	7.0
1960	22.000 (1)	22.000	105.845	59.0	77.624	0.30	73.7	26.2	19.7	11.4	13.4
1961	41.000 (1)	37.300	117.311	49.0	83.109	0.30	70.1	27.0	8.9	12.8	14.0
1962	41.000 (1)	39.000	132.327	40.7	109.462	0.30	70.8	24.0	8.5	7.7	9.6
1963	41.000 (2)	32.300	142.632	50.4	110.183	0.33	77.2	22.0	6.7	9.1	0.6
1964	39.000 (2)	34.000	155.632	61.5	117.429	0.37	75.4	17.5	7.2	7.1	9.4
1965	39.100 (2)	37.000	166.673	61.4	122.600	0.40	77.1	13.2	8.2	7.1	10.3
1966	39.100	40.000	179.639	59.0	142.400	0.40	79.8	8.2			

NOTAS: (1) Incluidos 2.000 KW arrendados a Machachi.  
 (2) Incluidos 2.000 KW arrendados a Machachi y considerado el retiro de operaci3n de un grupo diesel-eléctrico de 400 KW.  
 (3) Al arriando de potencia a Machachi se educe a 1.300 KW y se retiran de operaci3n unidades diesel eléctricas adicionales.

FUENTE: Estadísticas de la Empresa Eléctrica Quit0 S.A.

en un crecimiento normal sólo a partir de 1968, consecuencia de que el mercado estuvo suficientemente atendido. (Entró en operación Cumbayá I).

Por esta razón y para fines de conocer las características del mercado actual se analizará en detalle el período 1962 - 1966. (Ver cuadro No.2).

Asimismo, continuando en el análisis de las estadísticas de operación, se observa que las variaciones del crecimiento de las energías vendidas y generadas, tienen que ver con el rendimiento del sistema de transmisión y distribución (Relación VI a IV) y el precio medio de venta. Por ejemplo: en los años 1961 y 1962 los crecimientos anuales de la energía vendida, son del orden del 13 y 14 por ciento, con tarifas cuyo precio medio de venta es de 38 centavos por kWh., y en los años siguientes se observa una disminución del crecimiento de la energía vendida al 5,5 y 5,4 por ciento como consecuencia del aumento de tarifas, con precio medio de venta de 46 centavos por kWh.

#### 6. Análisis de la demanda actual:

La máxima demanda que se produjo durante el año 1966, fué de 40 MW, (7 de diciembre). En ese mismo año se generó 178,5 GWH y se vendió 142,4 GWH, es decir que las pérdidas alcanzaron al 20%.

Esta demanda máxima, superó la capacidad instalada, que al 31 de diciembre del mencionado año ascendía a 39 MW, según el siguiente detalle.

<u>Planta</u>	<u>Capacidad instalada</u>	<u>Tipo</u>	<u>Observaciones</u>
Cumbayá	20.- MW	Hidráulica	
Guangopole	0.4 MW	"	
Chillo	1.7 MW	"	
Guápulo	0.9 MW	"	

ESTUDIO ECONOMICO FINANCIERO DE LA EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.

ESTADISTICAS DE VENTAS Y ABONADOS (1) POR CLASES DE SERVICIOS

Periodo: 1.002 - 1.005

Cuadro No. 2

UNIDAD	A			B			Tasa de Crec. %
	1902	1903	1904	1903	1904	1905	
<b>1. Resid. Gover, Gobierno y Municipio</b>							
M/M de venta	63.530	70.560	73.920	81.133	89.024	9.7	
No. de abonados	43.970	51.724	55.770	55.231	59.154	4.4	
1903/abonado	1.30	1.30	1.33	1.47	1.53	4.2	
<b>2. Agua potable</b>							
M/M de venta	7.061	8.033	9.134	10.010	11.087	12.2	
No. de servicios	27	30	33	31	33	-4	
1903/servicios	330	377	414	451	482	10.3	
<b>3. Industrial</b>							
M/M de venta	23.549	24.710	26.472	31.034	35.400	16.8	
No. de abonados	834	851	849	859	890	3.0	
1903/abonado	333	357	335	357	393	8.0	
<b>4. Alumbrado pùblicos</b>							
M/M de venta	0.000	0.000	0.007	0.026	0.031	2	
<b>TOTAL</b>							
M/M de venta	100.400	110.136	117.489	132.100	142.406	9.1	
No. de abonados	49.871	52.674	54.671	56.171	59.067	4.35	

NOTAS: (1) Pro olio del año

FUENTE: Estadísticas de la Empresa Eléctrica Quito S.A.

<u>Planta</u>	<u>Capacidad Instalada</u>	<u>Tipo</u>	<u>Observaciones</u>
Mechachi	1.2 MW	Hidráulica	arrendada
La Carolina	5.8 MW	Diesel	
TOTAL	30 MW.		

Como ya se dijo en el acápite anterior, las estadísticas de operación demuestran que el mercado estuvo normalizado desde el año 1962, y se observa que el crecimiento del consumo de energía, ha tenido una tasa de crecimiento del 0.1% acumulativo anual, desde ese año hasta 1966.

Siendo la ciudad de Quito, Capital de la República, el segundo mercado eléctrico del país (superado en éste sentido sólo por la Ciudad de Guayaquil, el principal puerto marítimo del Ecuador) los consumos de energía son muy importantes, lo que justifica que para el análisis de los consumos se los haga en buen detalle.

Con este objeto dividiremos a los consumidores de La E.M.S., en los siguientes grupos:

6.1 Homogéneos: Se pueden considerar consumidores homogéneos, a aquellos que se caracterizan por su gran número, pero de bajos consumos unitarios, entre éstos podemos catalogar a los Residenciales, Comerciales y dependencias del Gobierno y Municipio. (Ver cuadro No. 2).

6.2 Industrial: A aquellos consumidores que se caracterizan por su pequeño número, pero de altos consumos unitarios. Como industrial se puede considerar el consumo de las industrias propiamente dichas, y a la Empresa de Agua Potable.

Una propiedad importante de este tipo de consumo, es el hecho de que no inciden en el pico de la curva de carga.



6.3. Alumbrado público: Alumbrado de calles, parques y plazas. Es un consumo importante, pues en el año 1966 alcanzó al 4.3% del total, tomando en cuenta que a este consumo se le considera para un sólo consumidor.

En el cuadro No. 2, se da información sobre los consumos de cada uno de estos tipos de consumidores, y el número de éstos para el período 1962 - 1966.

Allí se observa que la mayor tasa de consumo corresponde de Agua Potable, con el 12.3%; le sigue el consumo industrial con el 10.3%; luego los consumos homogéneos con el 8.7% y finalmente el alumbrado público con el 3%.

La población de Quito para 1966, se estima que ascendió a 405.600 habitantes, lo que nos da una relación 7 habitantes por abonado homogéneo. Si consideramos que el núcleo familiar tipo (abonado homogéneo), está constituido por 6 habitantes, (válido para Quito, según investigaciones de la Junta Nacional de Planificación y Coordinación Económica), resulta entonces que, a Diciembre de 1966, sólo el 83.7% de la población recibiría servicio eléctrico.

## 7. Proyección de la demanda:

Se utilizan varios métodos en la proyección de la demanda de mercados eléctricos, se diferencian unos de otros, sólo en el grado de detalle del cálculo, y naturalmente este trae como consecuencia que los resultados sean diferentes.

El factor común del crecimiento de la demanda eléctrica es la población, por esta razón todos los métodos de la proyección de la demanda, están basados en la proyección de la población.

Los métodos de proyección de la demanda son los siguientes:

### 7.1 Utilizando demanda máxima anual y población:

Datos necesarios:

- 7.1.1. Demanda máxima anual del primer año de la proyección.
- 7.1.2. Población del primer año de la proyección y la proyección de la población del área del mercado a estudiar, (La división de Estadísticas y Censos de la Junta Nacional de Planificación, proporciona la proyección de la población).

Conocidos estos datos, se relaciona la máxima demanda y la población del primer año de la proyección. Esta relación (Vatios/habitante) se conoce como "un índice de electrificación". Este valor debe ser analizado y comparado con otras ciudades o áreas, que con igual número de habitantes tengan un mejor nivel de electrificación.

Para el cálculo de la proyección de la demanda, habrá que imponerse una meta, que normalmente consiste en mejorar el índice de electrificación.

Un ejemplo para Quito, aclarará las ideas

Años	1966	1967	1968	1969	1970	
	(4)					
Población	406	422	439	456	473	miles de habitantes
Vat/hab.	98,5	108,8(2)	119,2(2)	130(2)	140(1)	
Dem.Máx.	40	45,9(3)	52,3(3)	59,3(3)	66,2(3)	MW

NOTA: (1) Meta impuesta

(2) Proyectado en forma lineal

(3) Obtenido por producto entre población y vatios por habitante.

(4) Datos históricos

Este método nos da un crecimiento de la demanda máxima anual de 13.4%

acumulativa.. Se puede observar que la tasa de crecimiento depende de la meta que se imponga.

### 7.2. Utilizando las energías y el número de abonados:

Datos necesarios:

- 7.2.1. Energía Vendida
- 7.2.2. Energía Generada
- 7.2.3. Factor de Carga
- 7.2.4. Número total de abonados
- 7.2.5. Número de habitantes

Este método consiste en relacionar, para el primer año de la proyección, los habitantes y los abonados, la energía vendida y los abonados, y analizar estos resultados.

Aplicamos este método al mercado que atiende la E.E.Q. sólo con el fin de aclarar el método:

Años	(1) 1966	1967	1968	1969	1970	
Población	406	422	439	456	473	miles de habitantes
habit/abon	7.0	6.8	6.8	6.4	6.2	(2)
# abonados	59	62	67	71	76	(3) miles de abonados
MWH/abonados	2.4	2.5	2.6	2.7	2.8	(4)
Energía vendida	142	155	174	192	213	(5) MWH
Pérdidas	20.2	20	20	20	20	%
Energía generada	179	194	216	240	266	MWH
Fact. de carga	56.9	50	50	50	50	%
Dem. Máx.	40	44	50	55	61	(6) MW

- NOTAS: (1) Datos históricos
- (2) Disminuir la relación equivale a electrificar más un mercado ya electrificado
- (3) Obtenido por producto entre la población y habit/abonado.
- (4) El consumo unitario per abonado crece con un índice igual al crecimiento del ingreso per cápita.
- (5) Producto entre el consumo per abonado y los abonados
- (6) Calculado en base a la fórmula

$$\text{Dem. Máx.} = \frac{E \text{ generada}}{f_e \cdot 8760}$$

Como puede observarse, en este método nos hemos impuesto las siguientes metas:

- Electrificar una mayor área del mercado desde el 85% (7 habit/abon) hasta el 97% (8 habit/abon.).
- Suponer que el standard de vida va a crecer con el 4% anual.
- Que las pérdidas de energía en el sistema van a permanecer constantes y en el 20%.
- Que el factor de carga va a permanecer constante.

### 7.3. Análisis de los consumos por tipos de consumidores:

Este último método de proyección, está basado en un profundo análisis del crecimiento de los consumos de energía por tipo de consumidor. Dado que el mercado eléctrico de la R.E.G., es de gran importancia, se aplicará este método para el cálculo de su proyección de demanda y a la vez se irá explicando.

Los cuadros No. 3, 4, 5, 6, 7 y 8 muestran en detalle el proceso del cálculo.

ESTUDIO ECONOMICO FINANCIERO DE LA EMPRESA ALCANTARA QUITO S.A.

PROYECCION DEL CONSUMO DE LOS ALDEANOS DEL  
TIPO RUSTICO Y COMERCIAL (1)

Cuadro No. 3

AÑO	Proyec. de la Po blación (milto <sup>(2)</sup> )	Tasa Habit. por abq año	Número de abq años	MMI por aldeaño (3)	MMI de venta
1956	405.800	7.0	59.154	1.53	47.024
1957	421.200	6.9	61.130	1.60	47.600
1958	435.800	6.8	64.860	1.66	50.700
1960	465.100	6.7	68.070	1.73	57.810
1970	473.600	6.6	71.760	1.80	69.240
1971	485.000	6.5	75.230	1.88	73.400
1972	518.700	6.4	81.817	1.96	78.800
1973	545.400	6.3	86.000	2.03	87.600
1974	567.300	6.2	91.550	2.14	95.600
1975	592.000	6.1	97.147	2.24	107.000
1976	616.300	6.0	102.710	2.34	116.400
Tasa de crecimiento . . .					10.4%

NOTAS: (1) Se consideran incluidos los servicios de luz a las dependencias del Gobierno y Municipio.

(2) Proyección de la población proporcionada por la Junta Nacional de Planificación

(3) La proyección de la energía por abona<sup>o</sup> se ha calculado en base a la tasa de crecimiento del período 63-65 que es del 4.8%, hasta 1970. A partir de 1971 se ha proyectado en una tasa del 4.5%.

Este método implica los siguientes pasos:

7.3.1. Determinar los tipos de consumidores, que por sus características, pueden recibir un mismo tratamiento en el cálculo de la proyección de los consumos.

Para el caso de la E.E.G., se han encontrado cuatro tipos de consumidores.

7.3.1.1. Homogéneos (Resid. Com. Gob. y Manic.)

7.3.1.2. Agua potable

7.3.1.3. Industrial

7.3.1.4. Alumbrado público.

Cada uno de estos grupos de consumidores recibirá el tratamiento adecuado para el cálculo de su proyección.

7.3.1.1. Consumos Homogéneos:

El cuadro No. 3 indica el proceso de cálculo adoptado para la proyección de los consumos de los abonados homogéneos.

Este tipo de consumo está ligado íntimamente con la población, de ahí que se considera a ésta como la base del cálculo.

Se ha tomado el período 1966 - 1970, como período de estudio, debido a que los análisis económicos de empresas eléctricas, deben abarcar este lapso, en razón de que los bancos internacionales y las corporaciones financieras así lo exigen.

El año 1966, es el último año histórico y por tanto el primero de la proyección.

Se ha indicado que la disminución de la relación habitantes por abonados, indica una mayor electrificación de la zona servida. El valor de 7 ha

bitantes por abonado indica que existen viviendas ubicadas en el área de influencia de la E.S.Q. y que no disponen de servicio eléctrico. (El Censo de población y vivienda de 1962, indicó que de las 60.863 viviendas, sólo 59.434 viviendas disponían de servicio eléctrico).

Investigaciones de la Junta Nacional de Planificación, indican que cuando se haya llegado a 6 habitantes/abonado, se habrá electrificado todas las viviendas.

En este estudio nos hemos impuesto llegar a electrificar totalmente el área de influencia de la E.S.Q. en el año 1976.

El consumo de energía por abonado se ha proyectado, con el 4.2% anual, hasta 1970. Este porcentaje es el observado en el período 1962 - 1966. Se espera que a partir de 1971, el % de crecimiento del consumo por abonado adquiera el valor de 4.5, en razón de que habrá un mejoramiento del standard de vida, consecuencia del mayor grado de industrialización que experimentará Quito, a partir de ese año.

La tasa media resultante para el período 1966 - 1.976, para este tipo de consumo es del 10.4%.

#### 7.3.1.2. Consumo de Agua Potable:

La empresa de agua potable representa para la E.S.Q. uno de los consumidores más fuertes de energía, y por esta razón se le ha analizado independientemente de los otros consumidores.

Para proceder a conocer la cuantía de su consumo se ha analizado en detalle el número de servicios que recibe esta Empresa, los cuales se detallan en el cuadro No. 4. Se ha obtenido información de los consumos desde

ESTUDIO ECONOMICO FINANCIERO DE LA COMPAÑIA ELÉCTRICA QUITO S.A.

COMO SE ASALDA EN LAS INSTALACIONES DE BOMBEO DE LA BARRIAL DE AGUA POTABLE Cuadro No. 4

		(Mm)				Procedie del Período
		1962	1963	1964	1965	1966
1.	Pozo de Bombeo No. 1	658	685	674	628	750
2.	Pozo de Bombeo No. 2	825	708	803	782	783
3.	Pozo de Bombeo No. 3	828	831	849	832	824
4.	Pozo de Bombeo No. 4	638	768	631	824	631
5.	Pozo de Bombeo No. 5	714	774	789	611	759
6.	Pozo de Bombeo No. 7	858	897	834	837	837
7.	Pozo de Bombeo No. 8	860	933	949	918	898
8.	Pozo de Bombeo No. 9	-	-	-	-	173 (4)
9.	Subtotal	5.484	5.897	5.499	5.949	5.677
10.	Estación de Bombeo El Sema	1.500	1.500	1.508	1.508	1.537
11.	Estac. de Bombeo Ichimbia Alto	-	79(1)	92(1)	107	151
12.	Estación de Bombeo Cúspulo	-	-	1.310(2)	2.378	3167
13.	Subtotal	1.500	1.579	2.979	4.556	4.773
14.	Planta de Tratam. El Píacer	303	404	288	70(3)	74 (3)
15.	Otros Servicios	420	340	418	247	562
16.	Subtotal	723	653	656	456	636
17.	TOTAL	7.840	8.039	9.134	10.018	11.086

- NOTAS: (1) Corresponde a 0 meses de trabajo, valores no válidos para el promedio  
 (2) Corresponde a 3 meses de trabajo, valores no válidos para el promedio  
 (3) Consumo normal de esta instalación. Anteriormente se computó a la categoría por no estar en operación el grupo propio.  
 (4) Corresponde a 3 meses de consumo, valores no válidos para el promedio



el año 1962 hasta 1966.

La Empresa dispone de 8 pozos de bombeo cada uno de los cuales están accionados por motores cuyas potencias son alrededor de 250 K.W. Asimismo, tiene a su servicio 3 estaciones de bombeo y una planta de tratamiento cuya capacidad instalada total es alrededor de 1.200 K.W.

Los consumos de energía han crecido desde 7.840 MWH. para el año 1962, hasta 11.098 MWH para 1966, lo cual representa un crecimiento medio anual del 9%.

Para fines de la proyección del consumo para los próximos 19 años, se ha procedido a determinar el consumo promedio del período 1962 - 1966, para cada uno de los principales elementos de la Empresa. Así tenemos que el promedio de consumo de los pozos es de 3.468 MWH, el de las estaciones de bombeo de 4.660 MWH. y el total para toda la Empresa de 10.694 MWH.

Por otro lado, se ha procedido a entablar conversaciones con los principales personeros de la Empresa de Agua Potable, con la finalidad de conocer el programa de ampliaciones de ésta. Así se pudo conocer que la Empresa tiene previsto la entrada en operación del pozo el Bosario, pozo la Petaccia y la planta de tratamiento de Puengasí que entrarán a operar en los años 1967 - 1968, y 1971 respectivamente. Los consumos de estas nuevas ampliaciones se muestran en el cuadro No. 5.

Debido a que los pozos actuales han estado trabajando al máximo de su capacidad, se prevé que los consumos futuros no excederán de 6.500 MWH. El pozo No. 8 de reciente instalación tiene una capacidad de consumo de 800 MWH. Las estaciones de bombeo consumirán alrededor de 4.300 MWH. La planta de tratamiento de El Placer y las demás instalaciones existentes tienen una capaci

PERIODO DE COMPRA DE LAS INSTALACIONES DE  
ACTA POTABLE

Cuadro No. 5

(1981)

AÑO	Peso actual	Peso No. 6	Peso "El Paso" No. 6	Peso "La Llave" No. 6	Costo de base (1)	Costo de base (2)	Costo Anual
1966	5.564	173(4)	-	-	4.776	636	11.067
1967	5.530	840	606(6)	-	4.660	700	12.400
1968	5.520	830	630	830	4.500	700	13.400
1969	5.560	830	600	830	4.500	700	13.400
1970	5.520	830	630	830	4.630	700	13.400
1971	1.000(5)	20(5)	50(5)	20(5)	1.240(6)	700	2.100
1972	1.000(5)	20(5)	20(5)	20(5)	1.340(6)	700	2.300
1973	1.000(5)	20(5)	20(5)	20(5)	1.440(6)	700	2.300
1974	1.000(5)	20(5)	20(5)	20(5)	1.540(6)	700	2.400
1975	1.000(5)	20(5)	20(5)	20(5)	1.740(6)	700	2.600
1976	1.000(5)	20(5)	20(5)	20(5)	1.840(6)	700	2.700

- NOTAS:
- (1) Comprende el Estanco No. 1 y las estaciones de bombeo El Sano, Ichihua Alto y Cuápulo.
  - (2) Todas las demás instalaciones existentes, incluida la planta de tratamiento de El Píez
  - (3) Comprende la planta de tratamiento de Paquonaf, Estación de Bombeo Chiriqua Alto y Estación de Bombeo Testioco.
  - (4) Valor correspondiente a 3 meses de funcionamiento.
  - (5) Se ha supuesto que en este período cada peso opera 6 días al año para obtener sus instalaciones en buen estado.
  - (6) Calculado a base de 300 KW, 70% factor de demanda y 70% factor de carga
  - (7) Calculado a base de 300 KW, 100% factor de demanda y 70% factor de carga
  - (8) Prorrateados en forma lineal
  - (9) Corresponde a 0 meses de trabajo.

dad de consumo de 700 MWH por año.

Los pozos el Cosario y la Delicia consumirán alrededor de 800 MWH por año cada uno. Todas estas instalaciones se encargarán de abastecer de agua potable para la ciudad de Quito hasta el año 1970, ya que en 1971 entrará funcionando la planta de Buenasí, que recibirá agua traída por gravedad desde las estrivaciones del Cotopaxi.

De esta manera se ha lo rudo calcular los consumos totales por año que requerirá la Empresa de Agua Potable para el período 1966 - 1.976.

Analizando los consumos anuales se observa que éstos crecerán desde el valor producido en 1966 que es de 11.087 MWH, hasta 13.400 MWH en 1968, valor que permanecerá constante hasta 1970, consecuencia de la saturación del sistema. Visto así el problema se puede prever que a partir de 1968 la ciudad de Quito sufrirá un mayor déficit en el abastecimiento de agua potable.

A partir de 1971, año en que entrará a operar la planta de Buenasí los consumos de energía bajarán bruscamente hasta 2.100 MWH, pero en cambio se espera que la ciudad de Quito disponga de un buen servicio de agua potable. Desde los años 1972 - 1976 el consumo de energía crecerá ligeramente consecuencia de la mayor utilización de las máquinas de esta planta, llegando finalmente a 2.700 MWH el consumo correspondiente al año 1976.

Esta es la forma en que tiene que procederse para la determinación de los consumos de abastecidos importantes, pues sólo a base de su programa de operación se podrá conocer la proyección de su consumo.

#### 7.3.1.3. Consumo Industrial:

El consumo industrial representó en el año 1966 apro

PROYECCIÓN DEL CONSUMO INDUSTRIAL

Cuadro No. 6

AÑO	(1) Producción Industrial 100 sucros	Consumo Indust. MWH	Índice de ELECTRIF. mwh	Metas del Programa de desarrollo	Censoso Indus. Cantón Quito (3) MWH.
1960	2.010	130.849	68.1	68(0)	
1961	2.115	142.227	67.8	70	
1962	2.232	152.418	68.5	72	
1963	2.353	162.042	67.0	74	
1964	2.480	172.017	68.0	76	
1965	2.610(2)	182.646	68.0	80	
1966	2.740	193.570	68.4(3)	82	25.468
1967	2.880	204.200	68.2	84	40.100
1968	3.020	215.070	64.1	87	48.300
1969	3.170	226.070	66.0	90	51.200
1970	3.320	237.370	68.0	93	57.000
1971	3.480	249.400	70.0	96	62.400
1972	3.650	262.000	72.1	99	70.000
1973	3.820	275.000	74.3	102	80.000
1974	4.000	288.000	76.5	105	94.000
1975	4.170	302.000	78.9	108	106.000
1976	4.350	316.000	81.2	111	120.000

10% 13.3% Tasa de crecimiento medio anual del período 65-76 13%

NOTAS:

(1) Producción del promedio interno bruto

(2) A partir de 1965 se ha proyectado con el 10%.

(3) A partir de 1965 se ha proyectado con el 3%

(4) El censo resultante de la producción y el índice de electrificación

(5) La proyección del consumo industrial para la zona de influencia de la Empresa Eléctrica Quito S.A., se ha hecho con el 13.3% que es la tasa de crecimiento del país.

(6) Las metas del programa de desarrollo industrial aspiraban a obtener una tasa de crecimiento del 3% para la relación vatios hora/sucro bruto de producción.

representando el 25% del consumo total del mercado que atiende la E.E.Q.

Para su proyección se han hecho consideraciones de carácter general para todo el país, en razón de que las ciudades de Quito y Guayaquil constituyen los principales centros industriales del Ecuador, los restantes como Cuenca, Ambato, etc. no inciden en forma representativa.

En resumen, determinada la tasa de crecimiento del consumo industrial para todo el país, está determinada la tasa de crecimiento de los consumos industriales de Quito y Guayaquil, por lo ya anotado.

De los informes generales del Banco Central del Ecuador se conoce la producción industrial bruta, expresada en sucres, para todo el país. Se observa que dicha producción creció desde 2.000 millones de sucres, en 1.960 hasta 3.250 millones de sucres en 1965, lo que representa una tasa de crecimiento del 10% anual.

La Dirección General de Recursos Energéticos del Ministerio de Industrias y Comercio proporciona información de los consumos industriales de todo el país. En 1960 el consumo industrial alcanzó a 136849 MWH y creció hasta 190.046 MWH para el año 1965, lo cual representa una tasa de crecimiento del 7% acumulativa anual.

Relacionando la energía consumida por la industria y los sucres producidos por ésta, determinamos el llamado índice de electrificación de las industrias, que representa la energía consumida por cada sucre de producción. Se observa que este índice de electrificación de las industrias, ha permanecido casi constante durante el período 1960-1963 y que en los años 1964-1965 decreció en un 13% del valor que se obtuvo en aquel período (de 68 WH por sucre hasta 60 WH por sucre). Este fenómeno puede justificarse considerando que en este último período entraron a funcionar industrias con bajo grado de mecani-

zación.

Las metas del programa de desarrollo industrial del Ecuador aspiraban a que el índice de electrificación de las industrias crezca con el 3% anual a partir del valor observado en 1969, que como ya se estudió no se ha cumplido.

Si se desea que se cumpla, al menos en parte, las metas del programa de desarrollo industrial del país, habrá que aspirar a que el índice de electrificación de las industrias crezca con la tasa de crecimiento programada, pero a partir de 1969. Por otro lado es de esperar que la producción industrial bruta continúe creciendo con la misma velocidad con que lo ha hecho en el pasado, razón por la que a partir de 1969, este rubro se lo ha hecho crecer con el 10%.

El consumo industrial para el período 1969 - 1976 resulta por simple producto entre la producción y el índice de electrificación y así se llega a determinar que la tasa de crecimiento del consumo industrial resulta del 13.3% acumulativo anual.

Por tanto esta será la tasa de crecimiento de las industrias de Quito (ver cuadro No. 6).

#### 7.3.1.4. Alumbrado Público:

Se ha estudiado que el consumo de alumbrado público tiene relación directa con la población.

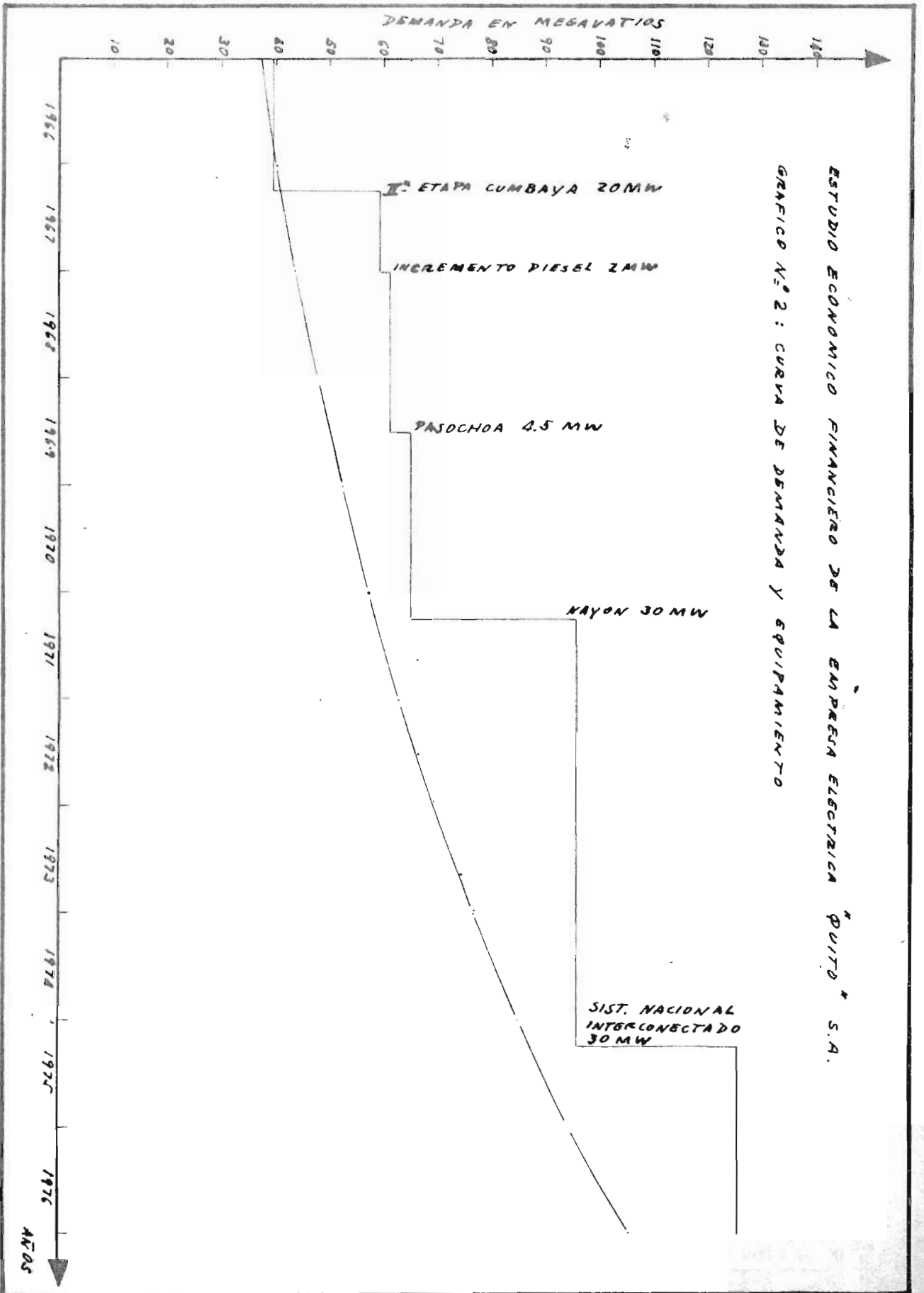
El promedio de consumo, para la ciudad de Quito, en concepto de alumbrado público es de alrededor de 17 kWh per habitante per año para el período 1962 - 1969, razón por la que el mencionado valor se lo mantuvo constante hasta el año 1976.

ESTUDIO ECONOMICO FINANCIERO DE LA EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.  
 PRESENTACION DEL CONSUMO DE ALUMBRADO PUBLICO

Cuadro No. 7

Año	Número de Habitan-tes.	KWH por habi- tante por año	Consumo de Alumbr. Públi- co KWH
1962	355.200	17.0	6.052
1963	366.600	16.6	6.025
1964	378.100	15.8	5.997
1965	389.600	16.2	6.326
1966	401.000	16.8	6.831
1967	421.800	17	7.200
1968	439.600	17	7.500
1969	456.100	17	7.800
1970	473.600	17	8.100
1971	490.000	17	8.400
1972	518.700	17	8.800
1973	548.400	17	9.200
1974	587.300	17	9.600
1975	626.600	17	10.000
1976	676.300	17	10.500

00025





## CAPITULO II

ABASTECIMIENTO DEL MERCADO1. Análisis de las plantas eléctricas existentes:

La E.S.P. al momento dispone de 43.930 KW hidráulicos instalados y una Central de emergencia Diesel de 5.850 KW. totaliza de los 48.930 KW propios. Adicionalmente la Empresa recibe 1.200 KW que arrienda al Municipio del Cantón Mejía, que proceden de la Central de Machachi.

El cuadro No. 9 trae la información precisa acerca de los caudales medios periódicos utilizables en cada una de las centrales y sus características principales, como: altura de caída neta, rendimiento total del sistema de generación, capacidad instalada, y caudales de diseño de las turbinas.

Con la finalidad de determinar la capacidad de generación de energía de las centrales hidráulicas, en el cuadro No. 10 se han calculado los potencias correspondientes a los caudales medios periódicos.

El cuadro No. 11 nos da la capacidad de generación de cada una de las centrales hidráulicas, que en resumen son las siguientes:

Cumbayá. . . . .	148.223 M.W.H.
Napón. . . . .	139.626 "
Guangopole . . . . .	64.958 "
Pasachoa . . . . .	29.084
Chillos. . . . .	11.824
Guápulo. . . . .	3.509
Machachi . . . . .	<u>9.360</u> "
T O T A L . . . . .	406.224

CARACTERISTICAS Y CAPACIDADES DE LAS PLANTAS DE LA EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A. (m<sup>3</sup>/seg.)

Cuadro No. 9

C A R A C T E R I S T I C A S	C E L L O S					
	Comunipolo	Cumbayá	Región	Antes de Desagüe de Pasachon	Desagüe de Pasachon	Cuádrulo
Estiaje	12.15	13.11	15.21	1.2	1.2	4.12
	14.28	15.75	19.64	1.2	0.7	4.40
	10.27	10.22	22.27	1.2	1.2	4.40
C A P A C I D A D E S:						
1. Altura de caída (m)	73.5	130	97	104	124	73
2. Rendimiento del generador		57	57	73.5	53.7	74
3. Rendimiento de las turbinas						75.3
4. Capacidad instalada KW	9.400	40.500	30.000	1.700	1.700	2.000
5. Caudal con el que da la capacidad instalada	18	36	36	1.3	1.3	0.5
6. Relación potencia/caudal	522	1.110	0.833			

NOTAS: (1) Los valores en este renglón representan los rendimientos totales  $\eta_T = \eta_G \cdot \eta_T$

ESTUDIO ECONÓMICO FINANCIERO DE LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO S.A.  
 POTENCIA CORRESPONDIENTE A LOS CAUDALES

Cuadro No. 10

(KW)

Período	Cungapolo	Cueñayá	Mayón	C H I L I O S				
				Pasecha (1)	antes de Despeña de Pasecha (1)	Unidad Cápulo		
Creciente	8.350	19.870	10.000	1.500	1.500	3.000	1.500	400
Medio	7.000	17.400	10.000	1.300	800	2.000	800	400
Estiaje	6.200	14.050	12.010	1.500	1.500	3.000	1.500	300

INSTALACION DEL RIO SAN PEDRO:

CRECIMIENTO: Marzo, Abril, Mayo y Junio  
 MEDIO: Noviembre, Diciembre, Enero y Febrero  
 ESTIAJE: Julio, Agosto, Septiembre y Octubre

(1) La clasificación de los períodos se ha hecho en base régimen del río San Pedro, pero el río que abastece a la planta de los Chillos y Pasecha tiene un régimen diferente.

(2) Capacidad instalada Diesel 0.550 KW.

ESTUDIO ECONOMICO FINANCIERO DE LA EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.

CAPACIDAD DE GENERACION DE LAS CENTRALES HIDRAULICAS

CENTRAL	HIDAS SPA. PARIQUE	Guangopolo	Cumbayá	Nayón	(MWh)		Cuadro No. 11		
					C E L L O S				
					Antes de Despeño de Pasacho	Despeño de Pasacho		Machachi	Gufáulo
					(1)	(1)	(1)		
CRECIMIENTO	2.928	24.449	64.600	53.513	4.626	4.626	9.047	3.514	1.171
INDIO	2.899	22.110	57.342	46.886	3.592	3.592	6.582	2.304	1.182
ACTUAL	2.952	18.391	42.952	37.225	4.664	4.664	11.305	3.442	886
TOTAL ACTUAL	8.789	64.950	148.283	139.626	13.082	13.082	29.024	9.260	3.239

NOTAS: (1) Leer nota (1) cuadro anterior

RESERVORIO: Capacidad de Almacenamiento de energía

	Capacidad m <sup>3</sup>	Energía Almacenada. (1)(MWH)	Capacidad Instalada MW
S U A B O P O L O	97.000	12.8	9.400
C U M B A Y A	370.000	113	40.000
M A Y H N	370.000	85	30.000
C H I L O	300.000	100.3	1.750
S O A P U L O	-	-	900
M A C U A C H I	15.000	1.77	2.000
P A S A C H O A	-	-	4.000

CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO DE AGUA EN LA ZONA SUR  
(MWH)

PROYECTO	Número de días del período	Cuzcopeño	Cumbayá	Mayón	Chillos	Mediachi
Creciente	102	1.002	13.780	10.370	14.077	310
Medio	100	1.000	13.600	10.000	14.400	212
Declive	100	1.074	13.000	10.400	14.797	318

Notas: (1) La energía almacenada, es la energía potencial que representa el reservorio lleno de agua con respecto a la altura de caída de cada planta.

(2) Con el supuesto que el reservorio se llena una vez al día, la energía del período será igual a la energía de un día por el número de días del período.

Dentro de las centrales hidráulicas existen dos tipos: las que poseen reservorio de regulación y las que son plantas de pasada (sin reservorio).

Entre las primeras podemos considerar a Cambayá, Nayón y Guangopolo y entre las segundas a Paschoa, Machachi, Chillos y Guápulo.

El cuadro No. 12 trae la información de la capacidad de los reservorios así como también la energía que estos almacenan cuando están completamente llenos de agua.

## 2. Análisis de la variación de la demanda en el año

La proyección de la demanda estudiada en el capítulo I nos da el valor de las demandas máximas anuales y los requerimientos de generación de energía para ese mismo lapso. Con el objeto de poder entrar ya en el cálculo de programa de operación para cada uno de los períodos hidrológicos, hay necesidad de estimar la variación de la energía generada y de la demanda máxima en cada uno de éstos.

Para tal estimación no existe otro recurso que el de analizar la variación de la máxima demanda a lo largo de cada uno de los años de un período histórico razonable. Así tenemos que en el cuadro No. 13 se han tabulado los valores de máxima demanda anual y las máximas demandas de los períodos de estiaje medio y creciente. De la misma manera se ha procedido con la energía generada.

Hay que aclarar que el período de creciente corresponde a los meses de: marzo, abril, mayo y junio; el de medio a los meses de: noviembre, diciembre, enero y febrero y el de estiaje a los meses de: julio, agosto y septiembre y octubre.

Para determinar un resultado utilizable se han calculado los porcentajes que representa cada una de las máximas demandas periódicas a sus respec

## DEMANDAS MAXIMAS

AÑO	Dem. Mfz. KW	Dem. Mfz. MWH	Dem. Mfz. KW	Dem. Mfz. MWH	Dem. Mfz. KW	Dem. Mfz. MWH	Dem. Mfz. KW	Dem. Mfz. MWH	Crecimiento %
1959	20,260	100	10,762	100	07,53	100	20,260	100	99.26
1960	22,850	100	21,360	100	06,10	100	21,410	100	43.70
1961	27,360	100	27,080	100	08,08	100	27,360	100	54.47
1962	29,810	100	27,020	100	07,31	100	29,810	100	94.00
1963	32,320	100	30,060	100	05,79	100	32,320	100	94.93
1964	34,530	100	33,700	100	07,66	100	34,530	100	93.29
1965	37,000	100	34,090	100	02,13	100	37,000	100	94.70
Promedio:		100		100	06,61	100		100	93.59
Procedio sin el año 1961		100		100	06,10	100		100	95.11

## ENERGIA GENERADA

AÑO	TOTAL ANUAL MWH	ESTABLE MWH	MEPIO MWH	CRECIENTE MWH	CRECIENTE %
1959	96,119	32,162	32,003	31,950	33.24
1960	105,343	35,291	35,252	34,810	33.06
1961	117,360	39,290	39,134	38,968	33.22
1962	122,387	44,326	43,659	44,463	35.54
1963	142,631	47,701	47,394	47,526	33.33
1964	152,690	53,143	51,111	51,436	33.04
1965	160,073	55,489	55,369	55,318	33.49
Promedio					33.27
Procedio sin el año 1961					33.17

NOTA: En el promedio no se toma en cuenta el año 1961 por considerarlo anormal.

tivas máximas anuales y estas a su vez se han promediado para el período histórico que se ha encontrado información que corresponde al lapso 1959 - 1965. A este método se le conoce como el de "Desviación Media Histórica".

Se han obtenido los siguientes resultados:

Demanda máxima anual. . . . .	100%
Demanda máxima en estiaje . . . . .	98.1%
Demanda máxima en medio . . . . .	100%
Demanda máxima en creciente . . . . .	98.1%

Considerando que la energía generada total anual representa el 100%, se han calculado los porcentajes de las energías generadas producidas durante los períodos de estiaje medio y creciente y luego se han promediado para el período 1959 - 1965. De esta forma se han obtenido los siguientes resultados:

Energía total anual . . . . .	100%
Energía en estiaje. . . . .	33.6%
Energía en medio. . . . .	33.2%
Energía en creciente. . . . .	33.3%

Se observa que mientras las energías generadas en cada uno de los períodos son prácticamente iguales no ocurre lo mismo con las máximas demandas de potencia.

El cuadro No. 14 resume los resultados obtenidos en el análisis de la variación de la demanda del período 1959-1.985.

Aplicando los porcentajes de demanda máxima y energía generada, a los respectivos totales, de los años de la proyección de la demanda (1967-1970) se obtienen la variación de energía y demanda por períodos.



ESTUDIO ECONOMICO FINANCIERO DE LA EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.

PERCENTAJES DE DEMANDA MAXIMA Y MEDIA LA GENERADA POR UNIDAD EN  
 FUNCION DE LA DEMANDA MAXIMA Y MEDIA LA GENERADA ANUAL

Cuadro No. 14

AÑOS	DEMANDAS MAXIMAS		DEMANDA GENERADA	
	ANUAL	POSTALAJE MEDIO	ANUAL	POSTALAJE MEDIO
1959	100	07.53	100	33.46
1960	100	06.10	100	33.40
1961	100	09.08	100	33.42
1962	100	07.33	100	33.48
1963	100	05.79	100	33.44
1964	100	07.08	100	34.13
1965	100	02.13	100	33.29
(1)		06.10		33.55

33.24

33.05

33.22

33.54

33.54

33.04

33.10

33.28

NOTAS: (1) En el cálculo de la desviación porcentual, se usó el año 1961, por considerarlo normal.

00037

ESTIMACION DE LAS DEMANDAS MAXIMAS ESTACIONALES  
PARA LOS AÑOS DE ESTUDIO.

Cuadro No. 15

KW

Año	Des Máx anual	Dem. Máximas Estacionales	
		Creciente 85%	Estiaje Medio 100%
1967	43.500	41.600	42.000
1968	43.500	46.100	46.000
1969	52.700	50.000	50.000
1970	57.000	54.000	55.500
1971	62.000	57.000	60.100
1972	69.500	60.000	66.700
1973	73.700	72.000	73.000
1974	85.400	81.100	82.000
1975	94.200	89.500	96.400
1976	104.700	99.500	100.500

00038

ESTIMACION DE LAS NECESIDADES DE GENERACION DE ENERGIA  
PARA LOS PERIODOS DEL PERIODO DE ESTUDIOS POR ESTACIONES

Cuadro No. 16

AÑO	Energía Generada MWH	Creciente Estaje				M E D I O		
		M-A-M-J 33.3	J-A-S-O 33.3	M-O 33.3	E-F 33.3	Subtotal 33.4		
1967	156.900	65.300	65.300	32.650	30.100	68.750		
1968	216.600	72.550	72.550	36.100	39.000	75.550		
1969	237.300	79.350	79.350	39.600	43.470	83.070		
1970	252.500	86.930	86.930	43.470	45.830	89.160		
1971	274.100	91.370	91.370	45.830	50.770	96.400		
1972	304.600	101.530	101.530	50.770	56.670	107.340		
1973	339.400	113.130	113.130	56.670	62.030	119.500		
1974	377.600	125.670	125.670	62.030	75.170	133.100		
1975	421.000	140.330	140.330	70.170	77.930	148.100		
1976	467.000	155.870	155.870	77.930	86.570	164.480		

RESUMEN DE LAS CARACTERISTICAS DEL SERVIDIO PARA LAS LINEAS DE TRANSMISION Y POR ESTACIONES

Cuadro No. 17

AÑO	COEFICIENTE (2023 h.)			ESTIATE (2023 h.)			INVIO (20.00 h.)		
	Des. Més. KW	Inv. Com. MW	Factor de Carga %	Des. Més. KW	Inv. Com. MW	Factor de Carga %	Des. Més. KW	Inv. Com. MW	Factor de Carga %
1967	41.000	65.000	53.0	42.000	65.300	52.7	49.800	69.750	54.5
1968	46.100	72.200	53.5	46.800	72.200	52.5	48.800	75.700	54.1
1969	50.000	79.300	54.2	50.000	79.300	53.1	52.700	80.070	54.7
1970	54.000	86.000	54.1	55.000	86.000	53.1	57.800	89.100	53.5
1971	59.000	91.070	52.4	60.100	91.070	51.5	62.000	96.400	53.5
1972	60.000	101.500	52.0	66.700	101.500	51.5	69.500	107.800	53.0
1973	72.000	112.100	53.0	73.000	119.100	52.1	79.700	119.500	54.1
1974	81.100	125.070	53.0	82.000	125.570	52.0	85.400	133.100	54.1
1975	89.500	149.300	53.5	90.400	149.300	52.5	94.200	148.100	54.5
1976	99.000	165.070	53.5	100.000	155.070	52.5	104.700	164.400	54.5

Los cuadros No. 15 y 16, muestran ése cálculo.

El cálculo del factor de carga de cada uno de los períodos se muestra en el cuadro No. 17

### 3. Programa de Operación:

El programa de operación consiste en la ubicación de cada una de las centrales en la curva de carga, y la determinación cuantitativa de sus apor<sup>tes</sup>tes de potencia y energía.

Existen procesos gráficos y analíticos.

Aquí se utilizará el proceso analítico.

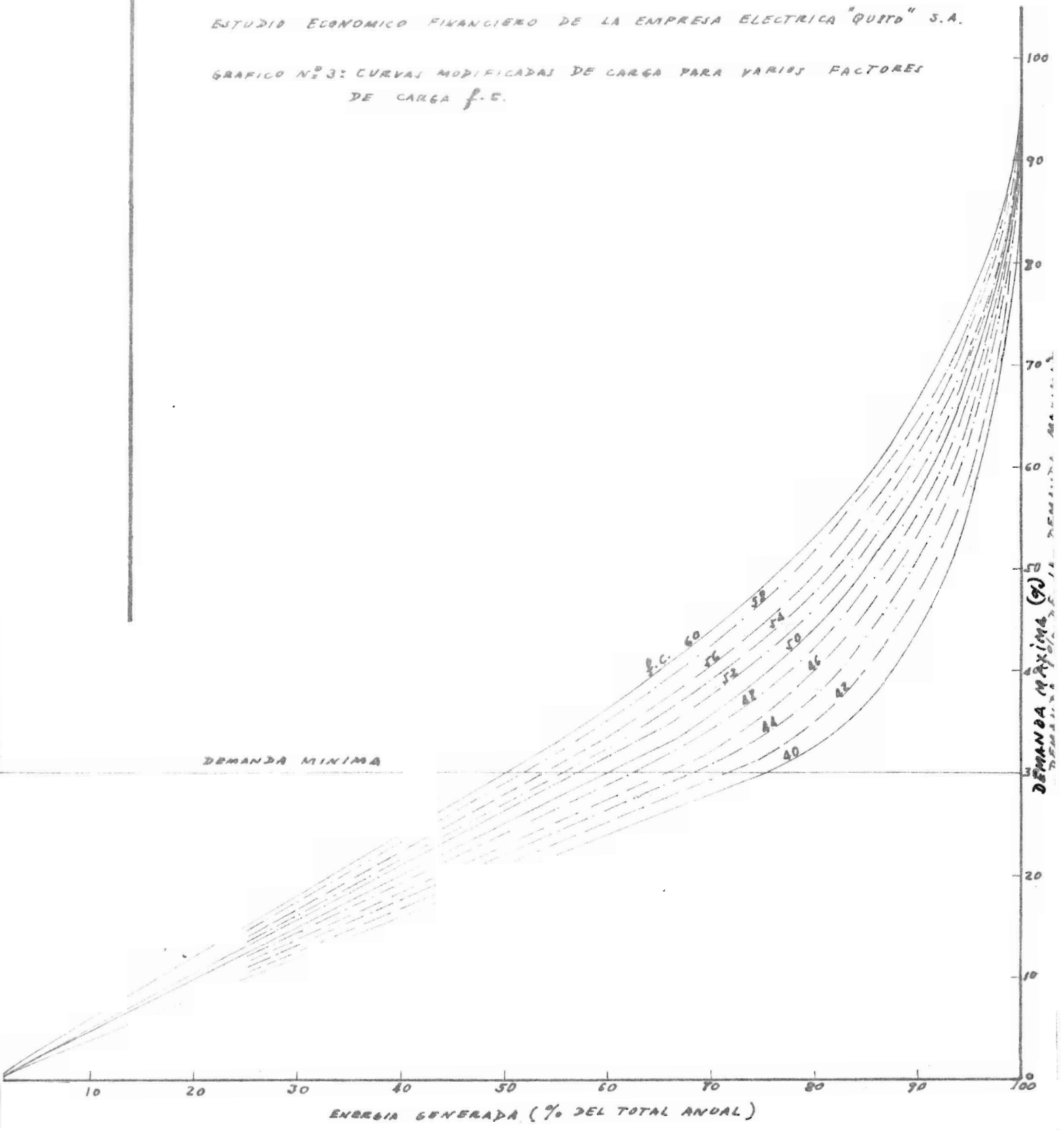
En el cuadro No. 17 se dan las características de las necesidades del mercado eléctrico que atiende la E.E.C., para cada uno de los períodos de los próximos 10 años. Esas características son: la demanda máxima, la energía generada y el factor de carga.

El proceso normal consistiría en buscar curvas características de cargas diarias, y así ver que en el futuro se presentarán las curvas de ésta misma forma. El criterio para encontrar una curva representativa podría ser el siguiente: "La curva representativa diaria de un período será aquella que contenga, una energía generada que multiplicada por los días de ese período, nos dé la energía total generada en éste.

Puesto que, lo único que interesa es la forma de la curva de carga, o lo que es lo mismo el factor de carga del mercado que se quiere abastecer, se ha procedido a la construcción de una familia de curvas modificadas teóricas correspondientes a factores de carga entre el 40% y el 60%, ver gráfico No. 3.

ESTUDIO ECONOMICO FINANCIERO DE LA EMPRESA ELECTRICA "QUITO" S.A.

GRAFICO N° 3: CURVAS MODIFICADAS DE CARGA PARA VARIOS FACTORES DE CARGA f.e.



### 3.1. Criterios económicos para la ubicación de las centrales en la curva de carga:

Los criterios económicos que redundan en la ubicación de las centrales dentro de la curva de carga pueden reducirse a los siguientes:

- 3.1.1. Cuando el sistema de plantas hidráulicas disponen de suficiente capacidad de generación, y no disponen de suficiente capacidad instalada, las plantas térmicas deben ubicarse en la parte superior de la curva de carga.
- 3.1.2. Cuando el sistema de plantas hidráulicas disponen de suficiente potencia instalada para atender la máxima demanda de mercado y no dispone de suficiente capacidad de generación de energía, las plantas térmicas deben ocupar la parte inferior, o la base, de la curva de carga.

El problema que se presenta en el sistema de generación de la E.E.Q. es justamente la falta de agua lo que significa una reducida capacidad de generación de energía, pero en cambio dispone de una gran potencia instalada con la central de Cumbayá 40 MW y en el futuro Nayón 30 MW las cuales van a constituir 2 buenas plantas de pico, y por tanto será conveniente que las plantas térmicas trabajen en la base de la curva de carga, para ahorrar agua que se irá a acumular en los reservorios y poder así aprovechar al máximo la capacidad instalada del complejo Cumbayá-Nayón. Este problema se lo observa con mayor claridad en el período de estiaje.

### 3.2. Proceso del cálculo del programa de operación:

A partir del cuadro No. 18 en adelante se muestran los procesos del cálculo del programa de operación de las centrales para cada uno de los años del período de este estudio.

Con la finalidad de dejar bien aclarado el proceso de cálculo, se detallan a continuación cada uno de los pasos:

- 3.2.1. Se identifican las características del mercado que se quiere abastecer mediante el conocimiento de la demanda máxima, la energía generada, las horas del período y el factor de carga.
- 3.2.2. Se analizan las centrales que pueden servir a ese mercado, de acuerdo con su potencia instalada, su capacidad de generación y se las selecciona.
- 3.2.3. Seleccionadas las centrales que van a abastecer el mercado y con el fin de determinar cuantitativamente el aporte de potencia y energía de las centrales, se dan los siguientes pasos:
  - 3.2.3.1. Se determina la potencia firme de las centrales.
  - 3.2.3.2. Se calcula el porcentaje que representa la potencia firme de la demanda máxima.
  - 3.2.3.3. Con este porcentaje de demanda, se va a la curva modificada de carga, y se busca el porcentaje de energía que le corresponde.
  - 3.2.3.4. Conocido el porcentaje de energía generada se multiplica éste por la energía generada y



el producto nos da el aporte de generación de energía de las centrales.

3.2.3.5. La diferencia entre la capacidad de generación de las centrales y el aporte de energía, a la curva de carga nos da la energía que se almacenaría en el reservorio.

3.2.3.6. Esta diferencia se compara con la capacidad de almacenamiento del reservorio. Si es mayor, la energía que se podría aprovechar es tan solo lo que se puede almacenar en el reservorio.

3.2.3.7. Si la energía almacenada en el reservorio es mayor o igual a lo que falta por cubrir en la curva de carga: se puede abastecer a ésta, y por tanto el aporte total de energía de las centrales será igual a la energía que diere como plantas de pasada, más la energía utilizada de los reservorios para cubrir la parte superior de la curva de carga.

Un ejemplo claro de esto constituye el año 1967 cuyo proceso de cálculo y su respectivo resumen se muestran en el cuadro No. 18.

### 3.3. Finalidades del programa de operación:

Las finalidades del programa de operación son las siguientes:

3.3.1. Determinar la secuencia de la entrada en operación de las centrales.

3.3.2. Precisar la fecha en la que tienen que entrar a operar los nuevos proyectos de generación.

3.3.3. Determinar cuantitativamente la energía generada diesel para efectos de calcular los gastos de combustible, que incidirá en los gastos de explotación.

4. Resumen del programa de operación:

El Resumen del programa de operación, se muestra en el cuadro No. 31. Allí se indican los aportes anuales de energía de cada una de las centrales. De la lectura de este cuadro se pueden sacar las siguientes observaciones:

- 4.1. Las Centrales de Cumbayá y Guangopolo trabajan como centrales de pico desde el año 1967 - 1971.
- 4.2. A partir de 1971 año en que entrará a operar el proyecto Nayón, trabajará como planta de pico juntamente con la central de Cumbayá. En ese mismo año la Central de Guangopolo pasará a trabajar como planta de base.
- 4.3. Las centrales de Pasachoa, Chilla y Diesel trabajarán siempre como plantas de base.
- 4.4. La E.E.G., tendrá que comprar energía para la base de la curva de carga al "Sistema Nacional Interconectado" que planea construir Inacel, a partir del año 1975 en adelante.

ESTUDIO ECONOMICO FINANCIERO DE LA EMPRESA ELECTRICA NUTO S.A.

PRIMA A DE OPERACION DE CENTRALES  
A O 1967.

Cuadro No. 13

Parámetro	Energía Generada MWH	Factor %	PLANTAS BASE		GUANACASTO - CUSBAYA	
			POTENCIA KW	MHI	POT. VIB. KW	Des. Máx. MHI
Creción	41.000	53.0	-	-	27.000	27.000
Estiaje	43.000	52.7	1.500	4.004	20.700	22.300
Medio	43.000	54.5	-	-	25.100	25.100

GUANACASTO - CUSBAYA

Parámetro	POTENCIA KW	MHI	POT. VIB. KW	POTEN MWH
Creción	16.348	16.348	16.348	41.000
Estiaje	16.473	16.502	9.795	40.420
Medio	16.304	16.304	8.834	43.000

M A S U M A A 5 0 1.007

GUANACASTO - CUSBAYA

Parámetro	POTENCIA KW	MHI	POT. VIB. KW	POTEN MWH
Creción	16.348	16.348	16.348	41.000
Estiaje	16.473	16.502	9.795	40.420
Medio	16.304	16.304	8.834	43.000

00047

ESTUDIO ECONÓMICO FINANCIERO DE LA GERENCIA ELÉCTRICA QUITO S.A.

PROGRAMA DE OPERACIONES DE CENTRALES  
A-01 1-68

Cuadro No. 19

DESCRIPCIÓN	PLANTA BASK		CENTRAL 19 -- CUMBAYA		MSE	MSE
	Factor	Carpa	POT. FUR.	POT. FUR. + POT. M.A. E. Gen.		
Demanda Máxima	46,100	72,200	2,928	53.6	27,023	27,023
Energía General Períod.	46,000	72,200	2,952	52.5	3,820	11,454
Medio	46,500	75,700	2,820	54.1	1,322	3,822

RESUMEN AÑO 1968

DESCRIPCIÓN	CENTRAL 19 -- CUMBAYA		CENTRAL 19 -- CUMBAYA		MSE	MSE
	POT. FUR.	POT. FUR. + POT. M.A. E. Gen.	POT. FUR.	POT. FUR. + POT. M.A. E. Gen.		
Creción	79,116	15,348	15,146	8,231	46,100	49,400
Estiaje	61,348	15,479	11,487	10,830	48,720	49,400
Medio	78,400	15,696	11,539	10,077	47,100	49,400

RESUMEN AÑO 1968

DESCRIPCIÓN	CENTRAL 19 -- CUMBAYA		CENTRAL 19 -- CUMBAYA		MSE	MSE
	POT. FUR.	POT. FUR. + POT. M.A. E. Gen.	POT. FUR.	POT. FUR. + POT. M.A. E. Gen.		
Cumbayá	46,100	72,200	2,928	53.6	27,023	27,023
Centrop.	46,000	72,200	2,952	52.5	3,820	11,454
Chillo	46,500	75,700	2,820	54.1	1,322	3,822
TOTAL:	138,600	220,100	8,500	54.0	34,165	42,300

02048

SECTOR ECONOMICO PARAGUAY EN LA EMPRESA ELECTRICA QUINDI S.A.

PROYECTO DE INTERACCION DE CENTRALES  
AÑO: 1.969

Cuadro No. 20

PERIODO	Demanda Energía Hornos Factor		PLANTA BASE		GUARANGULO - CUMBAYA		KW	KWH	
	Máxima	Generad Períod. Carca	KV	MWH	KV	MWH			
Crecien	50.000	2.928	670	1.757	27.020	27.020	55.2	67.000	55.203
Estaje	50.000	2.952	0.170	12.007	20.700	10.480	53.1	67.488	40.308
Medio	52.700	2.880	3.700	10.050	25.100	18.950	54.8	70.610	35.954

GUARANGULO - CUMBAYA

PERIODO	CAPAC. INSTAL.	CARGA. INSTAL.	RESERVA INSTAL.	UTIL. INSTAL.	POTEN. INSTAL.	
KW	MWH	MWH	MWH	KV	KW	
Crecien	79.115	12.912	15.345	12.912	11.340	40.400
Estaje	01.945	11.945	15.472	11.945	11.400	40.400
Medio	72.480	12.506	15.006	12.400	12.400	40.400

RESUMEN AÑO 1.969

Planta	C E C I E N T R		E S T A J E		M E D I O			
	Poten. KV	Eners. MWH	Poten. KV	Eners. MWH	Poten. KV	Eners. MWH		
Cumbayá	40.400	77.643	Cumbayá	44.500	01.200	Cumbayá	40.000	72.414
Guarap.	600	1.757	Guarap.	3.200	11.300	Guarap.	2.900	8.182
Chillo			Chillo	1.500	4.004	Chillo	720	2.074
			Piscoel	000	1.940			
TOTAL	50.000	79.390	TOTAL	50.000	79.390	TOTAL	52.700	83.670

ESTUDIO ECONOMICO FINANCIERO DE LA EMPRESA ELECTRICA CHILE S.A.

PROGRAMA DE OPERACION DE CENTRALES

AÑO: 1. 74

Cuadro No. 21

PERIODO	Demanda		Energía Generada		Factor Carga		PLANTAS BASE		QUANTOSERO - CUMBAYA		
	KW	MWH	Períod.	Períod.	%	KW	MWH	POT. FIR.	POT. FIR.	E. GEN.	E. GEN.
Crecien	54.500	86.000	2.028	54.1	5.570	16.104	27.020	32.520	59.2	20.5	70.933
Estiaje	56.500	86.000	2.902	59.1	3.700	25.622	20.700	22.450	53.1	85	73.000
Medio	57.000	89.150	2.888	58.5	3.400	24.132	25.140	33.560	53.1	83.4	75.003

QUANTOSERO - CUMBAYA

PERIODO	CAPAC.	ENERG.	ENERG.	ENERG.	ENERG.	ENERG.	ENERG.	ENERG.	ENERG.
Crecien	70.115	16.226	15.348	15.348	0.007	10.440	49.400	49.400	49.400
Estiaje	61.343	10.125	15.473	13.125	13.046	46.000	49.400	49.400	49.400
Medio	72.400	17.243	15.006	15.006	16.341	43.600	49.450	49.450	49.450

RESUMEN AÑO 1. 74

PLANTA	ENERGIA		POTENCIA		M E D I O			
	KW	MWH	KW	MWH	KW	MWH		
Cumbayá	40.400	70.826	Cumbayá	40.300	61.348	Cumbayá	40.400	64.938
Quangop.	3.250	1.045	Quangop.	3.250	11.300	Quangop.	3.250	9.522
Pasachoa	1.500	4.020	Pasachoa	1.500	4.664	Pasachoa	1.500	3.634
Chillo	800	2.430	Chillo	800	2.823	Chillo	800	12.070
Miscoi	800	2.430	Miscoi	800	2.823	Miscoi	800	12.070
TOTAL	54.500	86.000	TOTAL	55.750	86.920	TOTAL	57.000	89.150

00050

ESTUDIO COMPARATIVO FINANCIERO DE LA EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.

PROGRAMA DE OPERACION DE CENTRALES  
AÑO 1.971

Cuadro No. 22

PERIODO	Demand Máx. KW	Instal. Gener. MW	Período	Factor Carga %	PLANTA BASE		CINCUA		MAYO			
					RE	MW	RE	SA	RE	SA	RE	SA
Crecien	39.500	91.370	2.928	52.4	9.399	24.449	37.639	48.800	77.3	97	88.029	66.180
Estimaj	40.100	91.370	2.952	51.5	6.230	18.391	27.160	33.330	55.8	87.5	79.949	61.589
Medio	62.000	90.430	2.880	53.5	7.680	22.118	30.709	41.440	66.2	93	89.983	67.580

CINCUA - MAYO											
PERIODO	CAPAC. INSTAL. MW	INSTAL. MW	MED. NO. CARGA	CAPAC. MW	REVELACION		RESEDUO				
					RE	MW	RE	MW			
Crec.	110.181	98.482	14.699	49.491	20.353	54.669	26.313	46.916	24.156	24.156	2.741
Estimaj	99.177	78.046	8.137	56.421	32.320	43.932	10.623	16.537	24.304	19.537	11.421
Medio	97.528	67.835	9.273	55.307	30.410	50.342	16.932	29.540	23.760	23.760	6.752

RESEDUO											
PERIODO	CAPACIDAD INSTAL. KW	INSTAL. KW	PLANTA KW	MAYO KW	ESTAJE		RESEDUO				
					RE	MW	RE	MW			
Crec.	70.000	61.150	61.150	66.921	63.870	72.979	Mayón	54.920	74.333		
Estimaj	70.000	53.879	53.879	66.921	63.870	72.979	Curabaya	7.000	23.112		
Medio	70.000	54.920	54.920	66.921	63.870	72.979	Curabaya	7.000	23.112		
TOTAL	91.370	91.370	91.370	91.370	91.370	91.370	TOTAL	91.370	91.370	91.370	

00051

ESTUDIO COMERCIO FINANCIERO DE LA EMPRESA ELECTRICA QUILLO S.A.

PERIODO DE OPERACION DE GENERALES  
AÑO: 1.972

Cuadro No. 23

P. LINDO	Demand Máxima KW	Ener. Gener. MWH	Horas Period	Factor Carga %	PIANTAS BASE		CUMBAYA		MAYO			
					POTENC. KW	ENERG. MWH	POP. FIN. KW	Des. Máx. KW		E. Gen. %	UTILIZ. MWH	
Crecien	66.040	101.530	2.928	52.9	8.350	24.449	37.630	45.980	89.7	94.5	95.940	71.407
Estiaje	66.700	101.530	2.952	51.6	10.090	29.786	37.100	37.250	55.8	85	88.310	59.561
Medio	68.840	107.340	2.860	53.6	7.680	22.118	33.760	41.640	59.6	86.4	88.062	73.844

CUMBAYA - MAYO

PERIODO	CAPAC. GENER. MWH	ENERG. GENER. MWH	RESERVA MWH	DEMANDA c/pas MWH	CONSUMO c/pas MWH	EXCESO MWH	REPLICACION MWH	RESERVA MWH	UTILIZ. MWH			
Crecien	110.121	95.462	14.699	26.796	32.645	64.666	22.121	36.691	24.156	34.108	5.284	
Estiaje	20.177	75.040	5.187	34.434	31.185	42.942	11.767	39.533	24.354	29.523	12.154	
Medio	37.228	87.955	3.237	64.607	37.030	50.342	13.322	33.247	23.760	23.247	11.378	
												1.746

PERIODO	CAPACIDAD INSTAL. KW	UTILIZ. KW	RESERVA KW	DEMANDA KW	CONSUMO KW	EXCESO KW	REPLICACION KW	RESERVA KW	UTILIZ. KW			
Crec.	70.000	51.130	18.870	28.870	32.645	64.666	22.121	36.691	24.156			
Ratioje	70.000	53.970	16.030	34.434	31.185	42.942	11.767	39.533	24.354			
Medio	70.000	54.830	15.170	64.607	37.030	50.342	13.322	33.247	23.760			
												1.746

PERIODO	CAPACIDAD INSTAL. KW	UTILIZ. KW	RESERVA KW	DEMANDA KW	CONSUMO KW	EXCESO KW	REPLICACION KW	RESERVA KW	UTILIZ. KW			
Crec.	70.000	51.130	18.870	28.870	32.645	64.666	22.121	36.691	24.156			
Ratioje	70.000	53.970	16.030	34.434	31.185	42.942	11.767	39.533	24.354			
Medio	70.000	54.830	15.170	64.607	37.030	50.342	13.322	33.247	23.760			
												1.746

TOTAL

TOTAL	66.090	101.530	2.860	66.700	101.530	101.530	TOTAL	66.090	101.530	107.340
-------	--------	---------	-------	--------	---------	---------	-------	--------	---------	---------

TOTAL

TOTAL

00052



ESTUDIO ECONOMICO FINANCIERO DE LA EMPRESA ELECTRICA CHILEA S.A.

PREVISION DE OPERACIONES DE CENTRALES  
A-01 1.073

Cuadro No. 24

PERIODO	Máxima. KW	Máxima. MW	Horas Perif. \$	Factor Carga %	PLANTAS BASE		CUMBAYA		NAYÓN	
					KW	MW	KW	MW	KW	MW
Crec.	72.000	112.120	2.922	53	9.250	24.440	37.630	45.080	53	91.5
Ratioje	72.000	112.120	2.922	52.1	11.970	34.490	27.100	33.830	52.3	80
Medio	70.700	110.500	2.822	54.1	10.600	30.701	32.700	44.420	53	80

C O M B A Y A - N A Y O N

PERIODO	CAPAC. KW	COSTO. \$/KW	MANTEN. \$/KW	REGRAB. \$/KW	C/P RA. \$/KW	COSTO. \$/KW	CAPA. \$/KW	DEPES. \$/KW	UTILIDA. \$/KW
Crec.	110.121	98.462	14.600	64.260	36.282	51.000	17.794	31.633	24.126
Ratioje	80.177	75.242	6.127	57.705	22.265	42.922	9.827	17.222	24.224
Medio	97.222	57.955	9.227	63.222	37.372	40.242	12.970	22.633	22.760

PERIODO CAPACIDAD INSTAL UTILIZ KW

Crec.	Ratioje	Medio	C E B C I E M T K		E R P I A J K		N E Y O N	
			PLANTA KW	POTENC. MW	PLANTA KW	POTENC. MW	PLANTA KW	POTENC. MW
70.000	70.000	70.000	04.550	01.930	04.550	01.930	04.550	01.930
70.000	70.000	70.000	06.040	06.040	06.040	06.040	06.040	06.040

TOTAL 72.000 110.120 2.922 53 9.250 24.440 37.630 45.080 53 91.5 102.514 79.005

00053

ESTUDIO ECONOMICO FINANCIERO DE LA EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.

PROGRAMA DE RECONSTRUCCION DE CENTRALES

AÑO: 1974

Cuadro No. 25

PERIODO	Máx. kW	Máx. kW	Factor Carga %	PLANTA BASE		CUMBAYA		HAYÓN	
				INSTAL. kW	USO kW	INSTAL. kW	USO kW	INSTAL. kW	USO kW
Crec.	81.100	125.870	59	11.449	33.400	37.630	49.070	60.0	60
Estim.	82.000	125.870	52	15.070	42.766	27.169	42.659	52	55
Medio	55.490	139.100	54.1	15.490	44.952	32.700	49.109	57.5	57.5

PERIODO	CAPAC. INSTAL. kW	CAPAC. USADO kW	RESERVA kW	CUMBAYA		HAYÓN	
				INSTAL. kW	USO kW	INSTAL. kW	USO kW
Crec.	110.181	65.482	44.699	37.295	51.660	17.371	30.312
Estim.	80.177	75.040	5.137	50.097	4.952	10.800	12.892
Medio	37.328	87.953	50.625	30.242	50.342	14.316	21.901

PERIODO	CAPACIDAD INSTAL. kW	CAPACIDAD USADA kW	RESERVA kW	ESTIAJE		MAYO	
				INSTAL. kW	USO kW	INSTAL. kW	USO kW
Crec.	70.000	49.000	21.000	17.000	17.000	17.000	17.000
Estim.	70.000	60.500	9.500	17.000	17.000	17.000	17.000
Medio	70.000	70.000	0.000	17.000	17.000	17.000	17.000

PERIODO	CAPACIDAD INSTAL. kW	CAPACIDAD USADA kW	RESERVA kW	ESTIAJE		MAYO	
				INSTAL. kW	USO kW	INSTAL. kW	USO kW
Crec.	70.000	49.000	21.000	17.000	17.000	17.000	17.000
Estim.	70.000	60.500	9.500	17.000	17.000	17.000	17.000
Medio	70.000	70.000	0.000	17.000	17.000	17.000	17.000

00054

ESTUDIO ECONOMICO FINANCIERO DE LA EMPRESA ELECTRICA CUTO S.A.

PROGRAMA DE OPERACION DE CENTRALES

AÑO: 1.970

Cuadro No 20

PERIODO	Demanda Máxim. KW	Emerg. Gener. MWH	Horas Periodo	Factor Carga %	PLANTA BASE		CUMBAYA - MAYN	
					POTENC. KW	MWH	POT. KW	MWH

Crec.	59.500	140.330	0.928	53.5	10.500	37.096	37.096	37.130	63.6	92	129.104	72.000
Estiaje	60.400	140.330	0.952	53.5	20.400	60.221	27.100	47.569	52.0	35	110.280	59.000
Medio	64.200	140.100	0.880	54.6	24.200	69.030	30.700	37.969	63.5	30	133.230	63.504

CUMBAYA - MAYN

PERIODO	C.P.A.C. MWH	EMERG. MWH	MANTEN. MWH	REPAR. MWH	MANTEN. MWH	EMERG. MWH	REPAR. MWH	CARGA. MWH	CUMBAYA MWH	MAYN MWH	TOTAL MWH

Crec.	110.101	95.432	14.090	27.339	32.825	24.660	21.811	38.080	24.150	24.150	11.220
Estiaje	60.177	70.040	5.137	29.912	31.097	40.932	12.055	31.050	24.304	21.050	21.000
Medio	97.229	87.956	9.297	54.357	31.140	50.342	19.190	33.407	23.760	23.700	14.510

PERIODO CAPACIDAD INSTAL. UTILIZADA

PERIODO	CAPACIDAD INSTAL. KW	UTILIZADA KW	CUMBAYA		MAYN	
			POTENC. KW	MWH	POTENC. KW	MWH

(1) Sistema Nacional Interconectado

00055

ESTUDIO ECONOMICO FINANCIERO DE LA EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.

PROGRAMA DE OPERACION DE CENTRALES.

AÑO: 1.970

Cuadro No. 27

PERIODO	Demand. Mésia. KW	Energ. Gener. MWH	Horas Factor	PLANTA BARRA		COMBAYA		MAYÓN				
				WYFENC. KW	ESABO. MWH	WYFENC. KW	ESABO. MWH	WYFENC. KW	ESABO. MWH			
Crec.	99.500	155.870	2.228	53.5	29.500	30.376	37.639	67.130	67.5	92.5	145.739	69.382
Estiaje	100.500	155.870	2.252	52.5	30.500(1)	30.246	37.193	67.660	57.4	92.3	137.633	48.747
Medio	104.700	164.430	2.230	54.5	31.700(1)	33.499	33.769	68.469	65.4	92	151.270	51.790

CUMBAYA - NATÓN

PERIODO	CAPAC. MWH	ENERG. MWH	ENERG. C/W MWH	E/C PAS C/P PAS	C/W MWH	C/W MWH	C/W MWH	C/W MWH	C/W MWH	C/W MWH	RESEERVO	
											WYFENC. KW	ESABO. MWH
Crec.	110.161	95.432	14.000	44.863	23.392	34.636	29.074	36.734	34.156	34.156	34.156	10.122
Estiaje	80.177	75.040	5.137	43.635	25.011	42.932	17.941	31.907	24.354	24.354	24.354	13.237
Medio	97.228	87.955	9.237	43.559	24.366	50.342	26.956	45.393	23.760	23.760	23.760	13.154

PERIODO	CAPACIDAD KW	UTILIZ KW	PLANTA	RESEERVO		PLANTA	RESEERVO	PLANTA	RESEERVO
				WYFENC. KW	ESABO. MWH				
Crec.	70.000	70.000	70.000	69.494	67.024	70.000	67.024	70.000	67.024
Estiaje	70.000	70.000	70.000	69.494	67.024	70.000	67.024	70.000	67.024
Medio	70.000	70.000	70.000	69.494	67.024	70.000	67.024	70.000	67.024

NOTA: (1) Superior al 30% de No. Mésia  
(2) Sistema Nacional Interconectado

00056

ESTUDIO ECONOMICO FINANCIERO DE LA EMPRESA ELCTRICA SUIO S.A.

RESUMEN DEL PROGRAMA DE OPERACION DE CENTRALES  
PARA LA DECAVA 1.967 - 1.978.

Cuadro No. 28

	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1978
<b>I. PROGRAMA DE CRECIENTES</b>											
<b>1. NECESIDADES DEL MERCADO</b>											
a) Demanda Máxima MW	41.600	46.100	50.000	54.000	59.500	66.000	72.000	81.100	89.500	99.500	
b) Energía Generada MW	65.900	72.200	79.300	86.900	91.870	101.500	113.100	125.870	140.300	155.870	
<b>2. APORTA DE POTENCIA DE LAS CENTRALES (MW)</b>											
a) Mayón	41.600	46.100	49.400	49.400	51.100	57.000	64.500	69.000	70.000	70.000	
b) Curubay					8.300	8.300	8.300	8.300	8.300	8.300	
c) Guanoopolo											
d) Pasachoa				3.000				3.000		3.000	
e) Chilló			600	1.000					1.500	1.500	
f) Guáguilo											
g) Diesel											
h) Sistema Nacional Integ											
conectado . . . . .											
<b>T O T A L</b>	<b>41.600</b>	<b>46.100</b>	<b>50.000</b>	<b>54.900</b>	<b>59.500</b>	<b>66.900</b>	<b>72.000</b>	<b>81.100</b>	<b>89.500</b>	<b>99.500</b>	
<b>3. APORTA DE POTENCIA DE LAS CENTRALES (MW)</b>											
a) Mayón	65.300	70.200	77.500	79.900	89.901	97.001	99.001	99.974	99.934	99.404	
b) Curubay					24.449	24.449	24.449	24.449	24.449	24.449	
c) Guanoopolo											
d) Pasachoa				3.000				3.000		3.000	
e) Chilló			1.707	4.000					4.000	4.000	
f) Guáguilo											
g) Diesel											
h) Sistema Nacional Integ											
conectado . . . . .											
<b>T O T A L</b>	<b>65.300</b>	<b>73.200</b>	<b>79.200</b>	<b>86.900</b>	<b>91.370</b>	<b>101.500</b>	<b>113.100</b>	<b>125.870</b>	<b>140.300</b>	<b>155.870</b>	

ESTUDIO ECONOMICO FINANCIERO DE LA EMPRESA ELECTRICA NITRO S.A.

PERIODO DEL PROYECTO DE GENERACION DE CENTRALES  
 PARA LA ZONA 1.967 - 1.970

Cuadro No. 20

II. REGION DE BELLAS

1. INVERSIONES DEL PERIODO

	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977
a) Generación Máxima KW	42.000	46.000	50.000	55.000	60.100	65.700	70.000	80.000	90.400	100.500	
b) Energía Generada MWH	55.370	72.500	70.300	86.900	91.370	101.500	113.100	125.870	140.380	155.870	

2. APORTA DE POTENCIA EN LAS CENTRALES (KW)

	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977
a) Náyón					1.870	50.610	61.900	60.800	70.000	70.000	
b) Cusubayá	60.400	42.700	44.500	46.800							
c) Guanguyolo			3.000	3.000	0.200	0.200	0.200	0.200	0.200	0.200	0.200
d) Pasachoa	1.000	1.000	1.500	1.000		3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	
e) Chillo						1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	
f) Cuápulo											
g) Diesel		2.000	000	3.000				3.830			
h) Sistema Nacional Interconectado											
T O T A L	42.000	46.000	50.000	55.000	60.100	66.700	70.000	80.000	90.400	100.500	

3. APORTA DE POTENCIA DE LAS CENTRALES (MW)

	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977
a) Náyón					79.970	71.700	70.000	80.114	90.100	97.024	
b) Cusubayá	60.000	42.700	41.200	41.200	18.301	10.301	10.301	10.301	10.301	17.201	
c) Guanguyolo			11.300	11.300	11.300	11.300	11.300	11.300	11.300	11.300	
d) Pasachoa	4.004	4.004	4.004	4.004			4.004	4.004	4.004	4.004	
e) Chillo											
f) Cuápulo											
g) Diesel		0.700	1.000	0.000				11.300			
h) Sistema Nacional Interconectado											
T O T A L	65.300	72.000	79.300	66.000	91.870	101.500	113.100	125.870	140.380	155.870	

ESTUDIO ECONOMICO FINANCIERO DE LA EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.

RESUMEN DEL PROGRAMA DE OPERACION DE CENTRALES  
PARA LA DECADA 1.967 - 1.976

Cuadro No. 90

1967/68 1968/69 1969/70 1970/71 1971/72 1972/73 1973/74 1974/75 1975/76 1976/77

III. PERIODO MEDIO

1. REQUISITOS DEL MERCADO

a) Demanda Máxima MW	43.800	46.300	52.700	57.500	62.600	69.800	76.700	85.400	94.200	104.700
b) Energía Generada MW	8.700	75.700	80.070	80.150	86.450	107.340	119.500	133.100	148.100	164.400

2. APOYE DE FUENTE DE LAS CENTRALES (MW)

a) Rayón					34.900	61.800	86.040	70.000	70.000	70.000
b) Cuzabá										
c) Casapolo	43.800	47.100	49.000	49.400	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000
d) Paschen			2.900	3.000		2.900	2.900	2.900	2.900	2.900
e) Chillo		1.400	700	800						800
f) Gaspalo										3.000
g) Piesol										
h) Sistema Nacional Interconectado										12.710
T O T A L	43.800	48.500	52.700	57.500	62.600	69.800	76.700	85.400	94.200	104.700

3. APOYE DE FUENTE DE LAS CENTRALES (MW)

a) Rayón										
b) Cuzabá										
c) Casapolo	60.750	71.000	72.414	64.200	74.300	85.200	66.700	69.700	78.400	64.000
d) Paschen			8.500	8.500	32.110	37.110	25.110	23.110	21.070	21.000
e) Chillo		3.000	2.074	2.504						
f) Gaspalo										
g) Piesol										
h) Sistema Nacional Interconectado				13.070						11.110
T O T A L	60.750	75.700	83.070	80.150	96.450	107.340	119.500	133.100	148.100	164.400

ESTUDIO COMPARATIVO FINANCIERO DE LA EMPRESA EL CTICA QUITO S.A.

RESUMEN DEL IMPORTE DE OPERACIONES DE CONTABLES  
 PARA LA DEUDA: 1.967 - 1.970

Cuadro No. 31

1967/68 1968/69 1969/70 1970/71 1971/72 1972/73 1973/74 1974/75 1975/76 1976/77

IV RESUMEN GENERAL

1. NECESIDADES DE ENERGIA  
 DEL MERCADO

a) Energía Generada (MWh) 198.350 220.100 241.070 263.010 279.199 310.440 345.700 384.540 428.700 470.170

2. AREA DE SERVICIO DE  
 LAS CENTRALES

a) Mayón	194.000	214.644	211.350	197.032	214.232	236.648	259.160	281.330	341.747	381.409
b) Cuzhoyé					64.959	64.959	64.959	64.959	64.915	63.313
c) Cuzcuzpola					11.304	10.873	29.024	29.024	29.024	29.024
d) Pasachoa	4.094	8.400	0.400	11.824	4.644	7.199	11.824	11.824	11.824	11.824
e) Chillo										
f) Cuzpulo										
g) Biemal	6.770	1.918	25.120						22.424	
h) Sistema Nacional Intercambiado									81.349	170.541

T O T A L

198.350 220.100 241.070 263.010 279.199 310.440 345.700 384.540 428.700 470.170



00061

CAPITULO III

PROGRAMA DE OBRAS

1. Obras que resultan del estudio de mercado:

El estudio de mercado de energía realizado en el capítulo I y el programa de operación de las centrales realizado en el capítulo II permiten determinar cuantitativamente los incrementos de potencia necesarios para a bastecer el mercado, y consecuentemente las obras complementarias de trans formación, transmisión, subtransmisión y distribución.

Naturalmente, el tiempo que tarda el mercado en absorber toda la ca pacidad de generación de un proyecto es proporcional a la capacidad insta lada de éste. Se pueden realizar estudios de carácter económico que permu tan determinar los incrementos de capacidad de generación óptimos.

En el caso de la E.R.H., los incrementos de capacidad de generación han sido decididos en función de las disponibilidades hidráulicas y de las características topográficas de la cuenca del río San Pedro.

Los proyectos de generación decididos en la Empresa son los siguien tes:

Central	Capacidad Instalada
Pasachoa	4.500 KW
Nayón	30.000 KW.

CARACTERISTICAS PRINCIPALES DE LAS LINEAS DE TRANSMISION Y SUBTRANSMISION QUE SE CONSIDERAN EN EL PERIODO 1947 - 1970

Cuadro No. 32

LONGITUD TRANSMISION CONECTOR No. DE ESTRUCTURAS  
KM KV CIRCUI. H.S.

TRANSMISION	LONGITUD TRANSMISION KM	KV	CONECTOR	No. DE ESTRUCTURAS CIRCUI. H.S.
1. Línea Mayón - Cumbayá	3	40	477-40M-ACSR	1 Metálicas
2. " Cumbayá - Quito	6,5	40	477-40M-ACSR	2 "
3. " Panatcha - Quito	24	40	3/0 AWC-40SR	1 "
<b>SUBTOTAL</b>	<b>33,5</b>			

SUBTRANSMISION

1. Lazo de subtransmisión que rodea a Quito

a) Barra Este No. 1	6	40	4/0 AWC-40SR	1 Hormigón
b) Barra Oeste No. 2	4,5	40	3/0 AWC-40SR	1 "
c) Barra Oeste No. 1	9	40	4/0 AWC-40SR	1 "
d) Barra Oeste No. 2	14	40	477-40M-ACSR	1 Metálicas
e) Barra Oeste No. 3	4	40	1/0 AWC-40SR	1 Hormigón
<b>SUBTOTAL</b>	<b>37,5</b>			

2. Líneas de subtransmisión a parroquias rurales.

a) Rural Noroccidental - (Comasapa-Caleaqui).	18	13,2	-	1 Hormigón
b) Rural Norte (Mayón, Llano Chico, Mariana de Jesús, Calderón).	21	13,2	-	1 Hormigón
c) Rural Nor-oriental (Cumbo, Yaruquí, Choca, Quincho, Ascóachi, Quyllaboma)	32	13,2	-	1 Hormigón
<b>SUBTOTAL</b>	<b>71</b>			

REMOPLACION DE LINEAS (Cambio de tensión de 22 a 40 KV)

1. Línea Chile - Guanozole	15	40	1 AWC-Cobre	1 Metálicas
2. Línea Guanozole - Quito	6	40	1/0 AWC-Cobre	1 Metálicas
<b>SUBTOTAL</b>	<b>21</b>			

Adicionalmente la empresa esta montando un incremento Diesel de 2.000 KW a la central térmica "La Carolina".

De acuerdo con el estudio de demanda, estos proyectos de generación podrán abastecer el mercado hasta principios del año 1.975, año en el cual será necesario algún otro incremento de generación. En el presente estudio se ha supuesto de que a partir del mencionado año 1.975 la Empresa comprará energía del Sistema Nacional Interconectado que construirá Inceel. La potencia que compraría la Empresa sería alrededor de más 20.000 KW. que se ubicarían en la base de la curva de carga.

En función de los incrementos de generación descritos y del crecimiento físico del mercado eléctrico se ha estimado el siguiente volumen de obras complementarias:

Transformación	80	MVA	40 KV/13.2 KV
Transmisión	56.5	Km.	a 46 KV
Subtransmisión	37.5	KM.	a 46 KV
	71	Km	a 13.2 KV
Distribución	Redes para 44.600 nuevos abonados.		

Con estas obras se podrá abastecer adecuadamente el mercado hasta el año 1.976.

En el cuadro No. 32 se indican las características de las líneas de transmisión y subtransmisión.

## 2. Costo de las obras:

El costo del programa de obras asciende a:

Gastos locales	161'835.000
Gastos divisas	166'625.000
T O T A L	328'460.000

El cuadro No. 33 trae el detalle del costo de cada una de las obras. Estos han sido estimados en función de costos unitarios promedio observados en construcciones similares realizadas por Inceel, y en algunos casos por informaciones extraídas del Programa Nacional de Electrificación.

### 3.1. Distribución de las inversiones:

Para estimar la distribución de las inversiones que corresponden a gastos en moneda local y a gastos en moneda extranjera, se han aplicado al total, los siguientes porcentajes:

#### 3.1.1. Generación térmica

Gastos locales	20%
Gastos divisas	80%

#### 3.1.2. Generación hidráulica

Gastos locales	60%
Gastos divisas	40%

#### 3.1.3. Transformación

Gastos locales	20%
Gastos divisas	80%

#### 3.1.4. Transmisión

Líneas de 40 KV	
Gastos locales	40%
Gastos divisas	60%
Líneas de 13.2 KV	

(Valores de sucres)

DESCRIPCIÓN DE LAS OBRAS	I N V E R S I O N E S		COSTO UNITARIO SUCCES	UNIDAD
	G. Locales	G. Divisas		
<b>1. GENERACION</b>				
1.1. II Itapa Cusbayá (2000) continuación	4.000	10.400	24.000	1.100 KV
1.2. Proyecto Kayón (3000)	20.000	60.000	180.000	5.000 KV
1.3. Proyecto Panacha (4.5 MW)	10.000	7.200	18.000	4.000 KV
1.4. Aumento Capacidad Diesel (2 MW)	1.000	0.400	2.000	4.000 KV
<b>SUBTOTAL</b>	<b>107.000</b>	<b>92.000</b>	<b>150.000</b>	
<b>2. TRANSFORMACION</b>				
2.1. 80 MVA 40 KV/13.2 KV	6.400	25.600	32.000	400 MVA
<b>SUBTOTAL</b>	<b>6.400</b>	<b>25.600</b>	<b>32.000</b>	
<b>3. TRANSMISION</b>				
3.1. 33.5 Km. de líneas a 40 KV	2.010	2.015	2.025	150.000 Km
3.2. Cambio de tensión de 22 a 40 KV 50 Km	140	500	600	30.000 Km
<b>SUBTOTAL</b>	<b>2.150</b>	<b>2.515</b>	<b>5.715</b>	
<b>4. SUBTRANSMISION</b>				
1500 de Subtransmisión (barras Bate y Cesto)				
4.1. 37.5 Km. a 40 KV	1000	2.005	4.375	100.000 Km
4.2. 71 Km a 13.8 KV	2.405	2.455	4.970	70.000 Km
<b>SUBTOTAL</b>	<b>4.405</b>	<b>5.410</b>	<b>9.815</b>	
<b>5. DISTRIBUCION</b>				
30.450 Redes de distribución para 44.000 abonados				
<b>SUBTOTAL</b>	<b>30.450</b>	<b>30.450</b>	<b>60.900</b>	1.500 abonado
<b>6. INVERSIONES GENERALES</b>				
6.1. Edificio Empresa	0.000	1.000	7.000	
6.2. Equipo técnico, transporte y varios	2.000	5.000	8.000	
<b>SUBTOTAL</b>	<b>2.000</b>	<b>6.000</b>	<b>15.000</b>	
<b>T O T A L</b>	<b>161.550</b>	<b>106.025</b>	<b>308.400</b>	2.5% del total de las otras inversiones

Gastos locales	50%
----------------	-----

Gastos divisas	50%
----------------	-----

### 2.1.5. Distribución

Gastos locales	50%
----------------	-----

Gastos divisas	50%
----------------	-----

Estos son los porcentajes promedio de distribución de las inversiones que se han observado en obras construidas por Inceel, o en presupuestos de diseño para obras por construir.

### 3. Programa de ejecución de obras:

El cronograma de ejecución de obras se presenta en el cuadro No. 34, que trae un diagrama de barras que indican los tiempos necesarios de construcción de cada una de las obras para que entren en funcionamiento de acuerdo con el programa de operación realizado en el capítulo No. II del presente estudio.

El tiempo de construcción de una obra depende del ritmo de trabajo con que se realice, de la calidad y cantidad del personal y equipos que se utilicen. Por tanto los tiempos de construcción que se han previsto en el Cronograma son tiempos razonables, y que por lo tanto no exigirán demasiado esfuerzo por parte del constructor.

Existen métodos de análisis económicos para determinar el tiempo óptimo de construcción de una obra, analizando por un lado los beneficios que puede producir la rápida puesta en marcha de una obra, la disminución de los intereses durante la construcción, etc., y por otro lado el aumento del costo de la mano de obra (horas extras), adquisición de equipos, y el natural

ESTUDIO ECONOMICO FINANCIERO DE LA EMPRESA ELCTRICA PITO S.A.

ORDENADA DE EJECUCION DE OBRAS

Cuadro No. 34

	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975
1. GENERACION	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
1.1. II Etapa Cumbayá (20 Mw) Cont.	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
1.2. Proyecto Nayón 30 Mw	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
1.3. Proyecto Pasachen 4.5 Mw	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
1.4. Aumento Capacidad Diesel 2 Mw	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
2. TRANSFORMACION	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
2.1. 60 MVA 40 KV/13.2 KV	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
3. TRANSMISION	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
3.1. 30.8 Km. de líneas a 40 KV	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
3.2. Cambio de tensión de 22 KV a 40 KV 22 Km.	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
4. SUBTRANSMISION	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
4.1. Lazo de subtransmisión (Barras Norte y Oeste)	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
4.2. 37.6 Km. a 40 KV.	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
4.3. 71 Km. de líneas a 13,8 KV	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
5. DISTRIBUCION	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
5.1. Redes de distribución para 44,6X) nuevas abg. nodos.	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
6. INVERSIONES CORRIENTES	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
6.1. Edificio Empresa	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
6.2. Equipo técnico y de trabajo	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

NOTAS

General ----- adquisición de equipos y construcción obras y montaje  
 ----- Construcción de obras auxiliares.

- (1) Construcción de la línea Pasachen - (Pito 24 Mw).
- (2) Construcción de la línea Nayón - Cumbayá - Alto 9.5 Km
- (3) Construcción del rural Noroccidental (Pomunqui - Calacalf) 18 Km.
- (4) Construcción del rural Norte (Nayón - Llano Chico, Marina de Jesús, Calderón) 21 Km.
- (5) Construcción del rural Noroccidental (Arabo, Yaruquí, Chaca, Balneio, Adónabi, Mayllabana) 32 Km

00067

riesgo que se corre cuando las obras se realizan con demasiada urgencia.

En este estudio, no se ha considerado los intereses durante la construcción de las obras, por cuanto el costo de las mismas han sido determinadas con índices de inversión, (costes unitarios) que se supone incluyen todos estos tipos de gastos e inclusive 12% ó 15% de imprevistos.

El cálculo de los intereses durante la construcción se justifican cuando el costo de las obras han sido calculados a base de presupuestos de diseño que se suponen tiene un margen de mas o menos 5% de error.

Existen algunos métodos para el cálculo de los intereses durante la construcción: A guisa de ejemplo citaré los principales:

- a) Multiplicando el costo medio de una obra por el tiempo de construcción y por el % de interés que paga el capital.

$$i_c = \frac{C \cdot T \cdot i}{2}$$

$i_c$  = Interés durante construcción  
 $C$  = Costo de la obra  
 $T$  = Tiempo de construcción  
 $i$  = Interés del capital

- b) Cuando se logra un préstamo para un conjunto de obras, y este es entregado al constructor, el interés que paga el capital, se proporcionea en forma proporcional al costo de cada una de las obras.

Es de hacer notar que, los intereses durante la construcción imputables a una obra, pueden conocerse con exactitud unicamente cuando se ha finalizado esta, ya que sólo así se conocerá el tiempo exacto de la construcción y el costo de la misma.

#### 4. Calendario de inversiones:

Determinado el costo de cada una de las obras, y el tiempo en que



tienen que realizarse, se puede entrar al cálculo del "Calendario de Gastos de Ejecución de obras", que se muestra en el cuadro No. 35.

El prorrateo de cada una de las inversiones en el tiempo, deben responder a un programa de construcción. Esto es posible cuando existen estudio de diseño de las obras y su respectivo programa de construcción.

En el presente caso, sólo se conocen las características principales de las obras, y en función de ellas, se ha calculado su costo. Para el prorrateo de las inversiones en el tiempo, se ha supuesto que los gastos que demandará cada una de las obras, se producirá en forma lineal.

Aplicando éste criterio se han obtenido los siguientes montos de inversión:

Año	Gastos locales	Gastos divisas	Total
1967	21'910.000	17'338.000	39.248.000
1968	31'459.000	31'058.000	62'525.000
1969	27'947.000	24'811.000	52'458.000
1970	25'775.000	25'188.000	50'963.000
1971	19'694.000	12'237.000	31'931.000
1972	15'770.000	8'199.000	23'975.000
1973	7'202.000	8'195.000	15'397.000
1974	4'894.000	7'187.000	11'081.000
1975	4'898.000	7'204.000	11'902.000
T O T A L	139' 155.000	141'023.000	280'180.000

ESTUDIO ECONOMICO FINANCIERO DE LA EMPRESA ELECTRICA SAITO S.A.

CALCULO DEL COSTO DE EJECUCION DE OBRAS

(Miles de sucres)

Cuadro No. 33  
Hoja 1.

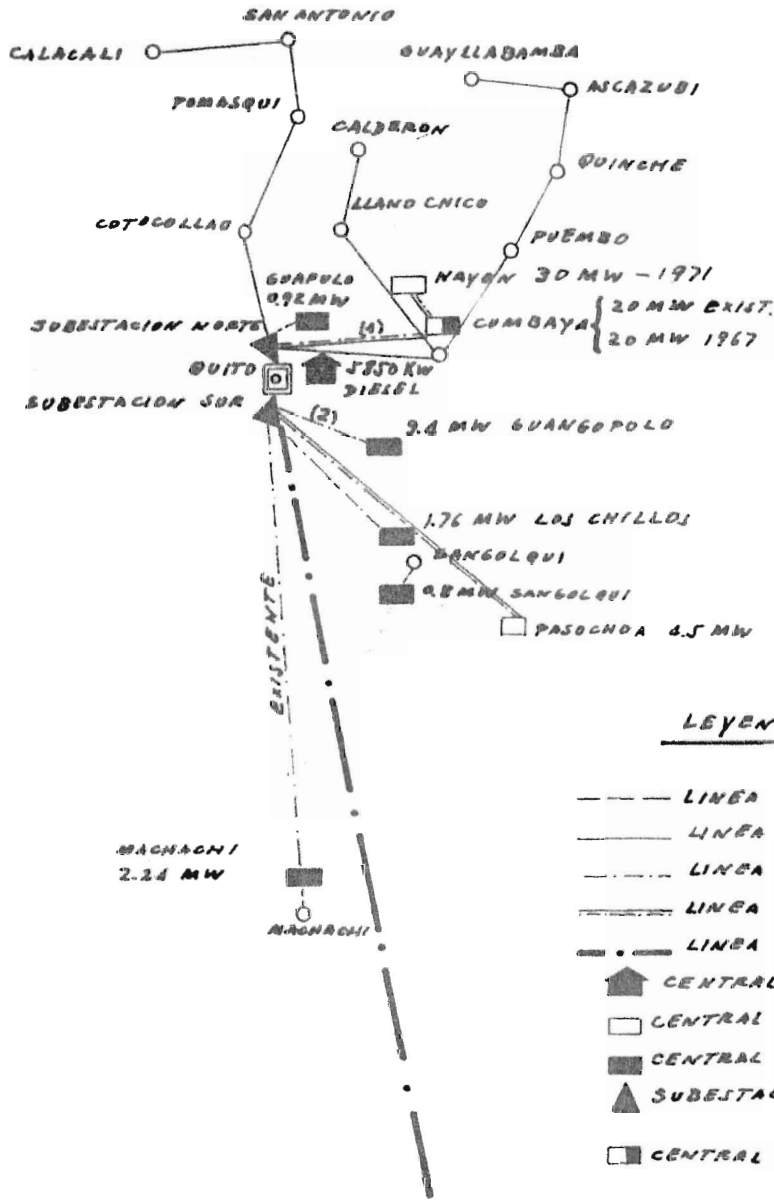
DESCRIPCION DE LA OBRA	Hasta 1960		1. 67		1. 68		1. 69		1. 70	
	DIVISAS	MONEDA LOCAL	DIVISAS	MONEDA LOCAL	DIVISAS	MONEDA LOCAL	DIVISAS	MONEDA LOCAL	DIVISAS	MONEDA LOCAL
<b>1. GENERACION</b>										
1.1. II Etapa Cumbayá (20 MW) cont.	18.400	1.400	-	1.400	16.000	1.400	16.000	1.400	16.000	1.400
1.2. Proyecto Rayón 30 MW	1.440	1.280	6.000	0.370	2.280	3.800	2.280	3.800	2.280	3.800
1.3. Proyecto Pasachoa (4.5 MW)	-	-	640	1.600	-	-	-	-	-	-
1.4. Aumento capacidad diesel (20%)	25.000	2.000	9.500	16.070	10.450	24.040	10.600	22.080	16.600	16.600
SUBTOTAL										
<b>2. TRANSPORTACION</b>										
2.1. 80 kVA 46 KV/13.8 KV	-	-	2.800	710	2.850	710	2.850	710	2.850	710
SUBTOTAL										
<b>3. TRANSMISION</b>										
3.1. 33.5 Km de líneas de 46 KV	-	-	200	200	2.822	678	-	-	679	60
3.2. Cambio de tensión de 22 a 46 KV	-	-	-	-	550	140	-	-	-	-
SUBTOTAL										
<b>4. SUBTRANSMISION</b>										
4.1. Lazo de Subtransmisión, continuación, (Barras Este y Oeste) 37.5Km a 46 KV	-	-	328	100	650	440	650	440	650	440
4.2. 71 Km de líneas a 13.8 KV	-	-	63	63	567	567	74	74	661	661
SUBTOTAL										
<b>5. DISTRIBUCION</b>										
5.1. Redes para 44.000 nuevos abonados	-	-	3.717	3.717	3.717	3.717	3.717	3.717	3.717	3.717
SUBTOTAL										
<b>6. INV INGRESOS GENERALES</b>										
6.1. Edificio Empresa	-	-	620	267	620	267	620	267	620	267
6.2. Equipo técnico, transporte y varios	-	-	620	267	620	267	620	267	620	267
SUBTOTAL										
TOTAL GENERAL										
	25.000	2.000	17.338	21.010	31.000	31.450	34.511	27.947	25.188	25.188

00070

	1.970	1.971	1.972	1.973	1.974	1.975	T O T A L
	DIVISAS HONEDA	DIVISAS HONEDA	DIVISAS HONEDA	DIVISAS HONEDA	DIVISAS HONEDA	DIVISAS HONEDA	DIVISAS HONEDA
	LOCAL	LOCAL	LOCAL	LOCAL	LOCAL	LOCAL	LOCAL
1.							
1.1.							18.400 4.600
1.2.	10.740	4.800	12.940	-	7.070		60.000 90.000
1.3.							7.500 10.800
1.4.							6.400 1.600
	10.740	4.800	12.940	-	7.070		92.600 107.000
2.							
2.1.	710	2.850	710	2.850	710	2.850	710 2.850 6.400
	710	2.850	710	2.850	710	2.850	710 2.850 6.400
3.							
3.1.	240	-	120				3.015 2.010
3.2.	240	-	120				500 140
							3.505 2.150
4.							
4.1.							
	440	650	440				3.025 1.950
4.2.	681	112	1.008	1.008	1.008		2.455 2.455
	1.101	680	440	1.008	1.008		5.410 4.405
5.							
5.1.	3.717	3.717	3.717	3.717	3.717	3.717	33.450 33.450
	3.717	3.717	3.717	3.717	3.717	3.717	33.450 33.450
6.							
6.1.	207	100	1.500	900	3.000	-	1.000 6.000
6.2.	207	620	267	620	267	620	5.600 2.400
	207	720	1.767	1.220	3.267	620	6.600 8.400
7.6.	23.775	12.137	19.694	8.100	15.775	8.100	106.925 161.805

ESTUDIO ECONOMICO FINANCIERO DE LA EMPRESA ELECTRICA "QUITO" S.A.

GRAFICO N.º 4: GRAFICO DEL SISTEMA DE LA EEQ.



NOTAS: (1) LINEA DE DOBLE CIRCUITO : 1 CIRCUITO EXISTENTE  
 (2) LINEA DE DOBLE CIRCUITO

## CAPITULO IV

ESTUDIO ECONOMICO FINANCIERO**1. Objetivo:**

El objetivo del presente capítulo, es el de analizar si la E.E.Q., puede financiar el programa de obras descritos en el capítulo anterior.

Para lograr este objetivo, habrá que determinar en primer lugar, la autogeneración de fondos de la Empresa, y canalizarlos hacia la financiación del programa.

La determinación de la autogeneración de fondos implica los siguientes pasos:

- 1.1. Análisis de los ingresos.
- 1.2. Análisis de los gastos de explotación.
- 1.3. Análisis del fondo para depreciación
- 1.4. Análisis de pérdidas y ganancias o Proyección Financiera.

Estos cuatro puntos descritos, representan el estudio económico de la operación del sistema de la Empresa. Luego vendrá el estudio financiero propiamente dicho, en el que se determina el mecanismo a través del cual fluirán los capitales para la financiación del programa de obras. (Cuadro de Fuentes y Usos de Fondos).

**2. Ingresos de Explotación:**

El cuadro No. 36, trae el cálculo de los ingresos de explotación, que

## INGRESOS DE ELECTRICIDAD

Cuadro No. 30

	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975
<b>1. VENTA DE ENERGIA (ASH)</b>										
<b>(1)</b>										
1.1. Municipio										
1.1.1. Dependencias Municipales	992	991	1.021	1.652	1.094	1.117	1.151	1.186	1.222	1.259
1.1.2. Alcabrado Público	6.231	7.296	7.599	7.366	8.100	8.499	8.800	9.260	9.500	10.000
1.2. Resid. Comerc. y Gob.	98.062	98.009	106.979	116.743	128.116	142.283	157.949	175.134	194.378	210.341
1.3. Industrial	35.466	40.130	45.390	51.200	57.900	65.400	73.900	83.200	94.300	106.600
1.4. Agua Potable	11.987	12.400	13.400	14.400	15.400	16.400	17.400	18.400	19.400	20.400
T O T A L	142.405	156.796	173.390	190.200	205.800	219.300	243.700	271.600	302.100	336.800
<b>2. PRECIOS MEDIOS \$/kwh.</b>										
2.1. Municipio										
2.1.1. Depe deencias Municipales(2)	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40
2.1.2. Alcabrado Público (2)	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40
2.2. Resid. Comerc. y Gob.	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54	0.54
2.3. Industrial	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42
2.4. Agua Potable	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25
T O T A L	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46
<b>3. INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA</b>										
3.1. Municipio										
3.1.1. Dependencias Municipales	20	390	408	421	434	447	460	474	489	504
3.1.2. Alcabrado público	-	2.390	3.000	3.130	3.240	3.390	3.520	3.690	3.840	4.000
3.2. Resid. Comerc. y Gob.	47.474	51.843	57.283	63.044	69.183	76.283	85.190	94.970	105.072	116.824
3.3. Industrial	14.916	16.342	18.026	21.594	24.318	27.483	31.038	35.070	39.606	44.772
3.4. Agua Potable	2.753	3.100	3.350	3.550	3.800	4.050	4.300	4.550	4.800	5.050
T O T A L	65.165	75.003	83.067	91.439	100.206	109.603	120.658	134.460	149.007	166.750
<b>4. OTROS INGRESOS DE EXPLOIT(3)</b>										
<b>(3)</b>										
T O T A L	69.790	75.816	87.220	95.011	105.361	114.066	126.753	141.192	157.667	175.699

N O T A S:

- (1) Datos de balance.
- (2) Precio de facturación.
- (3) 5% de los ingresos por venta de energía.

ha sido hecho en primera instancia suponiendo que los niveles tarifarios vigentes en el año 1966, van a permanecer constantes hasta 1975.

Si estos ingresos permiten el financiamiento de las obras, no será necesario un incremento de tarifas. Este es el caso que sucede con la Empresa, como se verá más adelante.

En el capítulo I, se estudió la proyección del consumo de energía, por tipos de consumidores (Residenciales, Comercial, Industrial, Agua Potable, Alumbrado Público, Dependencias del Gobierno y Municipio). En base a los ingresos que produjeron cada uno de este tipo de consumidores, y sus consumos de energía, durante el año 1966, se determinó el respectivo precio medio de venta.

Suponiendo constante el precio medio, se determinaron los ingresos por venta de energía.

Los otros ingresos de explotación se determinaron como el 5% de los ingresos por venta de energía, ya este ha sido el % promedio observado en los pasados 4 ó 5 años.

De esta manera se determinaron los siguientes ingresos:

Años	Ingresos (Miles de sucres)
1967	9/ 78.816
1968	" 87.320
1969	" 96.011
1970	" 105.551
1971	" 114.065
1972	" 123.733
1973	" 141.192

	PERSONAL RECURSOS TOTAL (Miles de sucres)		INDICE UNITARIO S/
<b>GENERACION</b>			
1. Guápulo	260	203	513 S/KW
2. Chillo	430	204	394 S/KW
3. Guanoopolo	897	898	181 S/KW
4. Cumbayá	1.105	1.082	108 S/KW
5. La Carolina Diesel: Fijos (3.850 Kw) Combustible	364	169	91 S/KW
6. Energía comprada a Machachi	-	947	0.22 S/KWH
<b>S U B T O T A L</b>	<b>3.065</b>	<b>4.157</b>	<b>0.16 S/KWH</b>
<b>TRANSMISIÓN</b>			
1. Guápulo - Quito	-	2	400 S/Km
2. Chillo - Quito	19	173	9.142 S/Km
3. Guanoopolo - Quito	3.	25	3.520 S/Km
4. Cumbayá - Quito	2	14	960 S/Km
5. Machachi - Quito	7	63	2.530 S/Km.
<b>S U B T O T A L</b>	<b>31</b>	<b>277</b>	
<b>SUBESTACIONES</b>			
1. Subestación Sur	15	130	3 S/KVA
2. Subestación Norte	2	12	3 S/KVA
<b>S U B T O T A L</b>	<b>20</b>	<b>142</b>	<b>3 S/KVA</b>
<b>DISTRIBUCIÓN</b>			
1. Subestaciones principales	217	870	22 S/KVA
2. Sedes	1.286	5.145	110 S/abonado
<b>S U B T O T A L</b>	<b>1.503</b>	<b>6.015</b>	
<b>C O N S U M I D O R S</b>	<b>3.630</b>	<b>2.420</b>	<b>104 S/abonado</b>
<b>ADMINISTRATIVOS Y GENERALES</b>			
<b>T O T A L</b>	<b>4.985</b>	<b>2.513</b>	<b>26% del total de gastos</b>
<b>P O R C E N T A J E S</b>	<b>15.184</b>	<b>15.524</b>	<b>28.798</b>
	<b>46</b>	<b>54</b>	<b>100</b>



Años	Ingresos (Miles de sucres)
1974	\$/ 157.007
1975	" 175.000

### 3. Gastos de Explotación:

Para proyectar los gastos de explotación, durante los próximos 9 años, se tiene primero que analizar los gastos de el pasado.

El Cuadro No. 37 trae un resumen de los gastos de explotación durante el año 1968, y el cálculo de los gastos de explotación unitarios, en función de las características físicas, de cada uno de los elementos del sistema.

El gráfico No. 5, trae una representación gráfica de los costos unitarios por KW instalado, para las centrales hidráulicas de la Empresa, en función de la potencia de cada una de ellas. Se observa la clara tendencia a disminuir los gastos de operación y mantenimiento, cuando aumenta la potencia instalada.

Los valores gastados en la operación y el mantenimiento del sistema, así como los gastos de comercialización, Administrativos y Generales, han sido extractados del Balance de Situación, de la E.E.P., al 31 de diciembre de 1968.

Así se obtuvieron los siguientes resultados

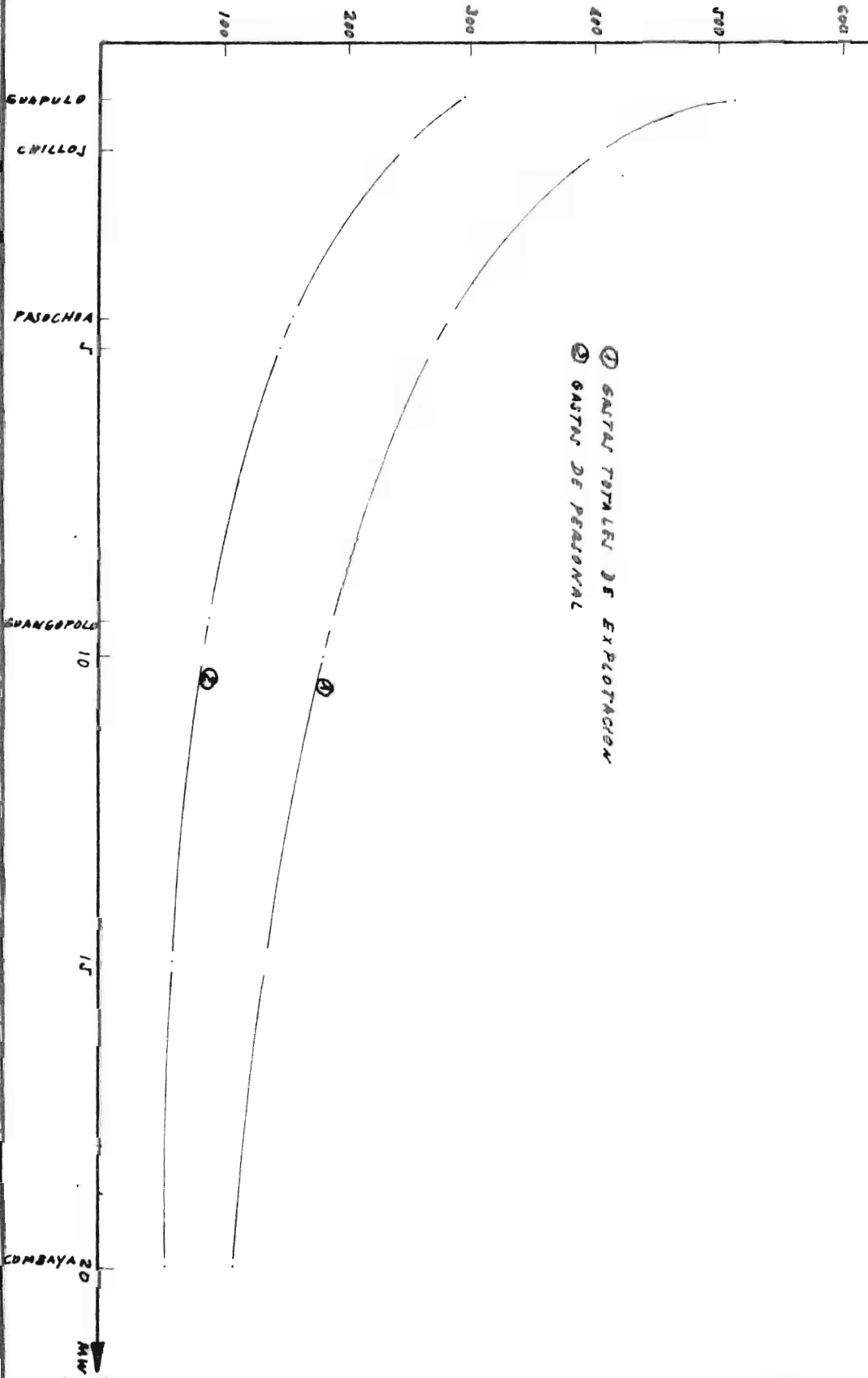
Gastos de operación y mantenimiento:

<u>Generación</u>	Total	Personal	Materiales y Repuestos
Cumbayá	108 \$/KW	51%	49%
Guaugapole	191 \$/KW	30%	69%

\$/KW

ESTUDIO ECONOMICO FINANCIERO DE LA EMPRESA ELECTRICA "QUITO" S.A.  
GRAFICO N.º 5: GASTOS DE EXPLOTACION POR KW INSTALADO PARA PLANTA  
HIDRAULICAS DE LA E.F.Q. S.A.

① GASTOS TOTALES DE EXPLOTACION  
② GASTOS DE PERSONAL



MW

<u>Generación</u>	Total	Personal	Materiales y Repuestos
Chillo	304 S/KW	82%	39%
Guápulo	513 S/KW	57%	43.5%
Diesel	91 S/KW	63%	32.5%

Transmisión

- Línea de 6.3 KV

Guápulo - Quito 400 S/Km. - 100%

- Línea de 22 KV

Guangopolo - Quito 3.500 S/Km. 11% 89%

Chillo - Machachi 2.142 S/Km. 10% 90%

Machachi - Quito 2.500 S/Km. 10% 90%

- Líneas de 46 KV

Cumbayá - Quito 2.500 S/Km. 13% 87%

Subestaciones Principales

Subestac. Sur 3 S/KVA 13% 87%

Subestac. Norte 3 S/KVA 14% 89%

Distribución

Subestaciones 22 S/KVA 20% 80%

Redes 110 S/abonado 20% 80%

Comercialización 104 S/abonado 60% 40%Administrativas y

26% del total de gastos

Generales

Estos gastos unitarios, con toda seguridad, no permanecerán constantes hasta el año 1975, sino que se irán incrementando año tras año, como

consecuencia de la desvalorización de la moneda, aumentos de salarios con  
secuencia del contrato colectivo que impone incrementos periódicos, etc.

Por esta razón, los costos unitarios de explotación se han incremen-  
tado en la siguiente forma:

Personal	5% cada 2 años
Materiales y Respuestos	2% cada 2 años

Aplicando, para cada uno de los años de la proyección, los índices  
incrementados en la forma descrita, a cada uno de los elementos del siste-  
ma, se obtuvieron los siguientes resultados:

Años	Gastos (en miles de sucres)
1967	28.254
1968	31.300
1969	32.382
1970	42.216
1971	46.958
1972	41.969
1973	43.639
1974	53.220
1975	67.931

Los gastos de combustible fueron determinados en función de la ener-  
gía generada por la Central Diesel, y aplicando un costo promedio de 6.22  
s/kwh.

Conociendo los ingresos y los egresos, podemos calcular la "relación  
de operación" (Operation Rate), que es el cociente entre los egresos y los  
ingresos, y que nos da idea de cuánto gasta la E.E.Q., por cada sucre de

COSTOS DE EXPLORACION  
Miles de Suces

	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975
I) GENERACION										
1. Guápulo	472	-	-	-	-	473	500	593	712	908
2. Chillo	694	518	620	720	748	774	1.002	1.190	1.427	1.427
3. Pasachoa				858	1.328	1.927	1.998	1.993	2.059	2.059
4. Cuangopolo	1.793	1.786	1.861	1.961	1.927	1.927	3.150	3.150	3.110	3.210
5. Nayón						3.030	3.150	3.520	3.520	3.680
6. Cumbayá	2.147	2.220	3.320	3.320	3.440	3.440	3.560	3.560	3.560	3.680
7. SUBTOTAL	5.126	5.513	5.810	6.756	7.443	9.546	10.295	10.466	11.038	11.154
8. Compra S. Machachi y arriendo agua	616			246	360	360	360	360	440	440
9. Central Miesel a) fijos	533	421	518	590	631	634	637	557	762	589
b) Combust.	947	-	1.484	429	5.528	534	537	557	4.933	589
10. SUBTOTAL	1.480	421	2.064	1.013	6.219	634	537	557	4.933	589
11. Compra Energía S.N.I.										14.643
TOTAL GENERACION	7.222	6.934	7.874	8.014	14.622	10.540	11.122	11.403	17.223	26.956
II) TRANSMISION										
1. Guápulo - Quito	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2. Chillo Cuangopolo	192	25	10	20	20	20	21	21	21	21
3. Pasachoa - Quito	-	-	-	15	30	30	31	31	32	32
4. Cuangopolo - Quito	23	10	10	11	11	12	12	13	13	14
5. Nayón Cumbayá	-	-	-	-	-	4	4	4	5	5
6. Cumbayá - Quito	6	8	8	9	9	12	12	13	13	13
7. Machachi - Quito	70	-	-	-	-	-	-	-	-	6
TOTAL TRANSMISION	298	43	28	55	70	78	80	82	84	94
III) SUBTRANSMISION										
1. Lazo de Subtransmision	10	15	30	25	30	34	33	33	40	40
IV) SUBSTACION DE SECCION										
1. Subestación Norte y Sur	102	208	254	300	306	306	310	316	324	324

	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975
V) DISTRIBUCION										
1. Subestac. principales	1.087	1.284	1.481	1.678	1.875	2.072	2.269	2.466	2.663	2.854
2. Redes	6.431	6.812	7.095	7.468	7.894	8.392	8.915	9.470	10.056	10.686
TOTAL DISTRIBUCION	7.518	8.096	8.576	9.146	9.769	10.464	11.184	11.936	12.728	13.540
VI) CONSUMIDORES	6.059	6.358	6.703	7.070	7.463	7.884	8.329	8.791	9.216	9.618
SUBTOTAL	21.360	20.854	23.440	24.830	31.662	30.368	31.169	32.726	39.915	50.948
VII) ADMINISTRATIVOS Y GENERALES	7.448	7.680	7.890	8.213	10.554	10.770	10.860	10.910	13.366	16.983
GRAN TOTAL	28.708	28.534	31.550	32.582	42.216	40.858	41.969	43.636	53.280	67.931

ingreso, sin incluir la depreciación.

Año	Ingresos $10^3$ \$/	Egresos $10^3$ \$/	Operatian Rate
1967	78.816	28.254	0.36
1968	87.220	31.200	0.36
1969	96.011	32.852	0.34
1970	106.551	42.216	0.40
1971	114.935	49.958	0.35
1972	126.733	41.969	0.33
1973	141.192	43.639	0.31
1974	157.087	53.220	0.34
1975	175.038	67.931	0.39

Las variaciones de la relación de operación, significa un mayor aprovechamiento de las centrales hidráulicas, cuando baja; y un menor aprovechamiento de aquellas, cuando sube, con el consecuente mayor gasto de combustible en la central diesel.

#### 4. Evolución de la inversión en Explotación:

El cuadro No. 30 tras el cálculo de la evolución de la inversión bruta en explotación, o lo que contablemente llaman, ACTIVO FIJO ó ACTIVO BRUTO.

Esto no es sino el resultado de los incrementos de inversión que irá haciendo la Empresa, en el período 1967 - 1975, a lo que tenía invertido al año 1966, en cada uno de los elementos del sistema.

EVOLUCION DE LA INVERSION EN EXPLOTACION.  
(Miles de sucres)Cuadro No. 30  
Hoja No. 1

	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975
<b>GENERACION</b>										
1. Cumbayá	235.962	254.162	255.562	255.962	255.962	255.962	255.962	255.962	255.962	255.962
2. Nayón	"	"	"	"	"	124.000	134.000	150.000	150.000	130.000
3. Guanguapolo	45.576	45.576	45.576	45.576	45.576	45.576	45.576	45.576	45.576	45.576
4. Pasachoa	7.432	7.432	7.432	7.432	7.432	7.432	7.432	7.432	7.432	7.432
5. Chillo	3.424	"	"	"	"	"	"	"	"	"
6. Guápulo	289.294	307.170	308.570	320.970	320.970	400.970	460.970	476.970	476.970	476.970
<b>S U B T O T A L</b>	34.119	34.119	32.119	32.119	32.119	32.119	32.119	32.119	32.119	32.119
<b>T O T A L</b>	313.513	331.339	340.639	359.689	359.689	492.789	492.089	509.089	509.089	509.089
<b>TRANSMISION</b>										
1. Guápulo - Quito	311	"	"	"	"	"	"	"	"	"
2. Chillo - Quito	2.449	2.449	2.205	2.205	2.205	2.205	2.205	2.205	2.205	2.205
3. Guanguapolo - Quito	6.469	6.468	6.768	6.768	6.768	6.768	6.768	6.768	6.768	6.768
4. Machachi - Quito	2.115	2.115	"	"	"	"	"	"	"	"
5. Cumbayá - Quito	9.149	9.149	9.149	9.149	9.149	10.124	10.124	10.124	10.124	10.124
6. Pasachoa - Quito	"	"	"	3.600	3.600	3.600	3.600	3.600	3.600	3.600
7. Nayón - Cumbayá	"	"	"	"	"	450	450	450	450	450
<b>T O T A L</b>	26.492	29.191	13.682	21.682	21.682	23.687	23.687	23.687	23.687	23.687
<b>SUBTRANSMISION</b>										
1. Lazo de Subtransmision	2.104	2.619	3.709	4.799	5.659	6.979	6.979	6.979	6.979	6.979
2. Líneas a Ferrocarriles Surales	"	"	"	1.260	1.260	2.730	2.730	2.730	4.670	4.670
<b>T O T A L</b>	2.104	2.619	3.709	6.059	7.149	9.709	9.709	9.709	11.649	11.649



1966 1967 1968 1969 1970 1971 1972 1973 1974 1975

DISTRIBUCION

1. Subestaciones	29.402	32.912	36.472	40.032	43.592	47.152	50.712	54.272	57.832	61.392	64.952	68.512
2. Redes	74.923	82.382	113.796	121.255	128.664	136.073	143.482	150.891	158.300	165.709	173.118	180.527
T O T A L	104.325	115.294	150.268	161.287	172.256	183.225	194.194	205.163	216.132	227.101	238.070	249.039

INVER. GENERALES

1. Edificios	2.014	2.014	2.014	2.014	2.014	2.014	2.014	2.014	2.014	2.014	2.014	2.014
2. Equipo técnico y de trabajo	21.019	22.566	23.393	24.220	25.107	26.034	26.961	27.888	28.815	29.742	30.669	31.596
T O T A L	23.033	24.580	25.407	26.234	27.121	28.068	28.985	29.902	30.819	31.736	32.653	33.570

464.072 489.883 530.135 574.946 617.357 661.168 702.979 742.790 783.601 824.412 865.223 906.034 946.845

GRAN TOTAL

Para aclarar la idea, tomemos por ejemplo a la Central Mayón. Esta Central entrará a funcionar, de acuerdo con lo previsto en éste estudio, en el año 1971, por tanto en el Balance de Situación de la Empresa de diciembre de 1971, tendrá que aparecer en el ACTIVO el valor de la Central Mayón, o sea 134 millones de sucres, tal como aparece en el cuadro No. 39. Las obras auxiliares de ésta Central, cuyo valor se estima en 16 millones, no se terminarán sino hasta 1973, por tanto, en éste año, tendrá que aparecer en el Activo de la Empresa, el incremento de 16 millones de sucres, o sea un total de 150 millones de sucres que es el costo total de la Central.

De la misma manera se ha procedido para todas las demás obras, en función del cronograma de inversiones y el costo de cada una de ellas, ó las inversiones adicionales que se harán en otras.

Asimismo, si una obra sale de operación, también tendrá que desaparecer del Activo. Esto sucede con Guápulo. Ver cuadro No. 39.

Resumiendo, esta Evolución de la Inversión en Explotación, representa la suma de todas las inversiones, vistas el 31 de diciembre de cada año de la proyección.

De esta manera se lograron los siguientes resultados:

Año	Capital en Explotación (Miles de sucres)
1967	493.883
1968	538.135
1969	574.350
1970	587.337
1971	737.203
1972	749.684
1973	783.965

Año	Capital en Explotación (Miles de sucros)
1974	799.036
1975	869.998

Esto significa que la Empresa incrementará sus inversiones en 346 millones de sucros, o sea que crecerá en 1.75 veces la inversión actual.

### 5. Fondo anual para depreciación:

En el cuadro No. 40 se han consignado los valores de depreciación de todo el sistema de E.E.Q. (generación, transmisión, subtransmisión, distribución e Inversiones generales).

Estos valores de depreciación en sucros, representan el desgaste físico que experimentarán cada una de las obras en operación.

Para todos los casos se ha considerado la depreciación lineal y un valor residual nulo.

Como vidas medias de trabajo se han considerado las siguientes:

#### 5.1. Generación

5.1.1. Hidráulica 40 años

5.1.2. Térmico 15 años

5.2. Transmisión 25 años

5.3. Transformación 25 años

5.4. Distribución 25 años

5.5. Edificios 50 años

5.6. Equipo técnico y de trabajo 13 años

## CALCULO DEL FONDO ANUAL PARA DEPRECIACION

Cuadro No. 40  
Hoja No. 1

	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975
<b>GENERACION</b>									
1. Cumbayá	6.222	6.389	6.399	6.399	6.399	6.399	6.399	6.399	6.399
2. Nayón	-	-	-	-	2.813	3.260	3.750	3.750	3.750
3. Guanoópole	1.139	1.139	1.139	1.139	1.139	1.139	1.139	1.139	1.139
4. Pasachoa	-	-	225	450	450	450	450	450	450
5. Chillo	186	186	186	186	186	186	186	186	186
6. Guápulo	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>S U B T O T A L</b>	<b>7.547</b>	<b>7.714</b>	<b>7.949</b>	<b>8.174</b>	<b>10.897</b>	<b>11.524</b>	<b>11.924</b>	<b>11.924</b>	<b>11.924</b>
7. Central térmica	1.205	1.506	1.506	1.506	1.506	1.506	1.506	1.506	1.506
<b>T O T A L</b>	<b>8.753</b>	<b>9.220</b>	<b>9.555</b>	<b>9.739</b>	<b>12.233</b>	<b>13.130</b>	<b>13.530</b>	<b>13.430</b>	<b>13.530</b>
<b>TRANSMISION</b>									
1. Guápulo - Quito	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2. Chillo - Quito	98	98	98	98	98	98	98	98	98
3. Guanoópole - Quito	259	268	268	268	268	268	268	268	268
4. Macachi - Quito	85	-	-	-	-	-	-	-	-
5. Cumbayá - Quito	366	366	366	366	405	405	405	405	405
6. Pasachoa - Quito	-	-	77	144	144	144	144	144	144
7. Nayón Cumbayá	-	-	-	-	14	18	18	18	18
<b>T O T A L</b>	<b>808</b>	<b>722</b>	<b>799</b>	<b>868</b>	<b>919</b>	<b>923</b>	<b>923</b>	<b>923</b>	<b>923</b>
<b>SUBTRANSMISION</b>									
1. Lazo de Subtransmisión	105	148	192	236	270	279	279	279	279
2. Líneas a Ferrocarriles Rurales	-	-	50	50	109	109	109	109	109
<b>T O T A L</b>	<b>105</b>	<b>148</b>	<b>242</b>	<b>286</b>	<b>389</b>	<b>388</b>	<b>388</b>	<b>388</b>	<b>388</b>

	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975
<b>DISTRIBUCION</b>									
1. Subestaciones	1.316	1.459	1.601	1.744	1.886	3.028	2.170	2.313	2.456
2. Redes	3.294	4.552	4.849	5.147	5.444	5.741	6.039	6.336	6.633
<b>T O T A L</b>	<b>4.610</b>	<b>6.011</b>	<b>6.450</b>	<b>6.891</b>	<b>7.330</b>	<b>7.769</b>	<b>8.209</b>	<b>8.649</b>	<b>9.089</b>
<b>INVENTOS. GENERALES</b>									
1. Edificio	40	40	40	40	40	40	180	180	180
2. Equipo Técnico y de Trabajo	1.800	1.871	1.942	2.013	2.084	2.155	2.226	2.297	2.370
<b>T O T A L</b>	<b>1.840</b>	<b>1.911</b>	<b>1.982</b>	<b>2.053</b>	<b>2.124</b>	<b>2.195</b>	<b>2.406</b>	<b>2.477</b>	<b>2.550</b>
<b>GRAN TOTAL</b>	<b>16.110</b>	<b>18.112</b>	<b>19.029</b>	<b>19.876</b>	<b>23.004</b>	<b>24.405</b>	<b>26.459</b>	<b>25.967</b>	<b>26.480</b>

Estas son las vidas medias promedio observadas en América Latina para instalaciones similares.

Consecuencia de estas vidas medias, se han aplicado los siguientes índices de depreciación.

5.7. Generación	
5.7.1. Hidráulica	3.5%
5.7.2. Térmica	7 %
5.8. Transmisión	4 %
5.9. Transformación	4 %
5.10. Distribución	4 %
5.11. Edificios	2 %
5.12. Equipo técnico y de trabajo	3 %

Aplicando los índices de depreciación mencionados a los respectivos elementos del sistema se obtuvieron los siguientes resultados:

AÑO	Depreciación (miles de sucres)
1967	19.110
1968	19.112
1969	19.020
1970	19.070
1971	23.054
1972	24.400
1973	25.450
1974	25.907
1975	26.430

### 6. Proyección Financiera:

La proyección financiera de la E.S.Q., representa la proyección de lo que contablemente se denomina "Pérdidas y Ganancias".

El cuadro No. 41 trae la proyección de las pérdidas y ganancias que obtendrá la Empresa desde el año 1967 hasta 1975. Esto resulta del contragte entre los ingresos totales que obtiene la E.S.Q. por la operación de su sistema y los gastos de explotación del mismo. Así se obtuvo el siguiente resultado:

(Miles de sucres)

Año	Ingresos	Gastos	Ingresos Netos	Relación Gastos-Ingresos
1967	78.816	46.370	32.446	0.59
1968	87.320	49.272	37.948	0.56
1969	96.011	51.880	44.131	0.54
1970	105.551	62.092	43.459	0.59
1971	114.065	63.112	50.953	0.55
1972	126.733	66.374	60.359	0.52
1973	141.192	69.095	72.097	0.49
1974	157.087	79.187	77.900	0.50
1975	175.088	94.411	80.677	0.54

Se observa que la relación gastos ingresos, varían desde 0.49 a 0.59, esto significa que aproximadamente el 45% de los ingresos de operación, dispone la empresa para gastos financieros (pago de intereses, reparto de uti lidades y reinversiones).

La relación entre los Ingresos Netos y el Capital Neto en Explota-

PROYECCION FINANCIERA  
Milés de sucresCuadro No. 41  
Hoja No. 1

	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975
<b>1. INGRESOS</b>										
a) Ingr. por venta de energía	75,000	83,067	91,430	100,520	108,633	120,690	134,469	149,607	166,750	
b) Otros ing. de explotac.	3,031	3,753	4,150	4,572	5,020	5,492	6,036	6,723	7,480	8,338
c) Total de ingresos	68,796	78,816	87,220	96,011	105,051	114,065	136,733	141,192	157,037	175,088
<b>2. GASTOS DE EXPLOTACION</b>										
a) Generación	7,222	5,934	7,614	6,014	14,022	10,540	11,122	11,493	17,223	26,856
b) Transmisión	298	43	38	55	70	78	80	82	84	88
c) Subtransmisión	10	15	20	25	30	34	36	38	40	40
d) Substac. de secciones.	162	208	254	300	368	388	316	316	324	324
e) Distribución	7,518	8,096	8,376	9,166	9,769	10,454	11,184	11,936	12,728	13,540
f) Consumidores	6,050	6,358	6,708	7,070	7,463	7,934	8,420	8,954	9,516	10,103
g) Adm. y Generales	7,443	7,600	7,800	8,213	10,554	10,700	10,300	10,910	13,305	16,983
h) SUBTOTAL	28,708	28,254	31,209	32,852	42,216	40,029	41,980	43,639	53,220	67,931
i) Fondo para depreciación	18,248	16,116	16,112	16,028	16,876	23,034	24,425	25,456	26,907	26,480
j) Total de gastos	46,956	44,370	47,321	51,880	62,092	63,112	66,374	69,095	79,127	94,411
<b>3. INGRESOS NETOS</b>	24,840	32,446	37,946	44,131	43,459	50,953	60,359	75,697	77,900	80,677
<b>4. CAPITAL BRUTO DE EXPLOT</b>	464,072	489,893	539,135	574,366	587,337	737,203	740,054	783,965	736,056	809,988
<b>5. DEPRECIACION ADICIONADA</b>	100,163	125,299	145,411	162,459	182,015	205,360	219,774	236,230	251,197	267,677
<b>6. CAPITAL NETO DE EXPLOT.</b>	354,889	368,584	394,724	411,927	405,322	531,844	519,310	546,735	516,880	502,311
<b>7. INVERSION NETA \$</b>	7.00	8.8	9.0	10.7	10.7	9.0	11.0	13.0	15.1	16.1



	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975
<b>6. INTERESES</b>										
a) Deudas existentes	7.789	7.179	6.312	5.497	4.611	4.184	3.523	2.826	2.092	1.319
b) Deudas nuevas	-	390	800	809	800	738	648	548	439	318
I) Préstamo local	-	-	1.864	2.822	3.004	3.573	3.444	3.397	3.162	3.009
II) Préstamo Extranjero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL INTERESES	7.789	7.479	8.978	9.119	9.215	8.495	7.619	6.881	5.693	4.646
<b>9. UTILIDADES</b>	17.053	24.967	26.972	35.912	34.244	42.456	52.744	65.416	72.297	76.031
<b>10. RESERVO UTILIDADES</b>										
a) Para empleados	1.763	2.497	2.297	3.501	3.424	4.248	5.374	6.542	7.221	7.893
b) Reserva legal	2.257	3.745	4.343	5.251	5.136	6.269	7.911	9.313	10.831	11.464
c) Dividendos a accionistas	170	-	-	-	-	15.000	22.000	42.000	60.000	82.000
d) Utilidades no distrib.	12.621	18.725	21.730	26.360	25.684	16.943	17.559	7.961	4.154	5.674
<b>11. CAPITAL PROPIO</b>	340.196	268.666	283.741	326.231	351.072	374.264	399.734	416.633	431.614	448.042
<b>12. REVANILIDAD DEL CAPITAL PROPIO %</b>	7.1	9.5	10.0	10.9	9.3	11.3	13.2	15.7	16.7	17.0
<b>13. DIVIDENDOS EN % CAPITAL PROPIO</b>	0.07	-	-	-	-	4.0	5.5	10.1	11.6	11.6

ción (Capital Bruto menos Depreciación Acumulada), expresada en porcentaje, representa la rentabilidad de la inversión neta, que resulta la siguiente:

Año	Rentabilidad de la Inversión Neta
1967	8.3%
1968	9.6%
1969	10.7%
1970	10.7%
1971	9.8%
1972	11.6%
1973	13.5%
1974	15.1%
1975	16.1%

Se observa que la variación de la rentabilidad, crece hasta 1970, para bajar en 1971, consecuencia de la entrada en Operación de Nayón, que incide significativamente en los costos con su cuota de depreciación. A partir de 1972, la rentabilidad crece hasta 16.1%

Estos valores de rentabilidad, demuestran la solidez económica de la Empresa Eléctrica Quito S.A., y constituye un buen atractivo para los mercados de Capital que deseen invertir en el negocio eléctrico que maneja la Empresa.

Los intereses de los préstamos a largo plazo, para las deudas nuevas, se han calculado en las Tablas de Amortización, que se indican en los cuadros No. 43 y 44. Los intereses de las deudas existentes han sido extraídos de las Tablas de Amortización de los préstamos 137 y 177 S.C. del BIDP. (Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento) y de la del Meadow

Brook International Bank, que al momento constituyen los acreedores internacionales de la E.S.A.

Los intereses que deberá pagar la Empresa en el próximo período 1967-1975, son los siguientes:

AÑO	INTERESES (Miles de sucres)
1967	7.479
1968	8.976
1969	9.119
1970	9.216
1971	8.495
1972	7.615
1973	6.681
1974	5.893
1975	4.648

Deducidos los intereses de los ingresos netos, se obtienen las utilidades, que son las siguientes:

AÑO	UTILIDADES (Miles de sucres)
1967	24.967
1968	33.972
1969	35.012
1970	34.244
1971	42.458
1972	52.744
1973	63.416
1974	72.207
1975	76.631

Estas utilidades, son las que se distribuirán entre las Empleadas, Ac  
cionistas, Reservas y Reinversiones, de acuerdo con la política financiera  
 que adapte el Directorio de la E.F.Q., y que en el cuadro No. 41, se dá n  
 na distribución tentativa, para poder financiar el programa de obras.

La distribución de las utilidades se ha previsto de la siguiente ma  
 nera:

Empleados	10%
Reserva legal	15%
Dividendos a <u>Ac</u> <u>cionistas y Rein</u> <u>versiones</u>	75%

Las utilidades, comparadas con Capital Propio de la Empresa, (Ca-  
 pital Social pagado, más Reserva Legal, más Reinversiones), nos da la ren-  
 tabilidad del Capital Propio que para el período de estudio nos da el si-  
 guiente resultado:

AÑO	Rentabilidad del Capital Propio %
1967	9.5
1968	10.
1969	10.9
1970	9.8
1971	11.3
1972	13.2
1973	15.7
1974	16.7
1975	17.

Los dividendos para accionistas que prevé el presente estudio, se harán efectivos a partir de 1971, de acuerdo al siguiente detalle:

AÑO	Dividendos (miles de sucres)
1971	15,000
1972	22,000
1973	42,000
1974	50,000
1975	52,000

Como puede observarse en el cuadro No. 41, estos dividendos llegan a representar el 11.6 del Capital propio, en 1975.

Resumiendo, la Proyección Financiera de la S.E.G., hace preveer que no tendrá ninguna dificultad en conseguir créditos en los mercados de capital de exterior, para financiar su programa de obras.

## 7. Financiación:

En el cuadro No. 42, se presenta el resumen de las FUENTES Y USOS DE FONDOS, que indicarán el mecanismo, a través del cual fluirán los Capitales para la financiación del programa de obras.

Como fuentes tenemos:

- 7.1. Autogeneración de Fondos, provenientes de la operación del sistema (Ingresos netos de explotación, más reinversión de cuotas de depreciación).
- 7.2. Venta de terrenos.
- 7.3. Préstamos.
  - 7.3.1. Préstamos Locales.

FUENTES Y USOS DE FONDOS  
(Miles de Sueros)

	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975
<b>FUENTES DE FONDOS</b>									
1. Ingresos netos de expl.	32.449	37.049	41.131	43.459	50.953	69.339	72.097	77.900	90.677
2. Fondo para depreciación	10.116	16.072	19.028	19.876	23.854	24.405	25.456	25.957	26.480
SUBTOTAL	42.565	53.121	60.159	63.335	74.807	93.744	97.553	103.857	117.157
3. Venta de Terrenos	--	720	950	1.500	1.600	--	--	--	--
4. Préstamos	6.000	2.000	--	--	--	--	--	--	--
a) Locales	--	31.000	10.000	10.000	--	--	--	--	--
b) Extranjeros	15.000	4.000	4.187	5.201	6.157	5.993	5.756	5.525	6.881
5. Saldo año anterior	69.562	93.935	94.246	93.126	81.184	90.757	103.300	109.492	112.808
TOTAL DE FUENTES DE FONDOS	128.242	166.083	168.584	167.861	167.451	190.496	200.853	209.349	229.965
<b>USOS DE FONDOS</b>									
1. Gastos de constr. en obras	31.910	31.439	27.947	25.775	19.894	15.776	7.292	4.694	4.898
a) Gastos locales	17.338	31.068	24.311	25.188	12.187	8.199	9.195	7.187	7.304
b) Gastos en divisas	14.572	--	3.636	--	7.707	--	--	--	--
SUBTOTAL	46.482	31.439	31.583	25.775	27.601	15.776	7.292	4.694	4.898
2. Pago de deudas	18.162	18.162	17.406	16.610	16.637	16.631	16.624	16.618	16.605
a) Existentes	2.240	2.240	769	960	157	--	--	--	--
I) Soc. Extranjeras	1.200	1.200	1.200	500	--	--	--	--	--
II) Caja N. del Seguro	--	--	--	--	--	--	--	--	--
III) Empr. Agua Potable	--	--	--	--	--	7.665	7.665	7.665	7.665
IV) Municipio de Quito	--	--	--	--	--	2.136	2.136	2.136	2.137
V) Munic. Loja-Lasora Chinch.	1.040	--	--	--	--	--	--	--	--
VI) Banco Central	23.422	21.612	19.874	17.770	16.794	20.452	26.445	26.430	26.430
SUBTOTAL	18.162	18.162	17.406	16.610	16.637	16.631	16.624	16.618	16.605

	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975
b) Nuevos préstamos									
I) Para castos locales	300	800	800	1.000	1.010	1.010	1.010	1.010	1.010
II) Para divisas	-	1.564	2.322	3.004	5.084	5.084	5.084	5.084	5.084
SUBTOTAL	300	2.364	3.122	4.004	7.094	7.094	7.094	7.094	7.094
TOTAL DEBITOS	53.793	24.270	22.990	22.582	24.094	33.752	33.745	33.739	33.739
3. Dividendos y participaciones									
a) Empleados	2.497	2.897	3.501	3.424	4.240	5.274	5.542	7.221	7.603
b) Accionistas	-	-	-	-	15.000	22.000	42.000	50.000	82.000
SUBTOTAL	2.497	2.897	3.501	3.424	19.240	27.274	45.542	57.221	59.603
TOTAL DE USG	65.533	36.698	78.955	76.969	75.171	85.001	97.634	102.641	105.235
SALDO ANUAL	4.020	4.137	5.291	6.157	6.993	5.753	5.025	6.651	8.573
CAPITAL DE TRABAJO	3.532	3.990	4.106	5.277	5.007	5.240	5.453	6.652	8.491

### 7.3.2. Préstamos Extranjeros

00100

Como ~~cuños~~ tenemos:

- 7.4. Gastos en construcciones
- 7.5. Pago de deudas
- 7.6. Dividendos y participaciones
- 7.7. Capital de trabajo

Del presente estudio se desprende que la Empresa necesita los siguientes préstamos:

7.8. Préstamo Local	5/	8.000.000
7.9. Préstamo Extranjero	"	60.066.000
7.10. T O T A L	"	68.066.000

Estos son los dos únicos préstamos que requiere la Empresa, para finciar su programa de obras.

Se ha supuesto que el préstamo local, se podrá conseguir en la "Corporación Financiera Nacional", en las siguientes condiciones:

Plazo	10 años
Interés	10% anual
Anualidad	constante
Período de gracia	3 años

Las condiciones del préstamo extranjero se han supuesto que serán los siguientes:

Plazo	20 años
Interés	6% anual
Anualidad	constante
Período de gracia	3 años.



ESTUDIO ECONOMICO FINANCIERO DE LA EMPRESA ELECTRICA NITRO S.A.

TABLA DE AMORTIZACION DEL PRESTAMO EXTRANJERO  
DE 60.000.000 DOLARES.  
Miles de sucres

Quadro No. 43

AÑO	SERVIDOR	PRESTAMO	INTERES	AMORTIZACION	ANUALIDAD	DEUDA	IMPORTE DEL PRESTAMO
1968	1o.	31.000	932	-	932	31.000	10.000
	2o.	31.000	932	-	932	31.000	
1969	1o.	47.000	1.411	-	1.411	47.000	13.000
	2o.	47.000	1.411	-	1.411	47.000	
1970	1o.	60.000	1.892	-	1.892	60.000	
	2o.	60.000	1.892	-	1.892	60.000	
1971	1o.		1.842	1.048	2.842	59.020	
	2o.		1.771	1.071	2.842	57.955	
1972	1o.		1.733	1.104	2.842	56.851	
	2o.		1.700	1.135	2.842	55.715	
1973	1o.		1.671	1.171	2.842	54.544	
	2o.		1.630	1.208	2.842	53.330	
1974	1o.		1.600	1.242	2.842	52.090	
	2o.		1.563	1.280	2.842	50.810	
1975	1o.		1.524	1.315	2.842	49.495	
	2o.		1.485	1.357	2.842	48.141	

Condiciones del préstamo

Plazo 20 años  
Interés 6% anual  
gracia 3 años

02101

TABLA DE AMORTIZACION DEL PRESTAMO LOCAL DE  
 S/290.000 de sucres  
 Hiles de sucres

Cuadro No. 44

AÑO	SUBSIDIO	PRESTAMO	ENTRADA	AMORTIZATIVA	ANUALIDAD	DEUDA	INCREMENTO PRESTAMO
1967	20.	6.000	300	-	300	6.000	6.000
1968	10.	6.000	400	-	400	8.000	8.000
1969	20.	6.000	400	-	400	8.000	8.000
1970	10.	6.000	400	-	400	8.000	8.000
1971	20.	6.000	400	-	400	8.000	8.000
1972	10.	6.000	400	400	808	7.592	8.000
1973	20.	6.000	380	428	808	7.184	8.000
1974	10.	6.000	358	450	808	6.714	8.000
1975	20.	6.000	336	472	808	6.242	8.000
1976	10.	6.000	312	490	808	5.748	8.000
1977	20.	6.000	287	521	808	5.225	8.000
1978	10.	6.000	261	547	808	4.678	8.000
1979	20.	6.000	234	574	808	4.104	8.000
1980	10.	6.000	205	603	808	3.501	8.000
1981	20.	6.000	175	633	808	2.868	8.000
1982	10.	6.000	143	665	808	2.203	8.000

Condiciones del préstamo:

Plazo 10 años  
 Interés 10% anual  
 Gracia 3 años.

Las condiciones del préstamo local son las que normalmente conceden las corporaciones financieras nacionales, y las del préstamo extranjero son las que conceden los bancos internacionales.

El total del préstamo que requiera la Empresa para financiar su programa de obras alcanza al 20.8% del total del costo de las obras que la Empresa podrá en funcionamiento, desde el presente, hasta el año 1975.

Se podría considerar que el préstamo local de 8 millones de sucres se dedicará al fondo rotativo que la Empresa necesita para capital de trabajo.

Los 60 millones del préstamo extranjero deberán ser adquiridos por la Empresa en equipos y servicios del extranjero.

Hay que dejar bien aclarado que el presente estudio financiero supone que la Empresa saldará todas las deudas existentes a diciembre de 1966, hasta 1975.

El capital del trabajo que necesita la Empresa en cada año se ha calculado como el 12.5% de los correspondientes gastos de operación y mantenimiento. Esto significa un capital de trabajo necesario para 45 días de operación normal de la Empresa.

#### 8. Evolución del Balance de Situación:

En el cuadro No. 45 se muestra la evolución del Activo y Pasivo de la Empresa hasta el año 1975. Este constituye una estimación de los balances que la Empresa irá presentando a diciembre de cada uno de los años del pronóstico financiero.

El Activo representa "en qué está invertido el dinero"; y el Pasivo: "de dónde procede el dinero", consecuentemente los valores totales de ambos tienen que ser iguales.

ESTUDIO ECONOMICO FINANCIERO DE LA EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.

Cuadro No. 45  
Hoja No. 1

EVOLUCION DEL BALANCE DE SITUACION  
Miles de sucres

	Dic. 1966	Dic. 1967	Dic. 1968	Dic. 1969	Dic. 1970	Dic. 1971	Dic. 1972	Dic. 1973	Dic. 1974	Dic. 1975
<b>ACTIVO</b>										
<b>1. CAPITAL NETO EN EXPLORACION</b>										
a) Generación	215,513	291,229	340,689	369,059	359,089	403,692	493,089	500,089	509,089	509,089
b) Transmisión	20,492	23,181	18,042	21,662	21,662	23,087	2,3067	22,087	23,087	23,087
c) Subtransmisión	2,104	2,619	3,709	6,959	7,149	2,789	9,709	9,709	11,949	11,949
d) Distribución	104,400	115,274	150,269	161,262	172,300	181,260	194,244	205,239	216,232	227,230
e) Inversiones generales	23,633	24,520	25,407	26,294	27,181	28,068	28,955	29,842	30,729	31,616
<b>T O T A L</b>	<b>464,072</b>	<b>493,863</b>	<b>539,135</b>	<b>574,365</b>	<b>587,337</b>	<b>737,203</b>	<b>749,084</b>	<b>783,965</b>	<b>198,086</b>	<b>809,988</b>
<b>2. DEPRECIACIONES ACUMULADAS</b>										
a) Generación	58,478	67,221	76,561	86,106	95,886	105,179	121,309	134,839	148,369	161,899
b) Transmisión	7,867	8,615	9,337	10,136	11,002	11,931	12,844	13,767	14,690	15,613
c) Subtransmisión	-	105	253	495	781	1,169	1,557	1,945	2,333	2,721
d) Distribución	22,612	27,222	43,233	49,833	56,674	63,904	71,673	79,282	88,531	97,020
e) Inversiones generales	10,289	12,126	14,037	16,019	18,072	20,196	22,391	24,707	27,274	29,824
<b>T O T A L</b>	<b>109,183</b>	<b>125,299</b>	<b>143,411</b>	<b>162,439</b>	<b>182,315</b>	<b>205,369</b>	<b>229,774</b>	<b>255,230</b>	<b>281,197</b>	<b>307,077</b>
<b>3. CAPITAL NETO EN EXPLOR.</b>										
	354,889	368,534	394,724	411,927	405,022	531,834	517,310	528,735	516,889	502,911
<b>4. ESTUDIOS, PROYECTOS EN CONSTR., y OTROS ACTIVO.</b>										
	68,883	70,325	90,848	112,125	140,617	20,582	41,670	22,192	19,962	19,962
<b>5. CAPITAL DE TRABAJO</b>										
	15,000	4,029	4,137	5,291	6,167	6,993	5,756	5,025	6,051	5,573
<b>TOTAL DEL ACTIVO</b>	<b>607,947</b>	<b>601,863</b>	<b>605,709</b>	<b>629,349</b>	<b>659,796</b>	<b>667,409</b>	<b>666,742</b>	<b>656,552</b>	<b>640,492</b>	<b>636,830</b>

ESTUDIO ECONOMICO FINANCIERO DE LA EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.

Cuadro No 40  
Hoja No. 2

EVOLUCION DEL BALANCE DE SITUACION  
Miles de sucres

	Dic. 1966	Dic. 1967	Dic. 1968	Dic. 1970	Dic. 1971	Dic. 1972	Dic. 1973	Dic. 1974	Dic. 1975
<b>PASIVO</b>									
<b>1. PATRIMONIO</b>									
a) Capital propio	240.190	240.190	240.190	240.190	240.190	240.190	240.190	240.190	240.190
b) Reservas legales	2.557	6.392	10.547	15.598	21.034	27.403	35.314	45.127	55.959
c) Reversiones	12.621	31.346	53.076	79.380	105.020	131.863	159.422	190.637	235.661
<b>T O T A L</b>	<b>255.374</b>	<b>277.944</b>	<b>313.813</b>	<b>365.168</b>	<b>414.932</b>	<b>472.983</b>	<b>534.939</b>	<b>606.017</b>	<b>691.810</b>
<b>2. DEUDAS EXISTENTES</b>									
a) 177 y 137-EC deo Inter de Reconstr y fomento	130.229	120.007	109.444	99.245	86.440	73.933	60.885	47.027	32.261
b) Meador Broth Inter Bank	3.330	2.681	724	--	--	--	--	--	--
c) Caja N. del Seguro Soc.	2.996	1.544	154	--	--	--	--	--	--
d) Caja N. del Seg. Soc. (1)	2.557	1.307	787	157	--	--	--	--	--
e) Expr. de Agua Potable	4.100	2.360	1.700	500	--	--	--	--	--
f) Municipio de Quito	30.740	30.740	30.740	30.740	30.740	33.055	16.370	7.685	--
g) Munic. Loja Zamor. Chinch	8.545	8.545	8.545	8.545	8.545	6.409	4.273	2.137	--
<b>T O T A L</b>	<b>182.573</b>	<b>168.024</b>	<b>152.724</b>	<b>134.847</b>	<b>115.278</b>	<b>90.340</b>	<b>65.730</b>	<b>42.283</b>	<b>17.272</b>
<b>3. DEUDAS NUEVAS</b>									
a) Gastos locales	--	0.000	8.000	8.000	7.592	6.714	5.746	4.670	3.501
b) Gastos divinos	--	--	21.060	47.000	60.000	57.955	55.710	53.338	50.816
<b>T O T A L</b>	<b>--</b>	<b>0.000</b>	<b>29.060</b>	<b>55.000</b>	<b>64.588</b>	<b>61.469</b>	<b>61.461</b>	<b>58.010</b>	<b>54.317</b>
<b>4. TOTAL DEUDAS</b>	<b>182.573</b>	<b>174.024</b>	<b>181.784</b>	<b>193.913</b>	<b>177.947</b>	<b>151.810</b>	<b>124.746</b>	<b>98.700</b>	<b>67.610</b>
<b>5. TOTAL PASIVO</b>	<b>437.947</b>	<b>451.968</b>	<b>495.797</b>	<b>559.343</b>	<b>597.479</b>	<b>634.742</b>	<b>656.682</b>	<b>704.717</b>	<b>749.420</b>
<b>6. SALDO EN DEUDA-PATRIMIO</b>	<b>71.0</b>	<b>62.0</b>	<b>60.1</b>	<b>57.8</b>	<b>55.8</b>	<b>45.7</b>	<b>36.6</b>	<b>28.0</b>	<b>14.0</b>

NOTA (1) Por dividendos no pagados

El Activo está constituido por los siguientes rubros:

**8.1. Activo neto en explotación.**

Esta cuenta es la resultante de la diferencia entre el Capital Bruto en Explotación y las depreciaciones acumuladas.

**8.2. El Activo Transitorio que representa el control de las inversiones en los proyectos en construcción, estadios, etc.**

**8.3. Deudores varios básicamente esta cuenta representa la Cartera Vencida o lo que ordinariamente llamamos los deudores por venta de energía.**

**8.4. Capital de Trabajo: Esta cuenta representa el capital rotativo que dispone la Empresa para su operación, y que como ya se dijo es el valor necesario para 45 días de trabajo de la Empresa que es el tiempo que se tarda entre la venta de la energía y el cobro por la misma.**

El Pasivo de la Empresa está compuesto básicamente por:

**8.5. Patrimonio o Capital Social que corresponde al capital suscrito por los accionistas y pagado; más las reservas legales, que de acuerdo con la Ley de Compañías representa el 15% de las utilidades netas; más las utilidades reinvertidas.**

**8.6. Deudas: esta cuenta representa el total de los préstamos recibidos por la Empresa, o en algunos casos por dividendos no pagados a accionistas.**

Este estudio financiero demuestra que de cumplirse con todas las promesas enunciadas la relación deuda patrimonio bajará desde el 71.5% en 1966, hasta 14.6% en 1975.

Esto revela la gran solvencia de la Empresa, ya que la relación de deuda patrimonial, indica que por cada 70 centavos que debe la Empresa, en 1986, tiene 1 sucre de Capital propio, y por cada 15 centavos que deberá la Empresa, en 1988, podría garantizar con 1 sucre de Capital Propio.

En definitiva, la Empresa Eléctrica Quito no tendrá ningún problema en financiar su programa de obras.

## CAPITULO V.

EVALUACION ECONOMICA1. Problema Técnico de la Evaluación:

La tarea de evaluar cualquier proyecto industrial, consiste en medir objetivamente, ciertas magnitudes resultantes del estudio del proyecto y combinarlas en operaciones aritméticas, a fin de obtener los coeficientes de evaluación.

Hay que reconocer que hay diferentes criterios de evaluación, sin embargo, cuando se ha adoptado un criterio, se puede expresar en cifras.

La falta de unanimidad de criterios, está básicamente en que no se ha acordado que es lo que se debe medir, y cómo hacerlo. Generalmente la evaluación se hace de acuerdo a la información que se dispone, el tipo de proyecto, y que por supuesto no siempre son los mismos.

## 1.1. Aspectos Comunes en los Criterios de Evaluación:

A pesar de las diferencias de criterios, existen ciertos aspectos de la evaluación, que tienen que abordarse y que son los siguientes:

1.1.1. Homogeneidad

1.1.2. Valoración

1.1.3. Extensión

1.1.1. Homogeneidad: Como los cálculos de evaluación, abarcan toda la vida del proyecto, habrá que operar con valores monetarios en distintas fechas. Para que las magnitudes sean comparables, es necesario hacerlas



homogéneas, en el tiempo, utilizando para ello las equivalencias financieras.

1.1.2. Valoración: La determinación de su cuantía, se expresa mediante un denominador común, que es la unidad monetaria. Por tanto la valoración consiste en asignar precios a los bienes y servicios relacionados con el proyecto, y es una tarea que reviste mucha importancia para la evaluación, pues no siempre se consideran los precios del mercado como representativos del valor de los bienes o servicios.

1.1.3. Extensión: La realización de un proyecto provoca una serie de reacciones económicas en cadena. En este aspecto, los criterios de evaluación se dividen en dos grandes grupos:

1.1.3.1. Efectos directos

1.1.3.2. Efectos indirectos

Los primeros, son aquellos que miden los efectos económicos que corresponden sólo al proyecto mismo, y los otros, aquellos otros efectos que son consecuencia del proyecto.

Por ejemplo: En electrificación la construcción de una central provee beneficios directos a la empresa que la maneja, que serían los ingresos por venta de energía; y los otros beneficios, son aquellos que recibe la sociedad, por efecto de la industrialización, la modernización, mayores fuentes de trabajo

je, elevación del standard de vida, etc..

En electrificación analizaré sólo los beneficios directos.

## 2. Coefficientes de Evaluación:

Entrando ya en el campo de la electrificación, conozco tres coeficientes de evaluación económica:

- 2.1. Rentabilidad de la Inversión del Proyecto.
- 2.2. Rentabilidad del Capital Social, de la Empresa dueña del proyecto, y
- 2.3. Relación Beneficio-Costo.

El primer coeficiente de evaluación, tiene importancia para el inversionista o prestamista de Capital. En el caso en que una misma empresa administre varias centrales, como E.E. ., el coeficiente se mide tomando en cuenta el valor global de la inversión.

El segundo coeficiente rentabilidad, que se calcula en función del Capital Social pagado, ó Capital Propio, interesa a la Empresa misma, y por tanto mide la bondad del negocio de la Empresa.

Estos dos coeficientes de evaluación han sido calculados al detalle, en el capítulo anterior, para todos los años de la Proyección Financiera.

El tercer coeficiente, la relación Beneficio-Costo, mide en forma absoluta la bondad de una inversión.

Se entiende por beneficios, que produce una central, los ingresos que percibe la empresa administradora por la venta de energía, y por Costos, aquello que tiene que desembolsar la empresa para la operación y mantenimiento de dicha central, más su depreciación.

Por tanto el coeficiente Beneficio-Costo, es la relación por accionista en beneficios y los costos.

$$\frac{B}{C} = \frac{\text{INGRESO}}{\text{COSTO}} = \frac{\text{COSTO} + \text{UTILIDADES}}{\text{COSTO}} = 1 + \frac{\text{UTILIDADES}}{\text{COSTO}}$$

### 3. Evaluación Económica de las Centrales de la E.E.G.

En el Capítulo IV se determinaron los costos de operación, mantenimiento, y depreciación de cada una de las centrales de la E.E.G.. En el Capítulo III, se determinaron los aportes de energía de cada una de las centrales a la curva de carga.

En los cuadros números: 46, 47, 48, 49, 50 y 51, se han transcrito los costos de cada una de las centrales, y sus aportes de energía.

Para "valorizar" los beneficios que produce cada central se ha adoptado un precio medio de venta, a nivel de generación, de 0.30 \$/KWH. Por producto entre el aporte de energía y el precio medio, se han calculado los beneficios.

El objetivo de esta evaluación, es determinar cuales son las centrales, que dentro del conjunto, son más económicas o si se quiere cuales son las que producen mayores ganancias a la Empresa.

En el cuadro No. 52 y gráfico No. 6, se resume los resultados de este cálculo, y se observa que la central que más beneficios produce a la Empresa es Mangopolo, y le siguen Guabará, Nayón. Las restantes Centrales bajan en la relación beneficio-costo, cuando entra en operación el proyecto Nayón, como consecuencia de que dejan de operar durante ese año (1971)

A partir de 1972, el mercado requiere más energía, y se utilizan las

	M A Y O N			
	1971	1972	1973	1974
	1975	1976		
(Miles de sueros)				
<b>COSTOS</b>				
1. Depreciación	2.513	3.380	3.750	3.750
2. Operación y Mantenimiento	3.090	3.150	3.150	3.210
<b>TOTAL COSTOS</b>	<b>5.603</b>	<b>6.530</b>	<b>6.900</b>	<b>6.960</b>
<b>BENEFICIOS</b>				
1. Aporte de energía (MWH)	66.000	85.825	107.937	113.013
2. Precio de venta	0.30	0.30	0.30	0.30
3. Ingresos	19.803	26.747	32.381	33.904
<b>RELACION BENEFICIO-COSTO</b>	<b>3.6</b>	<b>4.0</b>	<b>4.7</b>	<b>4.9</b>
				<b>4.0</b>

00112

## EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LAS CENTRALES

Cuadro No. 47

C U H O A Y A -

Millón de sucres

	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975
<b>COSTOS</b>									
1. Depreciación	6.222	6.369	6.529	6.700	6.880	6.300	6.369	6.369	6.369
2. Operación y Mantenimiento	3.300	3.300	3.300	3.440	3.440	3.560	3.560	3.560	3.680
<b>TOTAL DE COSTOS</b>	<b>9.522</b>	<b>9.709</b>	<b>9.829</b>	<b>10.140</b>	<b>10.320</b>	<b>9.860</b>	<b>9.929</b>	<b>9.929</b>	<b>10.049</b>
<b>INGRESOS</b>									
1. Aporte de energía (WH)	126.728	130.806	140.593	130.074	142.223	146.553	147.253	147.253	145.223
2. Precio de venta \$/kwh	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30
3. Ingreso	38.018	41.806	43.283	39.652	44.467	44.467	44.467	44.467	44.467
<b>RELACION INGRESO COSTO</b>	<b>4.1</b>	<b>4.3</b>	<b>4.5</b>	<b>4.-</b>	<b>4.6</b>	<b>4.5</b>	<b>4.5</b>	<b>4.4</b>	<b>4.4</b>

AVALUACION ECONOMICA DE CENTRALES

Cuadro No. 48

-G U A N A C O P O L O -

Miles de sucres

	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975
<b>COSTOS</b>									
1. Depreciación	1.130	1.130	1.130	1.130	1.130	1.130	1.130	1.130	1.130
2. Operación y mantenimiento	1.795	1.861	1.861	1.927	1.927	1.993	1.993	2.059	2.059
<b>TOTAL DE COSTOS</b>	<b>2.924</b>	<b>2.990</b>	<b>3.000</b>	<b>3.056</b>	<b>3.056</b>	<b>3.122</b>	<b>3.122</b>	<b>3.188</b>	<b>3.188</b>
<b>RENTIFICIOS</b>									
1. Aporte de energía (MWh)	64.958	64.958	64.958	64.958	64.958	64.958	64.958	64.958	64.815
2. Precio de venta (S/MWh)	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30
3. Ingresos	19.487	19.487	19.487	19.487	19.487	19.487	19.487	19.487	19.444
<b>RELACION RENTIFICIO-COSTO</b>	<b>6.6</b>	<b>6.5</b>	<b>6.5</b>	<b>6.4</b>	<b>6.4</b>	<b>6.2</b>	<b>6.2</b>	<b>6.1</b>	<b>6.1</b>

00114

## EVALUACION ECONOMICA DE CENTRALES

- P A S A C H O A -

Cuadro No. 49

(Miles de sucres)

	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975
<b>COSTOS</b>							
1. Depreciación	225	450	450	450	450	450	450
2. Operación y mantenimiento	850	1.320	774	1.002	1.190	1.427	1.427
TOTAL DE COSTOS	1.080	1.770	1.224	1.452	1.640	1.877	1.877
<b>BENEFICIOS</b>							
1. Aportes de energía (MWH)	1977	29.025	-	11.394	12.978	29.024	29.024
2. Precio de venta \$/MWH	0.30	0.30	-	0.30	0.30	0.30	0.30
3. Ingresos	5.930	8.708	-	3.418	3.893	8.707	8.707
RELACION BENEFICIO-COSTO	5.5	4.9	0	2.3	2.7	4.6	4.6

ESTUDIO ECONOMICO FINANCIERO DE LA EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.

VALUACION ECONOMICA DE CENTRALES

- C H I L L O -  
(Miles de sucres)

Cuadro No. 50

	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975
<b>COSTOS</b>									
1. Depreciación	136	156	180	180	180	180	180	180	180
2. Operación y Mantenimiento	518	520	729	748	470	500	593	712	380
TOTAL DE COSTOS	704	676	909	934	651	680	773	892	564
<b>BENEFICIOS</b>									
1. Aporte de energía (MWh)	4.404	3.486	6.495	11.824	-	-	4.684	7.130	11.824
2. Precio de venta \$/KWH	0.30	0.30	0.30	0.30	-	-	0.30	0.30	0.30
3. Ingresos	1.399	2.540	2.549	3.547	-	-	1.399	2.139	3.547
RELACION BENEFICIO-COSTO	3	3.1	3.3	3.8	-	-	1.8	2.4	3.6



ESTUDIO ECONOMICO FINANCIERO DE LA EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.

EVALUACION COMUNITARIA DE CENTRALES

- P I E S F L -  
Miles de sueros.

Cuadro No. 51

	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975
<b>COSTOS</b>									
1. Depreciación	1.206	1.006	1.006	1.006	1.006	1.000	1.006	1.000	1.006
2. Operación y Mantenimiento	421	510	500	601	524	557	557	702	580
3. Combustible	-	1.494	429	5.339	-	-	-	4.933	-
<b>T O T A L</b>	<b>1.627</b>	<b>3.010</b>	<b>2.934</b>	<b>7.625</b>	<b>2.140</b>	<b>2.163</b>	<b>2.163</b>	<b>7.301</b>	<b>2.195</b>
<b>BENEFICIOS</b>									
1. Aporte de energía	-	6.700	1.949	25.129	-	-	-	22.424	-
2. Precio de venta	-	0.30	0.30	0.30	-	-	-	0.30	-
3. Ingresos	-	2.037	684	7.549	-	-	-	6.727	-
<b>RELACION BENEFICIO-COSTO</b>	<b>0</b>	<b>0.6</b>	<b>0.2</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0.9</b>	<b>0</b>

00117

ESTUDIO ECONOMICO FINANCIERO DE LA EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.

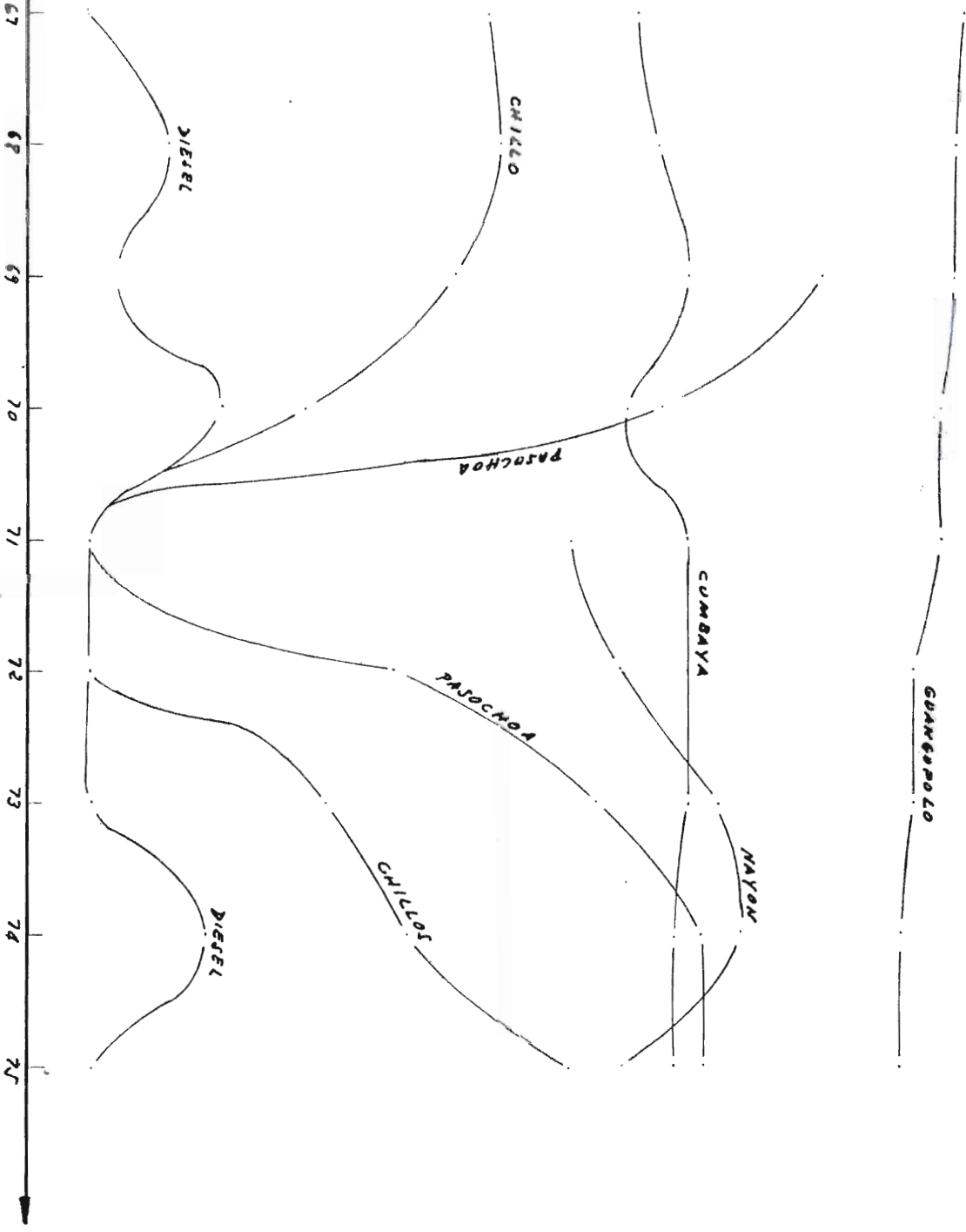
RESUMEN DE LA RELACION  
BENEFICIO - COSTO

Cuadro No. 52

	1.967	1.968	1.969	1.970	1971	1.972	1.973	1.974	1.975
1. Nayón	-	-	-	=	3.6	4	4.7	4.9	4
2. Guabayá	4.1	4.3	4.5	4	4.5	4.5	4.5	4.4	4.4
3. Guanoopolo	6.6	6.8	6.5	6.4	6.6	6.2	6.2	6.1	6.1
4. Paschoa	-	-	5.5	4.9	0	2.3	3.7	4.6	4.6
5. Chillo	3	3.1	2.8	3.0	-	-	1.8	2.4	3.6
6. Diesel	0	0.6	0.2	1	0	0	0	0.0	0

00118

RELACION BENEFICIO-COSTO



ESTUDIO ECONOMICO FINANCIERO DE LA EMPRESA ELECTRICA "PUTO" S.A.  
GRAFICO N° 6: REPRESENTACION GRAFICA DE RELACION BENEFICIO-COSTO PARA LAS CENTRALES DE LA E.F.O.S.A.

centrales Pasachoa y Chillo, y por tanto suben en la relación beneficio costo.

Un hecho importante que debe hacerse notar, es el que las Centrales de Pico, Cambayá y Nayón, pueden ser las que más beneficios producen a la Empresa, si le asignamos diferente precio para la energía de pico.

#### 4. Otras aplicaciones del coeficiente de Evaluación Económica Beneficio-Costo:

##### 4.1. Comparación entre una Central Hidráulica y una Central Diesel.

Ya se dijo con anterioridad, que la forma de medir los coeficientes de evaluación, no es adoptado igualmente por todos los organismos e personas que realizan estudios económicos.

Por ejemplo la Agencia Internacional para el Desarrollo (A.I.D.), propone que el coeficiente de Beneficio Costo de una Central Hidráulica, debe calcularse como una relación entre los gastos que producen una Central Térmica alternativa, (de igual capacidad), y los gastos de dicha Central hidráulica. En otras palabras, esta relación Beneficio Costo, nos indica, cuantas veces menos son los gastos de la central hidráulica en relación a los gastos que produce la térmica.

Como un ejemplo de aplicación de este coeficiente, analizaré la relación Beneficio-Costo para el Proyecto Pisayambo. Los cuadros 53, 54 y 55 nos dan las características del proyecto Pisayambo, tanto en el aspecto físico, como en el económico. Estos datos han sido extractados del Estudio de Factibilidad del Proyecto Pisayambo, realizado por Harza Engineering Co.

Observemos que el proyecto Pisayambo (140 MW) va a costar alrededor

de 7.600 \$/KW, lo que significa, que cuesta 1.7 veces más que un proyecto térmico alternativo. (ver cuadros Nos. 56 y 57). Sin embargo, los costos anuales por año son de alrededor de 74 millones de sucres (ver detalle en cuadro No. 55).

Como una Central Térmica alternativa, he considerado una de 132 MW, formada por 3 unidades de 44 MW, que estaría ubicada en Quito, es decir que se elimina la transmisión Isambo-Quito.

Ver las características de la Central, en el cuadro No. 56.

Los costos que demandaría esta central son:

4.1.1. Costos de Capital: Constituye el pago de los intereses y la depreciación. Calculado en base a la aplicación del factor de recuperación de Capitales (f. r. c.), a la inversión total, considerando 35 años de vida media y 6% interés anual.

4.1.2. Costos de Operación y Mantenimiento, compuesto por los costos fijos, que son aquellos gastos de salarios, materiales, repuestos y lubricantes; y los gastos variables, que tienen que ver con el combustible.

Los costos fijos se han calculado, aplicando un índice de 4.65 doll/KW, que es el que aconseja la Federal Power Commission, para Centrales de 132 MW, o de ese orden.

En los gastos variables, o de combustible; se observan unos que son fijos, que corresponden al stock que requiere la Central, para un determinado tiempo de operación normal; y otros variables que tienen directa relación con la generación de energía.

CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO (1)

PISAYAMBO

San Miguelito Pucará

Abastecimiento anual de agua  $10^6 \text{ m}^3$   
 Máxima caída estática m.

Turbinas: Rendimiento normal HP 210 214

Caída Normal m. 720 420

Velocidad RPM 720 514

Generadores Rendimiento normal KVA 33.360 26.370

Factor de potencia 0.9 0.95

Número de Unidades Inicial 2 2

Final 3 2

Energía producida anual Generación bruta - GWH Etapa I 384

Etapa II 350 197

Transmisión 130 KV

Circuito sencillo

Longitud de línea KM 125 30

NOTA (1) Tomado del Estudio de Factibilidad del Proyecto Pisayambo, realizado por HANNA ENGINEERING COMPANY.

COSTO DEL PROYECTO PISAYAKO (1)  
Miles de Sucesos

	G. Locales	G. Bivales	Total
Etapas primera	218.000	410.000	628.000
Etapas segunda	94.000	202.000	296.000
Etapas tercera	32.000	106.000	138.000
T O T A L	344.000	718.000	1.062.000

Costo unitario

7.586 S/xx

NOTA (1) Tomado del estudio de factibilidad de Pisayako, realizado por  
HARZA ENGINEERING COMPANY.

COSTOS ACTUALES DE PISAYANO (1)

1. Costos de Capital	67'378.000
2. Operación y mantenimiento del Sistema de generación	5'609.000
3. Operación y mantenimiento del sistema de Transmisión	874.000
<b>T O T A L</b>	<b>73'861.000</b>

NOTA (1) Tomado del estudio de factibilidad del proyecto Pisayano realizado por HANNA ENGINEERING COMPANY.

00124



## I. CARACTERISTICAS DE LA CENTRAL

1. Tamaño de la unidad	44 MW
2. Número de unidades	3
3. Capacidad total	132 MW
4. Tipo de estructura	convencional
5. Combustible	Petróleo
6. Capacidad de generación	594 MW (1)
7. Presión de operación	1.250 PsiG
8. Temperatura de operación	950 °F.
9. Rendimiento	11.000 BTU/MWH.

## II. INVERSIONES

1. Costo unitario por MW Instalado (2)	225 US \$.
2. Costo total	29'710.000 US \$.
3. Costo total en sucres	594'000.000 sucres

NOTAS (1) Calculado a base de 4.500 horas de uso al año, a plena carga, ó a 51.4 % de factor de carga.

(2) Incluye la subestación de elevación.

1. Costos de Capital	S/ 47'989.000	(30 años de vida. 0% Interés anual)
2. Operación y mantenimiento de generación		
a) Fijos	S/ 12'310.000	
b) Variables		
-- Stock de combustible	S/ 10'752.000	
-- Costo de combustible	S/ 105'400.000	0.20 S/ kWh
3. Operación y mantenimiento de la subestación de elevación	S/ 1'969.000	8\$/kVA
<b>T O T A L</b>	<b>S/ 177'850.000</b>	

## Cálculo de la Relación Beneficio-Costo:

- Costos anuales de Pisayambo	73'532.000	
- Costos anuales de la Central Térmica alternativa	177'850.000	
- Relación Beneficio costo	$\frac{177'850.000}{73'532.000}$	= 2.4

Los primeros se calcularon con normas, que asimismo impone, la Federal Power Commission, en base a la experiencia adquirida en más de 200 centrales térmicas en los Estados Unidos. La mencionada norma dice lo siguiente: Cuando una central a petróleo tiene un rendimiento medio de 11.900 BTU/KWH, el combustible fijo que deben tener debe ser de alrededor de  $4.800 \cdot 10^3$  BTU por KW instalada por año. Por tanto la energía fija anual conada en combustible será:

$$\frac{4.800 \times 10^3 \text{ BTU}}{\text{KW. AÑO}} \cdot \frac{1}{11.900 \frac{\text{BTU}}{\text{KWH}}} = 403.4 \frac{\text{KWH}}{\text{KW. AÑO}}$$

$$403.4 \frac{\text{KWH}}{\text{KW. AÑO}} \cdot 13.000 \text{ KW. año} = 52.442 \times 10^3 \text{ KWH.}$$

$$= 52.4 \text{ G.W.H.}$$

Si cada KWH, generada con petróleo cuesta \$ 0.20 la inversión fija en combustible será:

$$52.4 \cdot 10^6 \text{ KWH} \times 0.20 \frac{\$}{\text{KWH}} = 10.488.000$$

Los gastos variables de combustible serán: la capacidad de generación de Pisayambo (527 GWH/año) por el precio del combustible (0.20 \$/KWH), o sea:

$$527.000.000 \text{ KWH} \times 0.20 \frac{\$}{\text{KWH}} = 105.400.000 \text{ sucres.}$$

Los gastos de la subestación de elevación, relativos a su operación y mantenimiento, se ha calculado a \$ 5\$/KVA.

Así se tiene que los gastos anuales de Pisayambo ascienden a 73.552.000 sucres y los de la térmica a 177.550.000 sucres.

Por tanto la relación Beneficio-Costo, será la siguiente

$$\frac{B}{C} = \frac{177.550.000}{73.552.000} = 2.4$$

Esto significa que el proyecto hidráulico de Pisayambo es 2.4 veces más económico, que un proyecto alternativo térmico.

#### 4.2. Determinación del % de potencia, aportado a la curva de carga, mas económica.

Como un ejemplo de la utilización del coeficiente beneficio-coste, pasará a determinar el % de potencia, que debe aportar a la curva de carga, un proyecto de generación, en las condiciones más económicas. Este problema surgirá cuando, por ejemplo esté construido el Sistema Nacional Interconectado, y se venda en bloque la energía.

Supongamos que para esa época (1975) aproximadamente el mercado de Quito tenga una máxima demanda anual de 100 MW, con un factor de carga del 50%.

Si Inceel, o cualquier otro organismo quiere vender energía a Quito, tendrá que analizar que le sucede económicamente si le vende 10, 20 ó 30 MW . . . etc. al mercado de Quito.

En el cuadro No. 58 se detalla el proceso del cálculo. Habrá que analizar, cual es la inversión comprometida, para los diferentes aportes de potencia, considerando que el costo de la inversión por KW, baja a medida que aumenta de tamaño la Central (Ver gráfico No. 7).

Determinadas las inversiones, se calcula la depreciación que para todos los valores de aporte de potencia, se ha considerado el 2.5% de la inversión total.

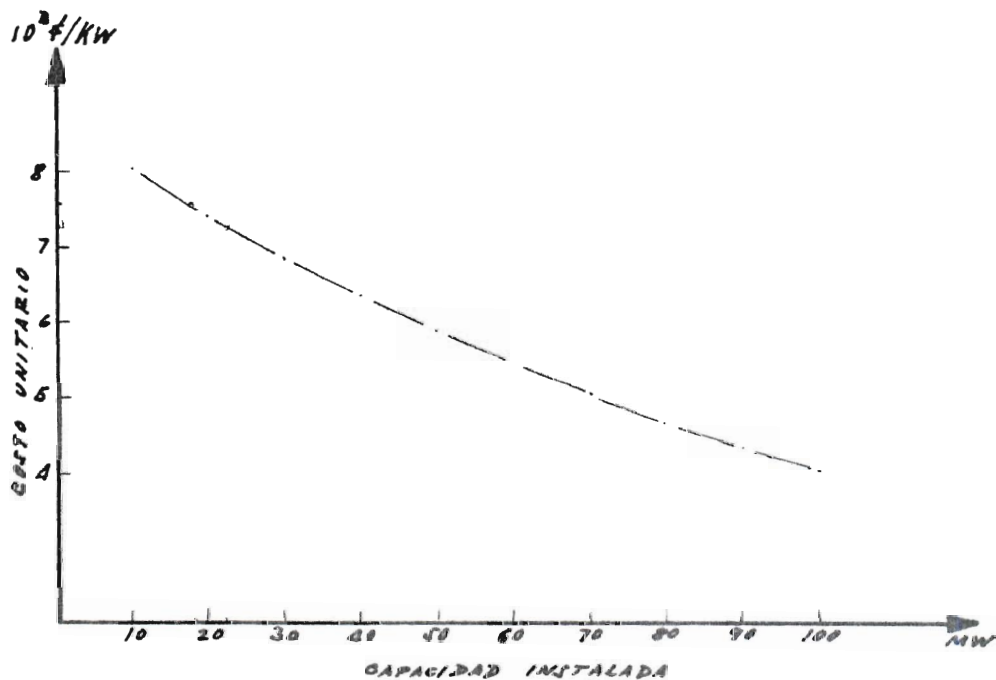
Los costos de operación y mantenimiento se determinan de acuerdo con la curva consignada en el gráfico No. 8.

Los beneficios se calculan en base al aporte de energía que le corres

ESTUDIO ECONOMICO FINANCIERO DE LA EMPRESA ELECTRICA "QBITO" S.A.

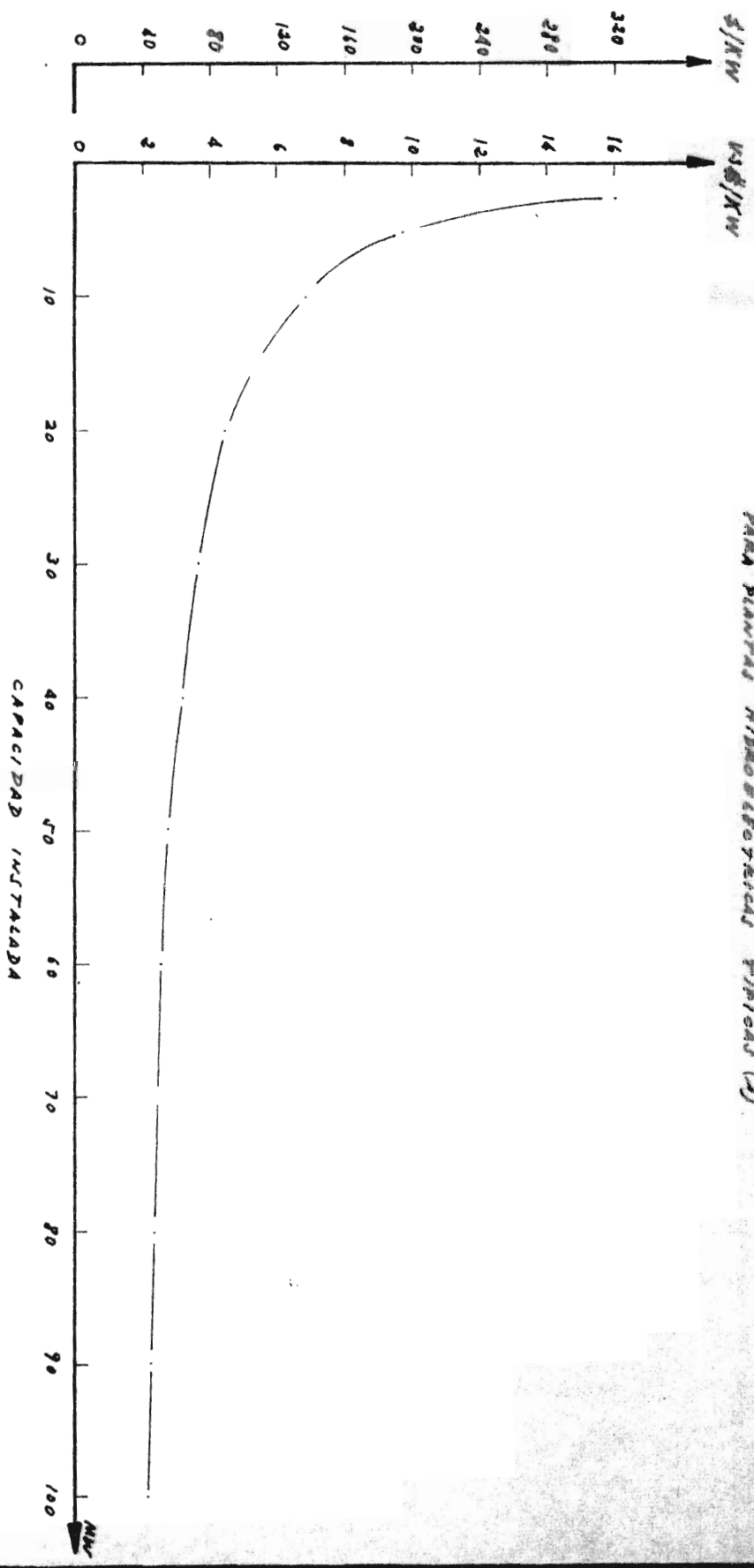
GRAFICO N° 7: ESTIMACION DE LAS INVERSIONES UNITARIAS PARA CENTRALES  
HIDRAULICAS DE HASTA 100 MW

$10^3 \text{ \$/KW}$	8	7.4	6.8	6.3	5.9	5.4	5	4.7	4.3	4
MW	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100



ESTUDIO ECONOMICO FINANCIERO DE LA EMPRESA ELECTRICA "PRITE" S.A.

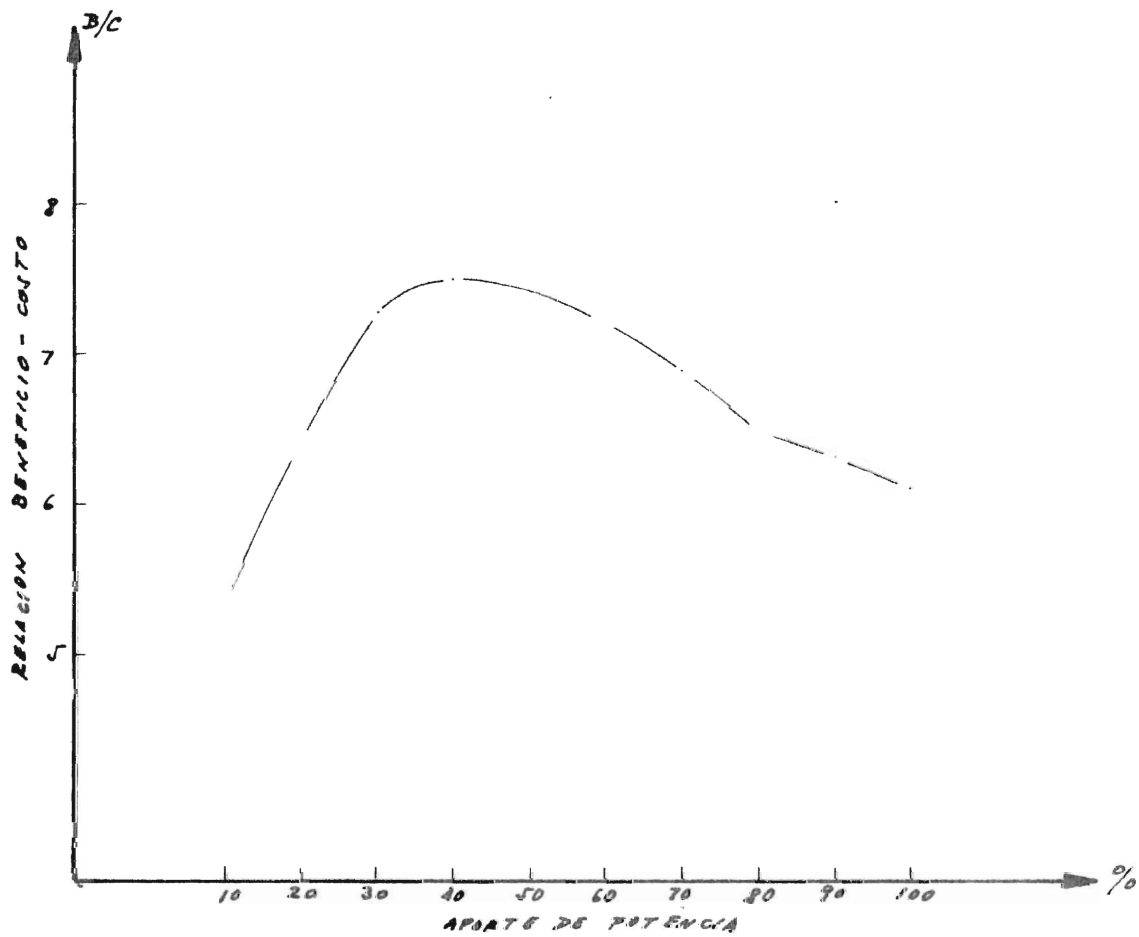
GRAFICO N° 8: COSTOS ANUALES DE OPERACION Y MANTENIMIENTO POR KW INSTALADO PARA PLANTAS HIDROELECTRICAS TÍPICAS (A).



NOTA: (A) TOMADO DEL MEMORANDUM TECNICO N° 1 DEL "BUREAU OF POWER" A LA "FEDERAL POWER COMMISSION" DE LOS ESTADOS UNIDOS.

ESTUDIO ECONOMICO FINANCIERO DE LA EMPRESA ELECTRICA "QUITO" SA.

GRAFICO N.º 9: CURVA DE RELACION BENEFICIO COSTO EN  
FUNCION DEL % DE APORTE DE POTENCIA



ponde a cada aporte de potencia, en función del factor de carga, (a forma de la curva de carga).

Determinados los aportes de energía, se le asigna un precio, y se calculan los ingresos. En este caso se ha supuesto que el precio medio puede ser de 0.20 \$/KWH.

Determinados los ingresos o beneficios, se calcula la relación B/C, y se observa que el valor máximo de B/C se obtiene, cuando el aporte de potencia es del 40%. (ver gráfico No. 9).

En fin, este coeficiente de evaluación resulta muy útil para selección o dimensionamiento de proyectos de generación. Naturalmente, también puede aplicarse a transformación, transmisión o Distribución, hallándose en cada caso, los ingresos que producen (beneficios) y los gastos que implican.



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

1. Manual de Proyectos de Desarrollo Económico de Naciones Unidas.  
Edición 1958.
2. Análisis Económico para Ingenieros de Clarence W. Dullinger.  
Edición 1942.
3. Power Station Engineering and Economy de: Stretski Vopat.- Mc. Graw  
Hill - 1960.
4. La Industria Fabril. Libro No. 1 del Plan General de Desarrollo Económico y Social del Ecuador.
5. CNG standard Mathematical Table. 12a. Edición.
6. Estudio de Factibilidad del Proyecto Pisayambo realizado por Harza Engineering Co.
7. Estudio de Factibilidad del Proyecto Nayón de la U.S.A. realizado por INCONEC.
8. Estudio de Factibilidad del Proyecto San Miguel de Car. realizado por EPDC del Japón.
9. Plan Nacional de Electrificación. Revisión 1967.
10. Benefit-Cost Evaluation. Publicación de la Agencia Internacional para el Desarrollo (A.I.D.)
11. Análisis y Proyecciones del Desarrollo Económico. Tercera I. Introducción a la Programación de Naciones Unidas Edic. 1955.
12. Apuntes de Ingeniería Económica dictado por el Ing. Sergio Estrigán, Asesor de Naciones Unidas.
13. Apuntes de Economía Eléctrica., dictado por el Ing. Guido Sorio.

14. Electric System Operation de Skronski.-- Mc. Graw Hill -- Edic. 1969
15. Electric Utility Rate Economics de CAYWOOD. Mc. Graw Hill.  
Edic. 1969.
16. Estudio sobre la Electrificación en América Latina de Naciones Unidas  
Tomas I y II.
17. Apuntes de Proyectos Industriales del Curso dictado en Cendes en el  
año 1966.
18. Curso de Economía Moderna de Macaulson. Edición 1964.