

TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE
INGENIERO ELECTRICO DE LA ESCUELA POLITECNICA
NACIONAL

APROVECHAMIENTO DEL GAS DEL ORIENTE
ECUATORIANO EN LA PRODUCCION DE ENERGIA
ELECTRICA

EDISON PAREDES ARCOS
Quito-Ecuador
Mayo de 1970

CERTIFICO QUE LA PRESENTE
TESIS HA SIDO ELABORADA
PERSONALMENTE POR EL SEÑOR
EDISON PAREDES ARCOS

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Arturo Mora Velez', written over a horizontal line.

ING. ARTURO MORA VELEZ

Mi gratitud sincera para el Sr. Ing. Arturo Mora V,
Director de esta Tesis, para el Instituto Ecuatorian
no de Electrificación, en especial para los compañe
ros de la División de Planificación que en una u o-
tra forma presentaron su decidida colaboración para
el desarrollo y presentación de este proyecto.

EDISON PAREDES A.

Con todo cariño

dedico esta tesis a mi madre
querida y a la memoria de mi
padre.

INDICE DE MATERIAS

Aprovechamiento del gas del Oriente Ecuatoriano en la producción de Energía Eléctrica	Página 1
Introducción	1

CAPITULO I

La Central a gas.-

1.1 Utilización del gas en el desarrollo de un sistema eléctrico de potencia.	5
Cantidad de gas estimado y uso.	5
1.2 Ubicación e importancia de la central a instalarse en el Ecuador	8
Producción estimada de gas y petróleo	11
Cálculo de la potencia a obtenerse	15
1.3 La central a gas frente a los sistemas eléctricos del País.	17
Principales sistemas eléctricos del Ecuador	17
Sistemas eléctricos de la región Oriental	18
1.4 Justificación técnica y económica del Proyecto	21
Ventajas y desventajas de la turbina de gas	23

CAPITULO II

Características principales de la central.-

2.1 Zonas de abastecimiento de potencia y energía	25
Area de servicio y características del mercado de la Zona Oriental	25

INDICE DE MATERIAS

Página

<u>Area de Servicio y características del mercado</u>	
<u>de Quito.-</u>	27
2.2 Datos de la proyección de demanda en el área de influencia del Proyecto.	28
1. Consumos homogéneos	29
2. Consumos heterogéneos	29
2.3 Centrales existentes y programadas para el abastecimiento del mercado.	33
Centrales existentes	33
Centrales programadas	34
2.4 Déficits de potencia y energía y capacidad de generación de la central.	38

CAPITULO III

<u>Las obras del proyecto y evaluación económica.-</u>	45
3.1 Curvas de demanda y programa de equipamiento	45
3.2 Principales obras a construirse y presupuestos	51
Presupuestos	55
Costos de inversión del equipo electromecánico	59
Costos de inversión de líneas de transmisión y subestaciones	61
Inversiones en subestaciones	62
Líneas de transmisión	64
Costos en moneda local	66

INDICE DE MATERIAS	Página
3.3 Estudio económico	68
3.3-1 Cargos fijos de inversión	70
1) Depreciación	70
2) Interés del capital invertido	74
3) Seguros e impuestos	75
4) Operación y mantenimiento	75
3.3-2 Cargas variables de explotación	76
1) Costos del personal de operación	77
2) Costos del combustible	78
3) Costos del aceite lubricante	84
4) Costos del agua de refrigeración	85
5) Costos por mantenimiento	85
3.4 Determinación del costo por KWH generado	94

CAPITULO IV

<u>Distribución de planta.-</u>	97
4.1 El principal equipo necesario	97
4.2 Breve descripción del equipo	105
I Compartimiento de Potencia	107
A Compartimiento de la turbina	107
Compresor de aire	109
Partes principales del compresor	111
Cámaras de combustión	113
Partes de la cámara de combustión	115
Turbina a gas	117

INDICE DE MATERIAS	Página-
Partes de la turbina	118
Regenerador	121
B Compartimiento de los accesorios	121
a) Sistema de Suministro de combustible	122
b) Sistema de suministro de aceite lubricante.	123
c) Sistema de arranque	125
II. Compartimiento del Generador	126
a) Generador principal de potencia	126
b) Excitatriz	127
c) Engranajes de reducción	127
d) Sistema de enfriamiento por aire	127
III. Equipo de seccionamiento con cubierta metálica	128
IV. Compartimiento o unidad de control	129
1) Sistema de protección y maniobra	130
2) Sistemas de control	133
Instrumentos de medida	134
Transformadores de los instrumentos	136
Equipo de sincronización	138
Equipos de regulación	139
Equipos para el Servicio Auxiliar	142
Aparatos de Aviso	143
4.3 Distribución de planta y diagramas unifilares	145
CAPITULO V	
5.0 Conclusiones y recomendaciones	146
Comparación con centrales hidráulicas	147

LISTA DE CUADROS

CAPITULO I	Cuadro Nº	Página
Datos de las empresas eléctricas	1.2-1	9
Producción diaria de gas y petróleo	1.2-2	11
Costos por importaciones de petróleo	1.4-1	21
CAPITULO II		
Contrales existentes a 1969.	2.3-1	36
Centrales programadas	2.3-2	36
Capacidad de suministro de Potencia y energía	2.4-1	41
Déficits de potencia y energía de Quito.	2.4-2	41
CAPITULO III		
Proyección de la demanda Area de Quito	3.1-1	45
Proyección de la demanda Area de la Región Oriental	3.1-2	48
Generación, transformación y transmisión.	3.2-1	55
Depreciación y vida media de equipos	3.2-2	57
Costos unitarios de centrales a gas	3.2-3	60
Valores de inversión para subestaciones típicas	3.2-4	-
Costos de subestaciones de 138 KV	3.2-5	63
Costos de inversión de líneas de transmisión	3.2-6	64
Resumen de costos unitarios de líneas de transmisión a 138 KV	3.2-7	65
Principales obras y presupuesto estimado.	3.2-8	-
Cuotas de depreciación	3.3-1.1	73

Cálculo de interés	3.3-1-2	74
Personal y salarios para operación de la central	3.3-2-1	-
Unidad N°1	3.3-2-2	78
Energía generada por la central a gas	3.3-2-3	79
Prueba N°1	3.3-2-4	80
Prueba N°2	3.3-2-5	80
Rendimiento de los grupos por litro de combustible	3.3-2-6	81
Cálculo del consumo calórico anual	3.3-2-7	82
Intervalos de inspección típicos	3.3-2-8	-
Datos de operación para la central de potencia con turbinas de gas de Pértigalete de Venezuela	3.3-2-9	
Costos fijos	3.4-1	94
Costos variables	3.4-2	95
Determinación del costo del KWH	3.4-3	96

CAPITULO V

Costos de explotación	5.1	-
Costos variables unitarios a nivel de generación.	5.2	-

LISTA DE ANEXOS

CAPITULO I

Mapa de ubicación	1.2-1
Configuración del Sistema Nacional Interconectado	1.3-1

CAPITULO II

Empresa Eléctrica Quito S.A.	2.1-1
Estadísticas de consumo	
Empresa Eléctrica Quito S.A.	2.1-2
Estadísticas de operación	2.1-2
Area de Quito	
Proyección de la demanda	2.2-1
Area petrolífera Oriental	
Proyección de la demanda	2.2-2
Area de influencia del Proyecto Pisayambo	2.3-1
Estudio de energía	
Potencias medias mensuales (KW)	
Sistema Quito-Machachi-Sangolquí	2.4-1
Estudio de energía	
Capacidad de generación (MWH)	
Sistema Quito-Machachi-Sangolquí	2.4-2

LISTA DE GRAFICOS Y DIAGRAMAS

CAPITULO I

Turbina a Gas Gráfico N° 1.1-1

CAPITULO II

Area de Quito

Curva típica diaria de carga Gráfico N° 2.2-1

Area de Ancón

Curva típica diaria de carga Gráfico N° 2.2-2

Area de Quito

Curva de duración de carga
Programa de operación y ubicación de las centrales en la curva de carga Gráfico N° 2.4-1

Area de Ancón

Curva de duración de carga Gráfico N° 2.4-2

CAPITULO III

Area de Quito

Curva de demanda y programa de equipamiento Gráfica N° 3.1-1

Costos unitarios de grupos a gas Gráfico N° 3.2-1

Turbina de gas

Empresa Eléctrica del Ecuador
Rendimiento por litro de combustible Gráfico N° 3.3-2-1

CAPITULO IV

Diagrama P-V Figura N° 4.1-1

Diagrama de flujo de una planta regenerativa de ciclo abierto con enfriamiento intermedio y recalentamiento Gráfico N° 4.1-2

Vista en corte del compresor axial Figura N° 4.2-1

Partes de la cámara de combustión	Figura NQ 4.2-2
Vista de boquillas y paletas de una turbina a gas de impulso	Figura NQ 4.2-3
Vistas de los compartimientos de la central a gas	Diagrama NQ 4.3-1
Compartimiento del generador	Diagrama NQ 4.3-1 A
Compartimiento de la turbina de gas	Diagrama NQ 4.3-1 B
Vistas de los compartimientos de la central a gas	Diagrama NQ 4.3-2
Compartimiento de auxiliares y accesorios	Diagrama NQ 4.3-2 A
Compartimiento de control	Diagrama NQ 4.3-2 B
Sistema de suministro de combustible	Diagrama NQ 4.3-3
Sistema de lubricación	Diagrama NQ 4.3-4
Diagrama unifilar del sistema	Diagrama NQ 4.3-5
Central a gas	
Distribución de planta	Diagrama NQ 4.3-6
Central a gas	
Diagrama unifilar de la central	Diagrama NQ 4.3-7

CAPITULO PRIMERO

INTRODUCCION

APROVECHAMIENTO DEL GAS DEL ORIENTE ECUATORIANO EN LA PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA.

El año de 1968 después de afanosas búsquedas, La Compañía-Norteamericana Texaco-Gulf tuvo el mérito de descubrir grandes yacimientos petrolíferos en la zona Nororiental ecuatoriana. Resultaron ser depósitos de gran riqueza, calificados como los mayores y más prometedores de estos parajes, pues sus probables reservas se calcularon en 700 millones de barriles de petróleo de la más alta calidad por su bajo contenido de azufre, cotizable por ello a mayor precio en los mercados exteriores.

Hasta el momento se han hecho 17 perforaciones; de las cuales tan solo una resultó improductiva, en las restantes todas tienen una gran producción petrolífera, pues tan solo un pozo (Shushufindi Nº 1), alcanzó a producir 5117 barriles por día. Paralelamente se encuentra también una gran producción de gas-natural, el mismo que, puede ser utilizado para varios menesuteres, entre ellos: La calefacción, usos domésticos y como comustible para la generación de energía eléctrica.

En el presente estudio nos limitaremos tan solo al aprovechamiento del gas natural como combustible para la generación de energía eléctrica.

En general es muy ventajoso el usar el gas natural como combustible para accionar turbinas a gas, las mismas que acopladas a un generador eléctrico producen la potencia y energía requeridas.

En los momentos actuales, por el gran adelanto alcanzado en el diseño y construcción de las turbinas a gas, es muy deseable utilizarlas como unidades generadoras de potencia, mucho más aún, disponiendo del gas combustible que es el que mejor se adapta al funcionamiento de ellas y el más económico en lo que hace al capítulo de conservación de los motores.

Según los datos establecidos en "Energía Internacional" de Abril de 1969, a la unidad generadora con turbinas a gas se la considera un pionero de trabajo en la industria, por cuánto cada unidad presenta un 90% de confiabilidad en el servicio, lo que se acepta como una norma sin necesidad de comentario.

De esto se desprende que la aplicación de las turbinas a gas para usos en la industria y en las empresas encargadas de la generación de energía, está siendo sometida a una enorme expansión que pronostica un futuro altamente promisorio para estas turbinas, tanto en los diseños y mejoras de producción que los hará más compactas y seguras; así como en el uso que alcanzarán.

La turbina de gas se ha desarrollado como máquina útil en los últimos 25 años, los progresos notables alcanzados en este período, están relacionados íntimamente con los adelantos logrados

en el campo de la metalúrgia que ha provisto de nuevos materiales más fuertes y resistentes a altas temperaturas.

Los adelantos de estas turbinas y sus interesantes desarrollos son mostrados en la Conferencia Anual Internacional de la División de Turbinas de Gas de "ASME", que se lleva a cabo este año en Cleveland y el año próximo en Bruselas.

Todos estos adelantos permiten utilizar en nuestro medio, tales turbinas tanto por cuánto disponemos de las ventajas técnicas enumeradas; así como de ventajas económicas, que se verán más adelante; sin embargo, la aplicación de una turbina de gas para usarse actualmente está esencialmente regulada por la investigación -- y justificación económica.

En adelante, se realizará esta investigación tendiente a utilizar el gas natural emanado de los pozos petrolíferos Orientales, como combustible para el accionamiento de las turbinas en la generación de energía eléctrica.

Los demás usos que se puedan dar al gas obtenido, quedan fuera del alcance del presente estudio.

C A P I T U L O I

L A C E N T R A L A G A S .

- 1.1.- UTILIZACION DEL GAS EN EL DESARROLLO DE UN SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA.
- 1.2.- UBICACION E IMPORTANCIA DE LA CENTRAL A INSTALARSE EN EL ECUADOR.
- 1.3.- LA CENTRAL A GAS FRENTE A LOS SISTEMAS ELECTRICOS DEL PAIS.
- 1.4.- JUSTIFICACION TECNICA Y ECONOMICA DEL PROYECTO.

1.1.- UTILIZACION DEL GAS EN EL DESARROLLO DEL SISTEMA
ELECTRICO DE POTENCIA.

Los descubrimientos petrolíferos logrados últimamente en la región Oriental del Ecuador, constituyen una de las más grandes esperanzas del País para su desarrollo económico y social; no solo por la capacidad de producción diaria del mineral, sino también por la calidad y cantidad de reservas estimadas que se pueden extraer.

Conjuntamente con la explotación petrolífera se espera desarrollar muchas industrias adicionales, siendo una de ellas la industria eléctrica que tratándose de centrales térmicas, utilizan combustibles derivados del petróleo, o a su vez, el gas natural emanado de los pozos petrolíferos para el accionamiento de turbinas a gas.

Cantidad de gas estimado y uso.--

Como se podrá encontrar más adelante, las reservas estimadas de petróleo, se calculan en 700 millones de barriles sin que se haya logrado todavía, determinar con exactitud la capacidad y el volumen total del yacimiento. Esta reserva, se piensa extraer a razón de 100 mil barriles diarios que circularán por el oleoducto que la compañía exploradora y explotadora deberá construir.

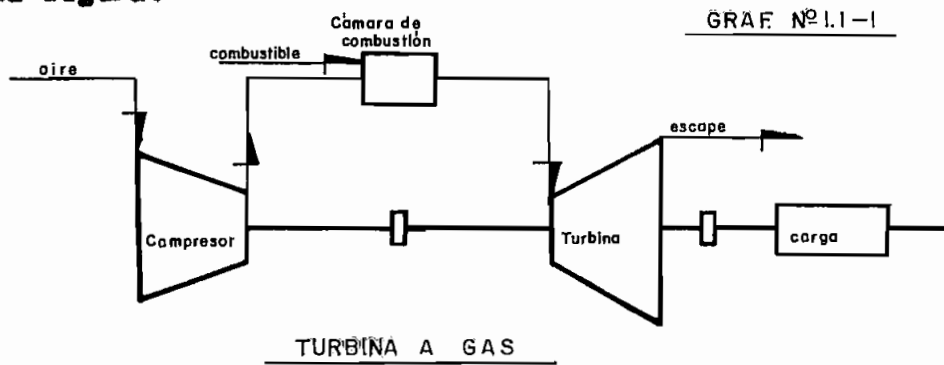
Junto a la explotación del petróleo se extraerá también, el

gas combustible, el mismo que después de su respectivo tratamiento arroja 18 millones de pies cúbicos diarios.

Esta cantidad de gas como lo explicamos anteriormente, se lo puede usar para la obtención de energía eléctrica, mediante el accionamiento de turbinas a gas acopladas a un generador.

Las turbinas de gas obtienen su energía del calor, el que es suministrado por una combustión y sus productos constituyen el medio operante.

Generalmente la combustión se realiza al contacto del gas combustible con el aire a presión que se inyecta en la cámara de combustión de estas turbinas, como se puede apreciar en el diagrama elemental de la figura.



En la turbina una tobera estacionaria descarga un chorro de gas que son los productos de la combustión, contra las paletas colocadas en la periferia del rotor de la turbina, en ellas el chorro se desvía y pierde velocidad, mientras que las paletas reciben una fuerza de impulso que se transmite como un par motor al eje de la turbina, que se encarga de impulsar la carga conectada, a la vez que se encuentra acc

plada a un compresor que absorbe aire del medio ambiente, al cuál comprime y envía a la cámara de combustión, en donde junto con el gas produce la combustión.

Realmente la turbina de gas por su rendimiento muy bajo no se hubiese podido utilizar para centrales eléctricas, limitándose tan solo como máquinas para la propulsión de aviones u otras aplicaciones, pero debido al adelanto alcanzado en los últimos tiempos dentro de la metalurgia que permiten disponer de materiales más resistentes al calor, y también debido a una reciente técnica muy desarrollada en los movimientos de los fluidos dió la oportunidad de conseguir los altos grados de rendimientos para el compresor y la turbina a gas de ciclo abierto, haciendo de esta manera de ella una máquina económicamente interesante, que permite utilizarla como máquina estacionaria para la generación de energía eléctrica, no solo en lugares donde existe suficiente gas para su funcionamiento, sino también, en lugares que no los hay y es indispensable el transporte del combustible.

Las modestas exigencias de capital en las instalaciones de turbinas de gas y el breve plazo que necesitan para estar en condiciones de funcionamiento, son las causas fundamentales de la creciente aceptación de estas turbinas. Inclusive, en otros países que cubren sus necesidades de energía con la producida principalmente en Centrales Hidráulicas, interesan también las centrales de turbinas a gas, que pueden aportar su producción en horas de máximo consumo y colmar las deficiencias estacionales de energía.

Las modernas turbinas de gas son de construcción sencilla y por lo mismo, las posibilidades de daños son muy lejanas, estas turbinas representan un avance notable en el perfeccionamiento de tales instalaciones.

Por la sencillez de la construcción y funcionamiento ocasionan muy pocos gastos en todos los campos, pues su construcción impone desembolsos relativamente pequeños. La economía en la generación de energía y potencia por turbinas de gas proveen grandes atractivos para las autoridades en este ramo, en muchas partes del mundo, debido a su bajo costo instalado y a la alta confiabilidad y disponibilidad de ellas.

Las turbinas de gas son capaces de arrancar muy rápidamente y de usar una amplia variedad de combustibles desde el gas natural hasta el petróleo residual. Dependiendo del costo de estos, en algunos países la central a gas es usada para el pico de la curva de carga y en otros, donde el costo del gas combustible es barato, se usa particularmente, para la base de la curva de carga.

Por todas las ventajas que presentan las turbinas de gas adicionales a las que poseemos del combustible, es recomendable utilizar el gas extraído de los pozos petrolíferos orientales como combustible para el accionamiento de estas turbinas y formar de esta manera, una central termoeléctrica que pueda abastecer de energía no solo a las instalaciones necesarias para la explotación petrolífera, sino también a las poblaciones vecinas; y si la economía y la técnica lo

aconseja traer su energía mediante una línea de transmisión de alto voltaje hasta Quito, el principal centro de consumo de la Región interandina del País, consituyéndose un nuevo Sistema eléctrico de Potencia térmica en el Ecuador.

1.2.- UBICACION E IMPORTANCIA DE LA CENTRAL A INSTALARSE EN EL ECUADOR.

Los sistemas de producción de energía eléctrica de la Región Interandina del Ecuador, actualmente son en su mayoría del tipo hidroeléctrico, no así el puerto principal Guayaquil y todos los pueblos de la costa que disponen de centrales térmicas accionadas por motores diesel.

Las centrales hidroeléctricas producen energía a más bajos costos que las térmicas, mucho más cuanto sean aprovechados los recursos de mayor potencial energético que más cerca se encuentren de los grandes centros de consumo, economía que resulta debido a la alta eficiencia inherente a las grandes unidades generadoras y a lo bajo de los costos indirectos resultado de la producción en gran escala.

En casi toda la región interandina ecuatoriana, existe este tipo de centrales, unas con reservorios de regulación y otras de aguasfluyentes o de pasada, complementándose en algunas partes con pequeños grupos diesel-eléctricos utilizados en ciertas épocas estacionales para el pico de la curva de carga o como unidades de emergencia.

A manera de información presentamos el cuadro siguiente que mues

tra el precio medio de venta de energía resultante en todas las empresas del País.

CUADRO Nº 1.2-1
DATOS DE LAS EMPRESAS ELECTRICAS.

<u>Empresa eléctrica</u>	<u>Precio medio de venta</u> en 1968 \$/KWH
HIDROELECTRICAS	
Tulcán S.A.	0,399
Ibarra S.A.	-
Quito S.A.	0,529
Ambato S.A.	0,383
Riobamba S.A.	0,265
Bolívar S.A.	0,590
Alausí S.A.	0,559
Cuenca S.A.	0,357
Loja S.A.	0,51
TERMICAS	
Esmeraldas S.A.	0,959
Manta - Inecel	0,599
Portoviejo S.A.	0,855
Cooperativa Daule Ltda.	0,933
Cooperativa Santo Domingo Ltda.	0,797
Durán - Inecel	0,615

El Oro C.A.	1,028
Emelec	0,577
Santa Elena	1,137

Podemos apreciar claramente que el costo unitario de energía es más elevado en las centrales térmicas, en razón de que éstas deben emplear combustible en su mayor parte importado, ya que las reservas petrolíferas actuales de Santa Elena no logran abastecer el mercado nacional.

Por esta razón, el abastecimiento de las necesidades de energía eléctrica se obtiene a base de instalaciones del tipo hidroeléctrico y se prevé se obtendrá por mucho tiempo. Sin embargo, no podemos olvidar el hecho que debido a los recientes descubrimientos de las fuentes petrolíferas orientales; van adquiriendo una creciente importancia las centrales térmicas, las mismas que, al bajar los costos del combustible por ser el Ecuador productor de esta materia prima; bajaría también el costo del KWH generado por las centrales que los usen.

La central a gas será una de las beneficiadas dentro de este rubro y podrá servir como complemento de centrales hidroeléctricas existentes, y de las programadas de acumulación compensando las diferencias ocasionales de energía motivadas por el insuficiente volumen de agua embalsada, o bien por ser escaso el caudal de los ríos que los alimentan; además, con ella se hace posible un aprovechamiento más completo de los embalses, ya que las centrales térmicas se hallan

dispuestas como última reserva a entregar su potencia a la red de - - suministro.

Por esta razón, la central térmica a gas constituye un complemento útil de las centrales hidroeléctricas, siempre que se pueda disponer rápidamente de la energía producida por ella en períodos de escasez o en momentos de consumo intensificado, y con tal de que no resulten grandes desembolsos estériles del hecho de no utilizarlas en épocas en que el caudal de agua es abundante.

La central a gas presenta ventajas no solo por su economía en el costo del KWH generado; sino también porque dispone de una fuente de energía para su impulsión de magnitud considerable según se desprende de los datos estadísticos que dispone la Compañía Texaco-Gulf.

Producción estimada de gas y petróleo.-

La producción del gas está relacionada con la producción petrolífera de cada pozo, tal como se puede observar en los siguientes valores estadísticos obtenidos:

CUADRO Nº 1.2-2
PRODUCCION DIARIA DE GAS Y PETROLEO.

Nombre del pozo		Producción de petróleo en barriles.	Producción de gas (pies cúbicos).	pies cúbicos por barril.
Lago Agrio	Nº 1	2640	842.000	318,9
Lago Agrio	Nº 2	2170	244.000	112,4
" "	Nº 3	1278	27.000	21,13

Lago Agrio	Nº4	1504	896.000	595,7
Bermejo	Nº1	1010	6' 155.000	6.094,1
Bermejo	Nº2	225	No determinado	-
"	Nº3	250	" "	-
"	Nº4	Seco	Seco	-
Charapa	Nº1	200	44.000	220,0
Atacapi	Nº1	3800	1'330.000	350,0
Parahuacu	Nº1	448	160.500	376,1
Shushufindi	Nº1	5117	1'361.500	266,1
Sacha	Nº1	1328	No medible	-
Sacha	Nº2	750	-	-
Aguarico	Nº1	528	129.400	245,1
Palo Rojo	Nº1	Abandonado	-	-
Dureno	Nº1	244	90.225	369,8
TOTAL		21.492	11'287.625	525,2

En los 17 pozos perforados se obtuvo 21.492 barriles por día de petróleo y 11'287.625 pies cúbicos de gas al promedio de 525,2 pies cúbicos de gas por barril que se utilizarán en la generación de energía eléctrica.

La importancia de los yacimientos petrolíferos del Oriente, no está propiamente en el rendimiento diario por pozo; sino en la estimación de las reservas recuperables que han sido calculadas - por métodos geofísicos y sismológicos.

Cuando se llegó a una producción de 100 mil barriles/día, por los métodos antes indicados se estimó una reserva de 300 millones de barriles; igualmente, al llegar a 200 mil barriles/día, se estimó una reserva de 600 millones de barriles.

Sin embargo, se siguen perforando con éxito en nuevas estructuras, con lo cual se ha llegado a estimar una reserva de 700 millones de barriles, que extrayéndolo a razón de 100 mil barriles/día, para enviarle por el oleoducto que en un principio será de esta capacidad, se agotaría en 20 años; tiempo superior a la vida media de una central a gas.

La verdadera reserva será conocida solo cuando se haya calculado el volúmen total recuperable; pero entre tanto, y salvo nuevos descubrimientos ha sido prudente fijarlo en los términos indicados que determinarían además, una amortización a 20 años plazo.

Para comprender la verdadera importancia de los yacimientos petrolíferos Orientales, cabe indicar la producción existente actualmente en las perforaciones de Santa Elena.

Según la estadística petrolera emitida por la Dirección General de Minas e Hidrocarburos del Ministerio de Industrias y Comercio, la producción en el año 1967, alcanzó a 2'100.000 barriles en 864 perforaciones extraídos a razón de 5,54 barriles/día y 6,41 barriles por pozo pero; en este mismo año se refinaron 6'100.000 barriles, debiéndose importar los 4 millones de barriles faltantes a razón de 11.000 barriles/día aproximadamente.

Sin embargo, como el consumo crece al ritmo del 10% anual según las estadísticas de producción petrolera mundial de la "International Petroleum Encyclopedy", el consumo llegaría a 20.040 barriles/día en

1969 que se debe cubrir en gran parte mediante la importación de -- este hidrocarburo, la misma que se puede evitar mediante la explo-- tación a corto plazo de los yacimientos que poseemos en la Región-- Oriental.

Si los 700 millones de barriles de reserva petrolífera del O- - riente se extrajera a razón de 5.000 barriles/día, como en el campa- mento de Santa Elena, se agotaría en 384 años; lo cual nos permite- tener una base sólida de confiabilidad para la instalación de un - Sistema eléctrico de potencia mediante unidades generadoras acciona- das por turbinas a gas.

Como hemos visto anteriormente la producción de petróleo alcan- zará 100.000 barriles/día, lo que significa que tendremos disponible 52 millones de pies cúbicos de gas por día, por un tiempo aproxima- do no menor de 20 años, que cubre la vida útil de la central.

Estos 52 millones de pies cúbicos de gas por día disponibles - no se pueden utilizar en su totalidad como combustible ya que prime- ramente se debe tratarlos, quitarle los líquidos, comprimirlos etc, proceso en el cual se pierden las dos terceras partes quedando dis- ponible únicamente la una tercera parte o sea aproximadamente 18 mi- llones de pies cúbicos de gas por día los mismos que según las pue- bas obtenidas por el consorcio Texaco-Gulf, tienen un poder calorífi- co de apenas 400 BTU por pie cúbico, que asociados con una eficiencia de 30% de la central, permite calcular la potencia a obtenerse en e- lla. La central a gas se instalará en la zona Nororiental del Ecua- dor por las cercanías de la población de Santa Cecilia, parroquia -

del Cantón Sucumbíos en la provincia del Napo. Esta central será exclusivamente con el objeto de aprovechar el gas extraído en la explotación. Dicha ubicación, podemos ver claramente en el mapa de ubicación adjunto (Ver Anexo Nº 1.2-1)

CALCULO DE LA POTENCIA A OBTENERSE

1 Pie cúbico	400 BTU
18×10^6 pies cúbicos	72×10^8 BTU
1 BTU	0,252 Kcal.
72×10^8 BTU	$18,14 \times 10^8$ Kcal.
1 Kcal.	427 Kgm.
$18,14 \times 10^8$ Kcal.	$77,475 \times 10^{10}$ Kgm.
$P = W/T$	$P = \text{Potencia}$
	$W = \text{Energía}$
	$T = \text{Tiempo}$
$P = \frac{77,475 \times 10^{10} \text{ Kgm.}}{8,64 \times 10^{4\text{seg.}}}$	$= 8,967 \times 10^6 \text{ Kgm/seg.}$
76 Kgm/seg.	1 HP.
$8,967 \times 10^6 \text{ Kgm/seg.}$	$0,118 \times 10^6 \text{ HP.}$

De los datos previamente establecidos que son de acuerdo a - informes presentados por varias comisiones nombradas para el efecto, en el Congreso Nacional de la República, podemos calcular la potencia a obtenerse de la siguiente manera:

$$\begin{array}{ll} 1 \text{ HP} & 0,745 \text{ KW.} \\ 0,118 \times 10^6 \text{ HP} & 0,879 \times 10^2 \text{ MW.} \end{array}$$

$$\text{Potencia } P = 0,879 \times 10^2 \text{ MW (Megawatios)}$$

Si asumimos un 30% la eficiencia de la central tendremos

$$P = 0,879 \times 10^2 \text{ MW.} \times 0,3$$

$$\underline{P = 26,4 \text{ MW.}}$$

Cálculo de la capacidad de generación de energía eléctrica de la central.

$$E = P T.$$

$$E = 26.400 \text{ KW} \times 365 \times 24 \text{ H}$$

$$E = 23,12 \times 10^7 \text{ KWH/Año.}$$

$$E = 23,12 \times 10^4 \text{ MWH/Año.}$$

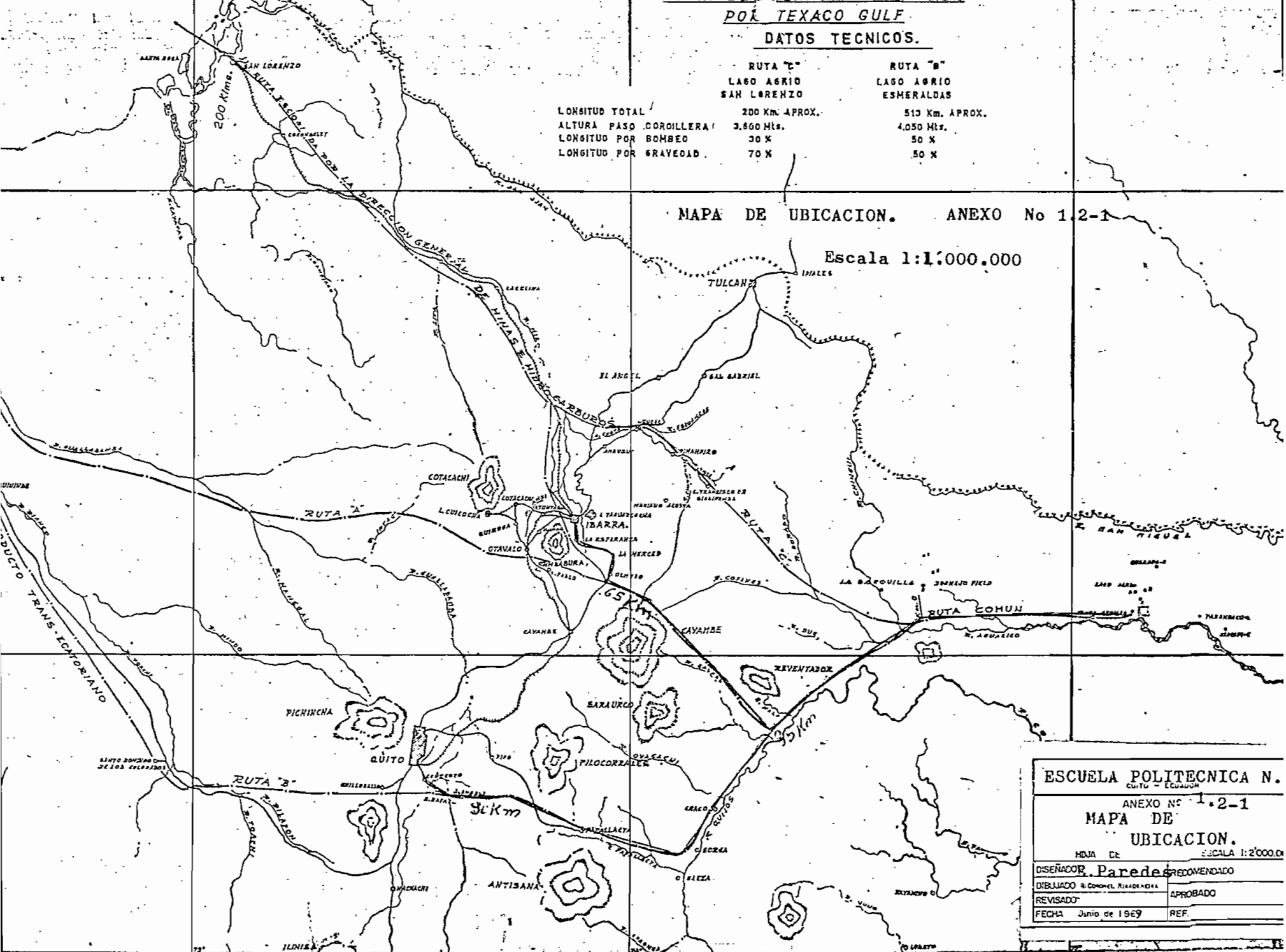
$$\underline{E = 231 \text{ GWH/Año.}}$$

DATOS TECNICOS.

	RUTA "C"	RUTA "B"
LONGITUD TOTAL	200 Km. APROX.	513 Km. APROX.
ALTURA PASO CORDILLERA	3.500 Mts.	4.050 Mts.
LONGITUD POR BOMBEO	30 X	50 X
LONGITUD POR GRAVEO AD.	70 X	50 X

MAPA DE UBICACION. ANEXO No 1.2-1

Escala 1:1.000.000



ESCUELA POLITECNICA N. 1	
QUITO - ECUADOR	
ANEXO No 1.2-1	
MAPA DE UBICACION.	
HOJA DE	ESCALA 1:2'000.000
DISEÑADOR R. Paredes	RECOMENDADO
DIBUJADO A. COMUEL RIZADA MORA	APROBADO
REVISADO	REF.
FECHA Junio de 1969	

1.3.- LA CENTRAL A GAS FRENTE A LOS SISTEMAS ELECTRICOS DEL PAIS.

El Ecuador cuenta actualmente con pequeños sistemas eléctricos que son de alcance Regional y Zonal, los mismos que salvo pocas áreas aisladas, las distancias relativamente cortas que los separan permiten fácilmente la conformación del Sistema Nacional Interconectado.

Sin embargo, este Sistema no se podrá hacer realidad sino hasta después que se hayan realizado los estudios y se obtenga la financiación necesaria para la construcción de los grandes Sistemas de generación hidroeléctrica como son Paute, Pisayambo y Toachi, así como de las líneas de transmisión que lo componen. Entre tanto, es necesario preparar el paso desde el estado presente hasta el Sistema único, para lo cual, se ha dividido en dos etapas; la primera abarcaría hasta el año 1972 dedicada a lograr la estructuración de sistemas medianos, y la segunda que corresponde al lapso desde 1973 en adelante, en la que se interconectarán los sistemas medianos previamente establecidos para formar el Sistema Interconectado.

Principales Sistemas Eléctricos del Ecuador.-

La división del Ecuador en pequeños sistemas eléctricos se ha hecho en base a la magnitud de los proyectos de generación, pues la primera etapa contempla proyectos cuya construcción ya se ha iniciado o está decidido, son de tamaño mediano entre 5,5 MW y 30 MW por central. Estos Sistemas son los siguientes: Sistema Esmeraldas, Santo Domingo de los Colorados; Manabí, Quevedo, Milagro-Yaguachi-Babahoyo, Guayaquil-Daule-Balzar, Salinas-Santa Elena, El Oro, Tulcán -

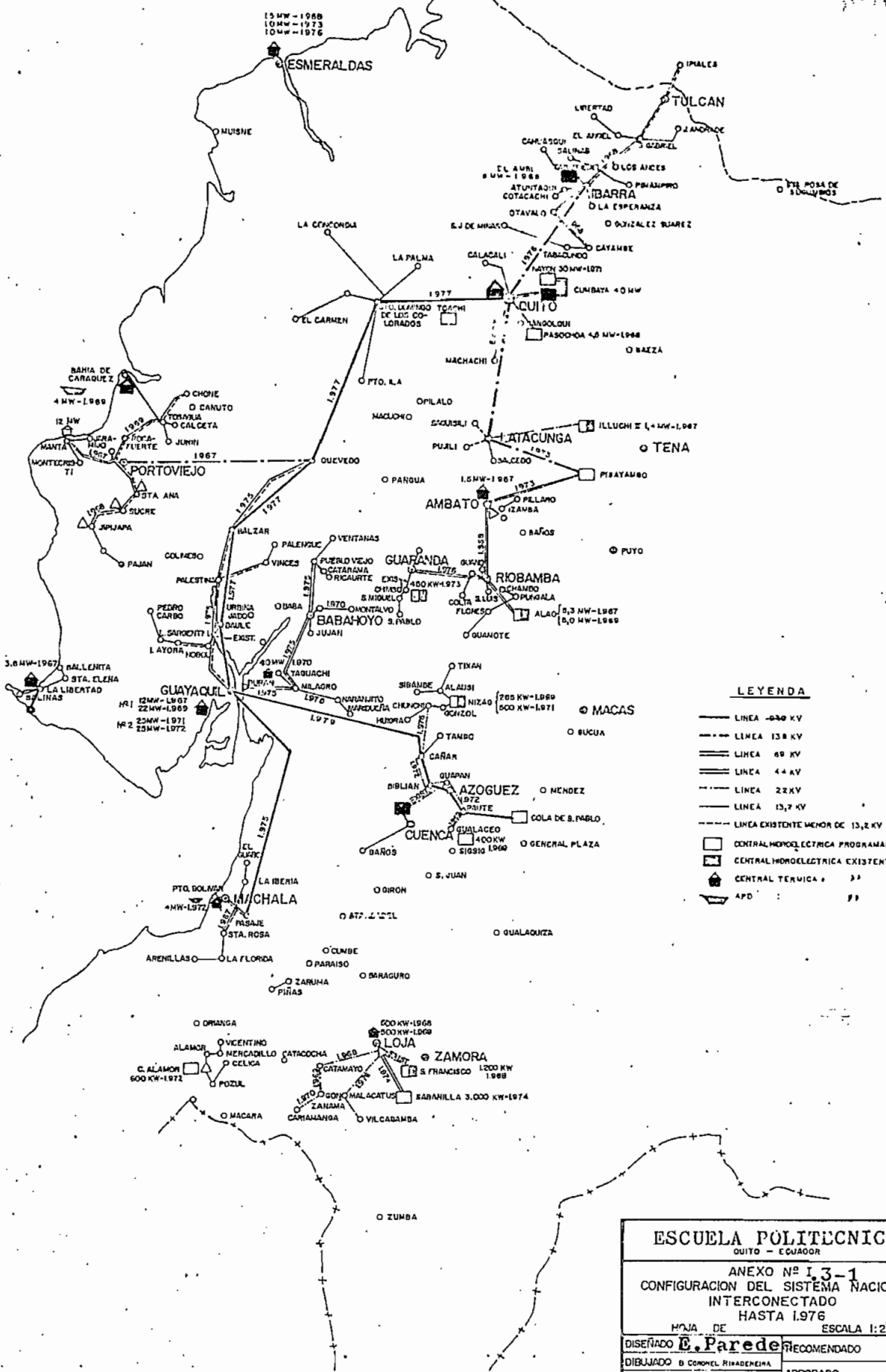
Ibarra-Cayambe, Quito-Machachi-Sangolquí, Latacunga-Ambato-Riobamba; -
Guaranda-Chimbo, Alauquí- Chunchi; Cuenca-Azoguez, Loja y Sistemas de -
la Región Oriental. La mayoría de estos sistemas posteriormente se in-
terconectarán para formar el sistema único que resume el Anexo Nº -
1.3.1.- (Configuración del Sistema Nacional Interconectado).

Estos sistemas tal como se los prevé abarcarán casi todo el país;
quedando fuera del programa tan solo pequeñas áreas aisladas como son-
Esmeraldas y los sistemas Orientales.

Sistemas eléctricos de la región Oriental.

En los sistemas de la región Oriental están comprendidos el Tena-
con una central térmica de 105 KW, a la cual mediante una línea de -
13,2 KV, se anexarán las poblaciones de Archidona y Puerto Napo. No-
se ha previsto aún la interconexión de esta Región con el sistema ú-
nico.

Está programado el sistema del Puyo, en donde existe una central
hidroeléctrica de 100 KW, y una térmica de igual capacidad, se amplia-
rá el servicio hasta las poblaciones de Fátima, Veracruz, Tarqui, Ma -
dre Tierra, Shell y Mera ampliando también la central hidroeléctrica-
de 70 y 80 KW respectivamente; sin embargo, nada se dice ni se ha pro-
gramado construir en la zona petrolífera Nororiental del País donde -
se necesita a la brevedad posible de una fuente de abastecimiento de
energía tanto para la exploración como para la explotación de estos -
yacimientos; y posteriormente para las demandas que se originarán en-
la explotación de riquezas vegetales traducidas como industrias made-



LEYENDA

- LINEA 690 KV
- - - LINEA 138 KV
- ==== LINEA 69 KV
- ===== LINEA 44 KV
- LINEA 22 KV
- LINEA 13,2 KV
- - - - LINEA EXISTENTE MENOR DE 13,2 KV
- CENTRAL MONOELECTRICA PROGRAMADA
- CENTRAL MONOELECTRICA EXISTENTE
- CENTRAL TERMICA
- ▲ APD

ESCUELA POLITECNICA N.	
QUITO - ECUADOR	
ANEXO N° 1.3-1	
CONFIGURACION DEL SISTEMA NACIONAL	
INTERCONECTADO	
HASTA 1976	
HOJA DE ESCALA 1:2000.000	
DISEÑADO E. Parede	RECOMENDADO
DIBUJADO B. COMUEL RIBADENEIRA	APROBADO
REVISADO	REF
FECHA Junio de 1969	REF

reras, azucareras, incremento de la agricultura etc, que se prevé en estas zonas.

Si bien la potencia requerida para la fase de exploración es relativamente pequeña en comparación con la necesaria para la explotación del petróleo, para la fase preliminar se lo está abasteciendo con equipos de baja capacidad y costo, así como de fácil movilidad; pero en el momento de suministrar energía para la explotación, la central a gas desempeña un papel decisivo; más aún tratándose de una potencia de 26,4 MW que es la obtenible para abastecer la demanda de potencia y energía en el Oriente que se ha estimado en 3.000 KW, quedando todavía un excedente de 23,4 MW que se puede transportar mediante una línea de transmisión que siga la vía de penetración, Santa Cecilia-Baeza-Papallacta-Pifo-Quito que se encuentra en construcción, para entregarlo en las subestaciones de llegada en Quito para su correspondiente utilización, formando así un nuevo sistema de generación que se adicionaría a los anteriores para formar el Sistema Nacional Interconectado; con la particularidad que, por ser una central térmica puede entregar su energía en el momento que se requiera, sin estar sujeta a las variaciones estacionales de energía que sufren las centrales hidroeléctricas.

Sin embargo, la alternativa de traer la línea de transmisión desde Santa Cecilia a Quito, con una longitud total de 210 Km, deberá ser en adelante objeto de un estudio detenido tendiente a conocer su conveniencia e inconveniencia, para lo cual se realizará un análisis económico que determinará el costo del KWH entregado en las-

subestaciones de Quito, con el objeto de comparar con los costos provenientes de las demás empresas eléctricas térmicas y aún con los costos arrojados por los grandes sistemas de generación como son Paute y Pisayambo, estableciendo de esta manera si la central a gas con la línea de transmisión es una solución para abastecer los mercados de Quito y la zona oriental.

Si la presente alternativa resulta ser inconveniente económicamente, se realizará un estudio previo a la instalación de la central tan solo para abastecer la demanda de la pequeña zona Oriental y la necesaria para la exploración y explotación del petróleo, formando un pequeño sistema eléctrico en esta Región.

1.4.- JUSTIFICACION TECNICA Y ECONOMICA DEL PROYECTO.

Es de conocimiento común que la explotación petrolífera no solo va a servir para abastecer la demanda interna de este producto sino, además, convertirá al Ecuador en un país exportador del mineral, que redundará en un enorme beneficio para los ecuatorianos, en razón de que por un lado se suspendería automáticamente la fuga de divisas por la compra del producto en los mercados exteriores y por otro lado, al exportar el petróleo alcanzaríamos un gran adelanto económico por el consiguiente ingreso de moneda extranjera proveniente de la venta del petróleo a los productos que de él se deriven.

Actualmente, el país soporta un egreso considerable de moneda nacional por este concepto, alcanzando las cifras que se detallan en el siguiente cuadro;

CUADRO Nº 1.4.1.-

COSTOS POR IMPORTACIONES DE PETROLEO

Años	Producción barriles.	Importación Barriles	Consumo Barriles	Costo por importación Dólares.
1960	2'806.797	1'586.836	3'832.471	3'795.728
1961	3'027.134	1'131.126	3'964.732	2'604.433
1962	2'648.777	1'505.426	3'933.887	3'617.155
1963	2'545.505	1'023.894	4'287.428	4'506.810
1964	2'886.933	2'836.242	4'721.500	6'389.352
1965	2'920.978	2'937.735	5'597.865	6'557.955

1966	2'660.120	3'039.228	5'699.358	6'726.558
1967	2'271.605	3'962.382	6'233.987	9'071.954
1968	2'130.000	4'155.000	6'285.000	9'348.750
1969	1'920.000	4'834.000	6'754.000	10'876.500
1970	1'730.000	5'512.000	7'242.000	12'402.000

Puente: Ministerio de Industrias y Comercio.

Se puede observar claramente que conforme pasan los años la producción interna de petróleo va disminuyendo paulatinamente consecuencia de lo cual para satisfacer la demanda del país, el volumen de importación va aumentando, con el consiguiente aumento en la salida de divisas por este concepto.

De aquí nace la importancia de explotar lo antes posible los yacimientos petrolíferos orientales, con los consiguientes importantes beneficios a obtenerse con su producción, así como de los subproductos de ello desprendidos, siendo entre otras, la producción del gas natural que una vez obtenido debe ser inmediatamente empleado en la producción de energía eléctrica, ya que de otra manera se deberá usar lo en algún otro beneficio o sino quemarlo o en último caso, devolverlo a los respectivos pozos de origen con las correspondientes pérdidas. Contrario a esto, si se logra utilizar el gas en el momento oportuno para la generación de energía, que es para lo que más se presta por el momento; abastecerá el consumo de las instalaciones que debían realizarse para la explotación petrolífera, haciendo de este modo que los costos de explotación sean razonablemente reducidos, lo que -

incide directamente en el precio final unitario del petróleo producido. Esto es muy importante si tomamos en consideración que el producto final debe salir a competir en mercados internacionales con otros de la misma especie procedentes de otros países productores. Naturalmente que en el costo de explotación no solo influye las facilidades energéticas sino muchos otros rubros que están fuera del alcance del presente estudio.

Ventajas y desventajas de la turbina de gas.

Por otra parte debemos considerar los beneficios económicos que presenta la instalación de las turbinas a gas tanto por los costos moderados de inversión en los equipos así como por los costos de operación y montaje, por la sencillez de los mismos acompañados de su forma muy compacta que hace que los precios de los grupos sean bastante moderados, resultado de lo cual se logra obtener bases de cimentación baratas.

La alta velocidad de rotación de estas turbinas resulta en un bajo costo del generador.

La facilidad de arranque de estas turbinas las hacen muy flexibles para adaptarse a los ciclos de carga; pero sin embargo no hay que olvidar que por el hecho de tratar de alcanzar eficiencias mayores es necesario añadirles ciertas mejoras al ciclo, con lo que algunas de estas ventajas disminuyen; además se necesita de un motor de

arranque para poner al compresor a la velocidad de operación, éste - puede ser de baja potencia si se emplean turbinas de ejes partidos - (dos ejes).

Las plantas a gas tienen muy poca vibración, pero el ruido de alta frecuencia que se produce a la entrada del compresor puede ser un inconveniente.

El consumo de agua que requiere para refrigeración es muy reducido, y favorece a la turbina de gas para su instalación.

En resumen el presente estudio se justifica técnica y económicamente por los adelantos logrados en la construcción de las turbinas a gas y por lo económico de estas en la inversión inicial así como en su operación y mantenimiento.

En un principio este estudio no pretende ser de factibilidad para la instalación de la central a gas para el suministro de energía en la región Oriental con ampliación para Quito, sino más bien un estudio preliminar que contempla el suministro de energía para la explotación de los pozos petrolíferos y el mercado de la ciudad de Quito-- si es que la economía lo aconseja.

De todos modos el estudio puede servir de referencia para cualquier programa de electrificación de esta zona, que se traduciría en un estímulo inicial útil para el desarrollo industrial y agrícola del Oriente.

C A P I T U L O I I I

CARACTERISTICAS PRINCIPALES DE LA CENTRAL.

- 2.1.- Zonas de abastecimiento de potencia y energía.
- 2.2.- Datos de la proyección de demanda en el área de influencia del Proyecto.
- 2.3.- Centrales existentes y programadas para el abastecimiento del mercado.
- 2.4.- Déficit de potencia y energía y capacidad de generación de la central.

2.1.- ZONAS DE ABASTECIMIENTO DE POTENCIA Y ENERGIA

Anteriormente habíamos mencionado que la central a gas se instalaría en los alrededores de la población de Santa Cecilia; es decir, cercana a los pozos petrolíferos que se encuentran ubicados en esta zona - dentro de un perímetro de más o menos 9 Km., dicha instalación es con el objeto de dar servicio a estas áreas y a las instalaciones necesarias para la explotación petrolífera; además como la potencia y energía disponible en la central justifican dar servicio a otros mercados, se piensa en primera instancia transportar su energía mediante una línea de transmisión hasta Quito que representa un centro de consumo muy importante. - Estos sería factible si los costos por KWH entregados lo justifican. De aquí se desprende que las zonas que se abastecería con esta central comprende una gran extensión geográfica, desde la región petrolífera oriental hasta la ciudad capital en donde existe el Sistema Eléctrico Quito - que la alimenta.

Por lo tanto la central debe cubrir la energía necesaria para la explotación petrolera y la pequeña población asentada en esta zona; así como para las necesidades del mercado de Quito; con tal objeto es necesario conocer las proyecciones de demandas y calcular la energía requerida por cada una de estas áreas de acuerdo a las características típicas de las mismas, debiéndose distinguir claramente dos zonas bien definidas; la Oriental petrolífera y la de Quito.

AREA DE SERVICIO Y CARACTERISTICAS DEL MERCADO DE LA ZONA ORIENTAL.

Es necesario considerar que necesitamos fuentes de generación de e-

nergía eléctrica no solo para abastecer la demanda debida a la explotación y explotación petrolífera y servir a los habitantes existentes en esta zona, sino también para afrontar las necesidades futuras de energía necesaria para la explotación de las riquezas naturales de este sector oriental que se originarán de las posibles industrias potenciales.

Si bien hay bastante dispersión de los centros poblados en la región petrolera; su pequeña población y la difícil topografía son los principales inconvenientes para el desarrollo de un sistema eléctrico de Potencia, razones por lo que realmente la central no se justificaría, a no ser por el consumo que se requiere para explotar los pozos. Sin embargo, en el plan de Electrificación publicado por INECEL, bajo la consideración real de que no existe mayor población ni industrias en esta zona; se contempla que el servicio puede ser cubierto con pequeños equipos termoeléctricos fáciles de seleccionar, instalar y mantener ya que su capacidad no excederá en ningún caso de los 100 KW.

El consumo realmente se presenta por las necesidades para la explotación petrolera.

No podemos partir de datos fidedignos para el consumo en la explotación del petróleo, ya que no existen aún; pero sin embargo, se puede partir de datos reales de un campamento similar existente en Ancón perteneciente a la Compañía Anglo Ecuatorian Oilfields Ltd., obteniendo una aceptable aproximación a las futuras condiciones en el Campamento Oriental.

De la curva de carga diaria presentada en el gráfico N^o 2.2.4.- correspondiente al campamento de Ancón y estimando que una similar se puede obtener en el campamento oriental, se deduce que la capacidad de la central debe ser igual o mayor a 1900 KW que es la demanda máxima diaria que se prevé en el año de instalación.

Area de servicio y características del mercado de Quito.

Dentro de los sistemas eléctricos Regionales de la Sierra el que mayor significado tiene por su asentamiento demográfico y consumo de energía es el Sistema Quito.

Este sistema y en especial, la ciudad de Quito, si bien está situada a 210 Km. de las fuentes petrolíferas orientales, es la que más cerca se encuentra a ellas y la que más facilidades que ninguna otra ciudad presenta para interconectarla a las fuentes siguiendo la vía de penetración al Oriente, actualmente en construcción.

Esta ciudad por la magnitud de su mercado puede absorber toda la producción energética de la central térmica por cuanto vive un proceso acelerado de industrialización, que se traduce en un alto consumo de energía, especialmente en estos últimos años en que ha incrementado su consumo como puede apreciarse en los datos estadísticos de operación y consumo que se presentan en los Anexos N^o 2.1-1. y 2.1-2.

Esta ciudad siendo de gran importancia económica y política se puede decir está bien atendida en el aspecto eléctrico, según podemos observar de los datos anteriores, pero en ciertos períodos estacionales la ciudad sufre de un déficit marcado de energía, aún cuando man-

tenga todos sus grupos diesel trabajando continuamente, y se compre energía adicional a centrales particulares; este déficit se traduce en periódicos racionamientos que deben sufrir los abonados, racionamientos que pudieran ser cortados si se dispusiera de una central térmica de potencia suficiente como es la central a gas que vendría a satisfacer los déficits estacionales de energía por un tiempo bastante razonable, y adicionalmente desplazaría las compras que actualmente se realiza a las centrales de Machachi y Papallacta de propiedad de la emisora HCJB.

ESTADÍSTICAS DE CONSUMO

ANEXO Nº 2.1-1

TIPO DE CONSUMIDOR	UNIDAD	A Ñ O S						
		1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968
1. Residencial, Comercial, Gobierno y Municipio.	MWH Vendidos	63.860	70.565	73.926	81.133	89.024	98.669	108.324
	Nº de Abonados (1)	48.970	51.784	53.700	55.281	58.154	61.571	66.688
	MWH/abonado	1.30	1.36	1.38	1.47	1.53	1.60	1.62
2. Agua Potable	MWH vendidos	7.000	8.038	9.134	10.016	11.087	10.121	11.260
	Nº de Abonados (1)	27	29	22	21	23	26	50
	MWH/servicio	259	277	414	481	482	389	225
3. Industrial	MWH vendidos	23.549	24.710	28.472	31.034	35.466	43.308	49.064
	Nº de Abonados (1)	804	861	849	869	890	927	923
	MWH/ abonado	293	287	335	357	398	467	494
4. Alumbrado Público	MWH vendidos	6.052	6.825	5.897	6.326	6.831	7.455	8.553
5. TOTAL	MWH	100.462	110.138	117.429	128.509	142.408	159.553	177.200
	Nº de Abonados (1)	49.801	52.674	54.571	56.171	59.067	62.524	67.731
Nota: (1) Promedio anual.								

ESTADÍSTICAS DE OPERACION

ANEXO Nº 2.1-2

AÑO	CAPACIDAD INSTALADA (KW)				Demanda Máxima KW	Factor de carga a- nual %	Energía generada MWH	Pérdidas de Ener- gía %	Energía Vendida MWH	Consumos Industriales % (7)
	Propia		Arrendada							
	Hidráulic.	Termica	Hidráulic.	TOTAL						
1955	12.080 (1)			12.080	13.500	64.7	75.347	18.4	61.484	38.6
1956	12.080			12.080	13.400	66.5	78.073	18.3	63.806	35.5
1957	12.080	2.080		14.160	15.110	58.0	76.843	19.1	62.171	32.7
1958	12.080	3.400	2.000(4)	17.480	17.890	55.7	87.271	21.8	68.266	30.2
1959	12.080	5.400	2.000	19.480	20.260	54.2	96.120	24.5	72.609	27.9
1960	12.080	7.960	2.000	22.040	22.850	52.6	105.345	26.3	77.684	28.7
1961	32.080 (2)	7.840	2.000	41.920	27.360	48.9	117.311	24.9	88.108	28.1
1962	32.080	7.840	2.000	41.920	29.800	50.7	132.387	24.1	100.462	30.4
1963	32.080	7.440	2.000	41.520	32.320	50.4	142.632	22.8	110.138	29.7
1964	32.080	6.100	1.200(5)	39.380	34.500	51.5	155.692	24.6	117.429	32.0
1965	32.080	5.850	1.200	39.130	37.000	51.4	166.673	22.9	128.509	32.0
1966	32.080	5.850	1.200	39.130	40.050	50.9	178.539	20.2	142.408	32.7
1967	52.080 (3)	7.840	2.200 (6)	62.120	45.200	49.7	196.805	18.9	159.553	33.5
1968	52.080	7.840	1.400	61.320	49.400	50.5	219.188	19.2	177.200	34.0

NOTAS: (1) Guapulo 920 KW más los Chillos 1.760 KW más Guangopolo 9.400 KW.

(2) Cumbayá I 20.000 KW

(3) Cumbayá II 20.000 KW

(4) Arriendo 2.000 KW a Machachi

(5) Reducción de 800 KW arrendados a Machachi

(6) Arriendo 1.000 KW a Central Papallacta de HCJB

(7) Con respecto a la energía vendida

2.2.- DATOS DE LA PROYECCION DE DEMANDA EN EL AREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO.

Una vez que se ha obtenido los datos estadísticos de operación y consumo en el área de influencia del Proyecto que comprende la ciudad de Quito y la zona de explotación, debemos conocer las necesidades futuras de potencia y energía para ajustarlas a ellas el equipamiento más adecuado de la central.

Con tal objeto, se deberá realizar las respectivas proyecciones de energía a partir de los datos obtenidos, proyección que ya se ha efectuado en el Instituto Ecuatoriano de Electrificación y tan solo explicaremos brevemente las bases sobre las cuales se ha llevado a cabo.

En primer lugar se ha tomado en cuenta que conforme avanza el tiempo, la población crece y por tanto, también crece el consumo de energía con el consiguiente aumento de las necesidades de potencia.

Los estudios de las previsiones futuras se lo hace en base de la demanda de energía, con lo cual se está tomando en cuenta la verdadera manifestación del mercado, que lo constituye el consumo y el factor de carga, y proporciona por tanto datos más cercanos a la realidad para no sobredimensionar las centrales que se programen construir.

Con este objetivo, se ha analizado el grado de desarrollo de los consumos eléctricos que conforman los mercados en mención, reflejándose en ellos las grandes diferencias existentes en las zonas analizando los adelantos industriales hasta hoy logrados en cada área y los posibles proyectos que se materializarán en los próximos años.

Según se desprende de los datos estadísticos, la energía eléctrica utilizada en Quito es principalmente para fines residenciales,, pues el 60% de la energía vendida en el año 1968 se dedicó para este fin.

Le sigue en importancia el consumo industrial que en este mismo año alcanzó al 33% de la energía vendida. Las industrias existentes son del tipo liviano y de consumo de energía relativamente bajos, salvo pequeñas excepciones.

En el presente estudio no se realizará el examen detallado de los métodos empleados en la determinación de las previsiones futuras de energía que se encuentran ya efectuadas, limitándonos tan solo a utilizar los datos obtenidos en el estudio del mercado realizados de antemano por Inecel, para el proyecto Pisayambo. En este estudio el pronóstico de los consumos de energía se hizo en base de un análisis de las características principales de cada tipo de servicio, los que se clasifican en dos grupos:

- 1.- Consumos Homogéneos.
- 2.- Consumos Heterogéneos.

Consumos Homogéneos.- Se caracterizan por contar con un gran número de abonados, cada uno de consumos unarios de energía pequeños; se incluyen en ellos los consumos de tipo residencial, comercial y de entidades oficiales.

Los consumos homogéneos se pronostican en base a la tendencia histórica de las estadísticas y del crecimiento de la población.

Consumos Heterogéneos.- Se caracterizan por contar con un pequeño nú

mero de abonados, pero de consumos eléctricos significativos, se clasifican dentro de este rubro los consumos industriales y el bombeo de agua potable, que en Quito alcanza cifras significativas. Los consumos heterogéneos tienen gran significado en la zona oriental, siendo los homogéneos de menor significación.

Los pronósticos se realizaron individualmente para cada zona y para cada tipo de servicio, así se tiene que las proyecciones de los consumos industriales se realizó en base de los planes de expansión de las industrias existentes analizadas individualmente como también de los programas de instalación de nuevas industrias dentro de las áreas mencionadas.

Para la proyección de la demanda en el área petrolífera se han estimado valores adecuados relacionados con otros campamentos similares - por no existir datos fidedignos al momento, el consumo de energía diaria se espera sea semejante y de acuerdo a la curva típica diaria de carga que existe en otras explotaciones similares del país.

Los resultados de estos estudios para cada área de servicio se dan en los anexos N^o: 2.2-1; 2.2-2; y en los gráficos N^o : 2.2-1 y 2.2-2 - las respectivas curvas típicas diarias de carga para estos dos mercados. Se puede observar claramente que la demanda máxima en la zona Oriental para la explotación petrolífera alcanza a 1900 KW, según se puede observar en el cuadro N^o 3.1-2; que representa la demanda máxima del campamento de Ancón, que será bastante similar al programado a instalarse en el área petrolera de la Región Oriental; la demanda máxima del consumo de los habitantes de esta misma región apenas alcanza 390 KW, en el año

en que entrará a operar la central según se puede indicar en el cuadro N^o 3.1-2, esto, indica la gran importancia del consumo heterogéneo - sobre el homogéneo. La determinación de la energía necesaria para la extracción del petróleo, está sujeta a múltiples factores como son:- Presión interna y profundidad del pozo, viscosidad y peso específico del petróleo crudo a ser extraído, etc. Factores que influyen directamente en los cálculos de las estimaciones de energía a ser consumida en el campamento y la respectiva estación de bombeo, lo cual realmente está fuera del alcance del presente estudio. Por tanto se tomará como base únicamente la energía necesaria que cubra la curva típica de carga del gráfico N^o 22-2, correspondiente al consumo de las zonas petrolíferas de Ancón.

Como podemos ver la potencia necesaria para abastecer la zona petrolífera alcanza en el año 1974, a 2.500 KW aproximadamente, lo cual es sumamente pequeño en comparación con lo que se necesita para abastecer el mercado de Quito, que en este mismo año alcanza cifras mucho mayores como se puede ver en el cuadro N^o 3.1-1, las mismas que se cubrirán mediante la instalación de un grupo térmico a gas de 13.200 KW, en una primera etapa, como se detalla en el gráfico N^o 3.1-1, de la curva de la proyección de demanda y programa de equipamiento del mercado de Quito.

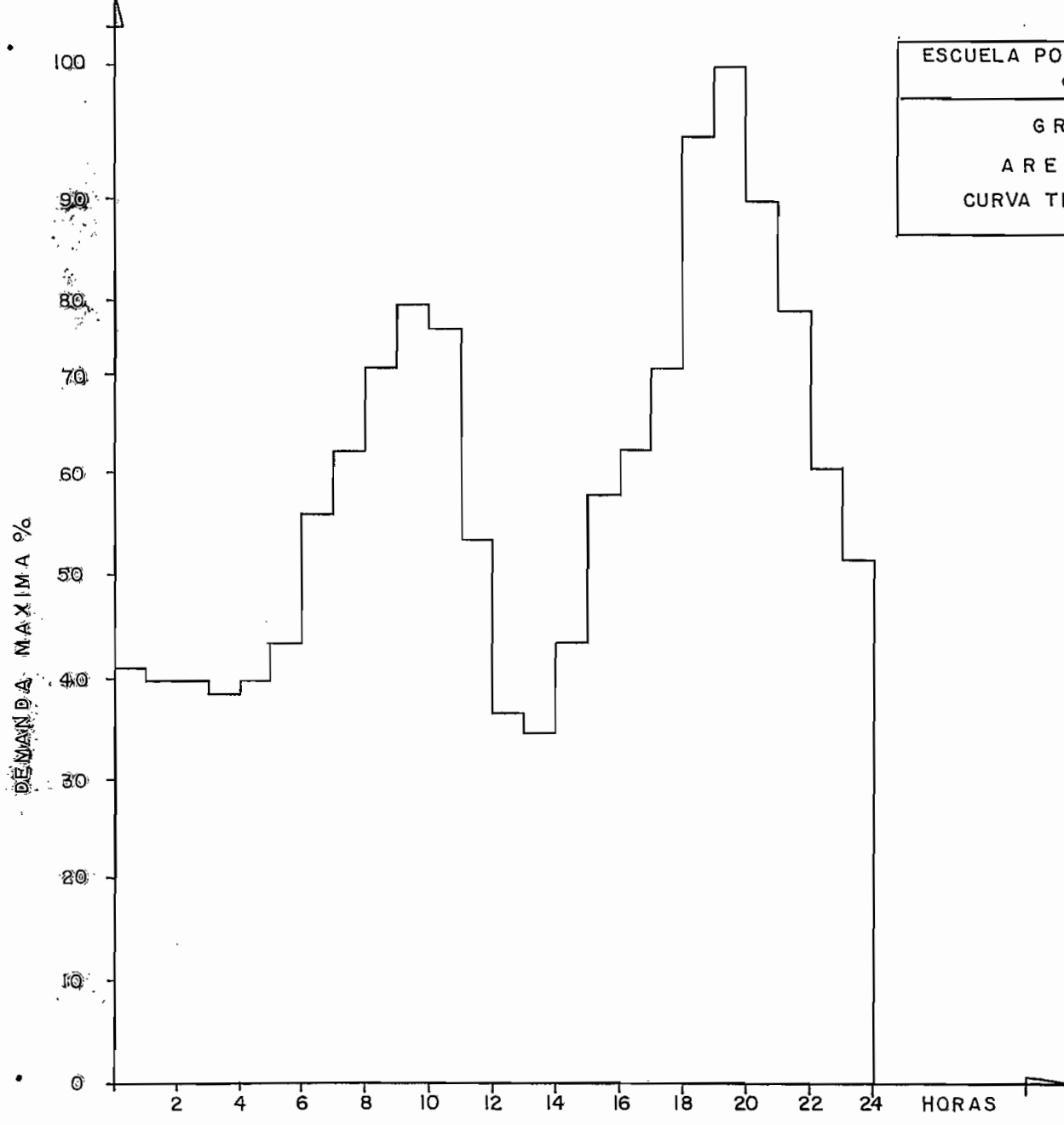
ANEXO Nº 2.2-2

A R E A P E T R O L I F E R A O R I E N T A L
P R O Y E C C I O N D E L A D E M A N D A .

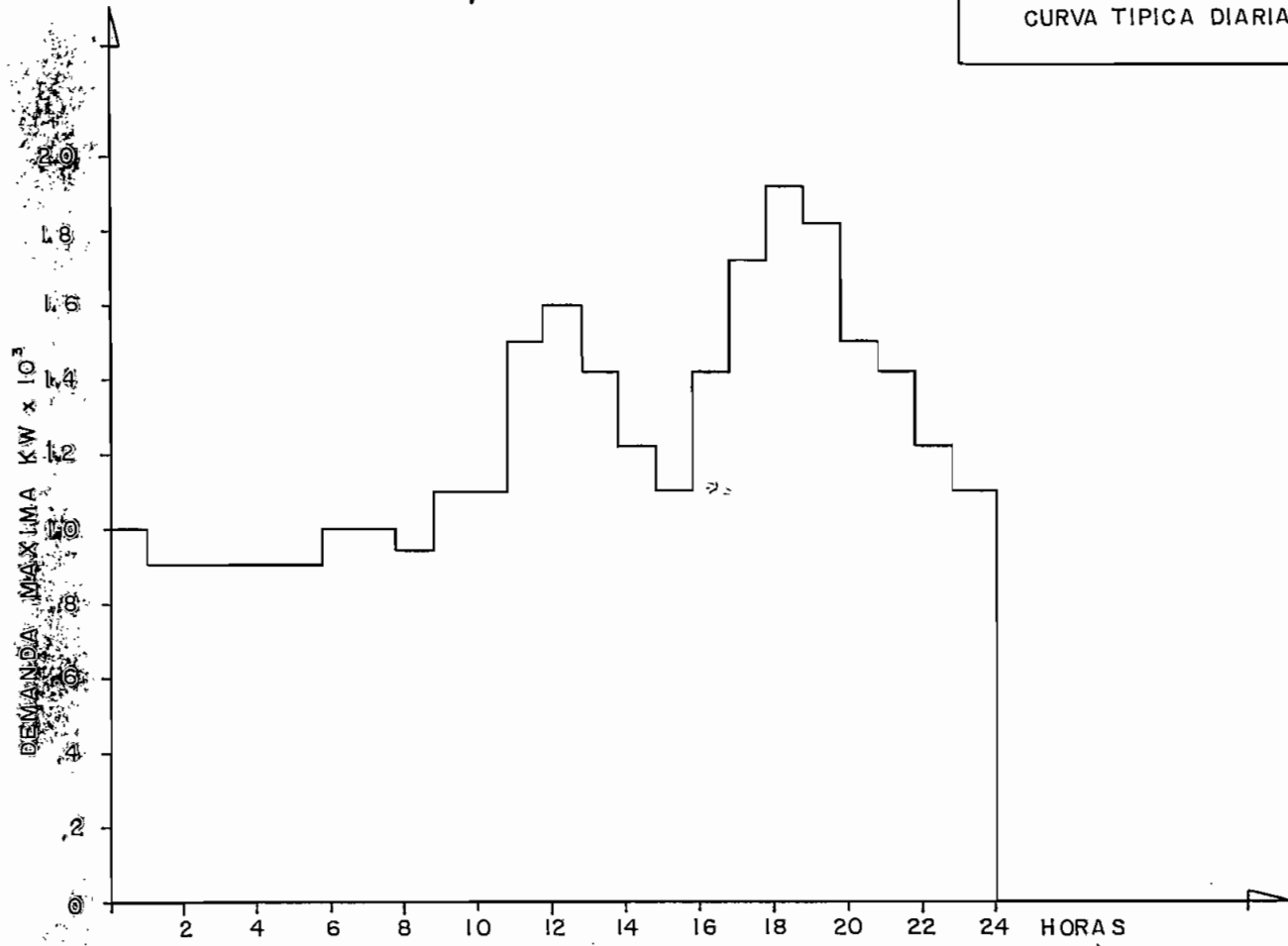
Años	Número de habitantes	Demanda Máxima (KW)	Evolución de la potencia instalada. (KW)	Vatios por habitante en demanda Máxima.
1968	7.080	240	370	33,9
1969	7.360	264	370	35,9
1970	7,660	290	370	37,8
1971	7.960	320	370	40,0
1972	8.280	350	570	42,4
1973	8.530	370		43,3
1974	8.780	390		44,4
1975	9.050	420		46,4
1976	9.320	440		47,2
1977	9.600	470		48,9
1978	9.890	500		50,6
1979	10.180	530		52,1
1980	10.490	560		53,4
1981	10.800	590		54,6
1982	11.130	630		56,6
1983	11.460	660		57,6
1984	11.800	700		59,3
1985	12.160	750		61,7

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL
QUITO-ECUADOR

GRAF N° 2.2-1
AREA DE QUITO
CURVA TIPICA DIARIA DE CARGA



GRAF. N° 2.2-2
AREA DE ANCON
CURVA TIPICA DIARIA DE CARGA



2.3.- CENTRALES EXISTENTES Y PROGRAMADAS PARA EL ABASTECIMIENTO DEL MERCADO.

En el campo de la electrificación, al Ecuador le corresponde el diecisieteavo puesto entre los 22 países americanos, pues esto representa realmente una situación negativa para el desarrollo industrial y económico del país, y es causado por una política de electrificación completamente equivocada basada en la dispersión de pequeñas centrales de generación en su mayoría térmicas a lo largo de todo el país, las mismas que a más de ser de pequeña potencia fueron atribución y obligación de los Municipios; sujetándose de esta manera a las limitaciones provenientes de la naturaleza misma de las Municipalidades.

Esta situación como en todas las ciudades del país, sucedió también en Quito, en que solamente desde el año 1955, se formó la E.E. Quito para servir a esta ciudad, logrando cierta independencia Municipal aunque no totalmente si tomamos en cuenta que uno de sus accionistas es precisamente el Municipio.

Centrales Existentes.-

La E.E. Quito, en sus comienzos por el año 1955 contaba con 2.080 KW instalados que corresponden a las siguientes centrales hidroeléctricas.

Guápulo	920 KW
Los Chillos	1760 KW
Guangopolo	9400 KW
Total	12.080 KW

Esta potencia instalada resultó ser insuficiente ya que en este mismo año la demanda máxima alcanzó 13.300 KW, por cuya razón se comenzó la construcción de una nueva central hidroeléctrica en Cumbayá con una primera etapa de 20.000 KW que entró a operar en 1961.

Además adquirió 7840 KW en varios grupos térmicos a diesel y arrendó 1.400 KW a la central de Machachi y Papallacta, con lo cual, la Empresa contaba en este año con 41.420 KW instalados. Con esta potencia el mercado de Quito, entró en una etapa de recuperación hasta que, en 1966 de nuevo la demanda máxima sobrepasó la capacidad instalada, razón por la que en marzo de 1967 entró en operación la segunda etapa de Cumbayá con 20.000KW adicionales que cubrió el mercado hasta el año 1.968, en que la demanda máxima alcanzó 49.400 KW, y la capacidad instalada fue de 61.320 KW, que incluyen 700 KW arrendados a la Central de Machachi y 700 KW, arrendados a la Central de Papallacta de propiedad particular.

En el año 1969 a pesar de tener una potencia instalada que satisface normalmente las demandas de Quito, sin embargo, la capacidad de generación de energía fue insuficiente para atender el mercado, mucho más aún en los meses de Agosto a Noviembre en que se debió racionar el servicio de la ciudad; esto se debe a la escasez estacional de caudal que impide a la central hidroel-éctrica, generar a plena capacidad; aquí nace la necesidad de disponer de centrales térmicas que complementen a las hidroeléctricas.

Centrales Programadas.-

Por otro lado, para atender el mercado de Quito está programada la instalación de centrales hidroeléctricas como la de Paschoa que entrará a operar en 1970 con dos unidades de 2.250 KW cada una, y la central de Nayón con dos unidades de 15.000 KW, cada una, que entrará a operar en el año 1971. Se tiene programado además, la construcción de proyectos hidroeléctricos mayores como son: Pisayambo, Toachi y Paute que servirán a casi toda la población ecuatoriana mediante grandes líneas de transmisión que los interconectarán.

Las centrales que servirán a la provincia de Pichincha, Carchi-Imbabura, Cotopaxi, Tungurahua y Chimborazo, son las del Proyecto Pisayambo cuya área de influencia se presenta en el anexo N° 2.3-1. Este Proyecto cuenta con dos centrales, la de Pucará y la de San Miguelito; la primera consta de dos unidades de 32.300 KW cada una y la segunda de dos unidades de 41.700 KW, totalizando 148.000 KW de potencia final, siendo el primer proyecto de esta magnitud que entrará a operar en el País.

Se prevé que en 1982, las dos centrales que forman el Complejo Pisayambo estarán en condiciones de satisfacer totalmente los déficits previstos, pero ya no podrán asegurar las reservas a la red, que hasta ese entonces se encontrará interconectada como se prevé en el Anexo N° 1.3-1, en el caso de averías de cualquier unidad, el mercado se vería nuevamente racionado, por lo tanto, es necesario que a partir de este año, nuevos grupos se integren al Sistema y entren a operar cumpliendo funciones complementarias de estas centrales o en último caso

como reserva.

En resumen, las centrales generadoras de potencia y energía eléctrica existentes y programadas en el área de Quito son las siguientes:

CUADRO Nº 2.3-1

CENTRALES EXISTENTES A 1969.

Nombre	Tipo	Ubicación	Propietario	Número de Unidades.	Año entrada operación.
Guápulo	Hidroel.	Guápulo	E.E. Quito	1 x 920 KW	1905
Los Chillos	"	Sangolquí	"	2 x 880 "	1922
Guangopolo	"	Guangopolo	"	2 x 1700 "	1937
				2 x 2000 KW	
				1 x 2000 "	1953
Cumbayá	"	Quito	"	2 x 10.000 KW	1961
				2 x 10.000 "	1967
La Carolina Diesel		Quito	"	7.840 "	-
" "	"	"	"	2 x 1.000 "	1969

Además, se arrienda 1.400 KW hidroeléctricos a Machachi y a la Central Papallacta.

CUADRO Nº 2.3-2

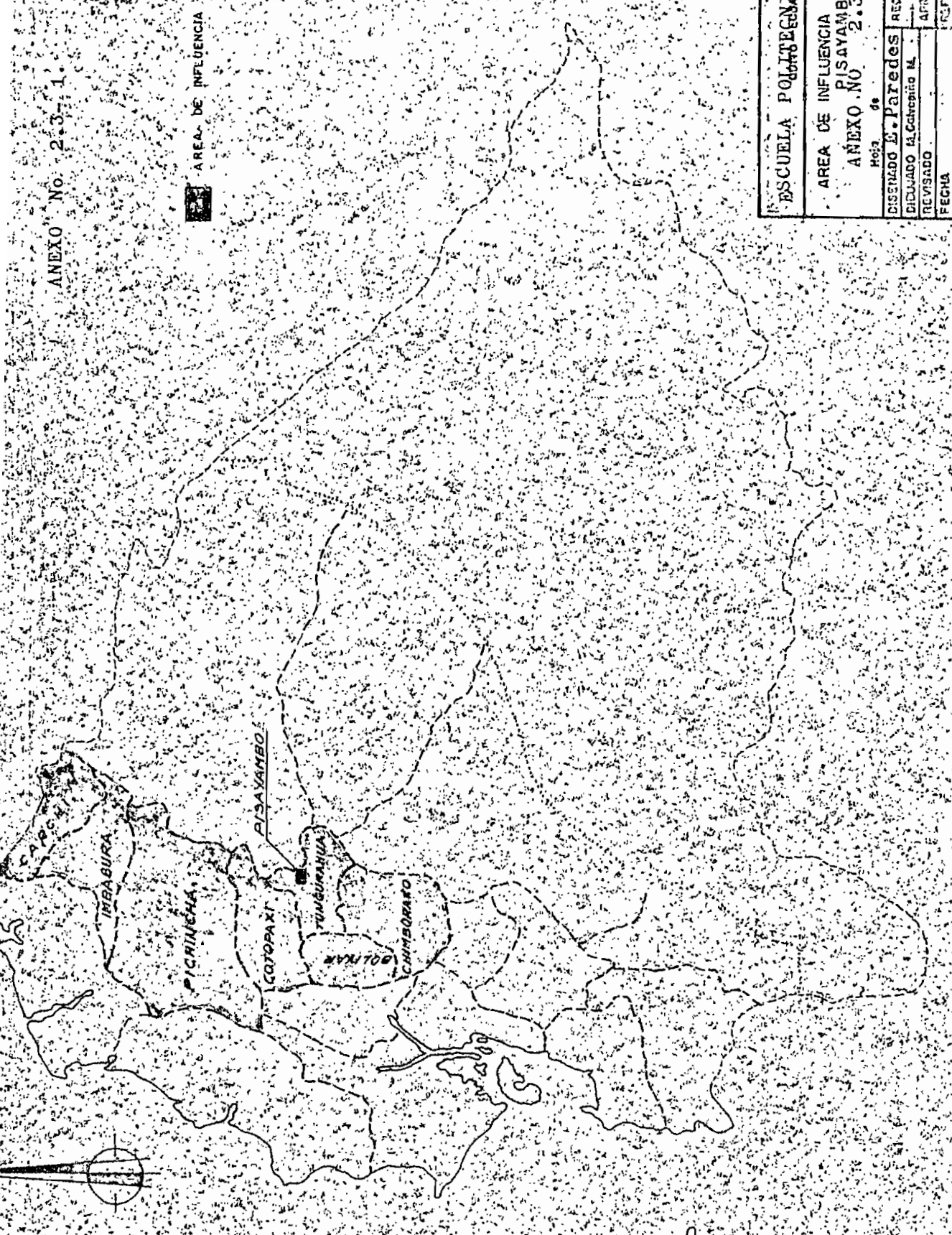
CENTRALES PROGRAMADAS.

Nombre	Tipo	Ubicación	Propietario	Número de Unidades.	Año entrada operación.
Pasochoa	Hidroel.	Quito	E. E. Quito	2 x 2250 KW	1970

Nayón	Hidroelec.	Quito	E.E. Quito	2 x 15.000 KW	1971
Pucará	"	Pisayambo	INECEL	2 x 32.300 KW	1974
San Miguelito	"	"	"	1 x 41.700 "	1977
				1 x 41.700 "	1979

En la Región Oriental no se disponen de datos estadísticos en razón de que no existen centrales de importancia, y tampoco existen programadas para un futuro próximo.

AREA DE INFLUENCIA



ESCUELA POLITECNICA N.

AREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

PISAYAMBO

ANEXO NO. 2.3-1

Hoja de

ENCUADRE

DISEÑADO E. Paredes

REVISADO

DISEÑADO M. Calderón M.

REVISADO

FECHA

PCF

2.4 DEFICITS DE POTENCIA Y ENERGIA Y CAPACIDAD DE GENERACION DE LA CENTRAL.

El mercado de energía de la zona petrolífera Oriental tiene que abastecer totalmente la central a gas; en cambio en el mercado de Quito, aunque esta bien atendido por la Empresa Eléctrica Quito, hay ciertas épocas del año, en que debe restringirse el servicio por la falta de caudal para abastecer la demanda requerida, es aquí donde la central a gas cumpliría un valioso complemento; por lo tanto, es necesario cuantificar el déficit de potencia y energía que debe cubrir la central térmica en los dos mercados.

Con tal objeto es necesario determinar la capacidad real de producción de potencia y energía eléctrica de las centrales existentes y programadas que estarán en funcionamiento cuando entre en operación la central a gas y posteriormente las que entrarán a operar junto a ella.

Según podemos ver en el gráfico N^o 3.1-1, las centrales existentes cubren la demanda hasta el año 1970 y las programadas de Pasochoa y Nayón cubrirán la demanda hasta comienzos del año 1974, año en el cual entrará a operar la primera unidad de la central a gas de 13.200 KW que cubrirán las necesidades de potencia y energía hasta fines de 1977.

Para poder obtener los déficits de potencia y energía, que debe cubrir la central a gas junto a otras programadas, a partir del año de su instalación, es necesario realizar un estudio de energía y el programa de operación de cada una de ellas en base a sus caudales utilizables.

Los caudales utilizables se obtienen mediante estudios hidrológicos

de las cuencas de los ríos que las abastecen analizando además, - las características físicas de las mismas.

La mayoría de las centrales que abastecen al mercado de Quito, es tan ubicadas en la cuenca del río San Pedro, la misma que ha sido objeto de un estudio hidrológico, detallado cuyos resultados harán uso en lo posterior.

La determinación de las capacidades de generación de energía y potencia de cada una de las centrales, supone la selección de un año cuyo régimen de caudales sea tal que condiciones similares se puedan esperar con bastante aproximación en los años futuros, o sea que se selecciona el año más seco con el fin de determinar los máximos déficits probables a obtenerse una vez hecha la selección, se realiza un análisis hidrológico, tendiente a encontrar los caudales medios mensuales disponibles y utilizables en este año, a partir de los cuales se calcula las correspondientes potencias medias mensuales y la capacidad de generación en las centrales existentes y programadas; los resultados finales, podemos encontrar en los anexos Nos. 2.4-1 y 2.4-2.

De los datos medios mensuales encontrados anteriormente, podemos hallar las disponibilidades de potencia y energías medias anuales cuyo resumen para Quito es el siguiente:

		Plantas hidráulicas		Plantas Term.	Total
		sin reg.	con reg.		
Potencias	MW	14,8	28,1	7,8	50,7
Energías	GWH	130,1	245,8	68,6	444,5

Conocidas las capacidades de generación de energía y potencia e -
léctricas de las centrales existentes y programadas al año 1974 en que
debe entrar la nueva central a gas; es necesario determinar la curva -
típica diaria de duración de carga que se presenta en el gráfico N^o -
2.3-1, para el mercado de Quito y en el N^o 2.4-2 para el mercado Orien
tal.

En la curva del gráfico N^o 2.4-1, las centrales con reservorios de
regulación se ubicarán en la parte superior para aprovechar al máximo -
su capacidad de generación ya que estas centrales en general, pueden -
trabajar con factores de operación más bien bajos, pero si existe exce
so de agua sobre la capacidad de los reservorios, ésta se utilizará en
producir potencia para la base de la curva de carga.

Las centrales de pasada, deberán utilizarse para la base de carga.
La curva del mercado Oriental debe ser cubierta totalmente con la cen
tral a gas, contrastando los valores de los requerimientos del mercado
y tomando en cuenta el despacho de carga tanto de las centrales de pa
sada como de las de regulación, se obtienen los déficits de potencia y
energía mensuales y anuales de todos los años que abarque el estudio.
Estos déficits deberán alimentar las nuevas centrales programadas in -
cluyendo la térmica a gas.

N^o se entrará a realizar los estudios detallados de energía y del
programa de operación de cada una de ellas, ya que los mismos se en -
cuentran terminados de antemano; por lo tanto, nos limitaremos tan so
lo a utilizar los datos obtenidos que se resumen en los siguientes cua
dros:

CUADRO Nº 2.4-1
CAPACIDAD DE SUMINISTRO DE POTENCIA Y ENERGIA DE QUITO.

Años	Centrales de pasada.		Centrales de regulacion.	
	MW	GWH	MW	GWH
1975	27,2	217,6	35,6	136,19
1976	27,2	217,6	39,5	134,9
1977	27,2	217,6	41,4	136,1
1978	27,2	217,6	43,7	139,1
1979	27,2	217,6	43,3	137,9
1980	27,2	217,6	47,5	134,3
1981	27,2	217,6	44,6	131,3
1982	27,2	217,6	52,6	126,4
1983	27,2	217,6	44,2	121,4

CUADRO Nº 2.4-2
DEFICITS DE POTENCIA Y ENERGIA DE QUITO.

Años	Requerimientos del mercado.		Factor de carga %	DEFICITS	
	Demanda.	Energía en subest.		MW	GWH
	MW	GWH			
1975	98,5	449,2	52,0	35,7	95,41
1976	103,8	464,7	52,0	37,1	112,2
1977	112,9	506,3	51,0(1)	44,3	152,6
1978	123,5	560,2	52,0	52,6	203,5
1979	135,4	614,8	52,0	64,9	259,3

1980	147,7	670,2	52,0	73,0	318,3
1981	163,3	741,2	52,0	91,5	392,3
1982	179,3	813,5	52,0	99,5	469,5
1983	194,8	892,0	52,0	123,4	553,0

En la curva de duración de carga del mercado de Quito, se coloca año por año aquellas potencias y energías y se determina los déficits en el período deseado. Para nuestro análisis tan solo mostraremos el programa para el año 1976 que se presenta en el gráfico N° 2.4-1, y que detalla el programa de operación y ubicación de las centrales en las curvas de carga.

Cubiertos los picos de la curva de carga con las centrales de regulación, y la base de la misma con las centrales de pasada y el exceso de energía de las de regulación; el déficit se presenta en la parte media y superior de la curva el cual debe cubrirse con la central a gas como se detalla en el gráfico N° 2.4-1 que presenta el programa de operación para el año 1976 en que estarán operando los dos grupos a gas junto a las plantas hidroeléctricas existentes en este año.

De estas suposiciones despréndese, el programa anual de trabajo de la central, que de acuerdo a las necesidades de energía debe ajustarse a dos tipos de operación que son los siguientes:

- a) Operación a plena carga durante 8.030 horas anuales.
- b) Operación a carga parcial durante 4.745 horas anuales.

De esta manera se completa 12.775 horas máquina al año, de acuerdo

al siguiente programa de operación de cada unidad:

UNIDAD Nº 1

100% de carga durante 14 horas/día y 5.110 horas/año.
 75 % de carga durante 1 horas/día y 365 horas/año.
 50 % de carga durante 6 horas/día y 2.190 horas/año.

UNIDAD Nº 2

100% de carga durante 8 horas/día y 2.920 horas/año.
 90 % de carga durante 3 horas/día y 1.095 horas/año.
 50 % de carga durante 3 horas/día y 1.095 horas/año.

En resumen los períodos de operación para la máquina Nº1 son de 5.110 horas anuales a plena carga; 365 horas al 75% de carga y 2.190 horas al 50% de carga. La máquina Nº2, deberá trabajar durante 2.920 horas a plena carga, 1.095 horas al 90% de carga y de 1.095 horas al 50% de carga. Las máquinas deberán trabajar periódicamente al 75 y 50% de carga.

Este programa arroja las siguientes cantidades de energía generada:

Unidad Nº	Carga %	Potencia MW	Tiempo de operación en horas	Energía generada. MWH anual
1	100	13,2	5.110	67.452
1	75	9,9	365	3.614
1	50	6,6	2.190	14.454
Subtotal			7.665	85.520
2	100	13,2	2.920	38.544
2	90	11,88	1.095	13.009
2	50	6,6	1.095	7.227
TOTAL			12.775	144.300

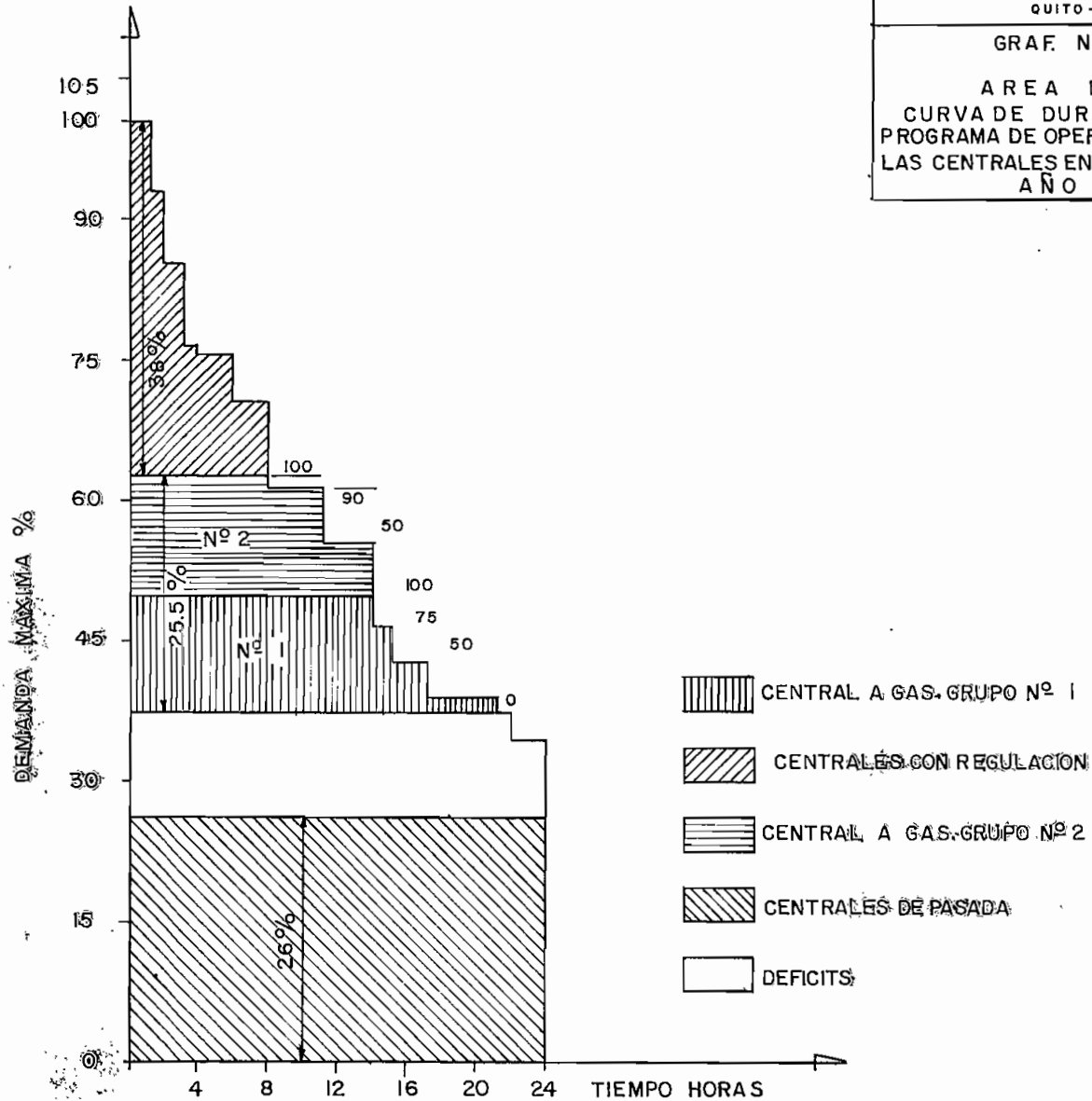
En el gráfico N° 2.4-1, podemos observar que los 26.400 KW de la central a gas, apenas alcanza a cubrir el 25% de la demanda total de potencia, existiendo aún un déficit que debe ser cubierto con otros tipos y fuentes de generación.

Se ha escogido el programa de operación descrito para las dos unidades, para aprovechar en mejor forma sus capacidades y rendimientos, pues estos alcanzan sus máximos cuando las unidades trabajan entre 60- al 90% de sus cargas nominales.

En cuanto se refiere al mercado de la Región Oriental que no se disponen de datos estadísticos de ninguna clase en razón de la inexistencia de centrales eléctricas; tan solo se espera obtener una curva de carga típica similar a otras áreas en donde se explota el petróleo, tal curva podemos ver en el gráfico N° 2.2-2 y la respectiva curva de duración de carga a continuación en el gráfico N° 2.4-2.

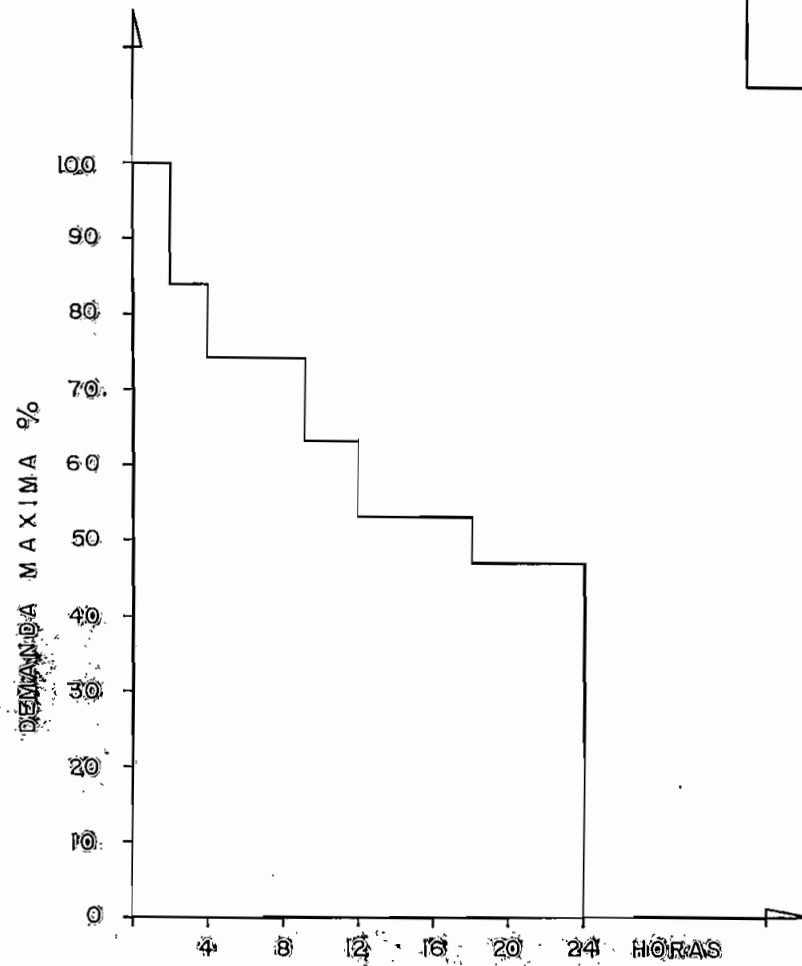
Encontramos claramente que la demanda máxima de este mercado es sumamente pequeña, prácticamente despreciable con relación a la demanda máxima de Quito, razón por la que posteriormente se tomará para el estudio tan solo el mercado de la ciudad de Quito con su típica curva de carga mostrada en el gráfico N° 2.4-1.

AREA DE QUITO
CURVA DE DURACION DE CARGA
PROGRAMA DE OPERACION Y UBICACION DE
LAS CENTRALES EN LA CURVA DE CARGA
AÑO 1976



GRAF. Nº 2.4-2

AREA DE ANCON
CURVA DE DURACION DE CARGA



LAS OBRAS DEL PROYECTO Y EVALUACION ECONOMICA.

- 3.1.- CURVAS DE DEMANDA Y PROGRAMA DE EQUIPAMIENTO .
- 3.2.- PRINCIPALES OBRAS A CONSTRUIRSE Y PRESUPUESTOS.
- 3.3.- ESTUDIO ECONOMICO.
 - 3.3.1.- CARGOS FIJOS DE INVERSION.
 - 3.3.2.- CARGOS VARIABLES DE EXPLOTACION.
- 3.4.- DETERMINACION DEL COSTO POR KWH GENERADO.

LAS OBRAS DEL PROYECTO Y EVALUACION ECONOMICA.

3.1.- CURVAS DE DEMANDA Y PROGRAMA DE EQUIPAMIENTO.

De los datos obtenidos en el capítulo II sobre la proyección de demanda y energía en el área de influencia del Proyecto; y de aquéllos sobre centrales existentes y programadas para el abastecimiento del mercado, podemos obtener la curva de demanda del sistema, sobre la cual se efectuará un programa aproximado de equipamiento.

Los resultados obtenidos para la proyección del área de Quito, se resumen en el cuadro Nº 3.1-1 siguiente:

CUADRO Nº 3.1-1

PROYECCION DE LA DEMANDA

AREA DE QUITO

Años	Energía en subestaciones (GWH)	Demanda máxima en subes- taciones (MW)
1967	196,8	45,2
1968	216,1	49,4
1969	239,4	53,1
1970	265,1	58,8
1971	292,1	64,1
1972	322,5	70,8
1973	358,1	78,6
1974	395,2	86,8

1975	437,1	96,0
1976	454,6	100,8
1977	495,8	109,9
1978	548,6	120,4
1979	602,4	132,2
1980	656,9	144,2
1981	726,9	159,6
1982	798,3	175,3
1983	875,6	190,4
1984	970,6	211,0
1985	1.067,2	232,0

Las cifras encontradas en los años 1.967 y 1.968, son correspondientes a datos estadísticos obtenidos en la Empresa Eléctrica Quito. S.A.,- Los resultados encontrados para la proyección de la demanda en el mercado de Quito para el período 1.967-1.985, mostrados, nos indican una tasa media de crecimiento anual de 9,5% para la demanda máxima y de 9,9% para las necesidades de energía en las subestaciones.

Claramente podemos encontrar que en el año 1.969, em mercado estuvo suficientemente atendido en lo que a potencia se refiere, pues mientras-

la demanda máxima alcanzó a 53,1 MW la potencia instalada fué de 63,3 MW; sin embargo en lo que a energía se refiere, este mismo año existió un déficit marcado, especialmente en la estación veraniega en que no existía - disponibilidades de caudal suficiente para poder generar la energía necesaria que cubra las necesidades del mercado.

Es precisamente en estos períodos críticos estacionales, en donde - las centrales térmicas adquieren gran importancia, pues ellas pueden ajustarse a los ciclos de carga de acuerdo a las disponibilidades de caudales en las centrales hidroeléctricas, y cubrir los déficits de potencia y energía en estos períodos de escasez.

En cuanto se refiere al mercado de la Región Oriental, debemos considerar la energía necesaria para abastecer el consumo de los pobladores de Santa Cecilia y de las poblaciones vecinas más cercanas, así como también la necesaria para la explotación petrolífera.

La proyección de la demanda de estos consumos se resume en el cuadro N^o 3.1-2.- siguiente:

CUADRO Nº 3.1-2

PROYECCION DE LA DEMANDA.

AREA DE LA REGION ORIENTAL.

Años	Número de habitantes.	Demanda máxima de los pobladores (KW)	Demanda máxima de la explotación (KW)	Demanda máxima total. (KW)
1968	7.080	240	---	240
1969	7.360	264	---	264
1970	7.660	290	---	290
1971	7.960	320	---	320
1972	8.280	350	---	350
1973	8.530	370	---	370
1974	8.780	390	1.900	2.290
1975	9.050	420	2.080	2.500
1976	9.320	440	2.280	2.720
1977	9.600	470	2.500	2.970
1978	9.890	500	2.740	3.240
1979	10.180	530	3.000	3.530
1980	10.490	560	3.290	3.850
1981	10.800	590	3.600	4.190
1982	11.130	630	3.940	4.570
1983	11.460	660	4.310	4.970
1984	11.800	700	4.720	5.420
1985	12.160	750	5.170	5.920

De los cuadros números 3.1-1 y 3.1-2, se desprende claramente --- que el mercado predominante es el de Quito, pues mientras éste alcan-- za una demanda máxima de 53.100 KW en el año 1.969; el mercado de la-- Región Oriental apenas alcanza 264 KW en este mismo año, incrementán-- dose a valores mayores tan solo desde 1.974, en que se ha programado-- la entrada en operación de las instalaciones para la explotación petro-- lera, sin embargo de lo cuál en el año 1.985 alcanza tan solo a 5.950- KW la demanda máxima, cifra que frente a los 232.000 KW que correspon- de al mercado de Quito para el mismo año, es sumamente insignificante-- por lo tanto, si tomamos para nuestro estudio solamente el mercado de- Quito sin tomar en cuenta por el momento, el Oriental que prácticamen- te no tiene influencia sobre el anterior, podemos llegar a resultados - satisfactorios; razón por la cual en adelante hablaremos solamente del mercado de Quito, como el representante del Sistema.

La proyección de la demanda y el programa de abastecimiento del - mercado de Quito, podemos ver claramente en el gráfico N° 3.1-1, el - mismo que incluye un programa de equipamiento con todas las centrales- hidroeléctricas existentes y programadas así como también con dos gru- pos de 13.200 KW cada uno que dispondrá la central a gas.

Estos grupos como podemos ver, se ajustan lo más cercanamente po- sible a la trayectoria de la curva de la proyección de demanda, dispo- niéndose naturalmente de un margen adecuado de seguridad.

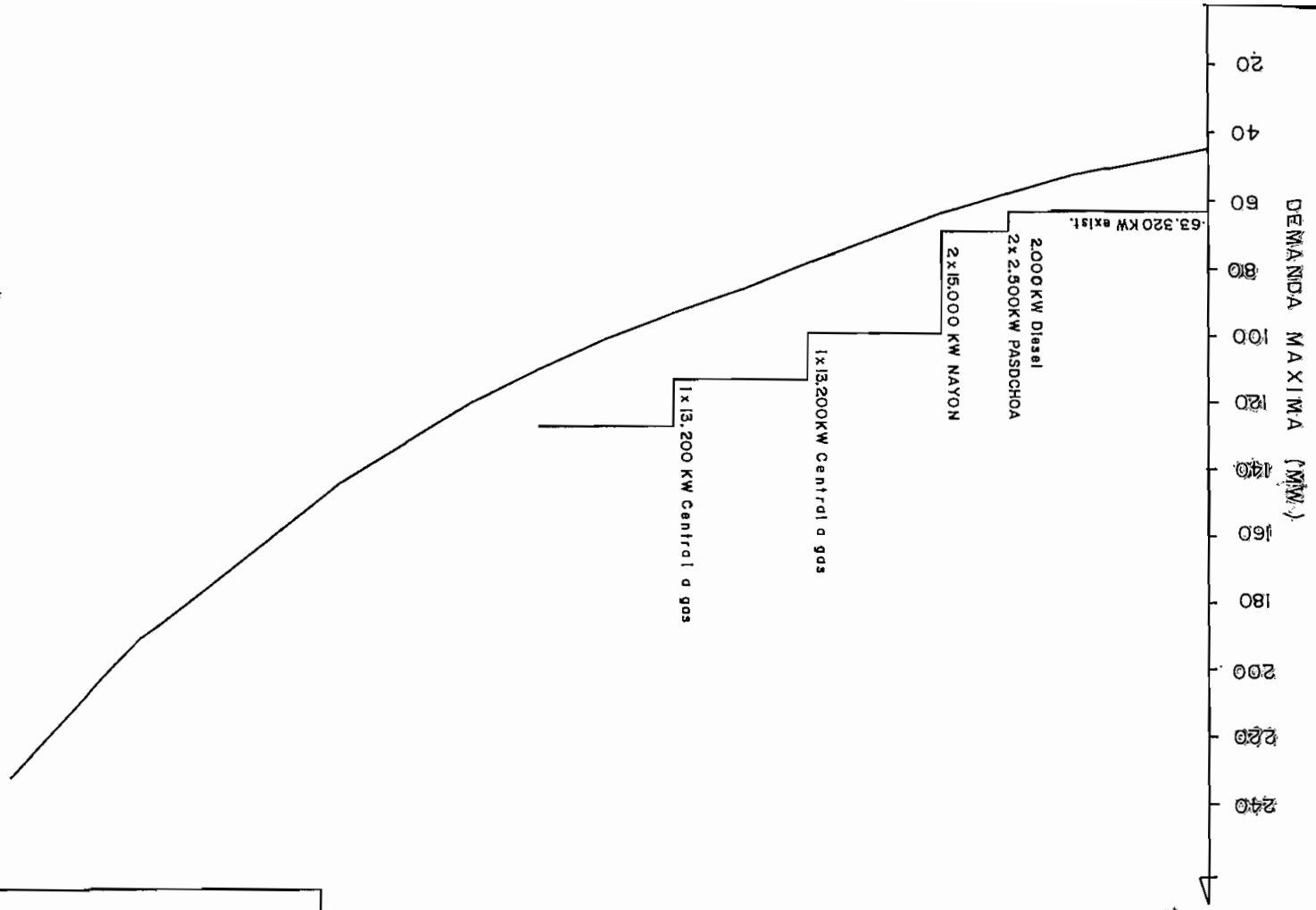
La división de los 26.400 KW, que se pueden obtener de esta cen - tral en dos grupos de 13.200 KW cada uno, permiten a la planta ser más flexible en su operación ajustándose más estrechamente a las variaciones

de carga que presenta el mercado.

Por otra parte si es que un grupo está fuera del servicio por algún desperfecto o por cualquier otra razón, permite que por lo menos el otro esté operando, mientras que el primero se repara o se hace mantenimiento de cualquier naturaleza.

Además, con esta división no es necesario realizar al comienzo de la construcción de la central, la inversión inicial total para los dos grupos; pues esto significaría una inversión amortizada, injustificada desde el punto de vista de la demanda, pues en el año 1974 tan solo se necesitan los 13.200 KW de un grupo, llegándose a necesitar el segundo solamente a partir del año 1976, según se desprende de la curva de demanda y programa de equipamiento que se detalla en el gráfico N^o 3.1-1.

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL
 GRAF 3.1-1
 AREA DE QUITO
 CURVA DE DEMANDA Y PROGRAMA DE EQUIPAMIENTO



3.2.- PRINCIPALES OBRAS A CONSTRUIRSE Y PRESUPUESTOS.

De lo previamente establecido se desprende que la central a construirse para el abastecimiento del mercado, consta esencialmente de grupos electrógenos accionados por turbinas a gas de 13.200 KW cada uno a instalarse en la Región petrolífera Oriental.

Como la potencia y energía generada debe transportarse hasta el centro de consumo que en este caso es Quito, se hace necesario la construcción de un sistema de transmisión, el mismo que es de una complejidad variable dependiendo de varios factores entre los cuales los más importantes son: el número de consumidores y la situación de estos con respecto a la central, así como también de la potencia a transportarse.

El sistema completo para transportar la energía puede dividirse en dos partes principales que son: Los Sistemas primarios de transmisión y los secundarios de distribución.

El sistema primario está formado generalmente por las líneas de transmisión que llevan corriente trifásica desde el cuadro de interruptores de la central hasta la subestación de llegada colocada cerca del lugar en que se entrega la energía a los consumidores, mediante las respectivas subestaciones.

La subestación es un medio indispensable para transformar el voltaje de generación al adecuado para la transmisión a larga distancia, así como también para transformar a los voltajes de distribución en las líneas de los distritos residenciales, comerciales, alumbrado pú-

blico, etc; junto a los consumidores; además sirve también para interconectarla con sistemas pr̄establecidos.

Los sistemas secundarios de distribución se extienden desde la subestación de llegada colocada cerca del centro de consumo hasta el contador del cliente pasando a trav̄ez de los transformadores de distribución que estan colocados estrat̄egicamente con respecto a un grupo de usuarios que lo abastecen.

Es necesario indicar que a veces pequeñas compañías de electricidad transmiten enerḡia a voltajes que hacen innecesario el uso de las subestaciones; pero en nuestro caso, por encontrarse la central ubicada a 210 KM. del centro de carga, es indispensable y necesario la construcción de la subestación de elevación, la línea de transmisión y la subestación de bajada junto a los consumidores, nuestro estudio abarcará hasta este punto sin incluir el sistema secundario de distribución, lo cuál, es con el objeto de comparar los precios de enerḡia de la Central a gas a nivel de subestaciones de llegada, con los grandes Proyectos hidroel̄ctricos de Paute y Pisayambo así como también, de las demás centrales t̄rmicas e hidroel̄ctricas existentes y cuyos datos se disponen por el momento a este mismo nivel.

Asumiendo que el factor de carga del centro de consumo Quito, no va variar de 0,8; las subestaciones de elevación junto a la central y la de bajada en el centro de consumo tendrán una potencia de 33.000 KVA, en relación con la potencia total de la planta.

Una vez así esbozado el panorama, nos resta conocer el voltaje

con el que se transmitirá la energía, pues es indispensable para el cálculo de los costos que posteriormente debemos realizar, por cuanto a mayores voltajes los costos de inversión inicial del equipo y de instalación y montaje tanto en subestaciones como en líneas de transmisión son mayores, pues el costo de transformadores, aisladores, disyuntores, switches, incrementan rápidamente con el aumento del voltaje a los rangos superiores, además, el incremento de la reactancia en los transformadores de llegada también tienden a contrarrestar la ganancia obtenida en la transmisión a más alto voltaje.

Sin embargo, habrá algún voltaje que deberá ser investigado y quedará las condiciones más favorables para incrementar la economía en la transmisión de potencia a alto voltaje.

No se pretende hacer un estudio detallado y completo de la selección del voltaje de transmisión de la línea, sino más bien se tratará brevemente los puntos más sobresalientes que nos permiten en una forma aproximada, realizar esta selección.

Al seleccionar el voltaje de transmisión se debe dar consideraciones primordiales a los voltajes presente; y probablemente futuros de otras líneas programadas en las vecindades, ya que se tienen posibilidades de interconectarlas con ellas o con futuros sistemas.

Se han efectuado estudios para determinar por medio de una expresión matemática, los voltajes de transmisión más económicos con todos los factores posibles a evaluarse, pero estos son tan numerosos que tal expresión resulta ser muy compleja difícil e insatisfactoria.

El camino más viable para determinar estos voltajes es hacer un estudio completo de los costos de inversión iniciales y de los de operación y mantenimiento correspondientes a varios voltajes de transmisión asumidos y a varios tamaños de conductores, en la práctica es innecesario escoger más de tres voltajes de transmisión para realizar estos cálculos que resultan ser muy largos y complejos.

Sin embargo, es posible y como una buena aproximación, llegar a resultados satisfactorios conociendo solamente la potencia a transmitirse y la longitud total del circuito de transmisión. Con estos datos existen tablas que dan una estimación primaria rápida del voltaje a transmitirse, del tamaño del conductor y la distancia entre ellos basados en un porcentaje de regulación aceptable.

En nuestro caso, se va a transmitir 26.400 KW en una longitud de 210 Km. (131 Millas), y haciendo uso de lo anteriormente indicado y en base a un 5% de regulación de voltaje, resulta como un conductor más económico el N^o 477 MCM espaciado 16,5 pies entre conductores para un voltaje de 138 KV.

Con el objeto de comprobar la veracidad de estos datos se ha realizado una revisión de las características físicas y eléctricas de las líneas de transmisión y de la carga que estas pueden llevar de acuerdo al número del conductor, la potencia a transmitirse, la distancia y el voltaje de transmisión que se presenta en los informes emitidos por la Federal Power Commission en su documento editado en 1.968 en forma de tablas como una guía para la selección de estos voltajes, con caídas de voltaje estandarizadas; en ellos tenemos que

para poder transmitir un carga de 33.750 KW, a una distancia de 167 - millas se necesita de un voltaje de 138 KV con un conductor N^o 477 - MCM, espaciado 16,5 pies entre conductores.

Podemos ver claramente la compatibilidad de los datos encontrados anteriormente, con estos que indican la factibilidad del Proyecto. Con estos antecedentes y en forma resumida tenemos que se deberán construir las siguientes obras principales:

CUADRO N^o 3.2-1

1.- GENERACION

CASA DE MAQUINAS.

EQUIPO ELECTROMECHANICO.

1 Grupo de 13.200 KW.

1 Grupo de 13.200 KW.

2.- TRANSFORMACION.

1 x 33.000 KVA 13.2/138 KV

1 x 33.000 KVA 138/44 KV.

3.- TRANSMISION 138 KV.

Línea Santa Cecilia-Borja-Papallacta-Quito (210 Km.).

P R E S U P U E S T O S .

La máquina a gas presenta en su aplicación características bien definidas que se transforman cuantitativamente en el factor fundamental del análisis del costo unitario de producción de energía, complementando naturalmente con la funcionalidad del equipo.

De aquí que es indispensable tomar ciertas bases fundamentales - de juicio y de costos para determinar los presupuestos en la adquisición, construcción y montaje de los equipos de la central a gas; bases que determinan los costos iniciales de inversión y los de operación y mantenimiento.

De un análisis preliminar realizado se deduce que la inversión inicial para la turbina a gas presenta los factores más ventajosos para su instalación con relación a las demás centrales térmicas.

Esta ventaja es aparente por las siguientes razones:

Por ser mecánicamente más sencilla y de menor peso que las demás especialmente en aquellas unidades de construcción del tipo Paquete; - el costo inicial es bajo por ser de menor peso, de forma más compacta que determina una inversión menor en material y en las estructuras - que son más livianas y baratas, el costo del transporte y manipulación es menor, lo mismo que el tiempo de fabricación y montaje, esta disminución del tiempo disminuye el pago de intereses y amortizaciones del capital.

Otro factor básico e indispensable es el tiempo de vida útil de la maquinaria, o sea el período en el cuál la operación de la misma - es satisfactoria técnica y económicamente. Este período realmente depende en mucho de las condiciones bajo las cuales opera y el tipo de mantenimiento que a ella se le asigne.

Lamentablemente en el Ecuador no existe aún una experiencia larga sobre este tipo de centrales, ésta más bien, se reduce a centrales con turbinas a vapor y con motores diesel, por esta razón, no se pue-

de aplicar datos concretos sobre la materia para nuestro medio, sin embargo y unicamente como base para el análisis económico posterior, se aceptarán datos sobre centrales a gas existentes en otros países y de una existente en Guayaquil de propiedad de la Empresa Eléctrica del Ecuador Inc. EMELEC.

Con el objeto de poder conocer los tiempos de vida útil de estos equipos se tomarán como base los períodos recomendados por el Standard Handbook for Electrical Engineers, que se resume brevemente a continuación:

CUADRO Nº 3.2-2.
DEPRECIACION Y VIDA MEDIA DE EQUIPOS.

DESCRIPCION	MINIMO		MAXIMO	
	% Deprec.	Vida útil	% deprec.	vida útil.
CENTRALES DIESEL.				
Terrenos y servidumbre	-	-	-	-
Edificios y estructuras	2,5	40	4	25
Instalaciones electrónicas	4	25	10	10
Depósitos de combustible	3	33	5	20
CENTRALES A VAPOR				
Terrenos y servidumbre	-	-	-	-
Edificios y estructuras	2	50	3,33	30
Instalaciones electromecánicas.	3	33	3	20
Depósitos de combustible	3	33	5	20

CENTRALES A GAS.

Edificios y estructuras	2	50
Calderos y condensadores	3,33	30
Compresores de aire.	4-5	20 - 25
Generadores	3-5	20 - 33
Turbinas a gas	6,7	15

LINEAS DE TRANSMISION Y SUBESTACIONES

Terrenos y servidumbre	-	-	-	-
Edificios y estructuras	2,5	40	4	25
Tipos de subestaciones	3	33	5	20
Postes torres y accesorios	3	33	5	20
Conductores	2,5	40	4	25
Carreteras, caminos y puentes.	2	50	5	20

SISTEMAS DE DISTRIBUCION

Terrenos y servidumbres	-	-	-	-
Edificios y estructuras	2,5	40	4	25
Equipo de subestaciones	3	33	5	20
Postes torres y accesorios	3	33	5	20
Conductores aéreos.	3	33	4,5	22
Conductores subterráneos	2	50	3	33
Transformadores de distribución	3	33	5	20
Acometidas para los consumidores	4	25	5	20
Medidores	5	20	7	14

instalaciones dentro de la

propiedad del cliente	5	20	10	10
Sistema de alumbrado público	5	20	10	10

INSTALACIONES GENERALES.

Terrenos y servidumbres.	-	-	-	-
Edificios y estructuras	2,5	40	4	25
Mobiliario y equipo de oficina	5	20	10	10
Equipo de transporte	10	10	25	4
Equipo de bodega.	5	20	10	10
Herramientas, equipo de taller y garage.	10	10	20	5
Equipo de laboratorio	5	20	10	10
Equipo de comunicaciones	10	10	15	7
Equipos diversos	5	20	10	10

COSTOS DE INVERSION DEL EQUIPO ELECTROMECHANICO

En esta parte se presenta información sobre costos de inversión de los grupos, proporcionados en base a datos actuales de costos para centrales existentes y para aquéllas que se encuentran en construcción o que están programadas para un futuro próximo dentro del período 1.969 - 1.974.

Para la construcción de una central, existe una amplia variación -

en los costos unitarios del KW, pues estos dependen de la localización tamaño, y número de unidades así como también de la clase del combustible a utilizarse, presiones y temperaturas de operación, tipo de edificios, previsiones para futuras expansiones y las condiciones bajo las cuales va a operar la planta, representan factores que tienen una influencia directa sobre los costos de inversión por KW.

Existen sitios en los cuales la combinación de fundaciones favorables, clima, agua y otras condiciones físicas hacen posible la construcción de plantas a costos considerablemente menores que otras de igual capacidad y características, en diferentes localizaciones. Datos proporcionados por fabricantes, encontrados en catálogos y existentes en la obra titulada Hidroelectric Power Evaluation, editada en 1.968 por la Federal Power Commission, presentamos a continuación en forma resumida:

CUADRO Nº 3.2-3
COSTOS UNITARIOS DE CENTRALES A GAS.

CAPACIDAD DE LA PLANTA	COSTO POR KW.
(MW)	\$/KW.
6,3	167
13,5	126
15,0	95
30,0	90
60,0	85
68,0	145
100,0	87,5
140,0	85,0

200,0	85,0
280,0	82,5

En esta lista se incluye también los costos de la central a gas - de 13.500 KW de propiedad de EMELEC.

Los costos adoptados para unidades pequeñas son en base a las llamadas unidades del tipo Paquete, en las cuales se incluyen también los valores de los ensamblajes.

Los costos por KW, para unidades grandes se acercan a las pequeñas, por cuanto el número de unidades grandes que se han vendido, ha sido muy pequeña comparada con el número de unidades pequeñas.

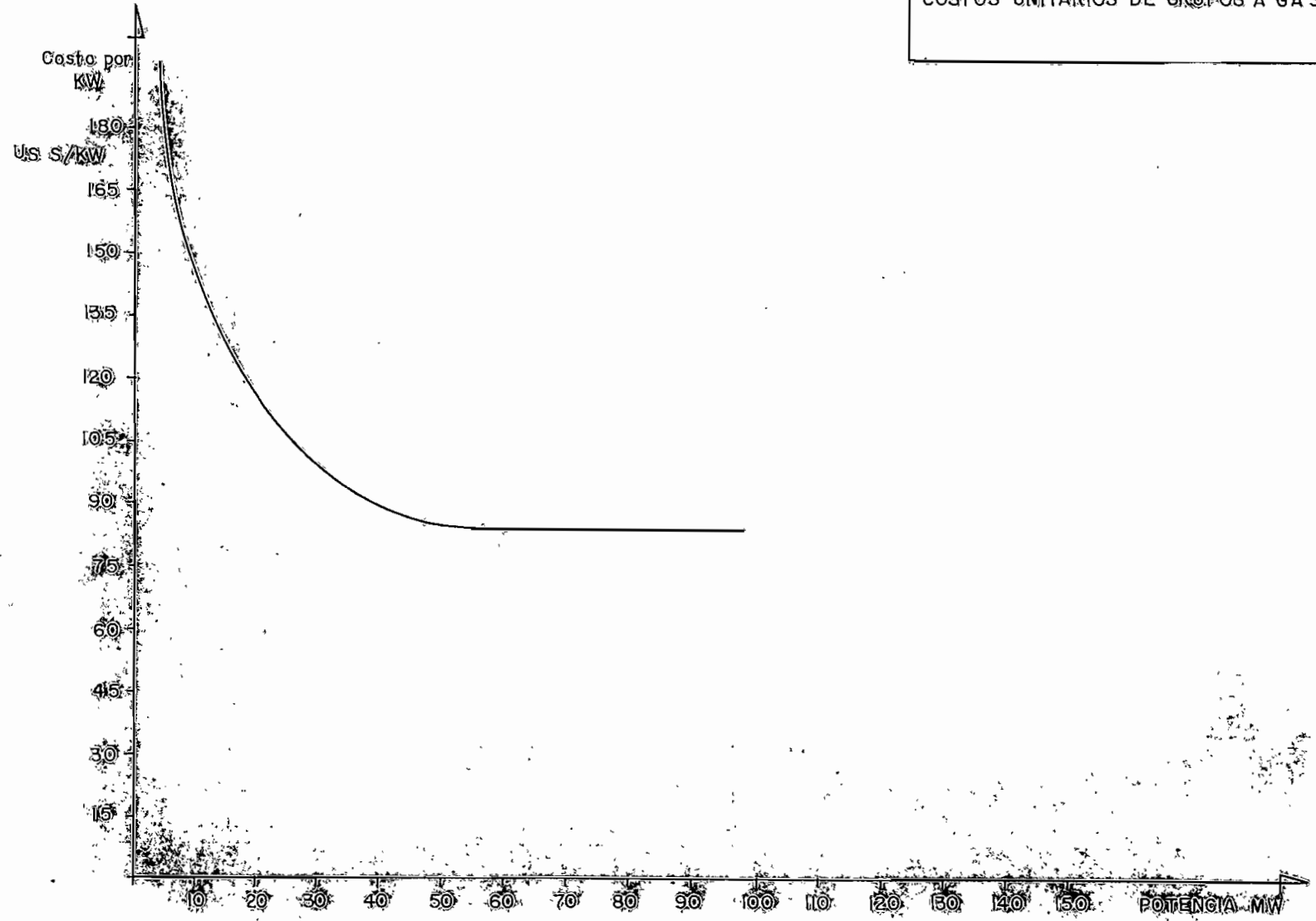
El número y tipo de unidades en una central así como la potencia afectan los costos unitarios, pues una instalación de una simple unidad puede costar desde 5 dólares a 10 dólares por KW más que una instalación de 4 unidades.

Los valores encontrados anteriormente se encuentran en el gráfico N° 3.2-1 a partir del cual se puede obtener el precio por KW para los grupos de 13.200 KW que se instalarán en la central a gas, resultando ser de 130 dólares por KW, valor unitario que ayuda a calcular el precio inicial que tendrá el equipo.

COSTOS DE INVERSION DE LINEAS DE TRANSMISION Y SUBESTACIONES.

A continuación se da información referente a costos de inversión de líneas de transmisión usadas para el transporte de energía eléctrica desde la central de generación hasta los centros de consumo. No es

COSTOS UNITARIOS DE GRUPOS A GAS



práctico dar costos para todos los tamaños de equipos y niveles de voltajes, ya que estos varían considerablemente de uno a otro e inclusive para obras de iguales características eléctricas y mecánicas.

Todos los costos estimados que encontraremos luego, incluyen una tolerancia del 15% para los costos de construcción e intereses durante la construcción; los valores encontrados son establecidos en reportes de Compañías Eléctricas, para obras de reciente construcción así como también correspondientes a licitaciones de nuevas construcciones que se encuentran en progreso o son propuestas para completarlas después de corto tiempo.

Los valores de inversión incluyen costos de instalación y de construcción presentados en reportes elaborados por un comité preliminar de trabajo de la National Power Survey.

INVERSIONES EN SUBESTACIONES.

En cuanto a inversiones en subestaciones de transformación se puede anotar que los valores que encontraremos, se basan en subestaciones representativas del tipo intemperie e incluyen costos de los transformadores y de los respectivos disyuntores y switches de interrupción para subestaciones que están construídas y programadas a diferentes voltajes y capacidad.

Para el presente estudio han servido de base los valores encontrados por la Federal Power Commission cuyo resumen es el siguiente, y se presenta a continuación en el cuadro N^o 3.2-4.

VALORES DE INVERSIÓN PARA SUBESTACIONES TÍPICAS.
(incluye 15% para generales)

Voltaje Nominal KV (Capacidad en KVA)		Transformadores.	Disyuntores.	Switches.	Total de subest.	Costo per Dólares	KVA /KVA
34,5 (5.000)	Equipo	22.430	66.280	11.625	100.535		
	Estructuras y accesorios.	30.665	51.525	23.975	106.165		
46 (10.000)	Total	53.095	117.805	35.600	206.500	41,3	
	Equipo	38.565	75.880	13.680	128.125		
	Estructuras y accesorios	45.285	74.995	34.550	154.830		
69 (20.000)	Total	83.850	150.875	48.230	282.955	28,3	
	Equipo	48.585	92.800	14.220	155.605		
	Estructuras y accesorios.	65.740	108.525	48.205	222.470		
138 KV (75.000) KVA	Total	114.325	201.325	62.425	378.075	18,9	
	Equipo	151.800	208.680	23.520	384.000		
	Estructuras y accesorios	144.280	302.615	97.685	544.580		
	Total	296.080	511.295	121.205	928.580	12,38	

Además de estos valores y con el objeto de ampliar la información y ajustarnos lo más posible a los costos en nuestro medio, sobre subestaciones, especialmente las de 138 KV en el lado de alta tensión que son las que se ha programado construir en el presente estudio, se ha realizado un análisis de obras similares que están programadas en el Ecuador para los Proyectos Toachi y Pisayambo; los resultados resumidos que se desprenden de los respectivos estudios de factibilidad son los siguientes:

CUADRO Nº 3.2-5

Costos de subestaciones de 138 KV

Subestaciones	Costo unitario Sucres/KVA
Quito I	450
Quito II	220
Pucará	114
San Miguelito	111
Costo promedio	224

Claramente podemos ver que el valor promedio de estas subestaciones a 138 KV en el lado de alta tensión, corresponde en forma muy aproximada al costo encontrado por la Federal Power Commission para esta clase de obras, por lo tanto se obtendrá una buena aproximación si tomamos 250 sucres por KVA como valor unitario para la subestación de elevación junto a la central y de 390 sucres por KVA para la subestación de bajada en el centro de consumo, lo cual permitirá calcular la inversión inicial de estas obras.

Los costos mostrados no se pueden considerar rígidos, pues de acuerdo al diseño básico de las subestaciones los costos deberán ser modificados. En general, estos datos proporcionan costos del equipo instalado con precios de manufactureros e incluyen costo de mano de obra estimada para la instalación completa.

Líneas de Transmisión.-

Los costos de construcción representativos para líneas de transmisión de corriente alterna a simple o doble circuito diseñados para rangos de voltajes desde 69 KV, hasta los 230 KV y que emplean postes de madera y hormigón así como torres de acero se dan a continuación:

CUADRO N^o 3.2-6

COSTOS DE INVERSION DE LINEAS DE TRANSMISION.

Voltaje	Conduct. ACSR en MCM.	C O S T O P O R M I L L A D E L I N E A			
		Postes, torres y accesorios	Conductores	Costos de construcción	Costo Total
		(1)	(1)	(1)	(2)
69	4/0	12.600	3.900	16.500	19.000
138	477	23.100	7.600	30.700	35.300
230	795	16.300	13.300	29.600	34.000

(1) Son valores en dólares.

(2) Son valores en dólares, e incluyen el 15% para gastos generales.

Estos datos, representan costos de inversión estimados y de construcción actuales para algunas líneas de transmisión nuevas puestas en servicio durante el año en que se editó el reporte. Las líneas se

encuentran dentro del rango de 15 a 175 millas de longitud y sus costos han sido revisados con los análisis continuos de los datos de constructores y de las licitaciones de construcción para diferentes tipos de Proyectos.

Con el objeto de llegar a estimaciones más exactas sobre los costos de las líneas de transmisión en el País, se ha realizado un análisis de los estudios de factibilidad de los proyectos Toachi y Pisayambo cuyas líneas de interconexión con Quito también están programadas a 138 KV; de este análisis se obtuvo los costos unitarios siguientes de las líneas en mención:

CUADRO Nº 3.2-7

RESUMEN DE COSTOS UNITARIOS DE LINEAS DE TRANSMISION

A 138 KV

Líneas	Costo unitario Sucres/Km.
Quito - Latacunga	358.300
Quito - Toachi	393.800
Toachi-Santo Domingo-Quevedo	244.200
Quevedo-Portoviejo	227.900
Quito - Otavalo	250.000
San Miguelito-Pucará-Quito	447.228

De estos datos, y de los encontrados anteriormente para obras similares, podemos deducir un precio unitario, cuyo valor promedio alcanza aproximadamente a \$ 350.000 por kilómetro para líneas de 138 KV valor que se utilizará para los cálculos posteriores.

COSTOS EN MONEDA LOCAL.

A más de los desembolsos en moneda extranjera que se deben realizar para la adquisición del equipo, es también necesario analizar brevemente los gastos a efectuarse en moneda local, necesarios e indispensables para la construcción de la casa de máquinas, para el pago del transporte, seguros e impuestos de los equipos; la instalación y montaje de los mismos, además de los respectivos gastos en estudios e inversiones generales.

En lo que se refiere a la construcción de la casa de máquinas, podemos anotar que su costo varía de acuerdo al espacio requerido y a las características técnicas del equipo, pues la central a gas siendo tan compacta requiere de muy poco espacio, por esta razón, y de acuerdo con los datos proporcionados en el reporte de Energía Internacional de Abril de 1969, los espacios necesarios para estas obras varían de 0,01 a 0,02 metros cuadrados por KW y de 0,1 a 0,2 metros cúbicos por KW respectivamente, a un costo unitario aproximado de 65 dólares por metro cuadrado de construcción; el valor de la inversión se encuentra en el cuadro N^o 3.2-8 en el que se incluyen los valores en moneda local y divisas para cada una de las obras.

Costos de transporte, seguros e impuestos.-

Estos costos se refieren al transporte hasta Guayaquil, pago de bodega e impuestos respectivos, que según se desprende de trámites de importación de equipos similares en el País, se estima en un 4% del valor FOB del equipo .

Adicionalmente hay que considerar el costo del transporte desde Guayaquil o desde el puerto de desembarco, que para nuestro caso será Esmeraldas, hasta el lugar de instalación, lo cuál viene definido de acuerdo a los pesos brutos del equipo y a la distancia a ser transportado, en un valor aproximado de \$15/KW más 30 sucres por cada Km. transportado.

En lo que se refiere a los gastos en estudios, se ha fijado de acuerdo a un porcentaje dado en tablas en que se establecen los honorarios respectivos en relación al costo de la obra. Para las inversiones en imprevistos y generales se ha fijado en un porcentaje de los costos anteriores que según los datos del Proyecto Pisayambo ascienden a un 15%.

Todos estos valores no se los pueden considerar como rígidos, por cuanto pueden alterarse rápidamente especialmente cuando hay tendencias inflatorias de la moneda, por lo tanto, es necesario realizar revisiones periódicas sobre costos para no introducir mayores errores que puedan afectar considerablemente al Proyecto; por el momento y con suficiente seguridad se utilizarán los valores indicados que son los representativos actuales, los mismos que en forma resumida se presentan en el cuadro N° 3.2-8.

PRINCIPALES OBRAS Y PRESUPUESTO ESTIMADO

Cuadro N° 3.2-8

	P R E S U P U E S T O		
	N. Local	Divisas	Total
	(Miles de Suces)		
1. GENERACION			
Casa de máquinas	550	-	550
Equipo electromecánico			
1 x 13.200 KW	1.550	31.200	32.750
1 x 13.200 KW	1.550	31.200	32.750
2. TRANSFORMACION			
1 x 33.000 KVA 13.2/138 KV	1.650	6.600	8.250
1 x 33.000 KVA 138/44 KV	2.570	10.300	12.870
3. TRANSMISION			
Santa Cecilia-Baeza-Papallacta-Quito			
(210 Km.)	36.750	36.750	73.500
4. ESTUDIOS	450	-	450
5. INVERSIONES GENERALES	720	1.680	2.400
6. TOTAL	45.790	117.730	163.520

3.3 ESTUDIO ECONOMICO.

En todo estudio y proyecto que se efectúe, los factores preponderantes bajo los cuales se pueden juzgar las ventajas o desventajas de uno o varios equipos, son los técnicos y los económicos; en el presente caso de generación de energía eléctrica y dentro del aspecto económico, el factor preponderante es el costo del KWH, que puede arrojar la central, el mismo que analizaremos para la central a gas con el objeto de comprar con los precios de otras centrales térmicas y aún hidráulicas existentes y programadas.

De los resultados que se logren obtener se desprenderá la conveniencia o inconveniencia del Proyecto, transformándose cualquier ventaja o desventajas técnica en ventaja o desventaja económica.

Los aspectos fundamentales que inciden en el analisis económico de la generación y distribución de energía eléctrica y por tanto directamente en el costo de la energía que se vende al consumidor, son los gastos que se deben realizar para el efecto y cuyo resumen es el siguiente:

- a) Gastos generales.
- b) Gastos de operación.
- c) Gastos de distribución.
- d) Utilidad de inversión.

Los gastos generales están supeditados a las características y magnitud del Proyecto y a las tarifas ordinarias de financiamiento, y es una cantidad que se la considera fija e independiente del volumen de producción; no así los gastos de operación y mantenimiento que están direc-

tamente relacionados con la producción de energía y con los rendimientos de la central.

Los gastos de distribución son proporcionales al número de consumidores e independientes de la inversión inicial de la central, y de los KWH producidos. En el presente estudio, no se incluirán estos gastos por cuanto la evaluación económica será únicamente a nivel de subestaciones de llegada cerca del centro de consumo.

La utilidad para la inversión, es el rendimiento económico que se espera obtener del capital que se ha invertido, pero que para el presente caso no se espera obtener ninguno, ya que este se lo obtendrá de la explotación petrolífera.

En resumidas cuentas, tenemos que analizar los gastos generales o cargos fijos de inversión y los gastos de operación o cargos variables de explotación de la central que se traducen en factores conocidos y predecibles cuyo valor puede expresarse en sucres; pero debemos tomar en consideración que además existen otros factores cuyo costo no puede ser expresado en sucres y son los llamados factores de juicio, que están supeditados exclusivamente al buen criterio del ingeniero, el que los tomará de acuerdo a los riesgos de cualquier naturaleza que puedan existir, entre los cuales se prevén riesgos en el tiempo de entrega y condiciones de embarque de los equipos; disponibilidades del personal técnico, complicaciones laborales, crecimiento de las necesidades futuras, etc.

3.3-1 CARGOS FIJOS DE INVERSION.

Los cargos fijos de inversión son todos aquellos costos constantes y proporcionales al capital invertido y que por su naturaleza, son independientes de la producción. Estos cargos corresponden a los siguientes rubros:

- 1) Depreciación.
- 2) Interés del capital invertido.
- 3) Seguros e impuestos.
- 4) Operación y mantenimiento preventivo.

Los costos arriba mencionados, aparecen por el hecho de invertir un capital necesario para la construcción de la central y son los que originan una carga fija anual que debe ser amortizada con los fondos provenientes de la venta de energía.

1) Depreciación.-

La depreciación es la pérdida de valor que sufre una maquinaria o equipo debido al uso, al desgaste que sufren sus partes, ocasionados por agentes externos como son: el rozamiento, el aire, el tiempo de funcionamiento, etc.

Se distinguen dos clases de depreciaciones: la depreciación física y la funcional.

La depreciación física es debida al desgaste que sufren sus elementos al entrar en operación, y a la acción del tiempo sobre el equipo que sufre un decaimiento en su funcionamiento normal.

La depreciación funcional depende de la obsolescencia y el inade -

cuamiento.

Se entiende por obsolescencia de una maquinaria, al hecho del apareamiento de modernos equipos, por nuevos métodos de fabricación que proporcionan máquinas de mejor calidad y rendimientos que las existentes, obligando a que este equipo sea digno de reemplazar por el nuevo.

El inadecuamiento, se presenta si la máquina está sobredimensionada, para el mercado que abastece, o también el caso contrario que sea subdimensionada. Al adquirir los equipos de la central se están realizando inversiones de capital que deben ser recuperados en el período de vida útil durante el cuál, la maquinaria se pueda utilizar en condiciones eficientes y seguras.

Con el objeto de recuperar los capitales invertidos se origina una carga fija llamada cuota anual de depreciación, la cuál recuperará el capital total durante el periodo de vida útil de los equipos. Para calcular las cuotas de depreciación anual existen varios métodos que toman en cuenta la inversión inicial en cada una de las obras, la misma que, se quiere recuperar, la vida útil de los equipos, los intereses y el valor residual de los mismos, que en el presente caso y por seguridad de la inversión se adoptará un valor igual a cero.

Para cuantificar las cuotas anuales de depreciación utilizaremos el método lineal que distribuye la cantidad a depreciarse, uniformemente en todos los años de vida útil de la maquinaria en forma de cuotas anuales que recuperarán los capitales inicialmente invertidos en: generación, transformación, transmisión e inversiones generales.

El cálculo de las cuotas anuales de depreciación por el método -

lineal se lo realiza de la siguiente manera:

Cuota anual de depreciación = C.

Costo inicial del equipo = Ci.

Valor residual del equipo = Cn.

Tiempo de vida útil de la
maquinaria. = N.

$$C = \frac{Ci - Cn}{N} \quad \text{Pero para el presente caso } Cn = 0$$

$$C = Ci/N/$$

CALCULO DE LAS CUOTAS DE DEPRECIACION.

Generación.-

Capital invertido en la casa de máquinas = \$/ 550 x 10³

Vida media de la casa de máquinas = 25 años.

$$C_1 = \frac{550 \times 10^3}{25} = 22 \times 10^3 \text{ sucres.}$$

Capital invertido en equipo electromecánico = \$/ 65.500 x 10³ sucres

Vida media de los equipos. = 15 años.

$$C_2 = \frac{65.500 \times 10^3}{15} = 4.367 \times 10^3 \text{ sucres.}$$

Cuota de depreciación en generación = C_g = \$/ 4.389 x 10³.

TRANSFORMACION

Capital invertido en transformación de elevación = \$/ 8.250 x 10³

Vida media de los equipos. = 25 años.

$$C = \frac{8.250 \times 10^3}{25} = 330 \times 10^3 \text{ sucres.}$$

Capital invertido en transformación de reducción = \$ 12.870 x 10³

Vida media de los equipos = 25 años

$$C = 12.870 \times 10^3 = 515 \times 10^3 \text{ sucres.}$$

Cuotas de depreciación en transformación = \$ 845 x 10³ sucres.

TRANSMISION.

Capital invertido en la línea de transmisión = \$ 73.500 x 10³

Vida media de los equipos. = 25 años

$$C = \frac{73.500 \times 10^3}{25} = 2.940 \times 10^3 \text{ sucres}$$

Cuota de depreciación en transmision = \$ 2.940 x 10³

INVERSIONES GENERALES

Capital invertido en gastos generales = \$ 2.400 x 10³

Vida media. = 10 años.

$$C = \frac{2.400 \times 10^3}{10} = 240 \times 10^3 \text{ sucres.}$$

En resumen tenemos:

CUADRO Nº 3.3.1-1

CUOTAS DE DEPRECIACION . (miles de sucres)

Generación	\$ 4.389
Transformación	845,0
Transmisión	2.940,0
Inversiones generales	240,0
Total	8.414,0

2) Interés del capital invertido.-

Los desembolsos realizados durante el tiempo en el que se puede acumular un fondo de amortización para recuperar la inversión de la central, se los puede considerar como un préstamo sobre el cual tendremos que pagar intereses a los tipos ordinarios de tasas, debiéndose tomar en consideración dos tipos de intereses, los que se deberán pagar por concepto de préstamos en moneda local y aquéllos por divisas.

Generalmente los préstamos en divisas que cubrirán los valores de los equipos, aunque no son ventajosos, pero son cotizables a un interés más o menos bajo que oscila entre 3, 5, 6 y 8% anual. No así los préstamos locales que difícilmente se obtienen y a un valor del 10 y 12% aún más. Para el cálculo de interés se tomará en cuenta un valor medio de la cantidad total que hay que desembolsar, por cuanto este rubro es alto en los primeros años y va disminuyendo paulatina mente en los años posteriores conforme se amortiza la deuda.

En resumen, el pago de intereses de todo el capital invertido calculado de la manera antes indicada será el siguiente:

CUADRO Nº 3.3-1-2

CALCULO DE INTERES (miles de sucres)

Cantidad invertida	Tipo de interés %	Interés total
Moneda local \$ 45.790	10	3.150
Divisas \$117.730	6	4.540
Total 163.520		7.690

3) SEGUROS E IMPUESTOS.

Además de los cargos anteriores, también tendrá que pagarse seguros e impuestos con las tarifas respectivas, pero en general no constituye un gasto fuerte, excepto cuando las centrales están situadas en terrenos de mucho valor; estos costos son proporcionales también a la capacidad de la central. En todo caso el valor de los impuestos se ha incluido en los costos iniciales de los equipos.

4) OPERACION Y MANTENIMIENTO.

En ciertas ocasiones hay que utilizar mano de obra y materiales imputables al mantenimiento preventivo o sea al cuidado y protección de la inversión, lo cual se realiza con personas especializadas que originan una carga fija de inversión, pero que en nuestro caso el rubro es de menor importancia.

En resumen los gastos fijos de inversión son los siguientes:

CUADRO Nº 3.3-1-3.

Depreciación	\$ 8.414 x 10 ³
Interés	\$ 7.690 x 10 ³
Total	\$16. 104 x 10 ³

Los costos fijos enumerados, al comparar con los costos variables representan una cantidad considerable, porque la central funciona unas pocas horas al año, solamente para cubrir los picos de la curva de carga; representando así los costos de mayor significación - mientras que los variables representan una cantidad de menor conside

ración porque la central funcionará unas pocas horas al año; pero si funcionara durante miles de horas anuales, estos son los decisivos, - en cuyo caso el costo del combustible adquirirá gran importancia.

Por lo tanto, como la central programada en nuestro estudio es para cubrir la parte superior de la curva de carga, los costos fijos son los decisivos, mientras que los variables aunque no se modifican en estas condiciones de funcionamiento, representan una cuota más modesta del costo total, como se podrá verificar más adelante.

3.3-2 CARGOS VARIABLES DE EXPLOTACION.

Los cargos variables de explotación son aquéllos que se originan específicamente para la producción de energía, para mantener funcionando a la maquinaria, y dependen exclusivamente de la producción o volumen de generación, así como del número de consumidores y cantidad de energía vendida.

Estos costos están estrechamente relacionados con el rendimiento de la maquinaria, así un mayor rendimiento del grupo representa automáticamente un ahorro en combustible y por lo tanto una reducción de los costos de operación; lo cuál en general tiene una influencia directa en el costo final del KWH, generado por el valor del combustible consumido y por el mantenimiento que requieren los equipos.

Los factores principales que se consideran en los gastos variables de explotación de la central son los siguientes:

- 1) Costos del personal de operación
- 2) Costos del combustible consumido.

- 3) Costos del aceite lubricante.
- 4) Costos del agua de refrigeración.
- 5) Costos de mantenimiento.

1) COSTOS DEL PERSONAL DE OPERACION

El equipo instalado requiere para su operación de personal técnico y especializado capaz de mantener funcionando satisfactoriamente la central, personal que, ocasiona gastos por los salarios correspondientes que percibirá.

Realmente estos gastos dependen en mucho de las facilidades que presente el equipo para ser operado automática o manualmente; si es operado automáticamente, el equipo reduce el número de operadores y por lo tanto, el pago de estos conceptos, aunque se aumente la inversión inicial de los equipos necesarios para el control automático.

En la actualidad en el país, aún no se dispone de experiencia suficiente en el manejo de centrales a gas y se considera el personal necesario para una central que opere en forma semiautomática, dejando posibilidad para convertirla en completamente automática, ya que estas centrales a gas presentan las mejores posibilidades que ninguna otra para ser operada automáticamente; el número de personas requeridas y sus salarios respectivos encontrados a partir de sueldos típicos del personal de operación para esta clase de labores en el Ecuador, se detallan en el cuadro N^o 3.3-2-1 en el que se incluye el personal necesario para generación, transformación y transmisión.

LISTA DE PERSONAL DE LOS SERVICIOS DE COMUNICACIONES GENERALES

Categoría	Número	Sueldos (generales)		Sueldo	Aportes patronales 9.5%	Total anual sueres
		13 ^o	14 ^o			
S E R V I C I O S D E C O M U N I C A C I O N E S G E N E R A L E S						
Ingeniero	1	7.500	90.000	15.000	8.550	115.550
Ingenieros	1	1.300 ^{3/4}	90.400	14.400	8.200	109.000
Aspirantes	1	1.300 ^{3/4}	86.400	14.400	8.200	109.000
ayudantes	1	1.100 ^{3/4}	52.800	8.200	5.610	66.610
operario	1	1.000	12.000	2.000	1.140	15.140
Subtotal	14	22.500	727.600	54.600	31.100	413.300
S E R V I C I O S D E C O M U N I C A C I O N E S D E T R A N S M I S I O N						
Capatáz	1	2.100	25.200	4.200	2.400	31.800
Líderes	5	1.600 ^{3/4}	90.000	16.000	9.100	121.100
ayudantes	5	1.100 ^{3/4}	66.000	11.000	6.500	83.500
operarios	1	1.800	21.600	3.600	2.000	27.200
operarios	2	1.000 ^{3/4}	21.000	4.000	2.300	30.300
Subtotal	14	19.400	252.800	38.800	22.100	293.700
Total	28	41.900	980.400	93.400	53.200	707.000

Por lo tanto, los gastos por personal necesarios para operar la central, las subestaciones y la línea de transmisión asciende a 880.000 sucres anuales, agregada la cantidad de un 20% a los valores encontrados, para imprevistos.

2) COSTOS DE COMBUSTIBLE.

Con el fin de calcular el costo del combustible consumido es necesario conocer el programa de operación anual de la central que nos indicará la cantidad de energía a generarse, a partir de la cuál se puede calcular el volumen de combustible necesario para generar dicha cantidad de energía. Para el efecto, en el capítulo segundo encontramos que las unidades deberán trabajar de acuerdo al siguiente programa anual.

CUADRO Nº 3.3-2-2

Unidad Nº 1

100%	de carga	5.110 Horas/año.
75%	de carga	365 Horas/año.
50%	de carga	2.190 Horas/año.

Unidad Nº 2

100%	de carga	2.920 Horas/año.
90%	de carga	1.095 Horas/año.
50%	de carga	1095 Horas/año.

Durante estos períodos de operación de la central y para poder cubrir la parte programada de la curva de carga se generará la cantidad de energía que se detalla en el cuadro siguiente:

CUADRO Nº 3.3-2-3

ENERGIA GENERADA POR LA CENTRAL A GAS.

Unidad Nº	Carga %	Potencia PW	Tiempo operación Horas.	Energía generada anual MWH
1	100	13,2	5.110	67.452
1	75	9,9	365	3.614
1	50	6,6	2.190	14.454
Subtotal			7.665	85.520
2	100	13,2	2.920	38.544
2	90	11,88	1.095	13.009
2	50	6,6	1.095	7.227.
Subtotal			5.110	58.780
TOTAL			12.775	144.300

Con el objeto de conocer el volumen del combustible consumido en la generación de los 144.300 MWH, es necesario disponer del valor unitario de consumo que varía de acuerdo a los diferentes porcentajes de cargas con que trabajen los grupos y a las eficiencias de los mismos. Si asumimos que los grupos a ser instalados en esta central tendrán características similares al montado por la Compañía EMELEC en Guayaquil por ser de potencia similar a los programados en esta tesis, podemos tomar con buena aproximación para nuestros objetivos los datos encontrados para el consumo del combustible en pruebas realizadas para el efecto en el grupo de 13.500 KW de Guayaquil, que arrojaron como resultado un consumo unitario de 8,93 KWH/Galón, funcionando a plena carga y funcionando a cargas parciales se obtuvo en las dos pruebas realiza-

zadas los siguientes resultados:

PRUEBA Nº 1

CUADRO Nº 3.3-2-4

Nº de prueba	Carga en (MW)	Eficiencia unitaria (KWH/Ltr.)	Eficiencia unitaria (KWH/Galón).
1	7,5	1,82	6,89
2	7,5	1,94	7,34
3	7,5	1,94	7,34
4	7,0	1,82	6,89
5	7,5	1,89	7,15
6	13,4	2,36	8,93
7	8,0	2,03	7,68
8	7,9	1,97	7,46
9	10,4	2,17	8,21

PRUEBA Nº 2

CUADRO Nº 3.3-2-5.

1	7,0	1,82	6,89
2	7,5	1,94	7,34
3	7,9	1,97	7,46
4	8,0	2,03	7,68
5	10,4	2,17	8,21
6	11,5	2,19	8,29
7	13,4	2,36	8,39

De estas dos pruebas elaboradas, obtenemos un promedio y grafizamos la curva de rendimiento por litro de combustible que se presenta en el gráfico Nº 3.3-2-1, y cuyos valores son los siguientes:

CUADRO Nº 3.3-2-6

Rendimiento de los grupos por litro de combustible

Nº de prueba	Carga en MW	Eficiencia unitaria KWH/LTR.
1	7,0	1,82
2	7,5	1,94
3	7,9	1,97
4	8,0	2,03
5	10,4	2,17
6	11,5	2,19
7	13,5	2,36

De esta curva se deduce los rendimientos por litro de combustible al 100, 90, 75, y 50% de carga obteniéndose los siguientes resultados:

100 % de carga	2,36 KWH/Ltr.	8,93 KWH/galón
90 % de carga	2,25 "	8,50 "
75 % de carga	2,15 "	8,10 "
50 % de carga	1,81 "	6,84 "

Los valores encontrados se aproximan al consumo del combustible para centrales a gas proporcionado por la Compañía Sulzer, que presenta un valor correspondiente a 331 gr/KWH.

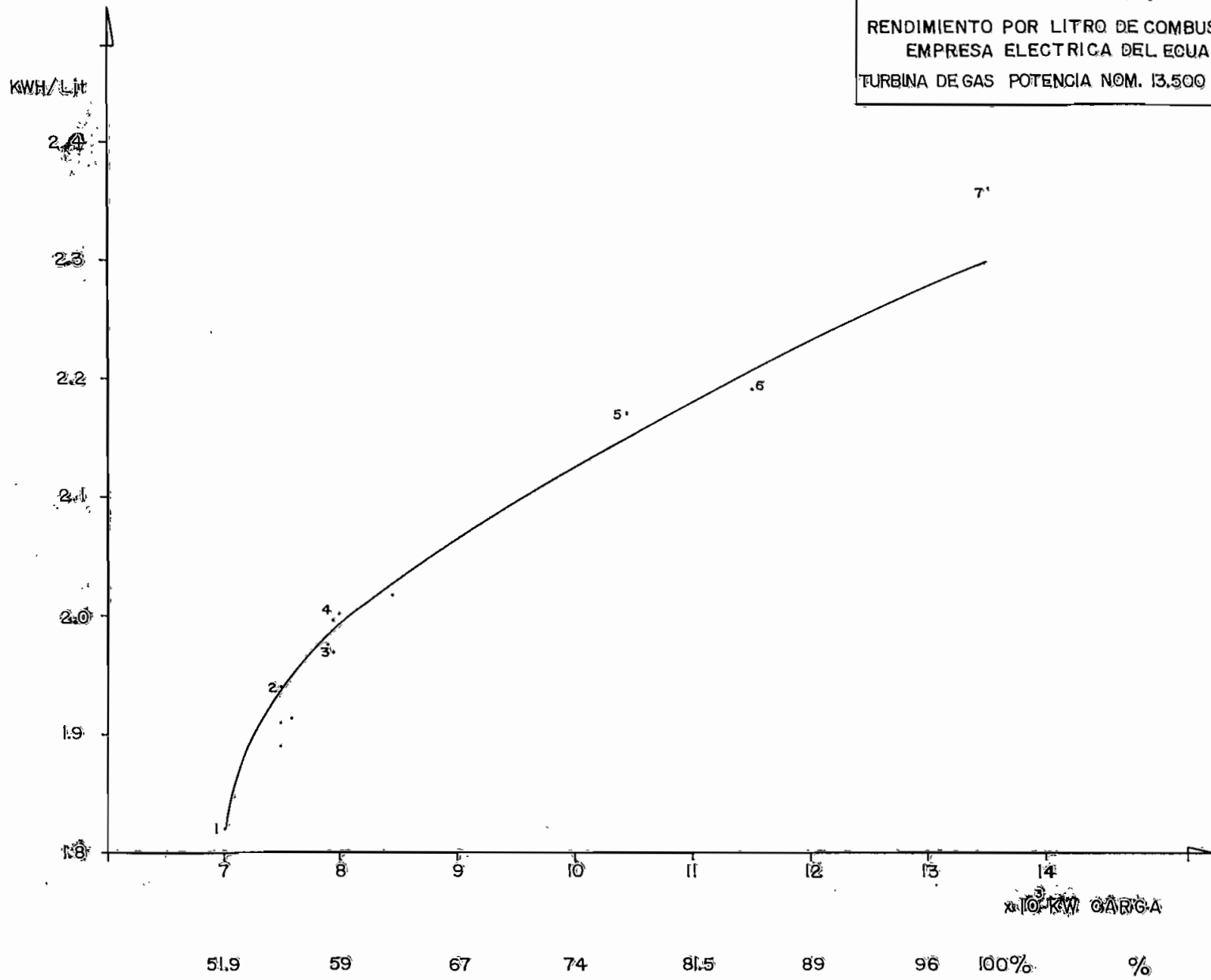
$$331 \text{ gr/KWH} = 331 \text{ cm}^3/\text{KWH}. \quad 1 \text{ galón } 3,78 \text{ dcm}^3. \quad 331 \text{ cm}^3 = 0,0876 \text{ glns.}$$

Por lo tanto, el consumo de combustible resulta ser de 0,0876 galones por KWH o lo que es lo mismo 11,4 KWH por galón.

El combustible utilizado por la central de EMELEC es kerosene con-

GRAF. 3.3 - 2 - I

RENDIMIENTO POR LITRO DE COMBUSTIBLE
EMPRESA ELÉCTRICA DEL ECUADOR
TURBINA DE GAS POTENCIA NOM. 13.500 KW



51.9 59 67 74 81.5 89 96 100% %

un rendimiento calórico de 134.100 BTU/galón, que se traduce en los grupos y a diferentes valores de carga los rendimientos unitarios siguientes:

100 % de carga	15.010 BTU/KWH.
90 % de carga	15.780 BTU/KWH.
75 % de carga	16.550 BTU/KWH.
50 % de carga	19.600 BTU/KWH.

Una vez obtenidos estos valores y de acuerdo con el programa anual preestablecido para los grupos d gas de la central Oriental, encontramos que los consumos calóricos anuales necesarios para generar la energía eléctrica calculada en cada una de las unidades y a diferentes porcentajes de carga son los que mostramos en el cuadro N^o 3.3-2-7.

CUADRO N^o 3.3-2-7

Cálculo del consumo calórico anual.

Unidad N ^o	Carga %	Energía generada anual (KWH)	Consumo calórico anual B T U
1	100	67.452 x 10 ³	101,25 x 10 ¹⁰
1	75	3.614 x 10 ³	5, 98 x 10 ¹⁰
1	50	14.454 x 10 ³	28,33 x 10 ¹⁰
Subtotal		85.520 x 10 ³	135.56 x 10 ¹⁰
2	100	38.544 x 10 ³	57.85 x 10 ¹⁰
2	90	13.009 x 10 ³	20,53 x 10 ¹⁰
2	50	7.227 x 10 ³	14,16 x 10 ¹⁰

Subtotal	58.780×10^3	$92,54 \times 10^{10}$
Total	$144,300 \times 10^3$	$228,1 \times 10^{10}$

La clase y costo del combustible para realizar las estimaciones posteriores se determinó en base a la disponibilidad del combustible a ser usado en el área en particular tomada en consideración o sea en las fuentes mismas de producción que para el presente caso, es en la zona petrolífera de la Región Oriental. Los valores que se darán a continuación incluyen costos de manipuleo, tanques y patios de almacenaje.

La cantidad de calor a ser usado por la central para las estimaciones de los costos correspondientes, se relacionan con el valor nominal neto de calor, que no es más que el contenido total de BTU del combustible quemado dividido por los KWH netos de generación. El combustible a usarse en esta central es el gas natural emanado de los pozos petrolíferos Orientales, cuyo costo variará desde 15 centavos de dólar por un millón de BTU en las áreas de producción del gas, hasta valores tan altos como 50 centavos de dólar de BTU en áreas localizadas muy distantes de los centros de producción, según se desprende de las estimaciones realizadas por la Federal Power Commission en la obra titulada Hidroelectric Power Evaluation.

Específicamente el costo del gas combustible en el Ecuador no se puede obtener en la actualidad para esta zona de producción, en razón de que recién se está comenzando la exploración y no se dispone de ningún dato estadístico al respecto, sin embargo y con el objeto de ajustarnos lo más posible a la realidad ecuatoriana, se han

tomado como referencia datos de costos de venta del gas natural en la zona petrolera suroriental Colombiana cercana al campamento del consorcio Texaco-Gulf del Ecuador. En esta zona de producción Colombiana, el millón de BTU llega a costar de 1 a 15 centavos de dólar, que son correspondientes a los valores arriba enunciados para las zonas de producción que nos interesa por el momento.

De los antecedentes antes expuestos, se desprende que para producir un millón de BTU, cuesta aproximadamente 15 centavos de dólar e quivalente a 2,7 sucres al cambio oficial de 18,18 sucres por dólar.

Por lo tanto:

Costo del combustible = $\$0,15/10^6$ BTU = $\$ 2,7/10^6$ BTU.

Producir un millón de BTU cuesta 2,7 sucres.

Producir $228,1 \times 10^{10}$ cuesta $\$ 6'158.700$.

Costo anual del combustible = $\$ 6'158.700$

3.- Costo del aceite lubricante.-

El costo del aceite lubricante es característico del tipo de equipo mecánico, variando su consumo unitario de acuerdo a valores comunes que vienen determinados por la experiencia en el funcionamiento de la maquinaria.

El consumo unitario del aceite lubricante, según se desprende de las estadísticas de operación de sistemas similares al de la presente tesis, resulta ser de 0,10 gr/KWH generado.

Si la generación total anual es de $144,3 \times 10^6$ KWH, el consumo anual resulta ser de $144,3 \times 10^6$ KWH x 0,10 gr/KWH = $14,43 \times 10^3$ Kg o-

litros.

Consumo anual del aceite lubricante = $14,43 \times 10^3$ lts = $3,86 \times 10^3$ galones.

El Costo por galón del aceite lubricante varía de acuerdo a la clase del mismo, pero en lo que se refiere al usado para la lubricación de las centrales a gas se lo cotiza con una buena aproximación en dos dólares por galón; por lo tanto el costo anual por lubricante viene determinado de la siguiente manera.

$3,86 \times 10^3$ galones \times 2 = 7.72×10^3 dólares.

Costo anual en aceite lubricante = \$ 140.350

4.- Costo del agua de refrigeración.

La turbina a gas no requiere el suministro regular de agua para su operación, sino unicamente para emplearla como medio refrigerante de las principales partes de la turbina que se encuentran sometidas a elevadas temperaturas; la cantidad de agua necesaria para este objeto es relativamente pequeña, por lo tanto, su incidencia económica sobre los costos totales de la central es despreciable. En todo caso, por considerarse que el gasto de agua representa un minimo costo se ha considerado en los gastos generales de la central.

5.- Costos por mantenimiento.-

Los gastos que se deben realizar por concepto de mantenimiento, son aquellos efectuados para reemplazar todas las partes desgastadas del equipo, debidas al trabajo desarrollado por las mismas. Estas inversiones que varían de año a año se las efectúa por concepto de pie-

zas de repuestos que se vayan o deban cambiar y por el costo de la mano de obra empleada para el efecto.

Según los datos publicados por la Brown Boveri Review; en 1968 figura un valor promedio de 0,133 mill. (1.000 mill = 1 Dólar) por KWH-generado, por concepto de costo y mantenimiento de la central, los costos específicos de mantenimiento según veremos más adelante, para las turbinas a gas son extraordinariamente bajos, particularmente aquellos proporcionales a las partes de repuestos que son muy pequeños. En cambio el costo correspondiente a sueldos y salarios del personal, para operación y mantenimiento, depende por supuesto, del nivel de salarios en el país, siendo relativamente altos para la central de Pertigalete de Venezuela, de la cual hemos escogido cierta clase de datos y lo es, en razón de que la central necesita de frecuentes operaciones manuales para la limpieza de los filtros de aire y de las paletas de los compresores, y, además porque los salarios son generalmente altos en este país; lo que no sucede en el Ecuador. Sin embargo, si adoptamos los datos anteriores, estamos dando un margen superior de confiabilidad para esta clase de desembolsos que como hemos indicado, varían de año a año, llegando a valores tan altos como de 0,483 dólares por KWH generado por año de operación en la misma central de Pertigalete, de acuerdo a la clase y tipo de mantenimiento que se le asigne a ella y a las horas de operación manuales.

Cada fabricante proporciona un manual de instrucciones, indicando los periodos de operación, pasado de los cuales debe efectuarse el mantenimiento de tal o cual parte de la máquina, mantenimiento que

puede ser desde una simple inspección visual hasta la revisión total. Para la turbina a gas por disponer de una experiencia tan corta en el país, en esta clase de centrales, ya que son completamente nuevas en el Ecuador, no se disponen de datos reales internos que presente una confiabilidad aceptable que permitan evaluar los costos exactos por mantenimiento, razón por la que hemos acudido a reportes de constructores de equipos y a aquéllos proporcionados por centrales similares en potencia y en operación, que disponen actualmente otros países como Venezuela, que opera la central de Pertigalete; experiencia de la cual nos valdremos en ciertos aspectos para seguir adelante en nuestro estudio.

Como habíamos indicado anteriormente, los costos del mantenimiento están en relación directa con los intervalos entre cada revisión, la frecuencia y duración de los períodos de salida de servicio de la máquina para efectuar el respectivo mantenimiento, el mismo que, viene determinado por el modo de operación individual de cada uno de los grupos, y que en todo caso, será de acuerdo a como el fabricante haya planeado los programas de mantenimiento que vienen especificados en cartas explicativas adjuntas a cada unidad vendida.

La Frecuencia de los períodos de mantenimiento están influenciados además por la clase del combustible utilizado, por los ciclos de carga y por la potencia de reserva disponible para los períodos críticos, en resumen estos períodos dependen de los siguientes factores:

Tipo de combustible a utilizarse,

Ciclos de carga del mercado,

Número de arranques y paradas.

Medio ambiente en que vaya a operar la maquinaria.

El cuadro N^o 3.3-2-8, que presentamos a continuación muestra los períodos típicos de inspección de la máquina, relacionados con varios tipos de combustibles y ciclos de carga.

INTERVALOS DE INSPECCION TIPICOS.

	Frecuen- cia de a- ranque. cad.1000h.	Tipo de Ins- combus- tible.	Ins- c- ción ruti- naria.	Inspe- servicio.	Inspe- menor.	Inspe- mayor.
Tiempo corto de fundio- namiento con altos cos- tos.	1	Gas	Semanal	Ninguno	Ninguno	28.000 h.
	1	Diesel	Semanal	Ninguno	7.000	22.000 h.
	1	Residuo	Semanal	2.000	4.000	11.000 h.
Tiempo corto de funcio- namiento con costos nor- males	1	Gas	Semanal	4.500	9.000	28.000 h.
	1	Diesel	Semanal	3.500	7.000	22.000
	1	Residuo	Semanal	2.000	4.000	11.000
Para pico o reserva	200	Gas	Mensual	1.000	3.000	9.000
	200	Diesel	Mensual	1.000	2.400	7.200
Para pico o reserva	1.000	Gas	Mensual	200	2.500	7.500
	1.000	Diesel	Mensual	200	2.000	6.000

Las inspecciones de la maquinaria según se puede observar en el cuadro precedente se han dividido, a más de la inspección rutinaria, en tres clases que son:

Inspección de servicio, inspección menor, e inspección mayor.

Inspección de servicio.-

Incluye las boquillas del combustible, el forro de la cámara de combustible y la parte anterior de la primera etapa de boquillas. --

Inspección menor.-

Comprende la inspección de servicio más la segunda etapa de boquillas.

Inspección mayor.-

Comprende la inspección interna completa de la turbina a gas.

Esta información es útil al planificar un programa de mantenimiento, pero a veces debe ser modificado para cada aplicación específica según como dicte la experiencia individual en el manejo de este tipo de centrales.

Dentro de los costos de mantenimiento debemos incluir aquéllos relacionados con la compra de repuestos y materiales, así como también los costos por la mano de obra empleada para el efecto. En el cuadro 3.3-2-9, siguiente basado en reportes de operación y mantenimiento de las turbinas a gas de la Brown Boveri, instaladas en la central de Pertigalete de la Compañía Venezolana de Cementos, se presentan los desembolsos realizados en estos rubros y la confiabilidad en muchos de los datos encontrados anteriormente.

DATOS DE OPERACION PARA LA CENTRAL DE POTENCIA CON TURBINA

RESUMEN DE LA CENTRAL DE POTENCIA

Capacidad (KW)		5.000			5.000	
Años	1.965	1.966	31/12/66	1.967	1.968	31/12/68
Horas de operación	6.176	6.522	70.209	3.656	5.487	29.151
Horas de mantenimiento						
to.	454	379	3.415	630	420	1.136
Horas de fallas.	-	4	32	15	-	11 - 15
Horas fuera de operación	2.130	2.855	57.978	4.474	2,853	28.746
Paradas imprevistas	2	2	22	1	-	6
Número de arranques	35	58	261	49	39	189
Energía producida.	21.890	19.887	277.971	15.481	24.472	132.511
Confiabilidad promedio %	100	99,9	99,97	100	100	99,98
Costo por personal (dólares)	29.400	18.900	273.900	17.400	18.750	108.750

	1965			1966		
	1.965	1.966	31/12/66	1.965	1.966	31/12/66
Capacidad (KW)		5.000			5.000	
Años	1.965	1.966	31/12/66	1.965	1.966	31/12/66
Horas de operación	6.176	5.522	79.209	3.656	5.487	29.151
Partes de repuestos.	0,0193	0,0367	0,081	0,037	0,0316	0,0295
Materiales.	0,0322	0,0735	0,0675	0,0735	0,0634	0,0416
Personal.	0,1	0,0416	0,0237	0,191	0,0367	0,0227
TOTAL.	0,1565	0,152	0,172	0,302	0,132	0,0938

De los datos estadísticos de operación encontrados anteriormente, podemos ver que el costo por mantenimiento anual promedio es de 0,133-milésimas de dólar por KWH.

Este dato no podemos considerarlo completamente rígido ya que como habíamos indicado, los costos varían de un lugar a otro dependiendo de diversos factores, sin embargo, y con el objeto de comparar la veracidad de los mismos, se ha efectuado un análisis de costos para unidades de igual potencia cuyos datos han sido proporcionados en reportes de la Compañía Sulzer, correspondientes a grupos de generación de su fabricación, obteniéndose valores que son cercanamente iguales a los encontrados anteriormente, dando por lo tanto, una confiabilidad suficiente en aquéllos.

Luego entonces para poder generar la energía anual requerida que alcanza a un valor de $144,3 \times 10^6$ KWH, se realizará un gasto por mantenimiento de $US \$19,19 \times 10^3 \times 10^3$, o lo que es lo mismo de $\$348,87 \times 10^3$ sucres.

Costo anual por mantenimiento = \$ 348.870.-

Los gastos aquí indicados corresponden al mantenimiento exclusivamente de la central e incluyen partes de repuestos, materiales, y la mano de obra empleada para este objetivo. Pero además, de los costos ya encontrados debemos añadir aquéllos por mantenimiento de las subestaciones de transformación y de la línea de transmisión cuyo costo se considera separadamente como indicaremos a continuación.

Los costos anuales por mantenimiento de la línea de transmisión y de las subestaciones de elevación y reducción, se las considera en for-

ma separada y alcanza los siguientes valores:

Costos anuales por mantenimiento de las subestaciones.-

Subestación de elevación 33 MVA US\$ 0,25/KVA

Subestación de reducción 33 MVA US\$ 0,27/KVA.

Los costos anuales por mantenimiento de la línea de transmisión de 138 KV, a simple circuito soportada por torres de acero alcanza un valor de 185 dólares por milla de longitud.

Los valores arriba mencionados se han estimado en base a continuos análisis de los costos de operación y mantenimiento de sistemas similares representativos de los EE.UU, de Norteamérica y que han sido recopilados por la Federal Power Commission en 1968, correspondiendo a centrales cuya potencia es similar a la del presente documento.

Tampoco estos datos se los puede considerar como componentes rígidos de costos, ;varían estos con el número de horas de operación de cada grupo, cantidad de carga, número de arranques, etc para cada una de las unidades como habíamos visto anteriormente.

Con los valores estimados encontramos que los costos por mantenimiento para la línea y las subestaciones respectivas son los siguientes:

Concepto	Valor en dólares	Valor en sucres.
Subestación de elevación 33 MVA	8.250	149.980
Subestación de reducción 33 MVA	8.910	161.980
Línea de transmisión 138 KV, 131 millas.	24.235	440.590
Total	41.395	752.550

El costo total por mantenimiento del sistema completo resulta ser de:

Mantenimiento del Sistema.-

Generación	\$ 348.870
Transformación	311.960
Transmisión	440.590

Costo total del mantenimiento 1'101.420

Los desembolsos que se deben realizar para mantener operando la central y que hemos calculado en los párrafos precedentes comprenden los principales cargos variables de explotación que en forma resumida son los siguientes:

Concepto	Costo total anual (Suces)
Personal de operación	\$ 880.000
Aceite lubricante	140.350
Agua de refrigeración	-
Mantenimiento del sistema	1'101.420
Subtotal	2'121.770

Los valores encontrados anteriormente incluyen los cargos variables para todo el Sistema, pero se excluyen los costos del combustible con el objeto de comparar los resultados obtenidos con aquellos proporcionados para la operación y mantenimiento de este tipo de centrales, en Hydroelectric Power Evaluation, editada por la Federal Power Commission en 1968, en la cual se presentan los datos estadísticos para una central que dispone de dos grupos de 15.000 KW, cada uno accionados por turbinas a gas; es decir, una central similar a la de nuestro estudio-

y cuyo costo estimado de operación y mantenimiento alcanza a 1,33 dólares por KW anual en generación, pero en lo que se refiere a transmisión y transformación, los valores permanecen los mismos ya que el valor unitario encontrado anteriormente para los cálculos respectivos son cercanamente iguales a los proporcionados por la Federal Power Commission.

La comparación efectuada ofrece resultados satisfactorios que permiten una confiabilidad aceptable en los datos específicos utilizados.

A los costos arriba encontrados hay que sumar aquéllos a realizarse en combustible cuyo valor alcanza a \$6'158.700 encontrado anteriormente, obteniendo de esta manera los cargos variables totales de explotación que se traducen en el costo total anual de operación y mantenimiento del sistema que en forma resumida son los siguientes:

CARGOS VARIABLES DE EXPLOTACION.

Costo del combustible	\$6'158.700
Personal de operación	880.000
Aceite lubricante	140.350
Costo por mantenimiento	1'101.420
<u>COSTO TOTAL</u>	<u>8'280.470</u>

3.4 DETERMINACION DEL COSTO POR KWH GENERADO.

El cálculo del costo por KWH generado, se puede realizar a nivel de generación, de subestaciones de elevación junto a la central y a nivel de subestaciones de reducción junto al centro de carga; - por el momento nos interesa el costo del KWH que proporcionará la central a gas a nivel de subestaciones de reducción junto al centro de consumo, con el objeto de comparar los mismos con los costos de energía provenientes de centrales térmicas existentes en el País, - y aún de aquella proveniente de las grandes centrales hidroeléctricas programadas en el Ecuador como son: Pisayambo, Toachi y Cola - de San Pablo (Paute).

Para el efecto es necesario conocer los costos anuales de operación de la central que incluyen tanto cargos fijos de inversión - como los variables de operación, la suma de los cuales nos proporciona los costos totales anuales que inciden directamente en el costo por KWH.

Del estudio económico realizado anteriormente se desprende en forma detallada el monto total de estos gastos que son los siguientes:

CUADRO Nº 3.4-1

Rubro	Costos fijos (Miles de sucres)
Depreciaciones	
Generación	4.389
Transformación	845
Transmisión	2.940

Inversiones generales	240
Subtotal	8.414
Intereses	7.690
Total	16.104

CUADRO Nº 3.4-2

Rubro	Costos variables (Miles de sucres)
Costos del personal de operación	880,0
Costo del combustible consumido.	6.158,7
Costo del aceite lubricante	140,35
Costo del agua de refrigeración	-
Costo del mantenimiento	1.101,42
Total	8.280,47

Los cargos fijos encontrados son proporcionales al capital invertido en la compra de los equipos necesarios para la ejecución de las obras en generación, transformación de elevación, transmisión y transformación de reducción junto al centro de carga. De la misma manera los cargos variables incluyen los desembolsos que se deben realizar en todas estas obras para mantenerlas en condiciones de funcionamiento, por lo tanto los gastos encontrados anteriormente, son a nivel de la subestación de reducción en el centro de consumo; en donde la energía disponible será aquella generada por la central menos las pérdidas respectivas en la línea de transmisión que de acuerdo con los datos anteriores encontrados al seleccionar-

el voltaje y el tamaño del conductor de la línea, resulta ser de 10 por ciento, lo cual ha sido comprobado mediante los cálculos respectivos.

Por lo tanto, si la energía total generada en la central es de 144.300 MWH; la energía disponible junto al centro de carga será el 10 por ciento menos o sea 129.870 MWH.

Se ha encontrado de esta manera la energía disponible y los desembolsos a realizarse para obtener dicha energía a nivel de subestaciones de llegada en el centro de carga, en donde se puede obtener el costo unitario del KWH, que no es más que el cociente entre los gastos anuales de operación y mantenimiento más aquellos que son fijos por la inversión realizada, para la cantidad total de energía disponible o sea:

CUADRO N° 3.4-3

DETERMINACION DE COSTO DEL KWH.

Cargos fijos de inversión	\$/ 16.104 x 10 ³
Cargos variables de explotación	8.280,47 x 10 ³
Total gastos anuales.	24.384,47 x 10 ³
Energía generada por la central.	144.300 MWH
Energía total disponible	129.870 MWH
COSTO DEL KWH \$/./KWH	0,19

C A P I T U L O I V

D I S T R I B U C I O N D E P L A N T A

- 4.1.- El principal equipo necesario de la central.
- 4.2.- Breve descripción del equipo.
- 4.3.- Distribución de planta y diagramas unifilares.

DISTRIBUCION DE PLANTA

4.1.- EL PRINCIPAL EQUIPO NECESARIO.

En capítulos anteriores se había indicado que la central a gas-objeto del presente estudio y programada a instalarse en la región-Oriental Ecuatoriana, constará de dos grupos eléctricos de 13.200 - KW cada uno, accionados por turbinas a gas, las mismas que en su - forma más generalizada son motores térmicos que operan a través de procesos termodinámicos tales como:

- a) Compresión del aire tomado de la atmósfera.
- b) Aumento de la energía del aire comprimido en base a la combustión de un elemento combustible, y
- c) Expansión de los gases producidos en la combustión anterior.

De esta manera, la central termoeléctrica accionada por turbinas a gas, obtienen su energía del calor suministrado por una combustión, y son los productos de la combustión los que constituyen el medio operante.

Las turbinas a gas han tenido éxito industrial en las plantas-de fuerza relativamente desde hace pocos años atrás, en los cuales, se han logrado construir turbinas de rendimientos y costos aceptables comercialmente; y esto en razón de que para obtener una mejor eficiencia del ciclo utilizado, se necesitan altas temperaturas del medio operante, lo cual presenta una serie de problemas de solución difícil, pero que con el avance de la tecnología moderna, se ha logrado resolverlos, gracias a los nuevos materiales encontrados capa

ces de soportar grandes esfuerzos y obtener mayor resistencia a las elevadas temperaturas con que trabajan las turbinas. /

Una central a gas en su forma más general consiste principalmente de las turbinas a gas y los medios de alimentar el medio operante, el cual en las plantas modernas fluye continuamente, y tanto la iniciación como la finalización del proceso se realiza con relación a la atmósfera, es decir que la substancia de trabajo a comprimirse es tomada y rechazada a la atmósfera, produciéndose entre estos dos fenómenos, transferencias de energía, en primer lugar desde el rotor del compresor al aire que ingresa, y luego desde los gases de escape a los álabes de la turbina, transferencias que se realizan de acuerdo al tipo de diseño de la turbina.

• La investigación de la dinámica de los fluidos ha permitido que se alcancen altas eficiencias en estas transformaciones energéticas.

De esta manera el aire se comprime en un compresor impulsado por la turbina, pasando luego a una cámara de combustión, en la que se quema el gas combustible elevando la temperatura del fluido y aumentando su volúmen. En estas condiciones, el medio operante está listo para entrar en la turbina acoplada al eje del generador mediante engranajes de reducción respectivos. Luego de la expansión del fluido de trabajo en los álabes de la turbina se descarga a la atmósfera. /

Esquemas sencillos de las partes fundamentales de la central a gas se presenta más adelante y claramente podemos observar que es la misma turbina de potencia la que impulsa el compresor, por tanto

gran parte de la potencia obtenida en la turbina se emplea en comprimir la sustancia de trabajo que en este caso es el aire atmosférico; por lo tanto en los momentos iniciales de encendido es indispensable un motor de arranque que realiza la compresión inicial. La pérdida de trabajo efectivo al accionar el compresor, se ha logrado disminuir notablemente en los últimos años, gracias al alto rendimiento obtenido en los compresores rotativos de flujo axial y radial, resultado de las continuas investigaciones metalúrgicas, y el mejor conocimiento de la dinámica de los fluidos que proporciona materiales capaces de soportar grandes esfuerzos a elevadas temperaturas y aún en zonas donde los materiales tienen que trabajar en forma incandescente.

De la figura que se presenta en el gráfico N^o 1.1-1, se desprende que las partes fundamentales con que cuenta un grupo a gas son:

El generador eléctrico,

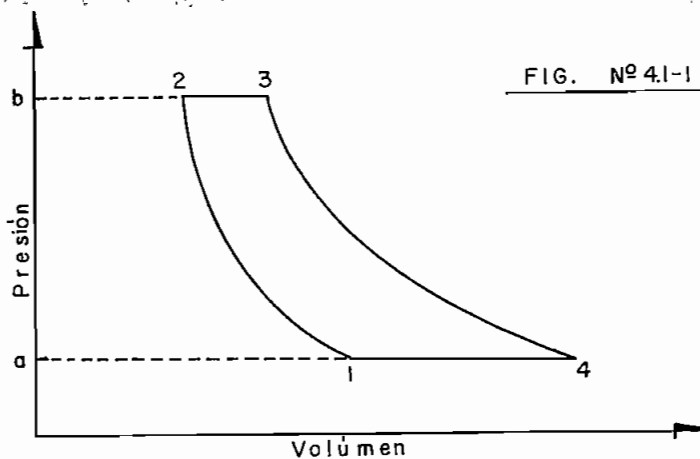
La turbina a gas propiamente dicha.

La cámara de combustión, y

El compresor rotativa.

La reunión de estas componentes, forman el grupo termoeléctrico, el mismo que refiriéndole al diagrama P - V de la figura 4.1-1 realiza los siguientes procesos:

El aire que se encuentra en el estado 1 en la atmósfera, es llevado al compresor en donde pasa por una gran cantidad de aletas dispuestas sobre una circunferencia en etapas sucesivas; estas aletas desvían la corriente de aire disminuyendo su velocidad pero aumentando su presión; si la velocidad del aire permanece casi constante, la altura de las paletas puede disminuir debido a la creciente densidad del aire que se comprime hasta el estado 2 y está listo para pasar a la cámara de combustión, en donde al mezclarse con el gas combustible, y mediante bujías de encendido colocadas en la cámara, producen la combustión, la misma que se mantiene; la ignición por chispa solo se usa para el arranque. El área a-1-2-b-a, representa el trabajo de compresión que prácticamente se pierde.



En la cámara de combustión se producirá la temperatura T_3 , que es la de mayor límite del ciclo, proporcionada por la relación aire combustible que se utilice.

Los productos de la combustión que están ahora a una temperatura T_3 y a una presión P_3 , se expansionan en la turbina pasando al estado 4 en donde se descarga al medio ambiente.

Idealmente se requiere que $P_2 = P_3$ y que $P_1 = P_4$

El control de la velocidad se logra variando la presión del combustible que llega a las toberas, se dispone además de otros controles secundarios para impedir el exceso de velocidad y las máximas temperaturas, de la cuales hablaremos brevemente más adelante.

Una extensión del eje del generador se conecta a un motor indispensable para el momento del arranque, el mismo que es utilizado hasta que el compresor alcanza la presión necesaria para que la unidad pueda moverse por si misma.

Esta central a turbina de gas sencilla no presenta atractivos en cuanto a eficiencia se refiere, en comparación con otras centrales térmicas, sin embargo, presenta ventajas en el tamaño, peso y vibración— así como en el costo, volumen de las instalaciones y cantidad de agua de refrigeración que para la central a gas es muy pequeña.

Las turbinas a gas pueden ganar en eficiencia realizando al ciclo simple descrito, algunos refinamientos térmicos como son:

La regeneración.

El enfriamiento intermedio y,

El recalentamiento,

REGENERACION.— Es la transmisión de energía calorífica de los gases de escape, al aire comprimido que circula el compresor y la cámara de combustión, el enfriamiento resultante de los gases de escape representa una reducción en el desperdicio de calor. Para lograr este objetivo, es necesario un intercambiador de calor llamado regenerador.

ENFRIAMIENTO INTERMEDIO.- Consiste en poner etapas de compresión y quitar el calor del aire comprimido entre estas etapas, con esto se logra reducir los consumos internos de potencia de la central, para lo cual se emplean generalmente intercambiadores de calor con circulación de agua como medio refrigerante.

El compresor deberá ser necesariamente compuesto de dos secciones encerradas por separado, una de baja y otra de alta presión.

RECALENTAMIENTO.- Comprende el aumento de temperatura de los gases parcialmente dilatados en las turbinas, quemando mayor cantidad de combustible en ellos. Para el objeto se necesita una turbina ^{re}compuesta con calentamiento en la cual se logra mejorar la eficiencia de los grupos y de las plantas que logran obtener una relación de presiones altas y una temperatura máxima de su ciclo más bien moderada.

Estas tres mejoras al ciclo sencillo abierto se puede aplicar por separado o en conjunto, con lo cual la eficiencia de la central es capaz de elevarse sobre el 30%, anulando de este modo cualquier ventaja de eficiencia que puedan tener las centrales Diesel o a V_a por.

La central a gas con todos estos refinamientos podemos ver en el gráfico siguiente.

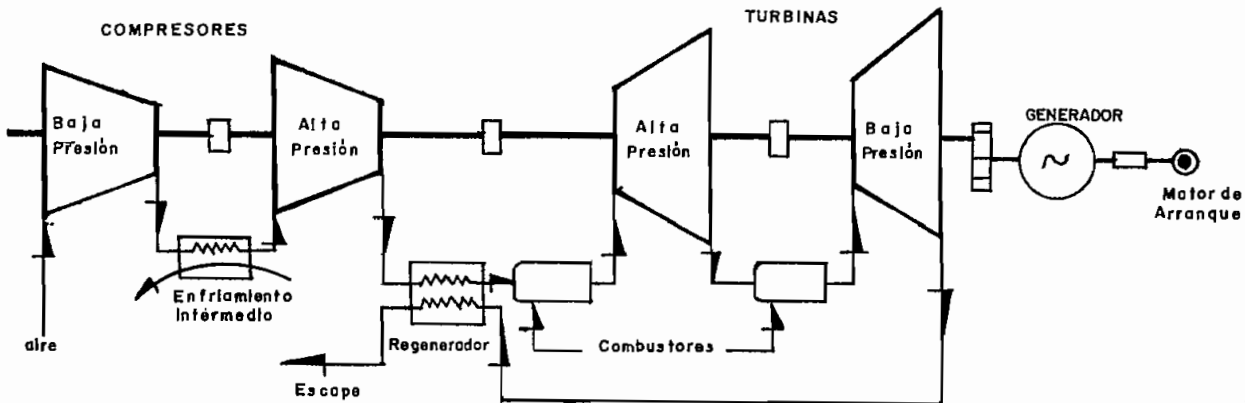


DIAGRAMA DE FLUJO DE UNA PLANTA REGENERATIVA DE CICLO ABIERTO, CON ENFRIAMIENTO INTERMEDIO Y RECALENTAMIENTO.

En este esquema se muestran todos los refinamientos mencionados formando parte de la central pero se puede emplear indistintamente uno o solamente dos de los refinamientos térmicos, con lo cual la central será de menor tamaño; la conexión mecánica de todos estos elementos no es necesaria y más bien es ventajoso tener secciones separadas que puedan operar a velocidades diferentes y variables que permiten controlar las cargas parciales.

Cuando tanto el compresor como la turbina son compuestos, se pueden obtener numerosas variaciones de la disposición de planta, permitiendo que estas sean más ventajosas para el equipo y dando mayores probabilidades de que las afecten menos las operaciones a cargas parciales; además, con esto se ha logrado disminuir considerablemente la potencia para el arranque.

Aquí se puede observar claramente que en el principio general de la turbina de gas se emplean elementos de turbomáquinas tan

to en el proceso de compresión como en el de expansión de la substancia de trabajo efectuándose cada uno de los procesos anteriores en varias etapas e intercalándose entre ellos un proceso de combustión. - Por lo tanto, la máquina térmica a gas tiene una serie cerrada de procesos termodinámicos a través de los cuales circula la substancia de trabajo, la cual es primeramente aire y luego gases de combustión los que paulatinamente son afectados por procesos termodinámicos en relación a como circule por los elementos del grupo; estos procesos van variando las propiedades de la substancia de trabajo de acuerdo a relaciones de presión, temperaturas y otros parámetros que determinan el rendimiento de trabajo de la máquina.

Las evoluciones que realiza el fluido a través de los diferentes componentes permiten obtener los ciclos de referencia, los mismos que por ser materia de otro estudio no se llevará a cabo en el presente trabajo, siendo estos ciclos ideales de referencia; que no es otra cosa que procesos termodinámicos teóricos por los cuales atravesaría el fluido ideal para convertir la energía en trabajo mecánico, lo cual está sujeto esencialmente al estudio de mecánica.

Por hoy solamente es necesario e indispensable conocer que la central programada estará accionada por turbinas a gas de ciclo abierto y asociada con regeneración; necesitándose por lo tanto, en su orden el siguiente equipo principal:

- 1.- Compresor de aire,
- 2.- Intercambiador de calor o regenerador.
- 3.- Cámaras de combustión.

- 4.- Turbina a gas.
- 5.- Engranajes de acoplamiento.
- 6.- Generadores eléctricos
- 7.- Equipos de control.
- 8.- Equipos de arranque y auxiliares.
- 9.- Equipos de seccionamiento.

Al unir todo el equipo descrito anteriormente, la planta de potencia presenta un aspecto muy compacto, especialmente si se dispone de los grupos que vienen por partes en ensambles del tipo denominado PACKAGE, ensambles sumamente compactos que se prestan inclusive para el manipuleo y transporte, pudiendo facilmente ser armados en el lugar destinado para la central.

Existen junto a estos paquetes algunos equipos y materiales auxiliares que no se incluyen en los ensambles pero que son diseñados para fácil instalación en el campo y pueden inclusive ser transportados separadamente para luego en el lugar previsto acoplar a los componentes mayores y formar la central de potencia.

4.2.- BREVE DESCRIPCION DEL EQUIPO

La central de potencia compacta, básicamente incluye todas las componentes y equipo necesario para su operación que según a las medidas típicas que se han tomado en las unidades instaladas por la General Electric, puede ser dividida en cuatro categorías principales- conteniendo cada una de ellas parte del equipo descrito anteriormente y son:

- I.- El compartimiento de potencia.
- II.- El compartimiento del generador.
- III.- El equipo de seccionamiento externo con cubierta metálica.
- IV.- El compartimiento de control.

Los compartimientos de control, potencia y del generador son encerrados en recintos para librarlos del medio externo; estos recintos son diseñados para simplificar el mantenimiento y proveer de instalaciones térmicas y acústicas adecuadas. El alumbrado y calentamiento necesario son también incluidos.

La casa de máquinas en donde se alojarán estos equipos compactos, será diseñada en relación a las dimensiones de las partes componentes del mismo y su distribución dentro de ella, lo cual se verá posteriormente.

Para obtener una breve idea de las dimensiones y pesos de los compartimientos de la central presentaremos como ejemplo las proporcionadas para una central similar de la General Electric, del tipo regenerativa, las mismas que son las siguientes:

Nombre	Alto	Ancho	Largo	Peso
Compartimiento de control	4 m.	3m.	3m.	29.600 Lbs.
Compartimiento de la turbina	4 m. (1)	3m.	11,5m.	176.000 "
Compartimiento del generador	4 m.	3m.	9m.	140.100 "
Total	4 m.	3m.	23,5m.	345.700 "

(1) Menos la chimenea de entrada y el escape.

Estas dimensiones incluyen el equipo silenciador básico, pero no el área de las fuentes de alimentación de combustible, las que se deben adquirir.

Los demás ensambles son: el equipo interruptor externo con cubierta metálica; los ensambles del escape, de la admisión del aire y de la bomba de agua para el enfriamiento.

Todos estos componentes integrantes del equipo son acoplados muy estrechamente para formar la central completa.

A continuación se realizará una descripción breve de cada una de las cuatro partes principales componentes de la central y del equipo respectivo que llevan dentro.

I COMPARTIMIENTO DE POTENCIA.

El compartimiento de potencia consiste de dos subcompartimientos, el de la turbina propiamente dicha y el de los auxiliares y accesorios. La turbina y los auxiliares son montados sobre una base integral común, Tales compartimientos son los siguientes:

A. COMPARTIMIENTO DE LA TURBINA.

La turbina de gas es de ciclo abierto simple tipo regenerativa, soportada por dos cojinetes uno a cada lado, y tiene la carga conectada al final de la unidad, junto al escape.

El compresor y la envoltura de la turbina son puestos horizontalmente para facilidad de acceso y mantenimiento.

El compresor y el rotor de la turbina son solidamente conectados

y soportados por cojinetes lubricados a presión.

Los ductos verticales básicos de entrada de aire y los arreglos para regular el flujo de gas son diseñados para incorporar equipo silenciador para varios niveles de ruido.

El equipo opcional de entrada, enfriamiento de aire y filtros son disponibles de acuerdo a los requerimientos específicos de aplicación. El sistema de entrada de aire vertical permite acortar el espaciamiento entre los ejes de las unidades, produciendo una unidad muy compacta y con sitios bastante accesibles. Esto también provee facilidad para futuras adiciones de silenciadores. Una cubierta cubre el tope de los ductos para prevenir la entrada de objetos sólidos por la chimenea.

Los ductos de entrada, escape y las chimeneas son autosoportadas, incluyendo el silenciador que se extiende sobre la cubierta del encerramiento y es diseñado para que todo el trabajo de mantenimiento de la turbina excepto el rotor removible pueda ser hecho sin remover secciones de la chimenea.

Este compartimiento podemos ver más claramente en el diagrama N^o 4.3-1 B, que presentamos más adelante, en la distribución de planta y diagramas unifilares de la central, con el nombre de "Compartimiento de la turbina de gas".

Las componentes principales de este compartimiento como hemos visto son: El compresor de aire, la turbina de gas, el equipo silen

ciador, y los equipos opcionales de enfriamiento de aire o regenerador y filtros respectivos. Dentro de la turbina se deberá considerar también las cámaras de combustión.

En lo que sigue se dará una breve descripción de cada una de las componentes indicadas.

COMPRESOR DEL AIRE.

Existen diferentes tipos de compresores de aire que operan en forma diferente, pero que su acción fundamental es atrapar el aire entre los elementos rotativos del compresor y comprimirlo hacia un espacio estrecho desde el cuál el aire comprimido se descarga.

Desde hace mucho tiempo se han venido utilizando compresores centrífugos que puedan manejar grandes cantidades de gas, en forma estable sobre un rango relativamente ancho de operación, y pueden desarrollar eficiencias hasta del 80%. Estos compresores en especial para trabajo en aviación, presentan su área frontal más grande que los compresores del tipo axial de la misma capacidad.

Los compresores de flujo axial satisfactorios son de desarrollo más reciente, en ellos se pueden obtener más altas eficiencias y presentan mayores posibilidades de diseño por su facilidad de manufactura, por lo cual están asumiendo una posición importante de incremento en el campo del diseño de las turbinas a gas, por lo tanto el compresor aplicado en esta central será de flujo axial.

Este compresor se asemeja en apariencia a la turbina de vapor de reacción con la dirección de flujo invertida, a la entrada tiene-

grandes paletas y a la salida estas se van haciendo más pequeñas para acomodar el decrecimiento de volumen del gas comprimido como se puede observar en la figura N^o 4.2-1, en que se presenta una vista en corte del compresor axial.

En esta figura, se observa claramente como el gas debe fluir a través de una entrada redonda hacia la primera hilera de paletas del compresor en donde la dirección y velocidad del gas cambia dirigiéndose hacia una hilera de paletas fijas en la carcasa del compresor.

Es posible variar el volumen y dirección del gas que pasa por las paletas, alterando la presión a un rango superior, lo cual toma lugar en las hileras móviles y fijas de las etapas del compresor, cada etapa es considerada normalmente de una hilera móvil y una fija, en cada una de ellas se produce una relación de compresión. Se puede ver claramente que el término de flujo axial en un compresor de este tipo, significa que la compresión tiene lugar y el flujo procede a través del compresor en una dirección esencialmente paralela al eje de la máquina; existe algún flujo radial en las máquinas por el cambio en la longitud de las paletas, pero este efecto en el diseño y en la producción de presión es despreciable.

Las paletas móviles toman el aire admitido con un ángulo similar al de ataque en las paletas de un avión, incrementando notablemente el valor de la velocidad para descargarlo en el siguiente estado fijo; aquí se opera la transformación de energía cinética en presión, disminuyendo el volumen del aire comprimido pero aumentando su presión.

La construcción de los compresores de flujo axial es bastante compleja por las mínimas tolerancias que deben existir entre las paletas fijas y las móviles, requisito que hace que mientras sean mínimas estas separaciones el rendimiento sea más alto, oscilando entre el 80 y 90%. Mientras mayor sea el rendimiento se puede obtener mayor presión deprimiendo naturalmente del flujo de aire que atraviese el compresor en la unidad de tiempo. El sistema de compresión tiene un límite superior de operación que es el llamado límite de estabilidad; y es imposible que esta máquina pueda desarrollar más allá de esta presión ya que el flujo de gas una vez que la presión pasa de este límite, comienza a fluir hacia atrás, lo cual resulta en una operación inestable que puede traer serias consecuencias a los álabes de la máquina.

Partes principales del compresor.-

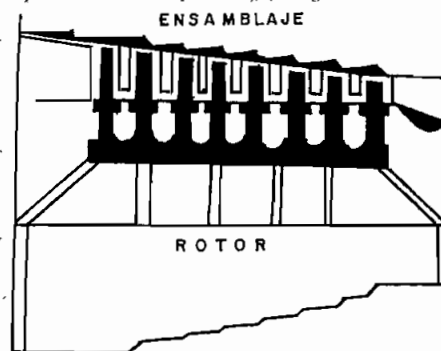
El compresor completo está formado por diferentes componentes ensamblados que forman el conjunto siendo las más importantes las siguientes:

- a) Sistema de admisión de aire.
 - b) Rotor del compresor.
 - c) Armadura del compresor
 - d) Sistema de descarga.
- a) Sistema de admisión de aire.-

Está formado por un ducto rectangular o cilíndrico construido en base a aleaciones especiales anticorrosivas que se acoplan-

directamente a la entrada del compresor y en la parte superior es abierto y contiene filtros de aire que se encuentran ya sea en este lugar o en el interior del ducto, estos filtros pueden ser de varias clases que por el momento no es de interés conocerlos.

FIG. N° 4.2-1



VISTA EN CORTE DEL COMPRESOR AXIAL.

b) Rotor del compresor.-

El rotor del compresor está formado por un eje horizontal de acero de alta calidad, dispone por un lado, de una brida de acople y por el otro de una rueda dentada para acoplar al motor de arranque.

Sobre el eje está montada una base soporte y cilíndrica fabricada de aleaciones especiales de acero al cromo, en la cual existen una guías para el ensamble de las paletas móviles como se puede observar en más detalle en el gráfico N° 4.2-1, que da la vista en corte del compresor axial.

c) Armadura del compresor.-

La armadura del compresor es fabricada en una forma cónica - que reduce paulatinamente el área de circulación del aire, se encuentra dividida en dos partes iguales formadas por un corte paralelo al eje, las mismas que se pueden empotrar entre si a través de salientes que se disponen externamente. En la parte interior de la armadura se puede notar claramente las partes salientes en la que se pueden montar las paletas fijas. Las paletas móviles están montadas en el rotor mediante ciertas pestañas especiales que son construídas en las bases de las paletas.

d) Sistema de descarga del compresor.-

El aire comprimido en un primer compresor a baja presión sale hacia un intercambiador de calor con el objeto de quitar el calor que este tiene debido a la compresión, por cierto si es que la central dispone también de enfriamiento intermedio, para luego pasar a un segundo compresor de alta presión encargado de enviar el aire comprimido a la respectiva cámara de combustión tal como se puede observar en el gráfico N° 4.1-2, el ducto de descarga es el encargado de llevar el aire comprimido hacia el intercambiador de calor y las cámaras respectivas.

CAMARAS DE COMBUSTION

Los procesos que tienen lugar en la cámara de combustión juegan uno de los papeles más importantes dentro del funcionamiento de la central, aquí la energía química del combustible es trans-

formada a energía térmica adecuada para el desarrollo de trabajo. -

En la turbina a gas el combustible es inyectado hacia el flujo de aire a presión en una cámara de combustión, después de la ignición por chispa, se quema el combustible con una liberación de energía extremadamente alta, en relación con el poder calorífico del combustible y de acuerdo con la relación de aire combustible utilizado; por lo tanto es necesario de un flujo de aire enfriador para reducir la temperatura de los productos de la combustión gaseosos a un nivel de trabajo satisfactorio.

Los problemas que deben ser resueltos en relación con las cámaras de combustión de las turbinas de gas son numerosos y severos ya que las temperaturas obtenidas alcanzan y aún sobrepasan los límites de seguridad de vida de los metales. La estabilidad de la combustión, asociada con el mantenimiento de la llama presenta una consideración adicional, por cuanto el calor liberado en la zona de combustión alcanza valores extremadamente altos.

Los materiales existentes hasta hoy tienen vidas muy cortas si ellos permanecen a temperaturas muy elevadas, por lo tanto es necesario operar con relaciones altas de aire combustible para reducir las temperaturas de combustión. Si la carga incrementa, se requiere de mayor cantidad de combustible, y lo contrario si la carga disminuye. Se emplean algunos combustores y cada uno debe ser capaz de operar sobre un amplio rango de relaciones aire-combustible, a través del cual se mantiene una buena eficiencia de combustión, manteniendo es-

ta lo más estable posible y continua, aún bajo las influencias de la velocidad del aire y del diseño mismo de las toberas de suministro de combustible.

El tiempo de combustión permite un mejor aprovechamiento del combustible suministrado, y se halla directamente relacionado con la velocidad de tralación de los gases en la cámara, la cuál se encuentra limitada por el área transversal de los ductos; por lo tanto, si el área es mayor se obtiene una mejor combustión, para lo cuál se emplean algunos combustores que por lo general son seis localizados paralelos al eje y distribuidos a 60 grados de separación entre ellos aproximadamente.

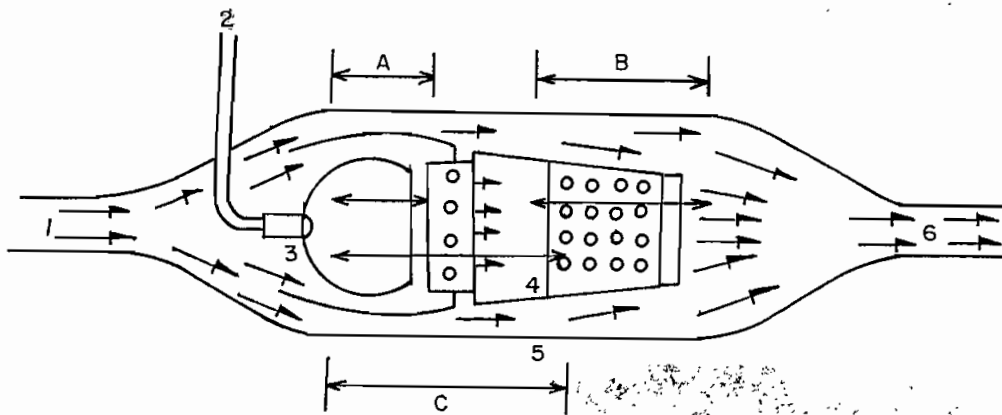
PARTES DE LA CAMARA DE COMBUSTION

El diseño de las cámaras de combustión está sujeto a experimentación, y generalmente está formado por dos camisas de chapas de acero especial con diferentes aleaciones de cromo-molibdeno que forman una sección tubular por donde circula el aire secundario que ingresa en la camisa interna y enfria los gases de combustión. Como vemos cada camisa está diseñada para cumplir funciones diferentes, así la externa soporta la alta presión del aire pero no alta temperatura y la interior soporta la elevada temperatura de combustión, por lo cuál es construída de un material altamente resistente a las temperaturas, las mismas que, no pueden sobrepasar de ciertos límites, siendo por lo tanto, necesario y obligado la refrigeración de la camisa interna mediante el ingreso de aire secundario; más claramente se puede observar estos detalles en el gráfico N^o 4.2-2 en el

que se indica las partes de la cámara de combustión.

PARTES DE LA CÁMARA DE COMBUSTIÓN.

GRÁFICO NO 4.2-2



CÁMARA DE COMBUSTIÓN.

- 1.- Ducto de ingreso del aire comprimido.
- 2.- Ducto de ingreso del gas combustible.
- 3.- Tobera de inyección del gas al combustor.
- 4.- Cámara interior del combustor (De temperatura).
- 5.- Tobera de salida de los gases.
- 6.- Cámara exterior del combustor (De presión).

En el gráfico se presenta las líneas de flujo de los gases.

Las zonas de división del combustor son las siguientes:

A = Zona de llana.

B = Zona de atenuación de mezcla.

C = Amplitud de la llana.

TURBINAS A GAS.

Las turbinas a gas que mas desarrollo han mostrado en estos últimos tiempos, son las del tipo de impulso, que son precisamente las que se utilizarán para el accionamiento de los generadores de la presente tesis.

La turbina a gas de impulso en su forma más simple consiste de un grupo de boquillas, seguida inmediatamente de una hilera de paletas como puede observarse en el gráfico N^o 4.2-3, en el que se presenta la vista de boquillas y paletas de una turbina a gas de impulso.

El medio de trabajo gaseoso se expande en la boquilla y durante el proceso convierte la energía térmica disponible en energía cinética; el chorro de gas a alta velocidad, choca con las paletas las mismas que son capaces de convertir una gran parte de la energía cinética del chorro en movimiento, en trabajo o potencia en el eje de la turbina. La turbina a gas se caracteriza por el hecho que teóricamente ninguna caída de presión o expansión ocurre en las mismas paletas.

El objeto de las paletas es absorber una mayor cantidad de energía cinética, para lo cuál, es necesario que estas se muevan cerca de la mitad de la velocidad del chorro de gas. Se debe considerar que la velocidad de las paletas están limitadas por los esfuerzos centrifugos que tienen que soportar y puede suceder que para una máxima utilización de energía cinética la óptima velocidad de las paletas no

se pueda utilizar. Sin embargo, con el uso de paletas fijas y móviles como las indicadas en el diagrama, se permite la absorción de energía en dos o más hileras de paletas móviles. En la primera hilera el chorro que viene de las boquillas choca sobre las primeras paletas móviles y el gas que sale de ellas entra en la siguiente hilera de paletas fijas al casco de la turbina, las cuales solamente dirigen el gas hacia las segundas paletas móviles en donde una cantidad adicional de energía cinética es absorbida.

De esta manera, los gases productos de la combustión al salir de las cámaras son conducidos a través de las boquillas a la primera hilera de paletas fijas que son también verdaderas toberas que aceleran el gas hasta descargarlo en el primer estado de paletas móviles que son también toberas de expansión, las mismas que reciben un impulso o un par rotor que se transforma en torque en el eje de la turbina:

PARTES DE LA TURBINA.

En una forma breve enumeraremos las partes principales de la turbina a gas y son:

- a) Ductos de ingreso del gas.
- b) Rotor de la turbina.
- c) Ensamble del rotor, o armadura.
- d) Conducción del escape.
- a) Ductos de ingreso del gas.-

Estos ductos son unos tubos de una aleación especial que conducen el gas de la combustión desde el quemador hasta los álabes de

La turbina a través de las boquillas. Los cambios de dirección que experimentan los gases en los ductos reaccionales son menores de 28 grados y las pérdidas de presión son pequeñas.

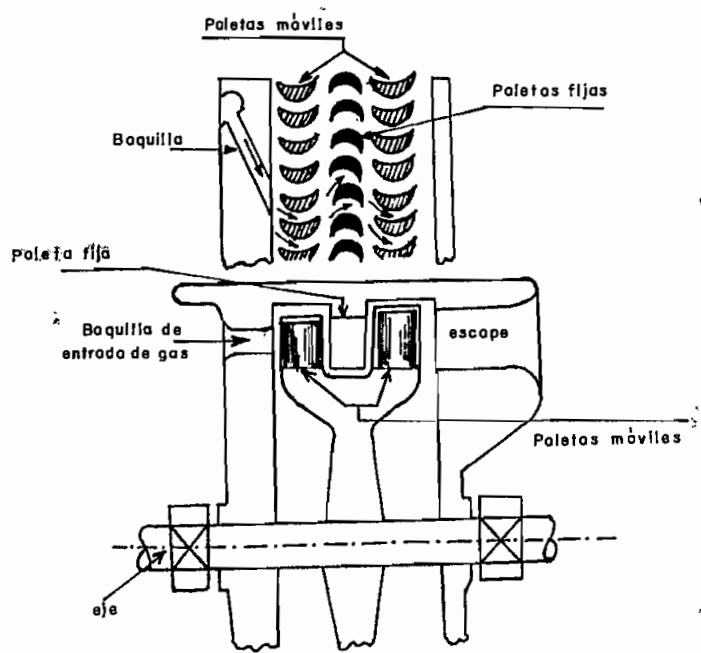


FIG. Nº 4.2-3

VISTA DE BOQUILLAS Y PALETAS DE UNA TURBINA A GAS DE IMPULSO

b) Rotor de la turbina.-

El rotor de la turbina de gas se encuentra formado por dos ruedas básicas de idéntica sección, en ellas van montados los a-labes o paletas, encargadas de transformar la entalpia de los ga-ges en energía cinética y convertirla luego en un par motor que se transmite al eje de la turbina. Las ruedas que soportan las pale-tas son de construcción muy especializada, el material debe ser de óptima calidad, en sus uniones deben tener tolerancias desprecia-bles que no ocasionen vibración a las altas velocidades con que trabajan estas turbinas.

c) Ensamble del rotor.-

El ensamblaje del rotor está formado por dos sectores cónicos-emperrados entre sí, y disponen de arandelas circulares sobre las que se encuentran montados los álabes fijos. La primera hilera es de una aleación capaz de soportar altas temperaturas ya que es la primera etapa que recibe el chorro de gases calientes que vienen de la cámara de combustión. En ensamble del rotor o estator como habíamos indicado, tiene una forma cónica y en ella van alojadas las paletas fijas. Tanto las paletas fijas como las móviles, están sujetas a corrosión por efectos de oxidación y reducción, por lo cual cada fabricante de turbinas a gas, emplea diferentes aleaciones y materiales que en base a la experiencia han reportado buenos resultados en especial en las partes que están sujetas a extremas condiciones de presión y temperaturas.

d) Conducción del escape.-

Luego de que los gases han sido expandidos en la turbina se reúnen en un ducto provisto de paletas directrices, en un ángulo de 90 grados hacia la parte superior, las mismas que empatan con otro ducto similar que desemboca directamente en el regenerador. Las paletas directrices y la superficie interior del ducto que son completamente pulidas, tienen por objeto eliminar las pérdidas por rozamiento o por flujo turbulento.

Una vez que hemos mencionado al regenerador, se hará una breve descripción del mismo.

REGENERADOR.

Un intercambiador de calor de contraflujo de simple diseño, desempeña el papel de regenerador y se encuentra formado por ductos circulares concéntricos por los cuales circula el aire comprimido y los gases de escape, la transmisión de calor tiene una efectividad comprobada del 75% como mínimo, lo cual permite ahorrar el combustible necesario para elevar la temperatura del aire comprimido; por lo tanto, representa un aditamento muy importante de la turbina. La salida de los gases desde el regenerador es baja en temperatura y presión y por medio del ducto de escape se expulsan a la atmósfera exterior.

B.- COMPARTIMIENTO DE LOS ACCESORIOS.

Este compartimiento está colocado frente a la entrada de la turbina y contiene los elementos auxiliares mecánicos y eléctricos necesarios para que la central de generación sea autosuficiente. En otras palabras, la central para su funcionamiento óptimo requiere de elementos auxiliares entre los cuales figura una fuente de alimentación eléctrica trifásica, para excitar los aparatos eléctricos auxiliares de este compartimiento y algunos elementos de otros componentes de la central.

Las demás partes principales de este compartimiento son las siguientes:

- 1) Sistema de lubricación.
- 2) Sistema de ductos de agua de enfriamiento.

- 3) Sistema de aire de la central.
- 4) Máquina Diesel para el arranque (Motor eléctrico o a gasolina son alternativos).
- 5) Sistema de combustible.
- 6) Regulador de velocidad.

Todos estos componentes se pueden ver en el gráfico N^o 4.3-2A en el que se presenta una vista del compartimiento de los auxiliares y accesorios.

A continuación realizaremos una descripción de las principales componentes de este compartimiento como son:

- a) Sistema de suministro de combustible.
- b) Sistema de suministro de aceite lubricante.
- c) Sistema de arranque.

a) Sistema de suministro de combustible.-

El combustible a ser empleado es gas natural el mismo que, se encuentra a presión en un tanque de almacenamiento, desde donde, mediante gasoductos, se conduce hasta un tanque de servicio diario localizado en la parte superior de los grupos y desde allí es conducido a las cámaras de combustión.

En el gráfico N^o 4.3-3, se da una idea clara de como se realiza el suministro, aquí se incluyen las válvulas, accesorios y controles necesarios para iniciar la combustión.

El gas debe ser inyectado a presión, por lo cual se necesita de una compresor accionado por un pequeño motor.

El gas parte desde el tanque de almacenamiento diario a través de filtros hasta el compresor, el mismo que, descarga a un tanque de compensación, desde aquí sale a través de una válvula de seguridad y de un medidor de consumo hasta el tanque de servicio, desde donde se alimenta a las cámaras de combustión a través de válvulas reguladoras de presión, de parada de emergencia y de regulación de paso del combustible, esta última está accionada por un regulador automático de velocidad. Las demás válvulas desempeñan una función específica de protección; así tenemos que la válvula reguladora de presión limita la presión a la cual deberá entrar el gas a las cámaras, evitando que este penetre al combustor a menor presión que la necesaria, o si esta es mayor, abre una vía de retorno al tanque original. Con estos controles se logra impedir una combustión deficiente.

Por otra parte si se detecta una falla de operación, se energizan los relés de control que accionan sobre la válvula de suministro de combustible, deteniendo este y haciendo parar automáticamente la central al cerrarse dicha válvula.

La iniciación de la combustión se realiza mediante bujías de endendidó, instaladas en los combustores y funcionan en base a corriente continua, produciendo un arco eléctrico o chispa que origina la combustión cuando la velocidad de la turbina es de aproximadamente del 25% de su velocidad nominal.

b) Sistema de suministro de aceite lubricante.

El sistema para el suministro de aceite lubricante, presentamos

en el gráfico N^o 4.3-4, el cual consta de un circuito principal y de un auxiliar. Desde un tanque depósito se toma el aceite y después de su recorrido de lubricación regresa al mismo tanque de partida.

El sistema principal está formado por dos tomas de aceite accionados por bombas centrífugas, las mismas que se encuentran conectadas con motores eléctricos para su accionamiento, las bombas descargan el aceite a través de dos válvulas de retención; en un ducto que posee equipos de elementos reemplazables y una válvula reguladora de presión con descarga directa en el tanque depósito; a continuación tenemos el sistema regulador de temperatura del aceite, accionado por una válvula temostática, si la temperatura sobrepasa de un valor determinado, se abre, y luego una cierta cantidad de aceite circula por un intercambiador de calor. Cuando el aceite tiene una suficiente presión y temperatura, es enviado a todos los cojinetes y partes a lubricarse individualmente para luego depositarse en el tanque depósito. Cada bomba del sistema principal es suficiente para lubricar en forma óptima cada una de las partes mencionadas, manteniéndose la otra en reserva.

Mediante el sistema auxiliar se permite mantener un alto índice de seguridad, justificada desde el punto de vista de la elevada velocidad de rotación de la máquina; además que con este sistema se permite una lubricación manual.

El sistema secundario está formado por dos tomas de aceite, la primera corresponde a la bomba centrífuga accionada por un motor e-

léctrico y la segunda a una bomba de operación manual, completándose el circuito por medio de un ducto en el que existe un filtro y una válvula de retención desde donde se envía el aceite hasta los cojinetes, y de aquí retorna de nuevo el tanque depósito.

c) Sistema de arranque.-

Con el objeto de iniciar el funcionamiento de la central a gas, se incluye el sistema de arranque, el mismo que puede ser accionado por medio de un motor eléctrico o una a gasolina o diesel.

El arranque por medio de un motor de corriente continua consiste en el motor eléctrico que acciona directamente sobre un engranaje del compresor mediante un embrague automático operado por aire comprimido; el motor se alimenta desde un banco de baterías, las que pueden ser cargadas nuevamente una vez que han sido descargadas al accionar el motor, el mismo que, se desconecta automáticamente cuando el compresor adquiere el 25% de la velocidad nominal y se inicia la combustión. Como podemos ver aquí se necesita de un banco auxiliar de baterías de suficiente potencia para accionar el motor de arranque, este banco está provisto de un cargador apropiado que suministra corriente continua a las baterías y los recarga hasta su capacidad nominal en un tiempo aproximado de 12 horas, el cargador dispone de voltímetros, amperímetros, aparatos de protección, alarmas para fallas y un regulador de voltaje adicional.

II COMPARTIMIENTO DEL GENERADOR

El compartimiento del generador tiene la misma apariencia general que el compartimiento de potencia y encierra dentro de si el siguiente equipo:

- a) El generador de potencia.
- b) La máquina excitatriz.
- c) El engranaje de reducción, y
- d) El sistema de enfriamiento por aire del generador, la puesta a tierra del neutro del generador y equipo para la excitación. Este compartimiento dispone de puertas externas sobre un lado del cerramiento que provéen acceso fácil a las operaciones de inspección y mantenimiento.

a) Generador principal de potencia.-

El generador de potencia es una unidad de ventilación abierta - de 13.200 KW, diseñado específicamente para uso en la central compacta. Este generador dispone de una aislación clase B, tanto para el rotor como para el estator, con tratamiento especial para proporcionar una buena resistencia al desgaste y a las raspaduras. Valores nominales se establecen sobre las bases standards para este tamaño de generador, siendo las características principales las siguientes:

El generador será de 13200KW, trifásico a 60 ciclos por segundo con una velocidad nominal de 3.600 rpm, dispone de autoventilación y está provisto de todas las protecciones correspondientes.

b) Excitatriz.-

El sistema de excitación está localizado en el compartimiento del generador, y se encuentra acoplada directamente al eje del generador, este es un pequeño generador diseñado para trabajar en coordinación con el regulador automático de voltaje; disponiendo también de la excitatriz piloto que comanda la principal mediante controles que manejan pequeñas cantidades de corrientes, haciéndose de esta manera más fácil el control de regulación de voltaje.

c) Engranajes de reducción.-

También dentro de este compartimiento se dispone del engranaje de reducción, el mismo que se encuentra en una posición vertical montado sobre la base del paquete del generador. Este engranaje es el encargado de transmitir potencias desde la turbina hasta el generador principal al cuál le transmite una velocidad menor que el de la turbina dependiendo de la relación de transformación de los engranajes de acoplamiento.

El engranaje es diseñado para transmitir la máxima potencia producida por la turbina a condiciones extremas y desfavorables.

d) Sistema de enfriamiento por aire.-

El aire es llevado desde la atmósfera por medio de ventiladores sobre el eje del generador para enfriar el estator y el rotor del mismo así como también, el colector, la excitatriz y el compartimiento del engranaje de reducción. El aire de enfriamiento es primeramente llevado desde la atmósfera a través de filtros tipo bolsa, pasando -

luego a través de silenciadores de entrada colocados en la base de los filtros, es llevado por medio de ductos a los ventiladores del generador. Una porción del aire descargado del ventilador es dirigido a través de pequeños silenciadores hacia la excitatriz y el colector, pero más de la descarga del ventilador pasa por el rotor y el estator del generador para luego escapar hasta la parte posterior del mismo; en este lugar existen unas guías de desviación que llevan el aire hacia el engranaje de reducción para enfriarlo, desde aquí se escapa al exterior una vez que ha cumplido su misión de refrigerante.

A bajas temperaturas ambientales existe un control termostático que cierra la buardilla de escape del aire caliente y abre un registro para mezclar el calor del aire de escape con el aire frío que están entrando al compartimiento, produciendo una temperatura agradable en el interior de la central.

Una vista de este compartimiento se muestra más claramente en el diagrama de la figura N^o 4.3-IA, en el que se presenta la vista del compartimiento del generador.

III EQUIPO DE SECCIONAMIENTO CON CUBIERTA METALICA

El equipo de seccionamiento está localizado en forma adyacente al paquete del generador y es conectado a éste a través de ductos que llevan los cables de conexión tal como se observa en el gráfico N^o 4.3-IA. Incluidos en la línea, está el disyuntor principal, el equipo de protección auxiliar del generador y los transformadores de los instrumentos.

El equipo previsto en este compartimiento no entraremos a analizar

detenidamente porque no es materia de nuestro estudio.

IV COMPARTIMIENTO O UNIDAD DE CONTROL.

El compartimiento de control, contiene todo el equipo necesario para proveer un control normal y completo así como también para obtener funciones de indicación. De esta manera es posible operar la central localmente y mediante arreglos especiales que se disponen operar en el compartimiento por medio de control remoto.

El compartimiento de control incluye las siguientes componentes principales:

- 1) Panel de control de la turbina.
- 2) Panel de control del generador.
- 3) Centro de control del motor de arranque.
- 4) Espacio para supervisión o equipo de control remoto.
- 5) Provisión para equipo de comunicaciones.
- 6) Baterías y cargadores de la central.
- 7) Compresor de aire de la central.
- 8) Espacio para botellas de CO₂ y sistema de emergencia.

En forma más clara se detalla este compartimiento en el diagrama de la figura N^o 4.3-2B, con el nombre de vista del compartimiento de control.

En este compartimiento se dispone también de una panel de control para el equipo supervisor o de control remoto, mediante el cual se puede arrancar o parar la central, llevar los registros de operación y controlar la máxima capacidad de carga de la misma, existien-

do, además luces de indicación y alarmas respectivas cuando se presenta alguna falla de operación. El enlace respectivo para las comunicaciones remotas como ser conductores, canales carrier o equipo de microondas no se dispone en la central, debiéndose obtener posteriormente si es que se desea de este control.

En definitiva en este compartimiento se encierra todo el equipo de control de la central.

Los equipos de control junto con los elementos de protección y maniobra son los encargados de operar y proteger la central, detectar fallas y prevenir que estas puedan ocasionar daños en los componentes de la misma, pues la eficiencia, eficacia y economía de la central eléctrica depende en gran parte de estos sistemas, de las medidas de las cantidades eléctricas y no eléctricas incluyendo variables mecánicas que pueden ser medidas por medios eléctricos.

No se puede hablar únicamente de sistema de protección o sistema de control, pues su funcionamiento es sincronizado y operan como un solo conjunto, sin embargo para mayor facilidad de descripción se dividirá en las dos partes siguientes:

- 1) Sistemas de protección y maniobra.
- 2) Sistemas de control.

1) SISTEMA DE PROTECCION Y MANIOBRA.

El sistema de protección está exclusivamente diseñado para proteger el equipo de fallas de carácter mecánico o eléctrico que puedan aparecer, este sistema está coordinado justamente con el sistema de control, de manera que cuando el sistema de control envía una señal -

de falla los sistemas de protección operan.

El sistema está provisto de alarmas que operan en forma visual al prenderse una lamparita indicadora que señala justamente en que lugar del equipo se produjo la falla, además se pone en sobreaviso del desperfecto al operador, por medio de una alarma acústica o timbre que puede ser desconectado cuando se ha determinado el lugar de la falla.

Como las fallas de cualquier clase que pueden ocurrir, son capaces de causar graves daños al equipo, se dispone a más de la alarma visual y sonora, de un sistema de parada automático que corta el suministro de combustible y detiene la marcha de la turbina.

El sistema de protección se dispone tanto para el equipo eléctrico como para el equipo mecánico. En el sistema mecánico se accionan los disyuntores respectivos, que ponen fuera del servicio a la parte afectada o a todo el grupo si es necesario.

Los sistemas de alarma del equipo mecánico detectan las siguientes anomalías:

Sobrevelocidad de la turbina.

Baja velocidad de la turbina.

Mala combustión.

Deficiente entrada de aire al compresor.

Baja presión del combustible.

Baja presión del aceite lubricante.

Alta temperatura del aceite lubricante

Alto-bajo nivel del aceite en el tanque depósito.

Sobret temperatura de los gases de escape.

Sobrettemperatura de los gases de combustión.

Fuego y fallas en el sistema de arranque.

Cuando debido a fallas en el suministro de combustible se produce fuego, existe un sistema automático contra incendios, que acciona unas válvulas que dejan escapar el CO_2 que se encuentra almacenado en botellas a presión.

En el sistema eléctrico de igual manera se pueden producir averías tan graves como las anteriores y pueden destruir los elementos de la central y dar lugar a efectos muy desfavorables. Las causas que originan estas anomalías son en la mayoría de los casos sobretensiones y sobretensiones capaces de perforar el aislamiento, dando lugar a cortocircuitos que elevan la temperatura de la máquina generatriz o desarrollan esfuerzos mecánicos demasiado grandes; las protecciones se prevén contra las fallas mencionadas; y además contra insuficiencia de tensión, interrupción o desequilibrio de fases, dirección de energía, descenso o elevación de frecuencia, etc, fallas que son detectadas por los dispositivos de control e inmediatamente puestos en funcionamiento los aparatos de protección como son disyuntores u otros dispositivos de los cuales depende en gran parte la seguridad de la instalación y la continuidad del servicio.

Para la protección se debe tomar en cuenta todo el sistema, de modo que una falla que produzca el funcionamiento de un aparato de protección opere solo éste y no interrumpa el servicio de toda la instalación, eliminando la menor parte posible de ella, obteniéndose de este modo una protección selectiva en la central.

Las medidas de protección preventivas son en principio las más útiles ya que es preferible evitar los daños antes que repararlos. Estos antecedentes cumple la central a gas que dispone de los aparatos-respectivos para la protección de los generadores, barras de baja tensión y líneas de transmisión que comprende el sistema de potencia en estudio cuyo diagrama unifilar se muestra en el gráfico N^o 4.3-5.

Para la protección de los generadores se han tomado en cuenta medidias que garanticen la seguridad del servicio y de la maquinaria; - por lo tanto, se ha previsto de protecciones contra sobre cargas, sobretensiones, cargas desequilibradas y fallas internas como son: cortocircuitos entre fases o entre espiras, defectos a tierra en el estator o rotor y la interrupción del circuito de excitación.

Además de estas protecciones se dispone también de una protección contra excesos de velocidad, las mismas que, aparecen por condiciones extremas como son las descargas súbitas del alternador, aquí la velocidad sube en una forma brusca y excesiva que no puede controlar el regulador automático de velocidad y se lo equipa con relés de velocidad que disparan el interruptor automático del circuito de generación que dando fuera del servicio el grupo defectuoso.

2) SISTEMAS DE CONTROL

El equipo de control está esencialmente formado por los aparatos de control encargados de detectar las fallas y enviar una señal a los respectivos aparatos de protección para que estos puedan operar, todo este equipo se encuentra ubicado dentro del compartimiento de control de la central y consta de los siguientes elementos principales:

- a) Los instrumentos de medida.
- b) Transformadores de los instrumentos.
- c) Equipo de sincronización y
- d) Equipo de regulación.

Instrumentos de medida.-

Los aparatos de medida que permiten la transmisión de una señal eléctrica a medidores visuales en los que se puede observar y medir las cantidades eléctricas y no eléctricas transmitidas de la central a gas, constituyen los aparatos de medida, los mismos que toman las mediciones de presiones, temperaturas, revoluciones, vibraciones, voltajes, corrientes, potencia, frecuencia, etc; así como de los estados de los medios de servicio como son agua y aceite.

La puesta en paralelo de los generadores y la interconexión con otras centrales, requieren de determinadas medidas que aseguren la sincronización, perfecta; por estas razones los aparatos de medida, interesan para magnitudes en las cuales el valor momentáneo es decisivo ya sea para accionar un órgano de ajuste o para variar el valor teórico de un aparato regulador.

La necesidad del control, regulación y distribución de cargas en condiciones eficientes y económicas han hecho que se utilicen estos instrumentos que desempeñan un rol de mucha importancia en la central. Una acertada elección de los dispositivos de medida y la adecuada disposición de ellos y de los elementos de servicio darán una idea clara sobre el estado de funcionamiento de la instalación, en este campo el equipo de control de la central a gas es el que más automa-

tizado se presenta y el que más facilidades presta para la operación pues ella se lo puede operar manualmente o automáticamente en la misma central y tiene además, opción de ser operada mediante dispositivos de control remoto.

Los principales circuitos desde los generadores hasta las líneas de salida junto a los aparatos de maniobra o protección como son: interruptores de conexión, seccionadores, transformadores de medida, lo constituyen el cuadro de distribución.

Los dispositivos de mando de los aparatos indicados, los instrumentos de medida, de regulación, de registro, y en general los circuitos de baja tensión, van dispuestos en cuadros de maniobra que se subdividen en paneles o secciones, cada uno de los cuales comprende de una máquina generadora, una excitatriz, los transformadores de poder y la línea de transmisión de salida.

Los instrumentos de medida van en estos cuadros de maniobra y son indispensables para medir corrientes, tensiones, potencia activa y reactiva, energía generada, factor de potencia en función del coseno del ángulo de desviación, frecuencia, etc; cantidades eléctricas que llegan a los instrumentos de medida que posee el equipo y determinan las características del generador de la excitatriz, etc y contabilizan la energía proporcionada por los grupos. Dentro de los principales instrumentos de medida que dispone la central, cuentan los siguientes:

Amperímetros de corriente alterna para el generador, transformador -

de potencia, línea de transmisión y estación de servicio; cada uno de los cuales se encuentra ubicado en diferentes paneles de control.

Voltímetros

Watímetros,

Varómetros, o medidor de kilovars.

Contadores de energía

Frecuencímetro

Sincronoscopio

Aparatos registradores

Amperímetro y voltímetro de corriente continua para la excitatriz.

Además de los dispositivos arriba indicados, se dispone de aparatos de medida para el control del compresor, combustor y turbina, - siendo los principales los siguientes:

Un medidor de temperatura accionado por termocuplas que van localizadas en el combustor y escape, aparte un grafizador de temperaturas en coordenadas tiempo-temperatura.

Un tacómetro que mide la velocidad de la turbina.

Manómetros que detectan la presión del aire comprimido.

Manómetros que detectan la presión del gas combustible y del aceite-lubricante.

Termómetros.

Un horómetro que mide el tiempo en el que trabaja el grupo.

Transformadores de los instrumentos.-

Según las normas ASA, el transformador de los instrumentos es - aquél en el cuál las condiciones de corriente o tensión y la posición

de fase del circuito primario están representadas con aceptable exactitud en el circuito secundario y son utilizados para aislar de las altas tensiones y corrientes los aparatos y circuitos de medida y control; de esta manera se logra variar la tensión y corriente hasta valores adecuados y proporcionales a aquellos que existen en el circuito principal, para que de este modo los relés y aparatos de medida puedan ser fabricados de tamaño pequeño y costo reducido. Constituyen en realidad dispositivos intermedios que permiten la normalización de los alcances de los dispositivos finales como son los relés para 5 Amp. y 120 voltios.

La utilización correcta de los transformadores de los instrumentos requiere considerar algunos aspectos fundamentales entre los cuales figuran los siguientes: Relación de términos primario y secundario, construcción mecánica y clasificación de exactitud, la cual es de suma importancia para las mediciones. Para dispositivos de control y protección es suficiente una razonable exactitud, pero en cambio deben tener gran robustez y fidelidad, lo cual no sucede en los aparatos de medición en los que se requiere de una gran precisión. De aquí que es ventajoso para el buen funcionamiento del sistema, emplear transformadores separados para las funciones de medición y protección aunque el costo para los primeros sea un poquito más elevado. La central a gas dispone de transformadores de los instrumentos tanto para corriente como para tensión.

Los transformadores de corriente destinados a medida o control, disponen de una bobina primaria en serie por lo general con el circui

to primario que lleva la corriente a ser medida, la proporción de la corriente primaria y secundaria representa la relación de transformación, la misma que debe tomar en cuenta la máxima corriente de carga, la cuál no debe exceder la capacidad de corriente nominal de los aparatos conectados al transformador.

Los transformadores de tensión son por lo general similares a los de potencia, con la diferencia que su capacidad es muy pequeña. Se construyen para varias tensiones primarias, aunque la secundaria es generalmente de 110 y 220 voltios. Estos transformadores se construyen para ser empleados en la intemperie o en locales cerrados, del tipo seco, de aire comprimido a aislados por aceite y pueden ser monofásicos o trifásicos, aunque los últimos son muy poco empleados, prefiriendo utilizar los primeros, en los que se realiza diferentes conexiones para formar bancos si es que esto es necesario.

Equipo de sincronización.-

Para lograr acoplar en paralelo los alternadores y que estos marchen en sincronismo entre sí y con otras centrales a las que se interconecten, se deben cumplir simultáneamente las tres siguientes condiciones: igualdad de voltajes, igualdad de fases y frecuencias.

La igualdad de estas tres condiciones se logra medir con dispositivos o aparatos de medida como son dos vatímetros o uno con doble escala para facilidad de lectura; un frecuencímetro de doble escala, la primera conectada a la tensión de las barras colectoras

y la segunda con la del generador que se va a conectar en paralelo; un fascímetro en el cual se observará la igualdad de fases. Todos estos aparatos reunidos forman el sincronoscopio que viene acoplado en los equipos de la central, logrando de esta manera, la entrada en paralelo sin dificultad de los grupos y de la central con otros sistemas de generación.

Equipos de regulación.-

Con el objeto de proporcionar un buen funcionamiento de los grupos y de la central en general, asegurando un servicio seguro y adecuado, es necesario mantener la tensión y la frecuencia constantes, los mismos que varían al variar la carga; por lo tanto es necesario y de primera importancia disponer de dispositivos de regulación tanto de la tensión como de la velocidad.

Los reguladores de tensión actúan sobre la corriente de excitación del generador; al variar ésta manteniendo la velocidad constante, se logra estabilizar la tensión en el valor adecuado objeto para el cual se usa un reostato en serie con el arrollamiento de campo, accionado a distancia por medio de un motor eléctrico que se opera manualmente mediante un botón colocado en el tablero de control.

Además del control manual de regulación posee también un regulador automático de tensión, por cuanto los alternadores están continuamente sometidos a variaciones de carga instantaneas; por lo tanto, es necesario que se mantenga también una variación continua de la excitación para que se mantenga sensiblemente constante; los re-

guladores automáticos acomodan mayor o menor resistencia de campo - lo más rápido posible ajustándose a las condiciones de carga. En - el presente caso la regulación se efectuará en la corriente de exci - tación del generador, pero que en la actualidad este tipo de regula - ción no se utiliza por cuanto es necesario intercalar en el circuito resistencias de gran tamaño que originan pérdidas considerables de e - nergía, razón por la que se ha reemplazado por la regulación en la - excitatriz piloto. Este tipo de regulación dispone la central a gas además, de los reguladores de velocidad y frecuencia, de los cuales - hablaremos brevemente.

Reguladores de velocidad y frecuencia

La frecuencia está íntimamente relacionada con la velocidad, por lo tanto al variar la una se logra variar la otra. Cuando la carga - adquiere valores diferentes, en el generador se produce un acelera - miento o retardamiento marcado, lo cuál hay que evitar en lo posible por tanto es necesario regular la velocidad y mantenerla constante - ya que la frecuencia es forzoso mantenerla siempre fija lo más posi - ble.

Como las variaciones de carga que se presentan son instantáneas, es necesario de un regulador muy sensible que se adapte a los cambios rápidos de carga.

Como habíamos indicado en capítulos anteriores, una de las caracte - rísticas principales de la turbina a gas, es su facilidad para to - mar o rechazar carga en un tiempo sumamente corto, los reguladores - de velocidad que se usen también deberán ser de extraordinaria sensi -

bilidad y deberán responder a ciertas características básicas principales como son:

Buena sensibilidad a la variación de velocidad ocasionada por la variación de carga.

Tiempo de respuesta sumamente corto, con reacción instantánea a las variaciones de carga, etc; condiciones que muy difícilmente se logra obtener en los reguladores mecánicos tradicionales, por lo cual se ha determinado para la central a gas la aplicación de reguladores automáticos de velocidad electrónicos que vienen montados en el paquete de control y se adaptan perfectamente a las condiciones extremas como ser entre ellas la compensación instantánea de la velocidad nominal de trabajo al aumentar o disminuir la carga.

Estos reguladores se ha logrado construir bajo las siguientes características principales:

Poseen una banda de sensibilidad de $\pm 0,25\%$ de la velocidad nominal y una variación de velocidad de $\pm 5\%$, de la nominal al conectar o desconectar el 100% de carga, retornando a su velocidad nominal en un tiempo máximo de 8 segundos.

Este regulador actúa sobre un motor que opera sobre la válvula de suministro de combustible a las cámaras de combustión aumentando o disminuyendo la cantidad del gas al aumentar o disminuir la carga.

Además de estos elementos principales de control que hemos descrito, debemos tomar en cuenta que la central a gas viene también equipada con los diferentes elementos y aparatos para el servicio auxiliar de la planta y para el aviso respectivo cuando se ha produ

cido una falla de cualquier índole, tales accesorios describiremos brevemente a continuación.

EQUIPO PARA EL SERVICIO AUXILIAR

La central requiere para su funcionamiento de elementos auxiliares que complementen a los principales ya descritos, dentro de estos elementos auxiliares tenemos que se necesitan de motores eléctricos para accionar varios dispositivos cuando la central está sin funcionar, estos motores necesitan de una fuente de energía que permita el accionamiento de ellos y proporcione la energía necesaria para cubrir las necesidades internas, el abastecimiento debe ser continuo y seguro, de lo contrario se producirán serias dificultades que impedirán el funcionamiento normal de toda la central. Generalmente para este propósito, se emplea la energía tomada de las barras colectoras de los generadores mediante transformadores de reducción adecuados, pero sin embargo, en caso de averías, se puede quedar sin tensión por lo cuál, es necesario disponer de otra fuente que constituye la estación de servicio, la cuál, consta esencialmente de un grupo motor-generador de emergencia que es el que alimentará a los equipos de la central. Esta estación de emergencia consta también de transformadores trifásicos con una potencia que se encuentra dentro de los límites aconsejados por las normas.

De las barras auxiliares del grupo motor-generador, sales dos alimentadores, cada uno con su respectivo interruptor automático accionado por relevadores térmicos o mecánicos, estos alimentado -

res sirven al centro de control de los motores; al tablero de distribución de potencia, al transformador de alumbrado, al taller mecánico y a la mayor parte de los aparatos auxiliares.

La estación de servicio dispone además, de un sistema de corriente continua para energizar los principales circuitos de control los anunciadores y el sistema de iluminación de emergencia; la corriente continua se la obtiene mediante rectificadores que a más de proporcionar corriente continua para los aparatos indicadores, aseguran la carga de las baterías, las cuales suministran energía en caso de falta de corriente alterna.

APARATOS DE AVISO

Las distintas operaciones a realizarse, se facilitan en la central instalando en el pupitre de control, junto a los dispositivos de mando, el esquema de conexiones de la misma. Para comprobar las maniobras, se utilizan señales ópticas producidas al encenderse pequeñas lámparas de colores. Los dispositivos de maniobra están provistos de aditamentos eléctricos que encienden la lámpara correspondiente a la falla producida, dando aviso de esta anomalía, en el tablero de control, indicando si un interruptor está abierto o cerrado.

Se emplean además aparatos de aviso que indican condiciones no usuales de funcionamiento de la central como sobreelevación de la temperatura límite del generador, operación de un relé de puesta a tierra de la instalación, etc, avisos que indican al personal de operación mediante una señal óptica y acústica, cual dispositivo ha fa

llado.

Cuando ha sucedido una perturbación, se cierra el contacto del respectivo aparato de protección, el cual excita a más del relé del dispositivo de protección, el relé anunciador que hace encender una lámpara de aviso que ilumina una ventanita transparente que indica cuál ha sido el elemento falloso. Al mismo tiempo, se pone en funcionamiento una bocina que da la alarma respectiva. Con estos antecedentes el operador se da cuenta de la falla, y cuál aparato ha fallado mirando la casilla luminosa del tablero, una vez localizada la falla, se puede silenciar la bocina mediante un botón de presión accionado desde el pupitre de control, pero la casilla transparente seguirá iluminada ya que la falla aún no ha sido reparada aunque ya haya sido localizada.

Una vez que se ha corregido la anomalía, puede regresar el dispositivo a las condiciones normales de funcionamiento con solo presionar un botón de presión desde el pupitre de mando.

El sistema de aviso descrito, se ha previsto en la central a gas para cada unidad generadora, para cada circuito de salida, para la estación de servicio y para la subestación de transformación de la central.

Todos los equipos y compartimientos descritos anteriormente, así como las oficinas y demás departamentos necesarios de la central van colocados en el interior de una casa de máquinas, cuya distribución de planta y medidas principales se muestra en el gráfico NQ-4.3-6.

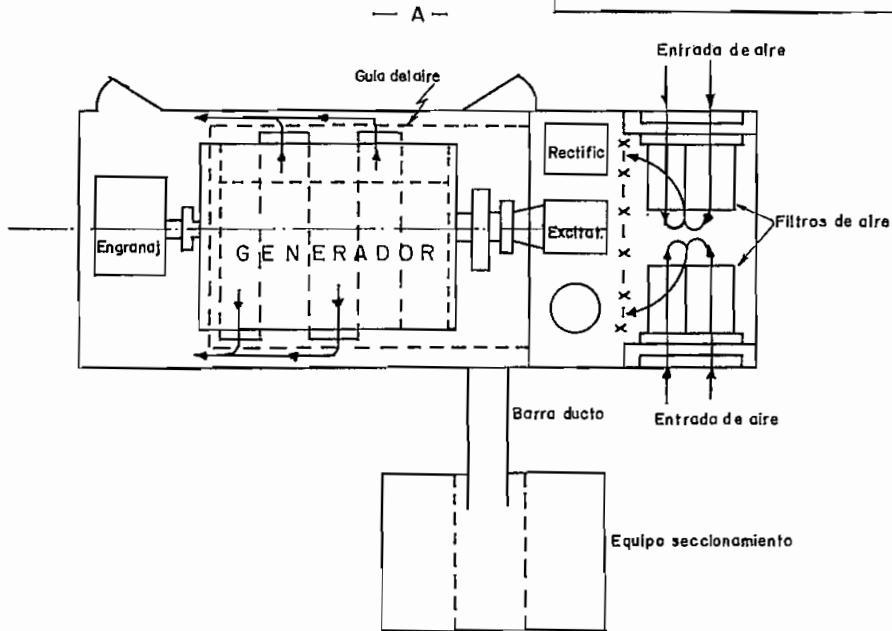
4.3.- DISTRIBUCION DE PLANTA Y DIAGRAMAS UNIFILARES

Una vez que se ha conocido a breves rasgos las principales componentes de la central a gas, se presenta a continuación los diagramas unifilares de la central y de las partes principales, así como también la distribución que cada una de ellas tendrá dentro de la casa de máquinas, distribución que ha sido realizada tomando en cuenta las dimensiones principales de cada una de las partes componentes así como también, las bases necesarias para ofrecer buena funcionalidad al equipo en conjunto, mejor facilidad de acceso y el proporcionamiento de todas las facilidades necesarias al personal de trabajo que deberá operar en esta central.

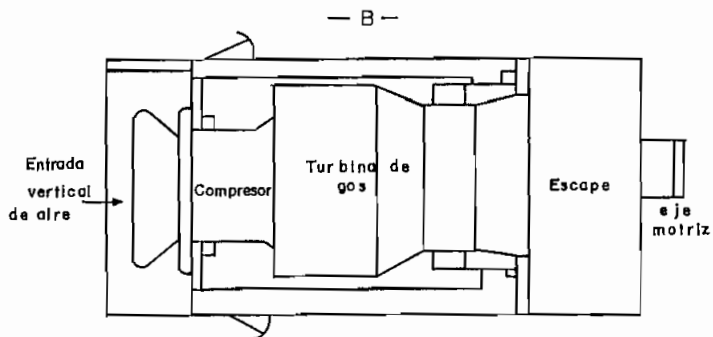
Los principales diagramas que encontraremos a continuación, son los siguientes:

- 1) Vistas de los compartimientos de la central a gas, diagrama N^o 4.3-1. Compartimiento del generador, diagrama N^o 4.3-IA. Compartimiento de la turbina de gas, diagrama N^o 4.3-IB.
- 2) Vistas de los compartimientos de la central a gas, diagrama N^o 4.3-2. Compartimiento de auxiliares y accesorios, diagrama N^o 4.3-2A. Compartimiento de control, diagrama N^o 4.3-2B.
- 3) Sistema de Suministro de combustible, diagrama N^o 4.3-3.
- 4) Sistema de Lubricación, diagrama N^o 4.3-4.
- 5) Diagrama unifilar del sistema. diagrama N^o 4.3-5.
- 6) Distribución de planta, diagrama N^o 4.3-6
- 7) Diagrama unifilar de la central. Diagrama N^o 4.3-7.

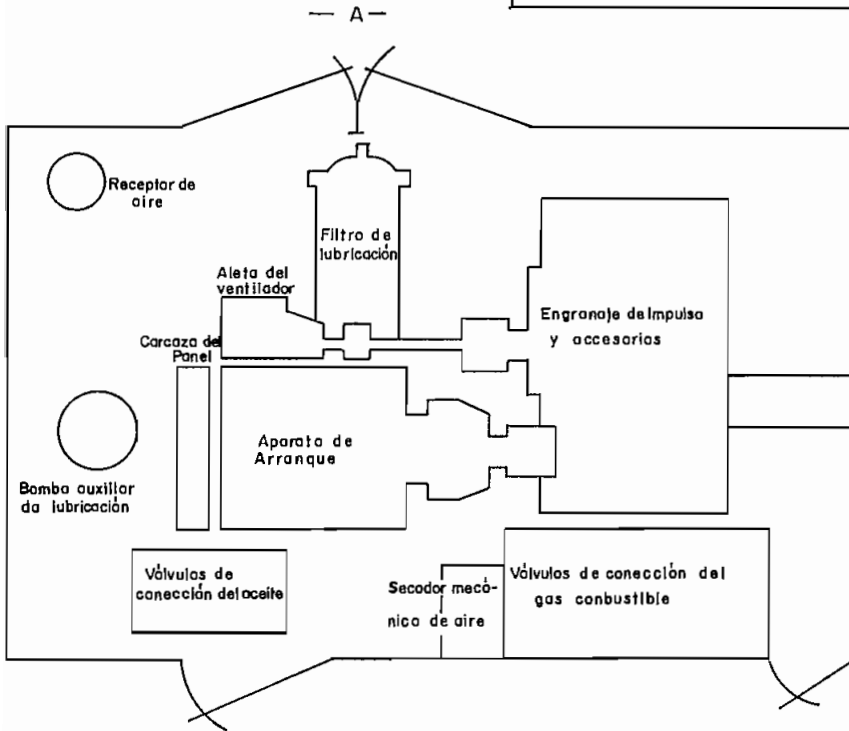
DIAGR. N° 4.3-1
VISTAS DE LOS COMPARTIMIETOS DE LA
CENTRAL A GAS



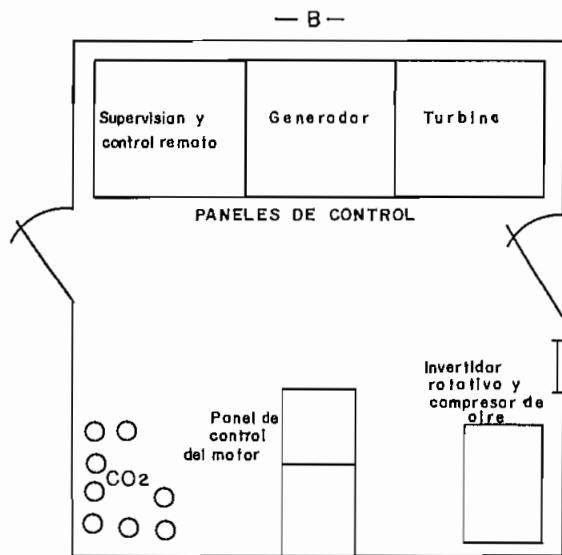
COMPARTIMIENTO DEL GENERADOR



COMPARTIMIENTO DE LA TURBINA DE GAS



COMPARTIMIENTO DE AUXILIARES Y ACCESORIOS

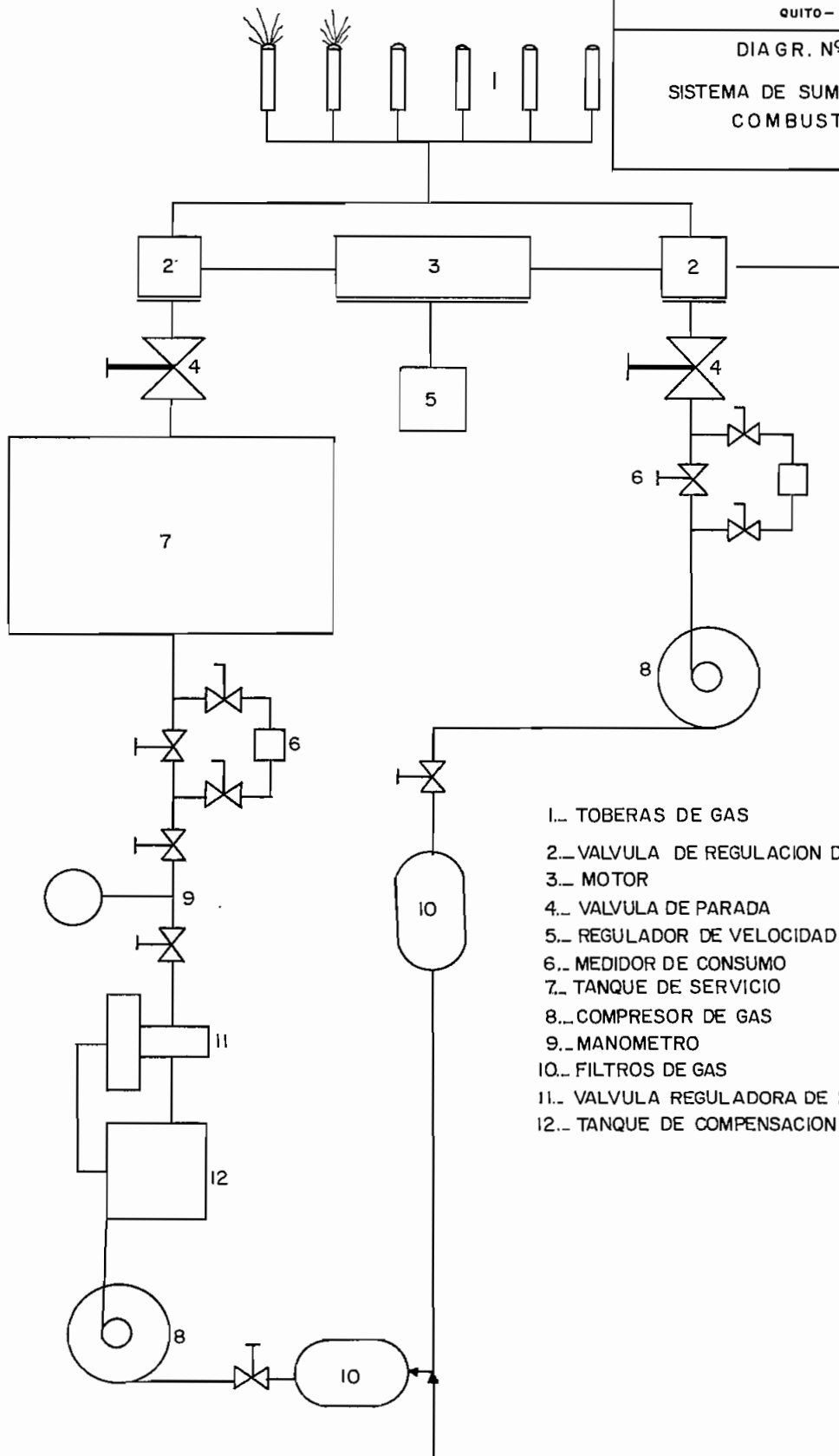


COMPARTIMIENTO DE CONTROL

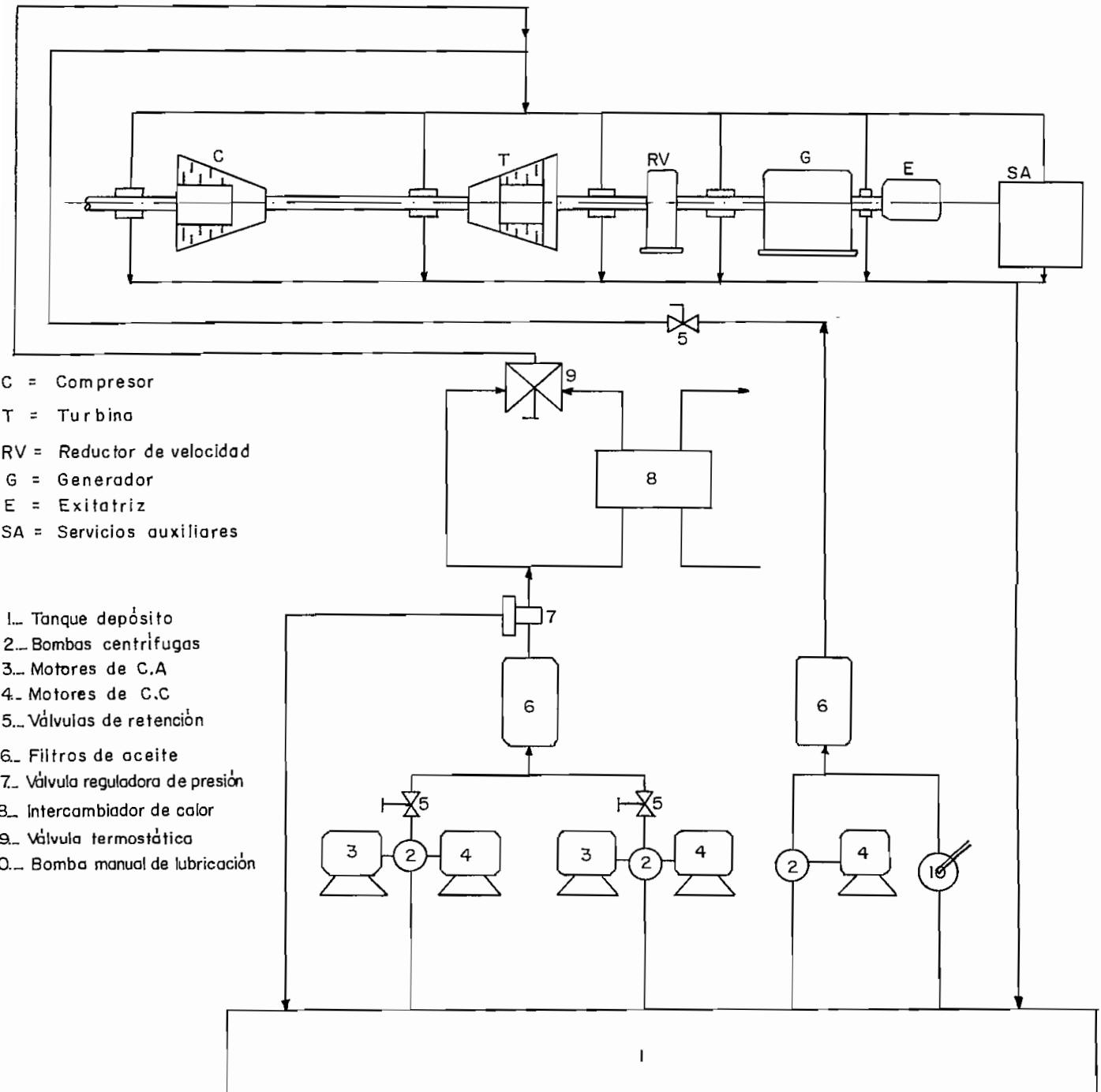
ESCUELA POLITECNICA NACIONAL
QUITO - ECUADOR

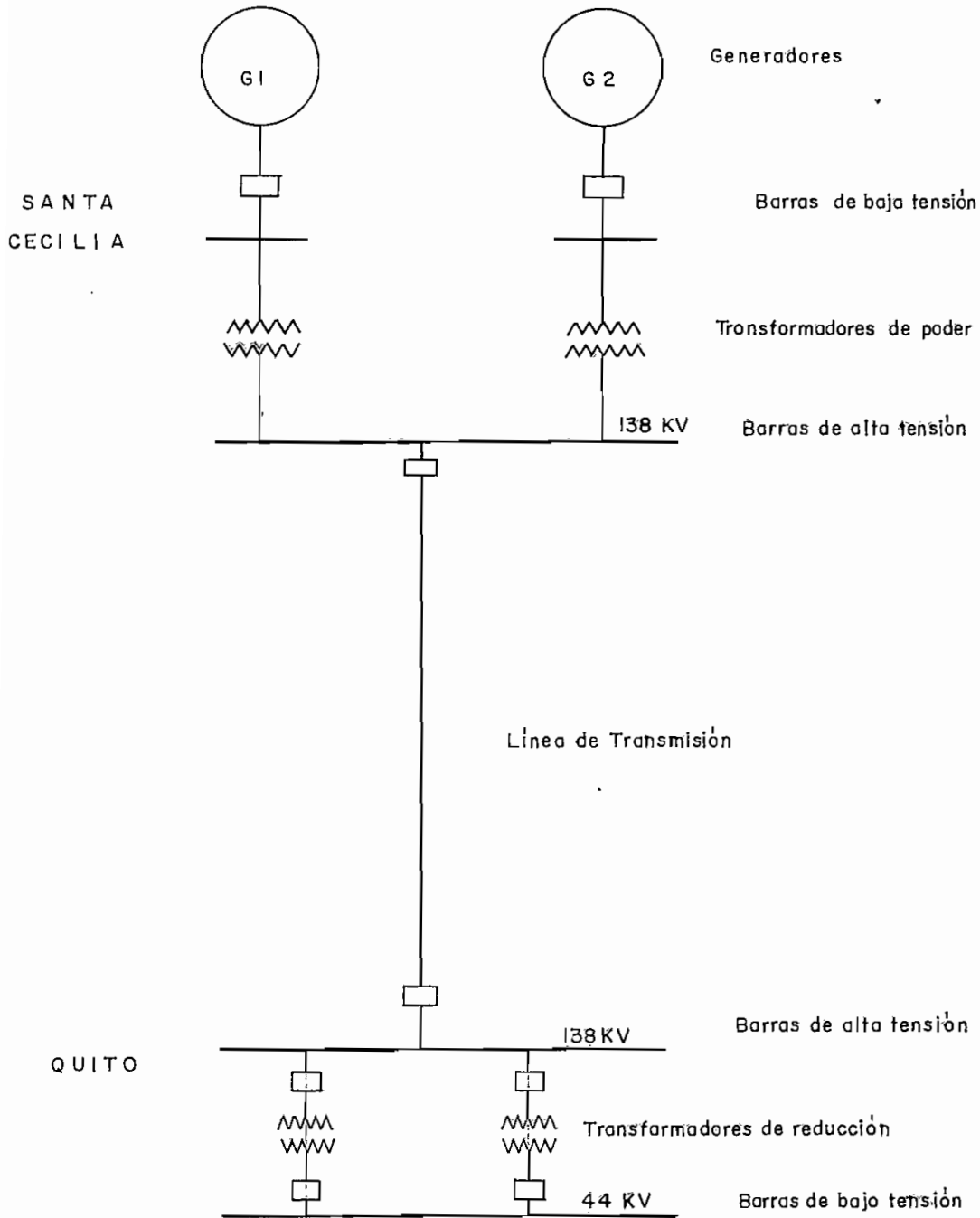
DIAG. Nº 4.3-3

SISTEMA DE SUMINISTRO DE
COMBUSTIBLE



- 1.- TOBERAS DE GAS
- 2.- VALVULA DE REGULACION DEL GAS
- 3.- MOTOR
- 4.- VALVULA DE PARADA
- 5.- REGULADOR DE VELOCIDAD
- 6.- MEDIDOR DE CONSUMO
- 7.- TANQUE DE SERVICIO
- 8.- COMPRESOR DE GAS
- 9.- MANOMETRO
- 10.- FILTROS DE GAS
- 11.- VALVULA REGULADORA DE PRESION
- 12.- TANQUE DE COMPENSACION



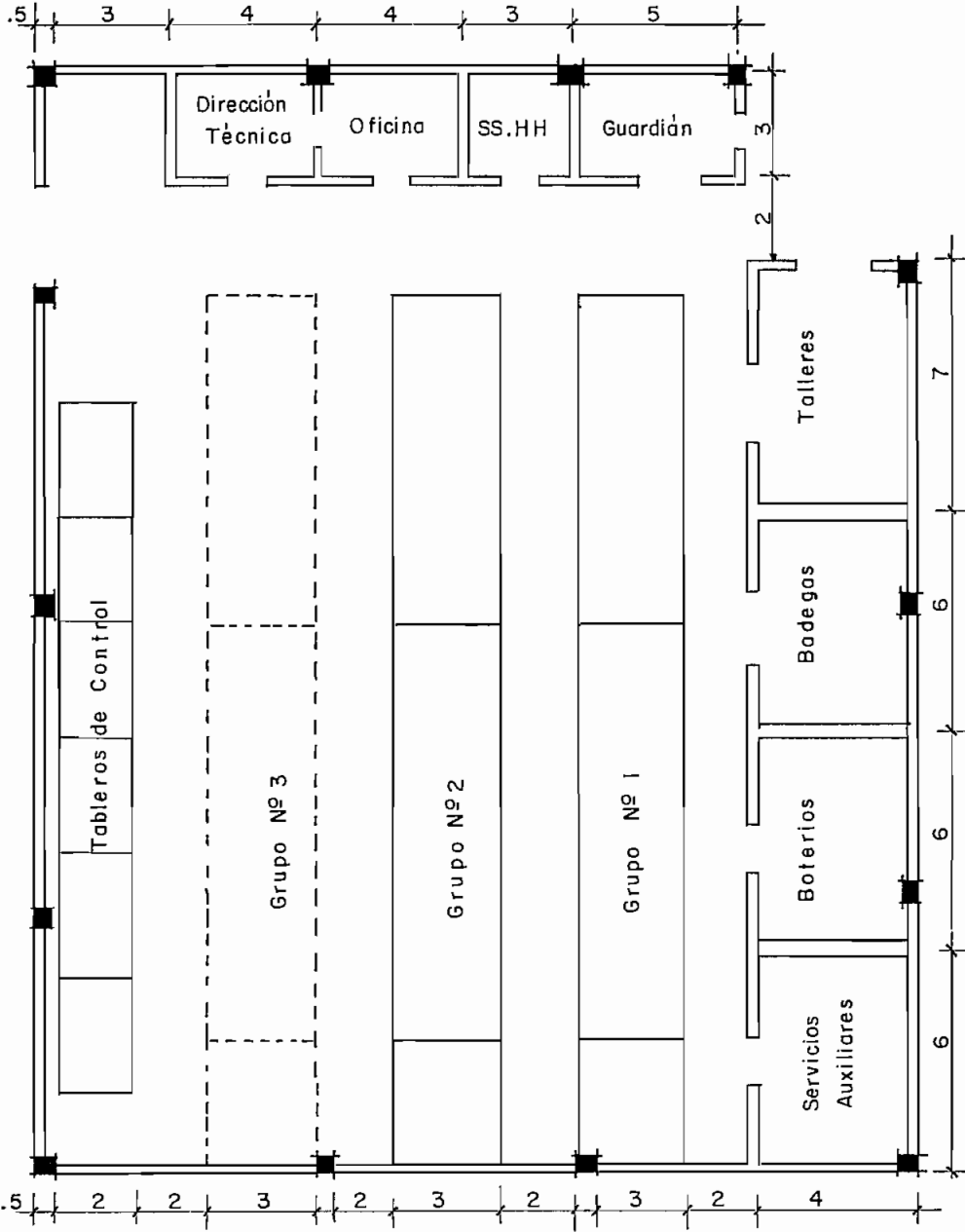


ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

DIAGR. 4.3-6

CENTRAL A GAS
DISTRIBUCION DE PLANTA

ESC. 1: 200



5.0 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Con el objeto de comparar el dato unitario encontrado para el KWH, disponible a nivel de subestaciones de llegada, con aquéllos-costos provenientes de las demás centrales térmicas del País, se han recopilado los valores medios de venta de energía resultante en cada una de ellas para el año 1.968, y que se resumen en el cuadro N° 4.4-1, y son los siguientes:

CUADRO N° 4.4-1

Empresa Eléctrica	Precio medio de venta. (1.968) \$ KWH.
Esmeraldas S.A.	0,959
Manta - Inecel	0,599
Cooperativa Daule Ltda.	0,933
Cooperativa Santo Domingo Ltda.	0,797
Durán - Inecel	0,615
EMELEC.	0,577
El Oro C.A.	1,028
Santa Elena	1,137
Central a gas Oriental	0,19

Los valores arriba enumerados, aunque son a nivel de distribución y el de la central a gas a nivel de transformación, se puede apreciar claramente la gran diferencia a su favor que presenta la central a gas en relación a las demás centrales térmicas, traduciendo en una marcada ventaja económica si se lograría reemplazar las centrales térmi -

existentes por la de gas, lo cuál será factible solamente una vez que se haya hecho realidad el sistema interconectado único en el País.

Comparación con Centrales Hidráulicas.-

Por otra parte también se efectuará la comparación con las centrales hidráulicas existentes en todo el Ecuador, cuyos precios medios de venta del KWH, aparecen en el cuadro N^o 1.2-1, del capítulo I, en donde podemos encontrar claramente que aún sobre estas centrales, la de gas representa el costo unitario de energía más bajo que en todas ellas y aunque se le anexe los costos de distribución a los encontrados para la central a gas, el costo unitario no subirá en mayor proporción por ser los costos de distribución, relativamente bajos en comparación con los encontrados.

Comparación con los grandes proyectos programados.-

Si hacemos la comparación con las grandes centrales hidroeléctricas programadas como son: Pisayambo, Toachi y Paute; el proyecto no es muy ventajoso sino unicamente como una central para los picos de la curva de carga o como una central de emergencia, justificándose su instalación tan solo a partir de 1.984, en que ya se ha copado la potencia de Pisayambo que es la central que abastecerá el consumo del área de influencia de la central a gas programada en capítulos anteriores. Las centrales programadas de gran potencia en el País, tienen los siguientes costos unitarios de energía a nivel de subestaciones de llegada en sus respectivos centros de consumo.

Proyecto	Capacidad Inst. (MW)	Producción de energía (GWH)	Precio de energía. \$/KWH.
Pisayambo	148	638	0,12
Toachi	108	740	0,094
Paute	1.050	5. 282	0,094
Central a gas	26,4	144,3	0,216

De los datos encontrados vemos la clara ventaja de las grandes - centrales hidroeléctricas programadas en relación a la térmica de gas y los es, en razón de su alta capacidad y de los beneficios netos que presenta la generación en grandes cantidades. De esta manera y por - la sola comparación del costo por KWH, el proyecto térmico de la cen- tral a gas no se presenta como muy atractivo, pero sin embargo es me- nester aclarar que el precio final por KWH, no es el único punto a e- valuarse cuando se trata de comparar un proyecto con otro. En el pre- sente caso, entre otras cosas tenemos que considerar que al introdu- cir el proyecto en el Sistema Nacional Interconectado, la generación, no se utiliza totalmente en los primeros años de su instalación, de- bido a que su construcción es por grandes etapas, cada una con capacidad adecuada para proporcionar servicio durante varios años, alcanzando a generar mayores cantidades de energía, en contraste con los requeri- mientos; en años posteriores a su instalación, deduciéndose por tanto que solamente un estudio de resultados económicos sobre un período más o menos largo dará una clara y concreta referencia sobre si es o no - económico el Proyecto. En la presente tesis, se ha efectuado el estu- dio, para el primer año de su instalación, o sea en las condiciones - más desventajosas, obteniéndose sin embargo, resultados satisfactorios

y viables. Además de estas ventajas económicas netas encontradas en el precio del KWH vendido y en los costos unitarios encontrados anteriormente efectuaremos una comparación adicional en base a costos de operación y mantenimiento en generación de las centrales existentes en el País con la central a gas.

Comparación en base a costos de operación y mantenimiento en generación

Una vez realizada la comparación del precio del KWH, que arroja la central a gas en las subestaciones junto al centro de consumo, con aquellos provenientes de las demás centrales térmicas e hidroeléctricas, del país y aún con las provenientes de las grandes centrales hidroeléctricas programadas, y con el fin de visualizar en mejor forma el problema, efectuaremos a continuación un análisis sobre costos variables de operación y mantenimiento resultante en la central a gas, y compararle con las demás centrales térmicas existentes y con aquellas que opera la Empresa Eléctrica Quito S.A. Esta comparación se lo efectuará a nivel de generación con el objeto de conocer, las ventajas netas de los costos variables exclusivamente para las centrales, para el efecto, es necesario conocer los desembolsos realizados en estos rubros para las centrales térmicas existentes cuyos costos son conocidos y se presentan en el cuadro N° 5.1, en el mismo que también se presentan los costos variables a desembolsarse en la central a gas, los cuales son el resultado de estudios anteriores dados en el presente trabajo.

Los valores de los datos estadísticos de las empresas eléctricas que presentamos son tomados de la información estadística de Inecel -

COSTOS DE EXPLOTACION (sucres)

Empresa Eléctrica	Subros	Personal	Materia- les y ser- vicios	Combusti- ble.	Otros	Total	Opac. Instal. K.V.	Per. f- acces K.V.
Durán	Generac.	1.000.000	35.517	784.514	14.370	823.849	1.300	3729
	Transmis.	--	1.081	--	5.304	6.385		
El Oro	Generac.	21.575	149.65	396.970	1.111.491	5'010.899	5.750	5.197
	Transmis.	--	4.081	--	--- 74.	4.155		
Esmeraldas	Generac.	511.682	0.520	1'411.159	71.006	1'464.154	1.520	4.30
	Transmis.	--	--	--	--			
Nanta-Incecl	Generac.	1'77.575	970.144	4'141.309	--	6'097.526	5.000	17.00
	Transmis.	7.646	11.719	--	--			
Santo Domingo	Generac.	2.3.857	160.20	649.113	77.351	1'099.319	1.380	5.79
Quito Enelec.	Generac.	6'597.555	189.867	2'465.353	1'651.017	10'599.992	61.520	210.108
	Transmis.	178.000	7.539	--	--	24.539	61.977	287.128
Central a gas	Generac.	310.000	18.870	6'138.700	140.350	7'015.920	26.400	110.7
	Transmis.	77.000	72.350	--	--	1'123.550		

Fuente: datos estadísticos recopilados por INCECL.

publicada en el año 1.969.

Todos los valores encontrados para generación en las Empresas Eléctricas existentes, y aquél valor de costos variables de la central a gas, se presenta en forma definida en el cuadro N^o 5.2; a partir del cual hemos encontrado el costo por KWH a nivel de generación, que resulta para cada una de las empresas, el mismo que es el resultado del cociente, entre los costos totales variables de generación, para la energía total generada.

De este cuadro podemos encontrar que los costos unitarios de operación y mantenimiento en generación que presenta la central a gas, son mucho más bajos que en todas las demás centrales térmicas mostradas; llegando inclusive a ser menor que las centrales que operan en el Sistema Quito, a pesar que estas tienen en su mayoría generación hidráulica, sin embargo, el costo unitario de la central a gas es tan bajo que hace que su construcción sea muy favorable.

Un aspecto importante que debemos considerar en éste análisis, es que el valor encontrado para la central a gas que es de \$0,049/- KWH, para los gastos variables en generación corresponde al año en que se hizo el análisis o sea 1.976, debiendo esta cantidad traer al valor presente si queremos que la comparación resulte mucho más real, ya que los datos estadísticos enumerados anteriormente son para 1.968. En efecto trayendo este valor hasta el año de comparación (1.968), sobre la base del 10% de interés al cual se cotiza la moneda local encontramos un valor de \$0,032/KWH, para los gastos varia

Empresa Eléctrica	Capacidad Instalada Kw	Energía Generada Mwh	Costos va- riables en generación (Sucres)	Costo unitario \$/ Kwh	
DURAN	*	1.000	2.729	823.849	0,302
EL ORO	5.750	5.197	3'010.899	0.579	
ESMERALDAS	1.320	4.202	1'464.154	0.348	
MANTA - INECEL	5.000	15.098	6'995.526	0.463	
SANTO DOMINGO	1.380	3.309	1'092.920	0.330	
QUITO	61.320	219.188	11'599.902	0,053	
EMELEC	65.975	287.278	53'186.598	0.185	
CENTRAL A GAS	26.400	144.300	7'157.920	0.049	

bles en generación de la central a gas, valor que es mucho menor a la cifra encontrada anteriormente justificándose de esta manera una vez más, por los costos de operación y mantenimiento reducidos la - conveniencia del proyecto.

Además de estas ventajas económicas netas encontradas en el - precio del KWH vendido y en los costos unitarios de operación y mantenimiento de la central, se debe considerar que las centrales a gas del tipo paquete enunciadas anteriormente, presentan las mejores medidas y facilidades como fuentes de potencia convencionales, permitiendo reducciones substanciales de la inversión en generación y proporcionando flexibilidad de aplicación inclusive en sitios no usua - les para su localización.

El nuevo concepto de la planta de potencia de turbina a gas en paquete o compacta, con énfasis sobre la standarización, ensambles y pruebas respectivas en la fábrica y la facilidad de instalación, mantienen los costos por KW instalado bajos.

Por otra parte, también se obtienen costos de operación reducidos ya que las centrales son equipadas para operar con un mínimo de atención; pueden arrancar por medio de control remoto, además de cincronizar y tomar carga en la misma forma.

Las centrales continuamente controladas por equipo de protección durante los períodos de operación y receso, dan confianza al equipo.

La simplicidad inherente de las turbinas de gas, resultan en costos de mantenimiento que son significativamente más bajos que los equipos competitivos utilizados para los tipos de la curva de carga o como unidades de emergencia.

Las áreas dentro de la planta compacta que requieren la operación de mantenimiento, han sido diseñadas para lograr accesibilidad y facilidad de mantenimiento. Junto a esto el rápido arranque y parada de la central, reduce los costos convencionales de la misma, trabajando en vacío.

Las turbinas de gas pueden operar justo minutos antes de ser necesario, lo cual nos proporciona máxima flexibilidad de operación y aplicación, que acopladas con los requerimientos mínimos de sitio permiten la selección del mismo, basados casi enteramente sobre los requerimientos económicos de lugar más que por las limitaciones físicas usuales.

Por otro lado, también la unidad es efectivamente silenciosa y se presta inclusive para usos en áreas residenciales.

El diseño moderno y compacto de la central permite conseguir un rendimiento y confiabilidad excelentes, no solo por el mínimo espacio requerido, sino también porque posee aislamientos de primera clase, con lo cual se consigue aumentar la duración del aislamiento y reducir los costos de conservación; junto a esto el enfriamiento eficiente del grupo y la fácil accesibilidad a las partes que requieren de mayor mantenimiento, hacen que la central a gas programada a instalarse en el Oriente Ecuatoriano, sea digna de tomarse en cuenta y si fuera posible de instalarse lo más pronto, según se desprende del estudio realizado en la presente tesis; todo esto sin tomar en consideración el enorme impulso que se dará a esta Región Ecuatoriana para su desarrollo agrícola, comercial y aún industrial; ade-

más del beneficio inmediato que se obtendría de la instalación de esta central para la explotación de los pozos petrolíferos de la Región Oriental, lo cual se traduce en adelanto socio económico de la Región y del Ecuador entero.

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

Present Applications of Gas Turbines.
Publicación de ASME.

Enero de 1965.

Saturn Gas Turbine.
SOLAR (A Division of International Harvester Company).
Enero de 1966.

Diesel and Gas Engine Power Costs.
Publicación de ASME.
1966.

Gas Turbine Analysis and Practice.
Jennings and Rogers.
McGraw-Hill Book Company, Inc.

Manual del Montador Electricista.
Terrell Croft.
Reverté S.A.

Gas Turbines (A Power Special Report).
B G A Skrotzki.
Diciembre de 1963.

Reportes sobre Operación y Mantenimiento
de Turbinas a Gas.
O.H. Pfersdorff. Paper Nº 66-GT-100.
G.R. Kennedy. Paper Nº 66-GT-109.
W.F. Cusworth. Paper Nº 66-GT-115.
Abril de 1966.

La Central de Turbinas de Gas en Weinfeld. ...
F. Dübi.
Artículo publicado en la Revista Técnica Sulzer.

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

Electrical Transmission and Distribution
Reference Book,
Westinghouse Electric Corporation, 1964.

Gas Turbine
Package Power Plant
General Electric, 1967.

Centrales Eléctricas
F.T. Morse
Continental S.A.

Power Station Engineering and Economy
Skrotsky and Vopat,
McGraw-Hill Book Company, Inc.

Protective Relays Application Guide
The English Electric Company Limited.

A New "Silent Sentinels" Publication.
Westinghouse Electric Corporation, 1964.

Proyecto de una Central Hidroeléctrica
Tesis de Grado de Robelo Loaiza, 1967.

Relays and their applications 1 y 2.
Toshiba Tokyo Shibaura Electric Co., Ltd.
Nos. ID 1505
ID 1506

SKD, SKDU, SP, SP-1 Phase Distance Relays.
Westinghouse Electric Corporation
Mayo de 1968.

Panorama Gas Turbines Throught The World.
Energy International. Volume 6, Nº 4,
Abril de 1.969.

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

- Funcionamiento de una Central de Potencia
con Turbinas a Gas.**
Artículo publicado en la Revista Brown Boveri Review.
Febrero de 1968.
- Proyecto Pisayambo.
Informe de Factibilidad.
Revisión de Estudios Adicionales.**
ITALCONSULT.
Junio de 1969.
- Programación Preliminar del Sistema Nacional
Interconectado.**
R. Sexe. Funcionario de la Compañía Norsk Hydro Elektrisk.
Agosto de 1969.