

Universidad Nacional de Ingeniería

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA



“ Optimización de la Gestión Energética en la Generación Termoeléctrica del Servicio Público ”

T E S I S

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO MECANICO

CARLOS ALBERTO GALVEZ FASSHAUER

PROMOCION: 1982 - 1

LIMA . PERU . 1993

CONTENIDO

	<u>Pag</u>
PROLOGO	6
 Cap. N° 1	
INTRODUCCION	<u>7-8</u>
 Cap. N° 2	
ANALISIS DE LA SITUACION EN LA GENERACION TERMOELECTRICA	<u>9-19</u>
1. Descripción de la Situación	9-11
2. Causas	11-13
3. Consecuencias	14-15
Cuadros y Gráficos	16-19
 Cap. N° 3	
ANALISIS ENERGETICO EN LA GENERACION TERMOELECTRICA	<u>20-115</u>
1. Contabilidad Energética	21
1.1 Ventajas	21-22
1.2 Procedimiento de su desarrollo	22-26
1.3 En Centrales de Generación Termoeléctrica	26-28
2. Auditorías Energéticas	29
2.1 Procedimiento General de Ejecución	29-30

	<u>Pag</u>
2.2 Procedimiento de Ejecución en Centrales Termoeléctricas	31-33
3. Ejecución en Sistemas Eléctricos Generación Termoeléctrica	34
3.1 Analisis Energético Sistema Eléctrico de Pucallpa	34-64
3.2 Analisis Energético Sistema Eléctrico de Tarapoto	65-88
3.3 Analisis Energético Centrales Térmicas de Chimbote y Trujillo	89-115
 Cap. N° 4	
MEJORAS DE LA GESTION ENERGETICA EN LA GENERACION TERMOELECTRICA	<u>116-142</u>
1. Rehabilitación de la Generación Termoeléctrica	117
1.1 La rehabilitación instrumento a mejorar sistemas eléctricos ineficientes	117-118
1.2 Procedimiento de la Rehabilitación	118-122
1.3 Financiamiento	122-123
2. Mejoras en la Operación	123
2.1 Suministro de combustible	123-125
2.2 Operación propiamente dicha	125-126
3. En la Gestión del Mantenimiento	127
3.1 Planeamiento del Mantenimiento	127-129
3.2 Ejecución del Mantenimiento	130

	<u>Pag</u>
3.3 <i>Mantenimiento Energético</i>	130-132
4 <i>Equipamiento e Instrumentación</i>	132-133
5. <i>En la Organización Energética</i>	134
5.1 <i>Funciones del Comité de Energía</i>	134
5.2 <i>Funciones de Coordinador de Energía</i>	135
6. <i>Plan de Capacitación en la Generación termoeléctrica</i>	136
6.1 <i>Objetivo</i>	136
6.2 <i>Procedimiento</i>	136-138
7. <i>Evaluación Económica de la Mejoras</i>	139
7.1 <i>En Generación Termoeléctrica Diesel</i>	139-140
7.2 <i>En Generación Termoeléctrica Turbogas</i>	140-141
7.3 <i>En Generación Termoeléctrica a Vapor</i>	141-142
 Cap. N° 5	
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	<u>143-147</u>
 BIBLIOGRAFIA	148-149
 ANEXOS 1, 2, 3	150

PROLOGO

La presentación de esta tesis es motivada por la importancia que significa para el desarrollo de nuestro país el uso eficiente y confiable de la energía disponible, especialmente en la Generación Termoeléctrica del Sector Público de Electricidad, y es justamente en este sector donde a pesar de los escasos recursos de nuestro país se hace derroche de la energía por las ineficiencias en la operación y mantenimiento de los equipos, afectando consecuentemente la confiabilidad y disponibilidad de las centrales de generación e inciden directamente en el freno de nuestro desarrollo si traducimos que "la energía mas cara es la que no se tiene".

En esta tesis se presenta la situación, sus causas y las posibles soluciones las cuales no necesariamente implican una inversión sino una reorganización y mejora de los procedimientos y métodos en la administración de las Centrales de Generación Térmica. También se menciona el estudio de realizar la rehabilitación de las centrales cuyas consecuencias de falta de mantenimiento oportuno ahora multiplican los costos de rehabilitación, la decisión de realizarlo atendería razones técnico-económica

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

El Servicio Público de Electricidad se define como la actividad destinada al abastecimiento regular de energía eléctrica para uso de la Sociedad Peruana.

En la actualidad el Servicio Eléctrico en nuestro país no satisface el requerimiento de Electricidad, sin embargo debemos entender que para la realidad de nuestro país es la Oferta de Electricidad la que genera su Demanda en beneficio del desarrollo del país. Pero la ampliación de la Oferta Eléctrica depende de la existencia de centrales de generación eléctrica nuevas o rehabilitadas sean estas hidráulicas y/o térmicas.

De las Centrales Hidroeléctricas diremos que a corto y mediano plazo no tiene opción de ejecución por la falta de elevados Recursos Financieros, los plazos largos en ejecución de Centrales Hidroeléctricas y su debilidad intrínseca por los caprichos de la naturaleza de dejar de aportar energía y potencia como sucede en años de sequía como 1992.

La Generación Termoeléctrica representa una alternativa a corto plazo ya que mantenimiento de por medio podría garantizar en principio tanto su potencia como la energía

que es capaz de producir, siendo su desventaja su costo de generación donde el combustible tiene una participación promedio del 75 % . Es en este rubro donde se deben realizar los máximos esfuerzos en disminuirlos y es en ese objetivo que interviene la acción de la Gestión energética. La **Gestión Energética** es un esfuerzo organizado y estructurado para obtener la máxima eficiencia en el suministro, conversión y utilización de la **energía** sin afectar que el servicio sea oportuno y confiable

En ese marco se define a la "OPTIMIZACION DE LA GESTION ENERGETICA DE LA GENERACION TERMOELECTRICA DEL SECTOR PUBLICO" como un proyecto para optimizar el uso de la energía y mejorar la confiabilidad de los equipos, como consecuencia de acciones correctas en rehabilitación, operación y mantenimiento, organización, capacitación, etc. cuyos resultados se traducen en la disminución de los costos operativos y el oportuno servicio en la Generación Termoeléctrica. En este trabajo se resumen experiencias en los tres tipos de generación termoeléctrica Vapor, Diesel, Turbogas. Sin embargo anotamos adicionalmente que la gestión energética integra a su análisis las áreas de distribución, comercialización y consumo de electricidad ya que la potencia que se llega a generar, no siempre llega al usuario final en la calidad y cantidad adecuada, por las pérdidas en transmisión, distribución y se agrava aún más por el derroche en el lado de la demanda.

Capítulo N° 2

ANALISIS DE LA SITUACION DE LA GENERACION TERMOELECTRICA
DEL SERVICIO PUBLICO

A continuación se describe la situación en que se encuentran, causas, y sus consecuencias en los Sistemas Eléctricos de Generación Térmica del Servicio Público.

1. DESCRIPCION DE LA SITUACION DE LOS SISTEMAS
ELECTRICOS CON GENERACION TERMOELECTRICA

En el Servicio Público de Electricidad la Generación Termoeléctrica se integra a 2 tipos de Sistemas Eléctricos Los Sistemas Eléctricos Aislados y los S.E Interconectados y se hallan conformando las Sgtes Empresas:

a) Electricidad del Perú - Electroperú S.A.

b) Empresas Regionales de Electricidad

-Electro NorOeste

-Electro Centro

-Electro Norte

-Electro Sur Medio

-Electro Norte Medio

-Electro Sur Oeste

-Electro Oriente

-Electro Sur Este

-Electro Lima

-Electro Sur

- a. *La Potencia Instalada Total en las Empresas del Sector Público de Electricidad es de 2890 Mw de la cual 715 Mw es decir el 25 corresponden a generación termoeléctrica. La generación termoeléctrica produce anualmente en el orden de 750 GWh que representa el 7.5% de la electricidad generada total. En el cuadro No 1 se muestra el comportamiento a través de los últimos años de la potencia como de la producción.*

- b. *La disponibilidad del total de la potencia termoeléctrica instalada es 426 MW (59%) existiendo instalaciones no disponibles en el orden de 300 MW (41%). Ver cuadro No 2*

- c. *Existen Instalaciones y Equipos en estado de obsolescencia y deterioro encontrándose en peligro de colapso las unidades que aún están operativas.*

- d. *El Consumo de Combustible y el Rendimiento en la generación termoeléctrica denotan ineficiencias en el aprovechamiento del combustible, como se ven en los cuadros No 3 y 4.*

- e. *Existen 48 marcas de fábrica de los equipos de la generación termoeléctrica. En el cuadro No 5 se muestran las mas importantes.*

- f. *En la mayoría de las Centrales Termoeléctricas se cumplen ciclos, cuyos periodos se inician con una Potencia efectiva mayor que la Máxima demanda y al termino se invierte dicho comportamiento.*
- g. *La Cantidad de Unidades de Generación Termoeléctrica es de 700, la distribución por rangos de potencia se muestra en el cuadro No 6.*
- h. *El parque de unidades de Generación Termoeléctrica tiene una edad promedio de 20 años, en el gráfico No 1 se muestra el histograma de edades de los grupos.*
- i. *Para el año 1992 los datos estadísticos aun no han sido consolidados, pero la gestión en las Centrales Termoeléctricas no ha mejorado, a pesar del mayor requerimiento por causa de la sequía y los resultados han servido para confirmar sus deficiencias.*

2. CAUSAS

- a. *Los métodos de operación en la centrales de generación termoeléctrica acusan muchas deficiencias en el régimen de carga (pico o base) que debe asumir cada grupo, no existe una coordinación recíproca con el Centro de Despacho de Carga o Centro de Atención*

de la Demanda, la falta de Sistemas de Control no permite controlar parametros elementales de operación como temperaturas, presiones, etc..

- b. No existe Planificación del Mantenimiento, el área de Mantenimiento es visto como un anexo de la Operación y orienta sus funciones al mas bajo nivel operativo como "mantenimiento mecánico y eléctrico" caracterizado por ser un sistema de reparación.*
- c. El deficiente sistema de apoyo logístico, insuficiente suministro de bienes y servicios, causan daños los equipos y llevan al personal a una desmotivación, por la dependencia de las desiciones de un organo de apoyo.*
- d. No existe criterio técnico en la selección del equipamiento mas adecuado.*
- f. Un deficiente sistema de información técnica (registros y archivos de operación y mantenimiento) que no representa un instrumento como ayuda a la correcta toma de desiciones en para su mejor gestión.*
- g. Cuadros Técnicos Deficientes, no existe un plan de capacitación para técnicos.*

- h. No existe interés en el personal de investigar las causas de la fallas que afectan a los equipos ya sea por desconocimiento y/o desmotivación.*
- i. No existe ninguna normalización y standarización de los equipos y materiales que se traduce en la diversidad de marcas de fábrica y modelos en los equipos que se operan en las centrales termoeléctricas.*
- j. No existe una organización energética, no se realiza ningun tipo de balance de energia, no estableciendose parametros y puntos de medición para el control de la energía en todo el Sistema Eléctrico.*
- l. Las centrales de generación no cuentan con los instrumentos de medida y protección en adecuado estado.*
- k. En los Sistemas de Distribución de energía eléctrica de donde proviene la demanda de energia eléctrica, no se han determinado las cargas por subestaciones y circuitos, de manera de programar un servicio eficiente con la generación disponible.*

3. CONSECUENCIAS

- a. El Deterioro de los equipos disminuye confiabilidad de estos originando interrupciones del Servicio Eléctrico, que como resultado dan un costo por energía no vendida y costos socio-económicos que aproximadamente son del orden de 20 veces mayor (" la energía más cara es la que no se tiene") al valor de la energía no vendida, por ejemplo los efectos a la no producción en la Industria.
- b. Un bajo rendimiento de las centrales Termoeléctricas, las condiciones de operación y Mantenimiento determina mayores Costos Operativos por Kwh generado que está en el orden de los 10-14 ctv.\$ Lo que determina que sea una alternativa poco atractiva para competir con la generación hidroeléctrica. Actualmente se tiene la siguiente estructura de costos

	Diesel	Gas	Vapor
Combustible	5.3	7.2	5.8
Operación	1.6	0.3	2.7
Mantenimiento		1.5	..
Depreciación	2.1	2	3
TOTAL	11.0	11.2	13.5

- c. Necesidad de aplicar un costoso Mantenimiento por

desatención a realizar un mantenimiento planificado. El Costo de aplicar un mantenimiento preventivo en relación al Costo de Mantenimiento Correctivo es 10 veces menor que resulta de comparar lo que se obtiene en nuestros sistemas eléctricos y lo standar.

d. La diversidad de marcas de fábrica ocasiona:

.Mayor precio de adquisición al comprar por unidades

.Mayor costo en diversas herramientas

.Mayor costo en Capacitación

.Mayor costo por personal externo especializado en determinadas marcas.

EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA Y PRODUCCIÓN DE
ELECTRICIDAD EN EL SERVICIO PÚBLICO

A Ñ O	POTENC. INSTALADA (MW)		PRODUCCION (GWH)	
	TOTAL	TERMoeLECTR.	TOTAL	TERMoeLECTR.
1985	2579	634	8343	762
1986	2595	644	9234	791
1987	2651	709	10093	897
1988	2807	717	10027	947
1989	2815	723	9602	754
1990	2817	723	9545	768
1991	2890	715	10000	700

Cuadro No 1

POTENCIA TERMoeLECTRICA EN EL SERVICIO PÚBLICO
(MW)

Empresas	Instalada	Efectiva	Max. Demanda
Electro Perú	21.15	0.0	0.0
Electro NorOeste	102.74	43.43	45.63
Electro Norte	63.60	22.46	20.63
Elect. NorteMedio	106.95	63.25	45.49
Electro Lima	160.20	121.90	120.34
Electro Oriente	62.92	45.51	31.80
Electro Centro	72.78	44.53	18.13
Electro SurMedio	7.23	5.03	2.93
Electro SurEste	55.52	30.78	26.58
Electro SurOeste	64.33	46.04	33.01
Electro Sur	4.98	3.91	2.89
T O T A L	722.40	426.84	347.43

Cuadro No 2

**CONSUMO DE COMBUSTIBLE EN LA GENERACION TERMOELECTRICA
DEL SERVICIO PUBLICO
(Mil.Gln)**

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
T-GAS	5144	1368	8175	24562	22662	19190	20400
T-VAPOR	10065	18468	24465	23997	20167	21748	14700
T-GAS-VAP	9444	10747	7926	9469	979	4350	---
T-RESIDUAL	5716	1100	2487	1663	520	1996	370
T-DIESEL 2	35244	38224	40291	34292	28990	28609	25600
T O T A L	65613	69908	83346	93934	73310	75893	61000

Cuadro No 3

**RENDIMIENTO DE COMBUSTIBLE EN LA GENERACION TERMOELECTRICA
DEL SERVICIO PUBLICO
(Kwh/Gln)**

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
T-GAS	9.75	8.49	9.45	8.48	9.04	9.05	9.10
T-VAPOR	9.22	8.51	8.31	8.39	8.68	8.52	8.60
T-GAS-VAP	9.38	11.24	10.75	10.28	9.93	10.20	--
T-RESIDUAL	13.92	13.51	14.94	14.53	14.66	14.50	14.60
T-DIESEL 2	12.80	12.74	12.27	12.20	12.12	12.09	12.10
T O T A L	11.61	11.32	10.77	10.10	10.21	10.13	10.16

Cuadro No 4

MARCAS DE GRUPOS TERMOELECTRICOS

MARCA	NUMERO	POTENCIA (MW)	
		Instalada	Efectiva
CATERPILLAR	120	40	20
VOLVO	200	30	21
SKODA	50	40	30
SULZER	15	38	20
ISSOTTA FRASKINI	50	25	22
ALCO	10	22	15
G. M. TRIESTE	3	15	6
GENERAL MOTORS	10	6	2
E. M. D. (G. M.)	6	15	9
MIRLESS	7	2.5	1
PAXMAN	7	10	1
CUMMINS	15	5	2
MAN	18	20	12
BLAKSTONE	10	4	1
BREDA, DEUTZ, ACLO, LISTER, MWM, DORMAN PERKINS, etc.	130	100	25
TOTAL G. DIESEL	650	363	182
BROWN BOVERY	3	43	20
PRATT WHITNEY	2	109	100
GENERAL ELECTRIC	5	106	70
TOTAL G. GAS	10	258	190
BBC	3	22	12
SKODA	4	40	39
TOTAL G. VAPOR	7	62	51

Cuadro No 5

DISTRIBUCIÓN Y RANGOS DE POTENCIA TERMOELÉCTRICA

<i>Rango de Potencias</i>	<i>Numero de G. Térmicos</i>	<i>Potencia Instalada MW</i>	<i>Potencia Efectiva MW</i>
<i>Hasta 50 KW</i>	<i>68</i>	<i>2.60</i>	<i>0.94</i>
<i>51 - 100 KW</i>	<i>170</i>	<i>15.20</i>	<i>9.80</i>
<i>101 - 200 KW</i>	<i>163</i>	<i>30.50</i>	<i>21.40</i>
<i>201 - 300 KW</i>	<i>45</i>	<i>12.20</i>	<i>5.80</i>
<i>301 - 400 KW</i>	<i>39</i>	<i>13.95</i>	<i>6.20</i>
<i>401 - 500 KW</i>	<i>55</i>	<i>23.55</i>	<i>14.10</i>
<i>501 - 1000 KW</i>	<i>61</i>	<i>53.54</i>	<i>22.20</i>
<i>1001 - 2000 KW</i>	<i>29</i>	<i>48.40</i>	<i>23.40</i>
<i>2001 - 3000 KW</i>	<i>16</i>	<i>39.90</i>	<i>21.50</i>
<i>3001 - 4000 KW</i>	<i>18</i>	<i>58.50</i>	<i>30.60</i>
<i>4001 - 5000 KW</i>	<i>9</i>	<i>39.80</i>	<i>22.40</i>
<i>5001 - 10000 KW</i>	<i>10</i>	<i>59.00</i>	<i>28.00</i>
<i>10000 KW a más</i>	<i>16</i>	<i>315.00</i>	<i>219.00</i>
<i>TOTAL</i>	<i>698</i>	<i>723.00</i>	<i>412.00</i>

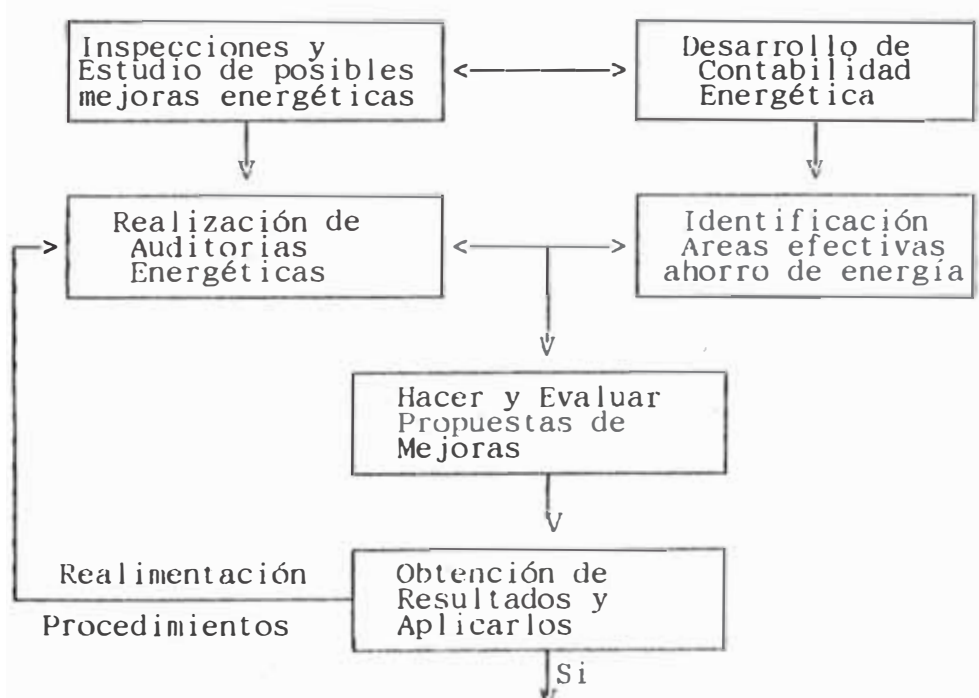
Cuadro No 6

Capítulo N° 3

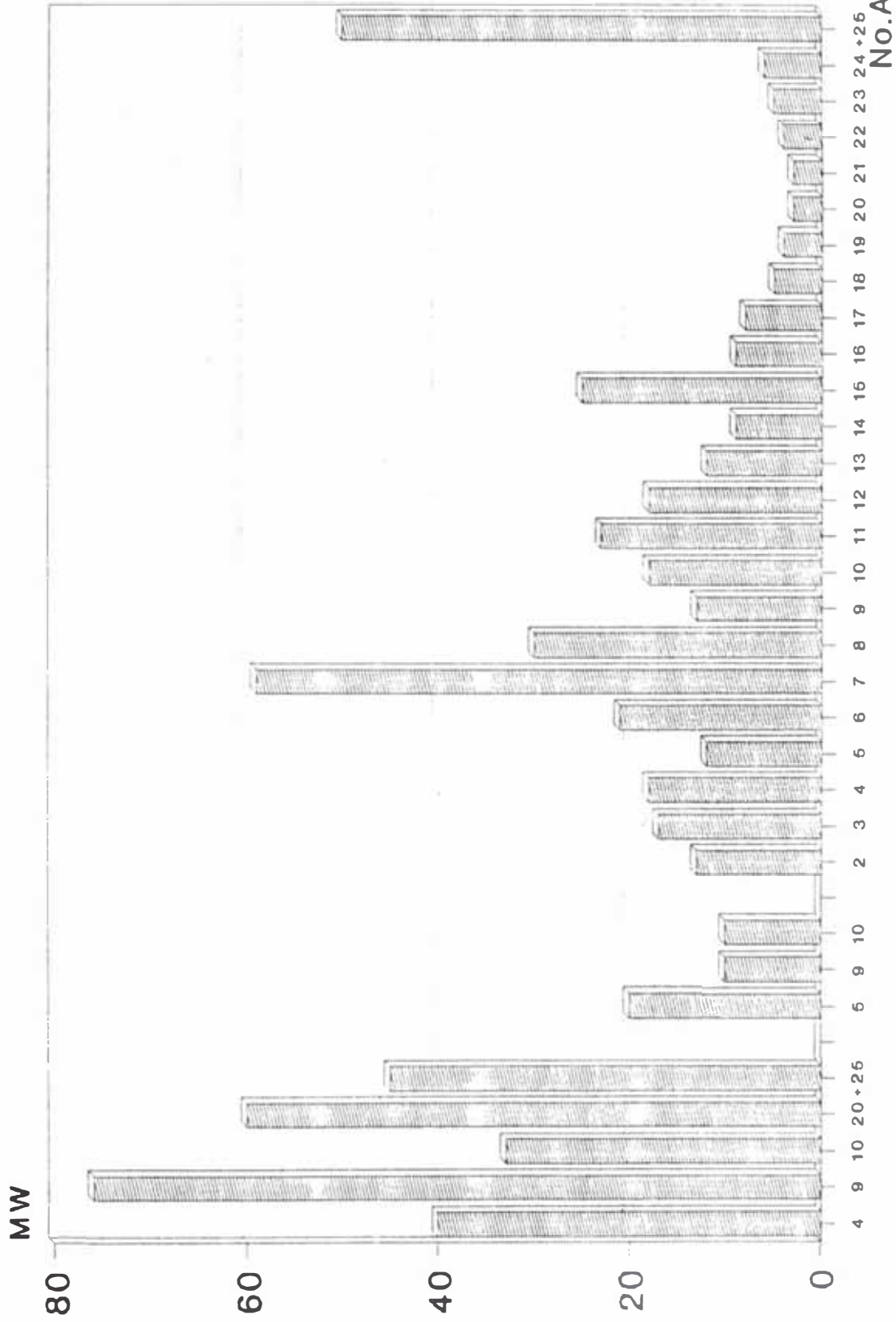
ANALISIS ENERGETICO DE LA GENERACION TERMOELECTRICA DEL SERVICIO PUBLICO

Toda intención de mejorar la Gestión Energética tiene como punto de partida el conocimiento de los consumos y el estado energético de todos los equipos consumidores de energía. Es fundamental para la obtención de óptimos resultados disponer de un sistema de Contabilidad Analítica Energética y de un sistema de Auditorias de Diagnóstico de la Situación Energética de los procesos, operaciones básicas y equipos de las Centrales de Generación Termoeléctrica.

La Secuencia de actividades en un Analisis Energético se define en el siguiente diagrama:



HISTOGRAMA DE EDADES DE LA POTENCIA TERMoeLECTRICA DEL SERVICIO PUBLICO



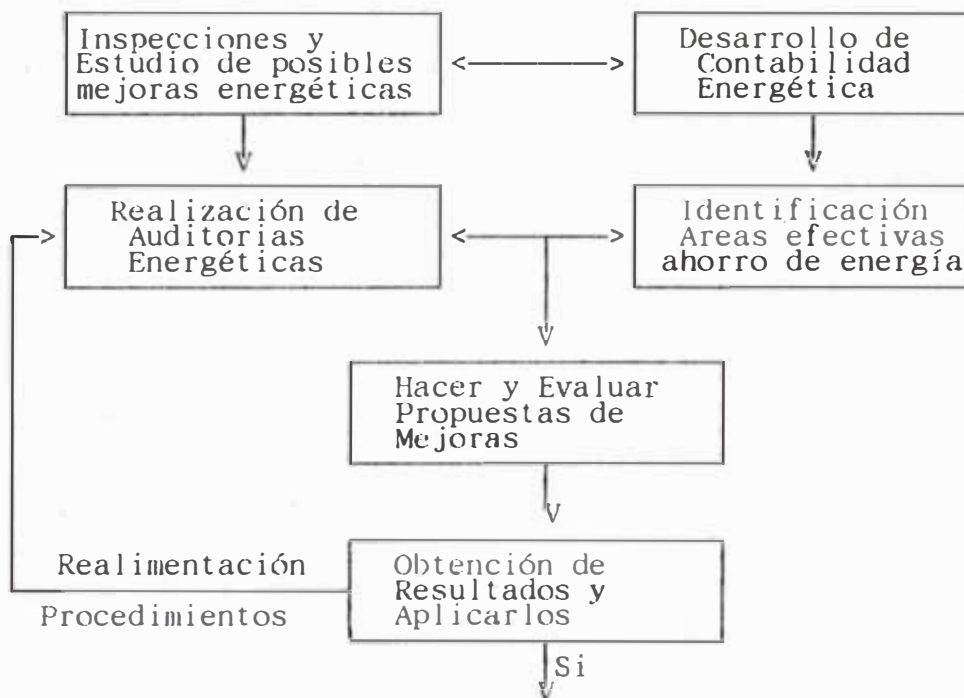
MOTORES DIESEL
Gráfico N° 1

Capítulo N° 3

ANÁLISIS ENERGÉTICO DE LA GENERACION TERMOELECTRICA DEL SERVICIO PUBLICO

Toda intención de mejorar la Gestión Energética tiene como punto de partida el conocimiento de los consumos y el estado energético de todos los equipos consumidores de energía. Es fundamental para la obtención de óptimos resultados disponer de un sistema de **Contabilidad Analítica Energética** y de un sistema de **Auditorias de Diagnóstico de la Situación Energética** de los procesos, operaciones básicas y equipos de las Centrales de Generación Termoeléctrica.

La Secuencia de actividades en un Analisis Energético se define en el siguiente diagrama:



1. CONTABILIDAD ENERGÉTICA EN LA GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA

La Contabilidad Analítica Energética es un sistema organizado y metódico que permite conocer periódicamente los consumos de Energía en un Sistema eléctrico, sus variaciones en el tiempo, los factores determinantes en la generación, distribución y consumo de electricidad (producc. diaria, semanal, anual, factor de carga, máxima demanda, etc.), así como algunos indicadores de consumo (consumo específico, rendimientos, costos de energía, consumo propio, etc.)

A continuación se dan las ventajas, lineamientos y planteamientos para organizar la Contabilidad Energética.

1.1 VENTAJAS DE LA CONTABILIDAD ENERGETICA

- a. Permitirá controlar el suministro y almacenamiento calidad de Combustible, y posibilitar una disponibilidad óptima de Combustible para la generación.*
- b. Determinar los consumos reales de combustible por unidad y central de generación.*
- c. Determinar las eficiencias, consumos específicos de combustible y aceite de cada equipo de la Central de generación, que nos servirá en la administración de la energía, mantenimiento y un plan de mejoras en*

los equipos que acusen deficiencias en sus indicadores.

- d. Control y optimización de los consumos propios de los auxiliares de las centrales a vapor y diesel.
- e. Determinar la carga, energía y pérdidas en las líneas, subestaciones, transformadores.
- f. Determinar líneas y circuitos sobrecargados, para realizar las reconexiones adecuadas.
- g. Determinar instalaciones clandestinas líneas.
- h. Estimar consumos reales de los usuarios.
- i. Como instrumento para verificar el estado de los equipos, no existe mejor evaluador del estado de cualquier máquina que su rendimiento, deduciéndose de ahí que el planeamiento del mantenimiento y su ejecución se ajustará a sus requerimientos.

1.2 PROCEDIMIENTO DESARROLLO DE LA CONTABILIDAD ENERGETICA

El procedimiento sigue los sgtes. pasos.

a. **Flujo de Energía en las Centrales de Generación**

En primer lugar debe realizarse el Balance de energía de todo el Sistema Eléctrico como se explica en el Gráfico No 2 en la que se muestra la relación que existe entre los sistemas de Generación, Distribución, Consumo, etc. cifras correspondientes para cada centro de Energía, de esta manera se tendrá en primer término un análisis

global de todo el sistema determinando las eficiencias por cada área.

-Fuente Primaria

Las fuentes primarias en la generación termoléctrica son basicamente:

	<i>Poder Calorífico</i>	
<i>Petroleo Diesel 2</i>	<i>45450 KJ/Kg</i>	<i>41 KWh/Gl</i>
<i>Petróleo Residual 6</i>	<i>43720 KJ/Kg</i>	<i>44 KWh/Gl</i>

El Suministro y Almacenamiento de los combustibles se hará teniendo en cuenta

- .La obtención del mejor precio*
- .El suministro permanente*
- .Conocimiento permanente del estado de los stocks y seguimiento de los consumos.*
- .Establecimiento de previsiones de consumo*
- .Establecimiento de programa de pedidos*

En las tablas de la sgte. pagina se describe la transformación de la energía primaria en cada uno de los casos de generación termoeléctrica, mostrando los porcentajes en el proceso:

b. Consumos en la Centrales de Generación Termoeléctrica

Un primer análisis es la determinación de los consumos de energía primaria en el tiempo, en diferentes intervalos

y circunstancias.

Determinando los consumos de energía en áreas de utilización de la Central, y nos permitirá confeccionar los diagramas de flujo energético con la distribución del consumo de energía.

Es necesario también conocer los regímenes de carga a los que se somete cada grupo de generación, para estimar tendencias en los consumos de combustible y lubricante.

CENTRALES TERMICAS DIESEL

<i>Energía PRIMARIA</i>	<i>TRANSFORMACION</i>	<i>ELECTRICIDAD</i>
<i>COMBUSTIBLE DIESEL 2 100 % 41 KWh/Gl</i>	<i>REFRIGERACION 25-30 %</i>	<i>Energía ELECTRICA 28-33 % 11.5-13 KWh/Gl</i>
	<i>GASES DE ESCAPE 30-35 %</i>	
	<i>ENERGIA MECANICA 30-35%</i>	
	<i>RADIAC. , AUXILIAR 10 %</i>	

CENTRALES TERMICAS A GAS

<i>Energía PRIMARIA</i>	<i>TRANSFORMACION</i>	<i>ELECTRICIDAD</i>
COMBUSTIBLE DIESEL 2 100 % 41 kWh/Gl	RADIACION Y AUXIL. 10-13 %	Energía ELECTRICA 18-23 % 8-9.5 kWh/gl
	AGUA REFRIG. 3-5 %	
	ENERGIA MECANICA 20-25 %	
	GASES DE ESCAPE 50-60 %	

CENTRALES TERMICAS A VAPOR

<i>Energía PRIMARIA</i>	<i>TRANSFORMACION</i>	<i>ELECTRICIDAD</i>
COMBUSTIBLE RESIDUAL 100 % 44 kWh/Gl	RADIACION Y AUXIL. 15-20 %	Energía ELECTRICA 18-23 % 8.5-10 kWh/Gl
	GAS ESCAPE 15-20 %	
	ENERGIA MECANICA 20-25 %	
	AGUA ENFRIAMIENTO 40-45 %	

c. Consumos Específicos

Aquí determinamos indicadores que relacionan el consumo con la producción, mostrando la evolución de los consumos específicos a lo largo del tiempo, esto nos permitirá evaluar el estado de los equipos.

d. Análisis de Costos en Generación Termoeléctrica

Conocidos los consumos de energía de cada fuente, se pueden evaluar los costos de los distintos tipos de energía y su porcentaje de participación en los costos de

producción, también se evalúan los costos operativos que resultan del mantenimiento de la Central cuyos montos son relacionados con el estado de los equipos de la Central. A continuación se muestra la estructura de Costos Promedio en Cts de \$ U.S. en las Centrales Termoeléctricas del Servicio Público.

	Diesel	Gas	Vapor
Combustible	5.3	7.2	5.8
Operación	1.6	0.3	2.7
Mantenimiento	2	1.5	..
Depreciación	2.1	2	3
TOTAL	11.0	11.2	13.5

1.3 CONTABILIDAD ENERGÉTICA EN LAS CENTRALES GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA

a. CENTRAL TERMICA A VAPOR

En el Suministro y Almacenamiento de combustible
Registros de los stocks de Combustible almacenado
Medición del flujo con Registro en la línea desde
Tanque de Recepción a los Tanques de Almacenamiento.
Medición del flujo de combustible consumido y cuyo
valor será afectado por un factor de dilatación del
combustible de acuerdo a sus propiedades y la
variación de temperatura.

Realizar un Diagrama de Sankey para tener en cuenta en

el balance de energía de la C.T.Vapor

Registrar la producción de energía eléctrica.

Calcular la eficiencia total de la Planta.

.En la Caldera.

Registro de la eficiencia de la caldera

Cálculo del indicador producción de vapor/consumo de combustible.

.En el Turbogenerador.

Registro de la eficiencia del turbogenerador

.En el Condensador.

Registro de la eficiencia del condensador.

Registro de eficiencia de Torre de refrigeración

.En Consumo propio.

Registro de la energía consumida por cada equipo, bombas, ventiladores, iluminación.

Porcentaje de consumo propio por cada equipo de Central.

b. CENTRAL TERMICA DIESEL

Registro de energía producida por cada grupo.

Registro del consumo de combustible por cada grupo.

Registros de diagrama de carga de planta y cada grupo.

Registrar el consumo de lubricante por cada grupo.

Registro del consumo propio de la central.

Registro costos de combustible, lubricante, mantenimiento.

Cálculo de los rendimientos y consumos específicos de combustible y lubricante.

Cálculo de los factores de planta y de carga.

c. CENTRAL TERMICA GAS

Registro energía producida por hora

.Energía producida, consumo de combustible

.Temperatura de gases de escape

.Presión del aire salida del compresor

.Presión de inyectores

.Temperatura del Medio Ambiente

.Potencia de carga promedio

d. EN SUB-TRANSMISION EN 10 kV

Registrar pérdidas de la sub-transmisión entre la Central de generación y el Patio de Llaves, con un balance de energía entre la entrega y recepción de energía de cada centro respectivamente.

e. EN DISTRIBUCION Y COMERCIALIZACION

Registro energía de cada salida de Patio de Llaves.

Registros de la energía facturada por salidas, subestaciones, circuitos.

Registro de la carga de subestaciones y circuitos.

Lo descrito anteriormente servirá en el balance de energía desde las salidas hasta los consumidores

f. EN LOS USUARIOS

Registro de los usuarios con mayor demanda y consumo de energía.

2. AUDITORIAS ENERGETICAS EN LA GENERACION TERMOELECTRICA

Las auditorías energéticas en un sistema eléctrico son acciones en las que se determinan causas y soluciones a las ineficiencias energéticas de los grupos generadores, sub-estaciones, líneas , determinando posibles mejoras por las que se puede obtener un Ahorro Energetico.

Una Auditoria debería realizarse teniendo una información completa de la Contabilidad Energética del sistema. Sin embargo excepcionalmente pueden existir evidencias fácilmente comprobadas que requieran su aplicación sin necesidad de tener una Contabilidad.

La situación energética de las instalaciones de las centrales se conocerá estableciendo, con cierta periodicidad, una Auditoría que permita diagnosticar el estado de los diferentes equipos y será un analisis técnico de los procesos. Basadas en datos de operación existentes o estimados e identifica la energía consumida en un equipo.

2.1 PROCEDIMIENTO GENERAL DE EJECUCION DE AUDITORIAS ENERGETICA

A continuación se presenta una metodología ordenada de su desarrollo en General.

1er.Paso. Revisión de los Datos de la Contabilidad Energética, en otro caso recabar la siguiente información

a. *Datos Generales de Instalación*

Identificación de equipos, localización, puesta en servicio, estado operativo actual,

Descripción del proceso energético

Consumos auxiliares en la producción

Régimen de Producción y Actividad, factores de utilización, de actividad, función tiempo

Personal de la Instalación.

b. *Fuentes Energéticas*

Combustibles, tipo poder calorífico, consumo diario, mensual, almacenamiento.

c. *Análisis Energético*

Diagrama flujo energético, balance de energía

Estudio por Centros, unidades y sistemas consumidores de energía.

d. *Consumos Específicos y Costos*

Consumos específicos de Energía por kWh

Costo de Energía por kWh

Optimización de Costos Energéticos

e. *Fijar Indicadores y/o Medidas Analíticas*

2.2 PROCEDIMIENTO DE EJECUCION DE AUDITORIAS ENERGETICAS EN LAS CENTRALES DE GENERACION TERMOELECTRICA

a. CENTRAL TERMICA A VAPOR

Revisión de Datos de la Contabilidad Energética

Contraste y Calibración de los medidores de flujo de combustible

Contraste y calibración de los medidores de energía.

Rehabilitar los instrumentos de medición de parámetros de operación.

Realizar simultáneamente a varios regímenes de carga las siguientes mediciones:

.Potencia de Salida

.Flujo de Combustible que se consume.

.Vapor de Caldera (flujo, presión, Temp.)

.Vapor a Turbina (flujo, Presión, Temp)

.Agua de Alimentación (flujo, Temp.)

.Análisis de Gases de escape (% O₂, CO).

.Agua de Refrigeración

Establecer curvas de Eficiencia de Caldera, Turbogenerador, Condensador, de Ciclo, de Planta.

Variar ciertos parámetros de operación y obtener nuevos resultados, por ejemplo relación aire/combustible, presión de vacío por mayor capacidad de refrigeración, etc.

Realizar Mnto. correctivo y/o preventivo de acuerdo a indicaciones del Dpto. que signifiquen una posibilidad

de mejoras energéticas, y realizar nuevas mediciones. Realizar mediciones en los circuitos eléctricos que alimentan a las bombas, ventiladores, etc. En especial la fase a neutro donde puede circular corriente.

b. CENTRAL TERMICA DIESEL

Registrar energía y consumo de combustible para cada grupo en un periodo determinado y bajo diferentes regimenes de carga.

Verificar estado del aceite lubricante, cambiarlo y realizar nuevas mediciones.

Siendo el proceso de combustión el más trascendente, se debe:

.Análisis de las condiciones del combustible

.Comprobar eficiencias de filtros de combustible y de aire.

.Revisión de la regulación de velocidad.

.Revisión de inyectores.

.Comprobadas las condiciones anteriores se deben realizar las correcciones necesarias y nuevamente realizar las mediciones correspondientes a cada grupo.

Establecer las curvas de eficiencia de cada grupo y de acuerdo a estas proceder a una nueva administracion de carga a asumir por cada grupo, evaluando los resultados en ahorro de energía.

c. CENTRAL TERMICA TURBOGAS

Registrar energía y consumo de combustible para cada grupo en periodos determinados y diferentes cargas.

d. EN TRANSFORMADORES

Mediciones en los circuitos primario y secundarios de los transformadores a diferentes cargas.

Determinación de las curvas de eficiencia en cada transformador.

Analisis del aceite del transformador.

e. LINEAS

De acuerdo a las subestaciones y circuitos que en la contabilidad energética se detecten deficiencias

Realizar las mediciones y registros en las subestaciones y circuitos en B.T., de acuerdo a periodos que se puedan medir los consumos de los usuarios correspondientes a cada subestación y circuito respectivo.

3. EJECUCION DE ANALISIS ENERGETICO EN SISTEMAS ELECTRICOS CON GENERACION TERMOELECTRICA

A continuación se presentan los Analisis Energéticos realizados en Sistemas Eléctricos de Pucallpa, Tarapoto y las Centrales Térmicas de Trujillo y Chimbote.

3.1 ANALISIS ENERGETICO DEL SISTEMA ELECTRICO DE PUCALLPA

a. ANALISIS DE LA SITUACION EN EL SERVICIO ELECTRICO DE PUCALLPA

a.1 Descripción de la Situación

El sistema eléctrico de Pucallpa su disponibilidad de potencia se muestra en el cuadro No 7.

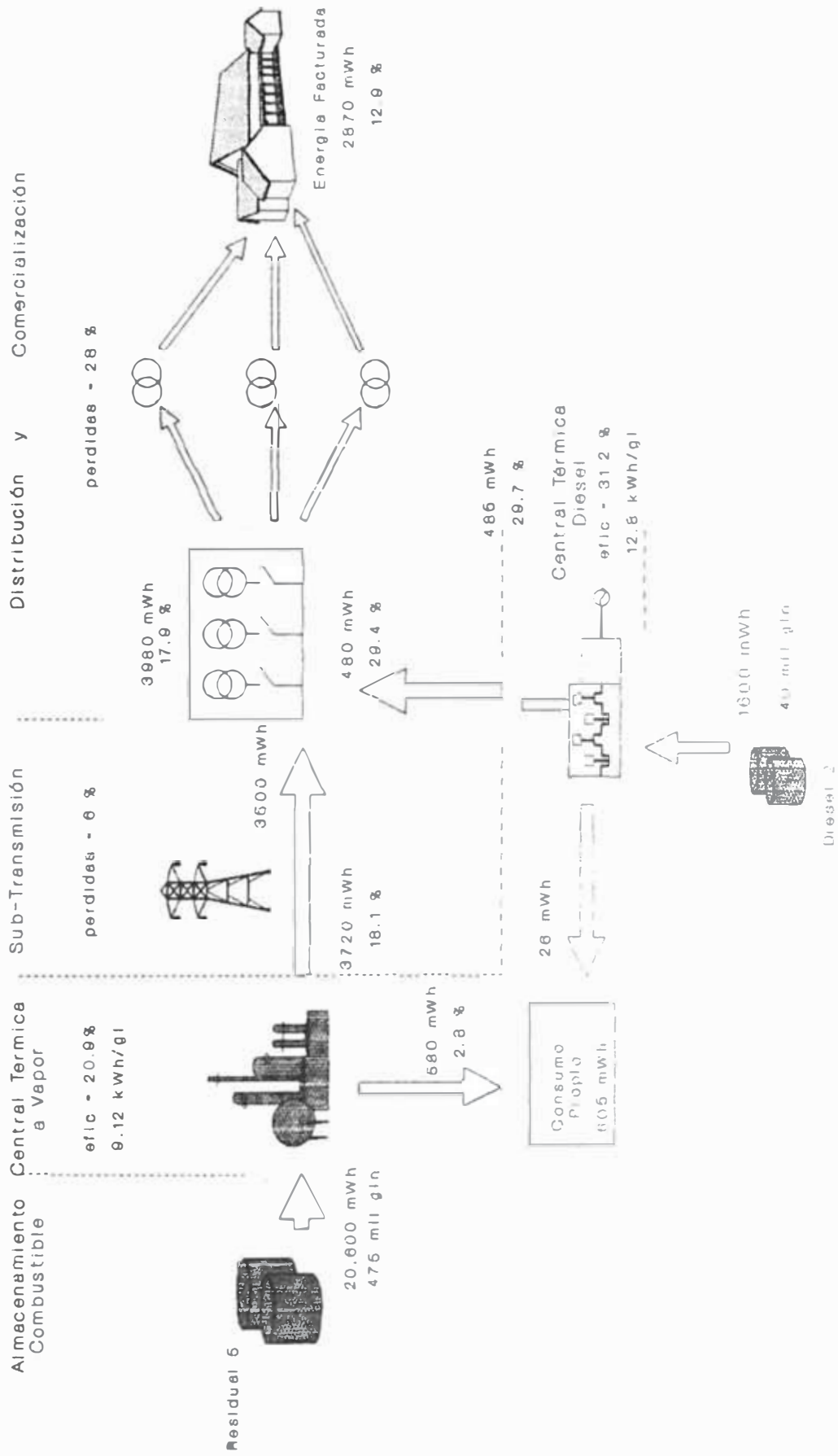
La distribución de electricidad cuenta con un patio de llaves o centro de repartición cuya barra principal en 10 kV se alimenta de la subtransmisión de la Central térmica a vapor y de la C.T.diesel.

El diagrama simplificado de la distribución de todos los centros de energía, así como el Balance mensual de energía del Sistema Eléctrico ,ver Graf. No.2

El diagrama de carga del sistema en días de demanda máxima y normal(*), se muestran en el Gráfico No 3.

*Se prevee que con una adecuada capacidad de transformación y transmisión de electricidad la demanda subiría bruscamente, por los actuales requerimientos de energía no satisfechos.

Balance de Energía del Sistema Eléctrico de Pucallpa *



* Cifras promedio mensual periodo 1980-1991

Gráfico N° 2

Cuadro No 7

GRUPOS		Potencia Instalada (kW)	Potencia Efectiva (kW)	Año de Instalación	Cns.Espc Aceite (Gln/mWh)	No Horas de Trabajo
SKODA I	Vapor	10000	10000	1986		17500
SKODA II	Vapor	10000	10000	1987		22700
ROUSTON	Diesel 1*	750	Paralizado	1966		2000
ROUSTON	Diesel 1	750	400	1966		1350
ALCO I	Diesel 1	1500	Inoperativ	1974		965
ALCO II	Diesel 1	2500	2000	1978	1.5	33600
EMD I	Diesel 1	2500	Paralizado	1979		35000
EMD II	Diesel 1	2500	2000	1979	0.7	27000
SULZER I	Diesel 2*	1500	1000	1976		52500
SULZER II	Diesel 2	1500	1100	1976		49000
TOTAL		33500	26100			
Disponibilidad en Generación		Máxima Demanda Actual del Servicio		Indice de Reserva en Generación		
26,000 kW		13,000 kW		100%		

*Diesel 1 C.T. Pucallpa

El balance de energía con los resultados obtenidos en generación, consumo propio, distribución y facturación; de los años 90 y 91 se muestran en el cuadro No 8.

No existe un control efectivo de la recepción, almacenamiento y consumo de combustible en la C.T.Vapor.

No existe un sistema de evaluación y control energética permanente de los centros de energía, : caldera, turbina, bombas ventiladores, intercambiadores, motores diesel, transformadores, líneas, etc.

No se actualizado el código de ruta de los usuarios, para el control en las líneas y subestaciones.

Rendimientos de Combustible de la C.T.Vapor se encuentra en un nivel de 9.2 Kwh/gln.

Las pérdidas en Distribución están en un promedio de 28%

No existe un Control efectivo y real de los consumos de combustible para cada grupo de la Central diesel.

No existe una óptima distribución de cargas en las salidas de acuerdo al estado operativo de cada una.

No se han establecido puntos de medición y control de energía en todo el sistema eléctrico de Pucallpa.

No se cuenta con el instrumental para hacer las mediciones de energía en alta y baja tensión.

a.2 Causas

No existe la organización para el Control Energético de todo el sistema eléctrico.

No existe un control de combustible que se consume.

No se realiza el contraste y calibración periódica de los medidores de energía.

No existe una coordinación de acción recíproca entre operación y mantenimiento de la central térmica vapor.

No se han establecido parámetros de control que permitan evaluar eficiencias en los equipos.

Los grupos de la Central Diesel necesitan una urgente inspección, reparación y Rehabilitación.

La operación de las Centrales térmicas vapor y Diesel acusan deficiencias, en el control de parámetros elementales como temperaturas, presiones, flujos, por mal estado de equipos de instrumento de control y medición.

No existe Plan de Capacitación para personal técnico; en operación, mantenimiento y eficiencias de equipos de generación, transmisión, distribución de energía.

No existe un sistema de registros de la información técnica de la operación y el mantenimiento de los Equipos.

a.3 Consecuencias

Aumento de los costos operativos, por ineficiencias de los equipos de generación y distribución de energía eléctrica.

BALANCE DE ENERGIA DEL SISTEMA ELECTRICO DE PUCALLPA

	CENTRAL TERMICA A VAPOR						CENTRAL TERMICA DIESEL						DISTRIBUCION COMERCIALIZACION								
	Energ. Produc		Cons. Comb.		Rendimto		Energ. Prod.		Cons. Combust		Rendimto		Consumo Propio		Energ. Distribu		Energ. Facturad		Perd. Distrib		
	mWh	Mil glns	Mil glns	kWh/gln	%	mWh	Mil glns	Mil glns	kWh/gln	%	mWh	Mil glns	Mil glns	kWh/gln	mWh	mWh	mWh	mWh	%	%	
1990																					
Enero	4,030.05	530.37	530.37	9.30	13.81	680.91	17.45	230.70	13.22	8.18	18.86	18.86	8.18	4,206.04	2,970.00	2,970.00	2,970.00	20.39	20.39		
Febrero	4,559.85	400.79	400.79	9.29	13.14	590.01	14.70	192.40	13.09	6.75	13.00	13.00	6.75	3,922.40	2,920.00	2,920.00	2,920.00	25.56	25.56		
Marzo	4,202.85	456.97	456.97	9.35	14.02	627.80	45.46	004.50	13.30	5.17	31.25	31.25	5.17	4,018.40	3,042.00	3,042.00	3,042.00	24.30	24.30		
Abril	4,764.15	517.40	517.40	9.21	13.93	663.50	14.70	190.40	12.95	6.46	12.29	12.29	6.46	4,032.72	2,970.00	2,970.00	2,970.00	26.35	26.35		
Mayo	5,072.25	556.53	556.53	9.08	13.54	687.01	20.50	257.90	12.58	6.68	17.22	17.22	6.68	4,302.81	3,257.00	3,257.00	3,257.00	25.35	25.35		
Junio	4,882.95	543.49	543.49	8.98	13.68	667.99	19.40	251.50	12.96	6.74	16.05	16.05	6.74	4,196.62	2,930.00	2,930.00	2,930.00	30.18	30.18		
Julio	5,020.95	544.84	544.84	9.22	13.24	664.57	18.90	235.80	12.48	7.01	16.53	16.53	7.01	4,314.27	3,032.00	3,032.00	3,032.00	29.72	29.72		
Agosto	5,010.90	503.41	503.41	8.89	13.48	675.70	20.86	265.00	12.75	6.86	18.23	18.23	6.86	4,322.76	3,012.00	3,012.00	3,012.00	30.32	30.32		
Setiembre	4,118.40	457.58	457.58	9.00	14.13	582.03	34.00	449.70	13.00	6.49	29.20	29.20	6.49	3,780.05	2,734.00	2,734.00	2,734.00	27.07	27.07		
Octubre	3,522.90	383.64	383.64	9.18	14.03	515.30	72.99	897.33	12.29	4.18	37.48	37.48	4.18	3,702.03	2,803.52	2,803.52	2,803.52	24.27	24.27		
Noviembre	3,188.10	367.40	367.40	8.08	14.58	464.82	63.19	789.70	12.50	5.03	59.76	59.76	5.03	3,377.91	2,314.00	2,314.00	2,314.00	31.50	31.50		
Diciembre	4,745.70	530.19	530.19	8.95	12.49	592.83	27.03	348.70	12.90	5.90	20.56	20.56	5.90	4,231.84	3,120.00	3,120.00	3,120.00	26.27	26.27		
Total 1991	54,109.05	5,946.61	5,946.61	9.10	13.72	7,421.45	369.78	4,714.53	12.75	5.75	271.31	271.31	5.75	48,467.86	35,104.52	35,104.52	35,104.52	27.57	27.57		
Enero	3,420.45	383.07	383.07	8.92	12.83	438.88	79.73	993.30	12.48	4.19	41.74	41.74	4.19	3,756.24	2,788.00	2,788.00	2,788.00	25.78	25.78		
Febrero	3,359.25	371.14	371.14	9.05	13.34	448.27	54.01	677.60	12.55	4.88	33.04	33.04	4.88	3,380.88	2,644.00	2,644.00	2,644.00	21.80	21.80		
Marzo	3,639.30	430.62	430.62	8.45	14.90	542.37	11.00	147.20	12.40	8.91	13.12	13.12	8.91	3,045.19	2,330.00	2,330.00	2,330.00	23.40	23.40		
Abril	633.25	101.69	101.69	8.19	24.11	200.92	130.29	1,710.80	13.13	4.31	73.06	73.06	4.31	2,231.53	1,895.00	1,895.00	1,895.00	15.08	15.08		
Mayo	2,449.35	301.21	301.21	8.13	15.50	381.05	114.68	1,904.50	13.12	3.40	51.21	51.21	3.40	3,397.49	2,581.00	2,581.00	2,581.00	29.92	29.92		
Junio	4,800.30	527.90	527.90	9.09	13.07	627.41	25.77	334.80	12.99	5.83	19.52	19.52	5.83	4,237.80	2,612.00	2,612.00	2,612.00	38.36	38.36		
Julio	5,209.50	507.66	507.66	9.18	12.22	636.67	20.87	275.05	13.21	6.49	17.99	17.99	6.49	4,556.21	3,026.00	3,026.00	3,026.00	33.59	33.59		
Agosto	5,225.10	504.66	504.66	9.25	12.10	636.77	23.57	305.40	12.96	6.10	18.04	18.04	6.10	4,599.79	3,340.00	3,340.00	3,340.00	27.39	27.39		
Setiembre	5,380.90	502.98	502.98	9.56	12.50	672.71	27.26	355.00	13.02	5.35	19.00	19.00	5.35	4,760.85	3,428.00	3,428.00	3,428.00	28.00	28.00		
Octubre	5,340.00	557.00	557.00	9.59	12.04	675.00	28.70	365.00	12.05	5.79	21.00	21.00	5.79	4,727.10	3,231.00	3,231.00	3,231.00	31.65	31.65		
Noviembre	5,220.00	542.00	542.00	9.03	12.38	646.00	29.80	573.00	12.52	5.90	22.00	22.00	5.90	4,650.56	3,331.00	3,331.00	3,331.00	28.37	28.37		
Total	44,876.50	4,910.53	4,910.53	9.14	13.16	5,906.05	546.55	7,042.25	12.89	4.70	330.82	330.82	4.70	43,343.65	31,006.00	31,006.00	31,006.00	28.46	28.46		

DATOS PROMEDIO DEL BALANCE DE ENERGIA DEL SISTEMA ELECTRICO PUCALLPA (PERIODO 1990-1991)

Promedio	CENTRAL TERMICA A VAPOR						CENTRAL TERMICA DIESEL						DISTRIBUCION COMERCIALIZACION								
	Energ. Produc		Cons. Comb.		Rendimto		Energ. Prod.		Cons. Combust		Rendimto		Consumo Propio		Energ. Distribu		Energ. Factur		Perd. Distrib		
	mWh	Mil glns	Mil glns	kWh/gln	%	mWh	Mil glns	Mil glns	kWh/gln	%	mWh	Mil glns	Mil glns	kWh/gln	mWh	mWh	mWh	mWh	%	%	
Actual	51,532.62	5,651.78	5,651.78	9.12	13.45	6,932.21	482.90	6,198.40	12.84	5.10	316.10	316.10	5.10	47,875.92	34,404.62	34,404.62	34,404.62	28.01	28.01		
Mensual	4,303.72	472.05	472.05	9.12	13.46	579.46	39.83	511.16	12.83	5.12	26.18	26.18	5.12	3,991.80	2,874.37	2,874.37	2,874.37	27.99	27.99		

.Deficiencias en la Combustión en la Caldera

.Necesidad de aplicar un mantenimiento más caro

.Deterioro en las condiciones de transmisión de calor en caldera, condensador.

.Mayor consumo propio en la C.T.Vapor.

Las pérdidas en distribución se conservarían altas e inclusive pueden aumentar.

Existen consumos de energía no contabilizados en un balance de energía, que puedan derivar en malversación de recursos.

- *No poder detectar las áreas que ocasionan deficiencias y por lo tanto mayores costos, por Ejemplo:*

*.Si generación dice conservar cierto rendimiento de su central, que pasaría si su medidor de energía se adelantara podría justificar un aumento del consumo ficticio de combustible, lo que luego debe también traducirse a su vez en mayores pérdidas ficticias en distribución, sin embargo la facturación continúa siendo la misma, produciendo una merma ficticia en el eficiencia total del sistema(**).*

b. CONTABILIDAD ENERGETICA EN EL SISTEMA Eléctrico
PUCALLPA

Se inicia con un Balance de energía mensual que se muestra en el Gráfico No 2 con cifras de cada centro de energía.

*** Se define la eficiencia total del sistema a los kWh-facturados/galon combustible.*

A continuación se describen procedimientos para ejecutar la Contabilidad Energética por cada centro de energía.

b.1 CENTRAL TERMICA A VAPOR

Procedimiento

En el Suministro y Almacenamiento de combustible se debe:

.Conocer los stocks y consumos de combustible.

.Establecer previsiones de consumo

.Establecer programa de pedidos de combustible

Medición del flujo con Registro en la línea desde Tanque de Recepción a los Tanques de Almacenamiento.

Medición del flujo de combustible consumido y cuyo valor será afectado por un factor de dilatación del combustible de acuerdo a sus propiedades y la variación de temperatura.

Tener en cuenta referencialmente el Gráfico No 4, en el que se muestra cualitativamente el flujo de energía y masa en la C.T.Vapor.

Definir y registrar parametros para control de eficiencias:

.En la Caldera.

DATOS

.Temperatura, presión y flujo del vapor que sale de la caldera

.Temperatura y flujo del agua de alimentación.

.De los gases de escape % de O₂ y CO que es menos susceptible a errores en la medición.

Diagrama de Energía Central Térmica a Vapor Pucallpa

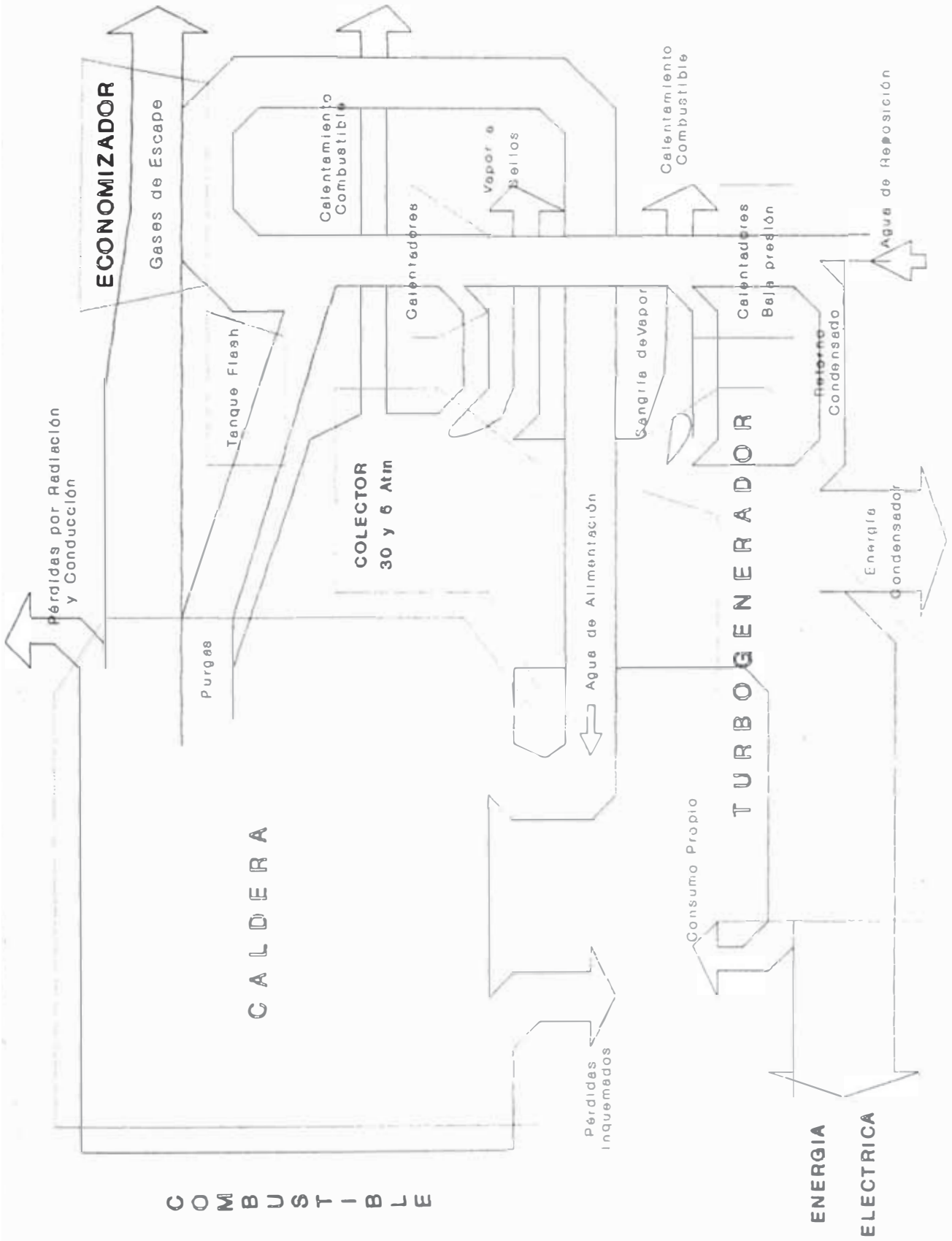


Gráfico N° 4

DIAGRAMA DE FLUJO DEL CALCULO DE EFICIENCIA DE LA CALDERA
CENTRAL TERMICA A VAPOR DE PUCALLPA

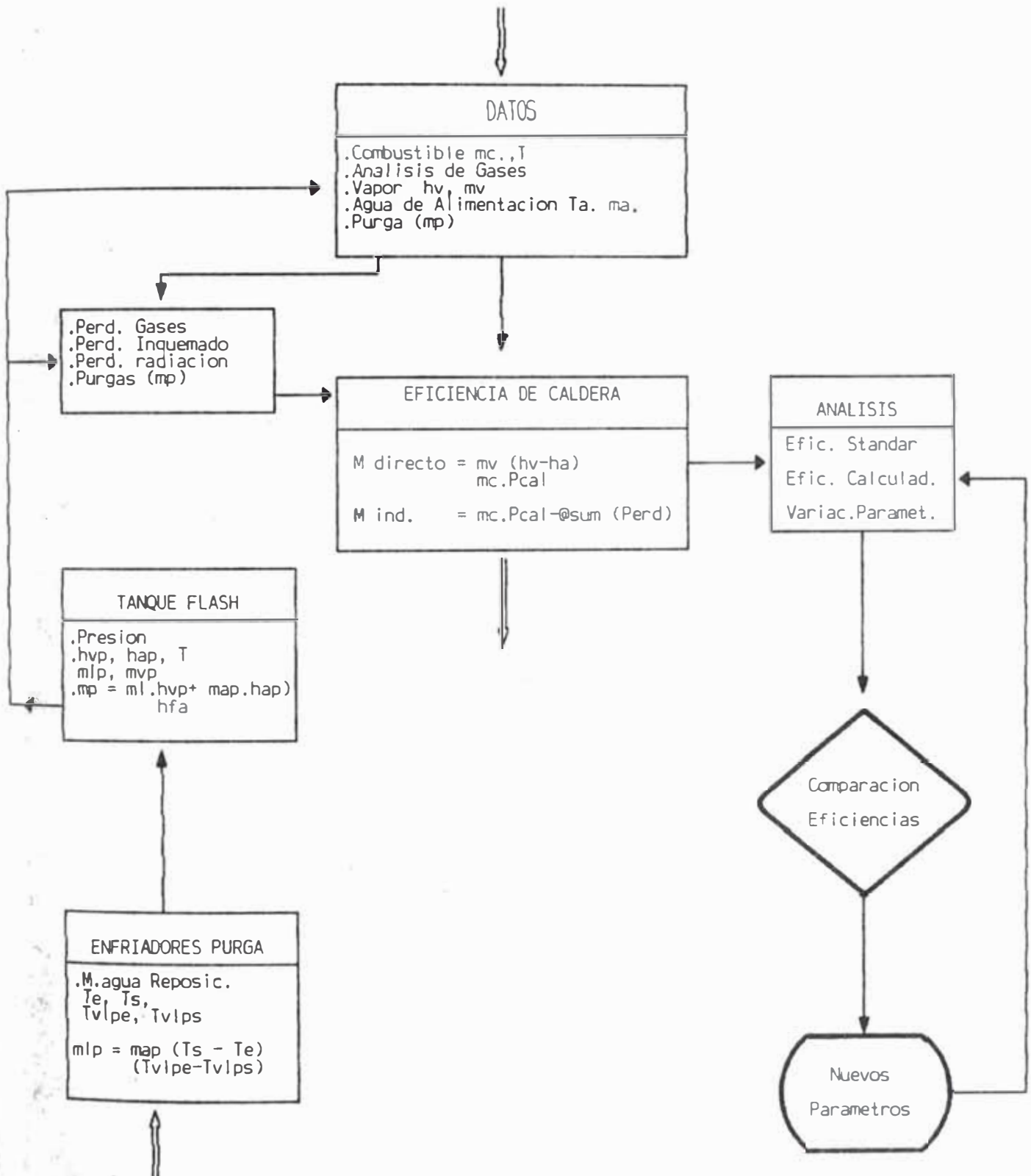


Gráfico N° 5

- .Estimar el flujo de la purga continua y el tiempo.
- .Registrar el consumo de combustible de la caldera y su temperatura de ingreso.

INDICADORES

.Cálculo de la eficiencia de la caldera de acuerdo a como se explica en el Gráfico No 5. La nomenclatura empleada es:

<i>T</i> : temperatura	<i>h</i> : entalpía
<i>P</i> : presión	<i>m</i> : flujo de masa

Siendo los subíndices correspondientes a:

<i>a</i> : agua de alimentación	<i>v</i> : vapor
<i>p</i> : purga	<i>c</i> : combustible
<i>e</i> : entrada	<i>s</i> : salida

- .Cálculo de producción de vapor/consumo combustible.
- .En el Turbogenerador.**

DATOS

- .Temperatura, presión y flujo del vapor de entrada a la turbina.
- .Presión y Temperatura de escape.
- .Presiones de extracción.
- .Temperaturas en los calentadores No 1 y No 2.
- .Control de temperaturas de los cojinetes que indirectamente nos indica las pérdidas mecánicas.
- .Potencia producida por el grupo.

INDICADORES

.Cálculo de la eficiencia del turbogenerador de acuerdo como se explica en el Gráfico No 6.

DIAGRAMA DE FLUJO EN EL CALCULO EFICIENCIA TURBINA

CENTRAL TERMICA A VAPOR DE PUCALLPA

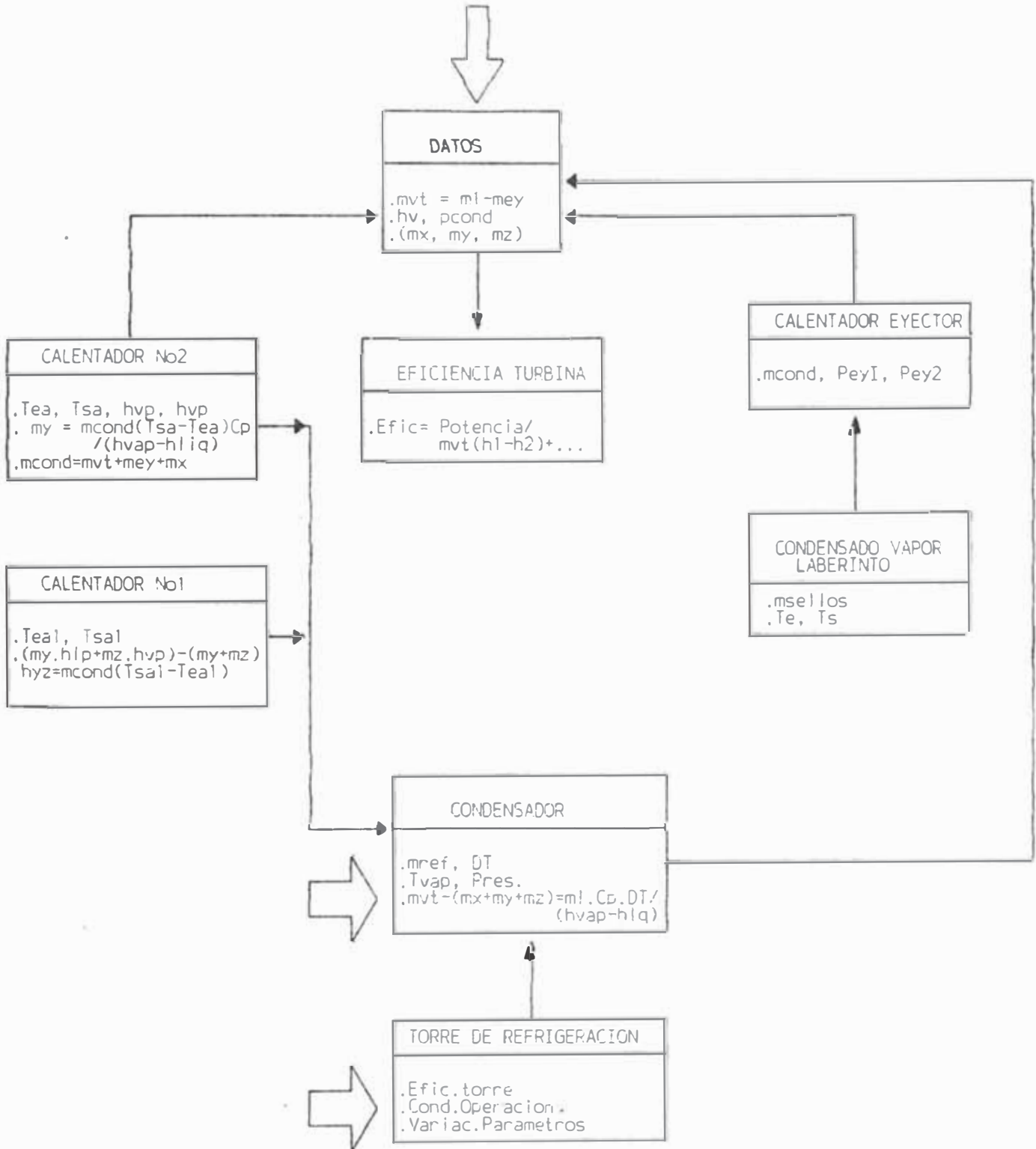


Gráfico N° 6

.En el Condensador.

DATOS

- .Temperatura de entrada y salida del agua de refrigeración*
- .Flujo de agua de refrigeración y presión con las característica de la bomba.*
- .Presión de vacío en el condensador*
- .Diferencia Temperatura Torre refrigeración.*

INDICADOR

- .Cálculo de la eficiencia del condensador.*
- .En Consumo propio.*

DATOS

- .Identificación de bombas, ventiladores, auxiliares; con cada uno de los registradores de energía de consumo propio.*
- .Registro de la energía consumida por cada equipo.*

INDICADORES

- .Porcentaje de consumo propio por cada elemento respecto a la producción.*

Registrar la producción de energía eléctrica.

Calcular la eficiencia total de la Planta.

b.2 CENTRAL TERMICA DIESEL

Registro de energía producida por cada grupo.

Registro del consumo de combustible por cada grupo.

Registros de diagrama de carga de la planta

Registrar el consumo de lubricante por cada grupo.

Registro del consumo propio de la central.

Registro costos de combustible, lubricante, mantenimiento.

Cálculo de los rendimientos y consumos específicos de combustible y lubricante.

Cálculo de los factores de planta y de carga.

b.3 EN SUB-TRANSMISION EN 10 kV

- *Evaluar pérdidas de la sub-transmisión entre C.T. Vapor y el Centro de Repartición, con un balance de energía entre la entrega y recepción de energía de cada centro respectivamente.*

b.4 DISTRIBUCION Y COMERCIALIZACION

Registro de energía eléctrica de cada salida del Centro de Repartición, de la C.T.Vapor y Diesel.

Registros de la energía facturada por salidas, subestaciones, circuitos, esto es posible mediante el uso del Sistema Mecanizado de Facturación y la Codificación Actualizada de los Usuarios.

Registro de la carga y eficiencia de subestaciones y circuitos.

EN LOS USUARIOS

Registro de los usuarios con mayor demanda y consumo de energía.

c. AUDITORIAS ENERGETICAS EN EL SISTEMA ELECTRICO DE PUCALLPA

Sin tener completa una contabilidad energética aun nos permitimos dar algunas recomendaciones para la ejecución de las auditorías en el sistema eléctrico de Pucallpa.

c.1 CENTRAL TERMICA A VAPOR

Se propone un procedimiento general:

- *Contraste y Calibración de los medidores de flujo de combustible*

Contraste y calibración de los medidores de energía.

- *Rehabilitar instrumentos de medida de parametros operación*

Realizar simultaneamente a varios regimenes de carga las siguientes mediciones:

.Potencia de Salida

.Flujo de Combustible que se consume.

.Vapor de Caldera (flujo, presión, Temp.)

.Vapor a Turbina (flujo, Presión, Temp)

.Agua de Alimentación (flujo, Temp.)

.Análisis de Gases de escape (% O₂, CO).

.Agua de Refrigeración

Establecer curvas de Eficiencia de Caldera, Turbogenerador (ver Graf. No7), Condensador, de Ciclo. Variar ciertos parametros de operación y obtener nuevos resultados, por ejemplo relación aire/combustible, presión de vacío por mayor capacidad

de refrigeración.

Realizar el mantenimiento correctivo y/o preventivo de acuerdo a indicaciones del Dpto. que signifiquen una posible mejora energética, y realizar nuevas mediciones

Realizar mediciones en los circuitos eléctricos que alimentan a las bombas, ventiladores, etc. En especial la fase a neutro donde puede circular electricidad.

c.2 CENTRAL TERMICA DIESEL

Registrar energía y consumo de combustible para cada grupo en un período determinado, a diferentes regímenes de carga.

Verificar estado del aceite lubricante, cambiarlo y realizar nuevas mediciones.

Siendo el proceso de combustión importante, se debe:

.Análisis de combustible

.Comprobar eficiencia de filtros combustible y aire.

.Revisión de la regulación de velocidad.

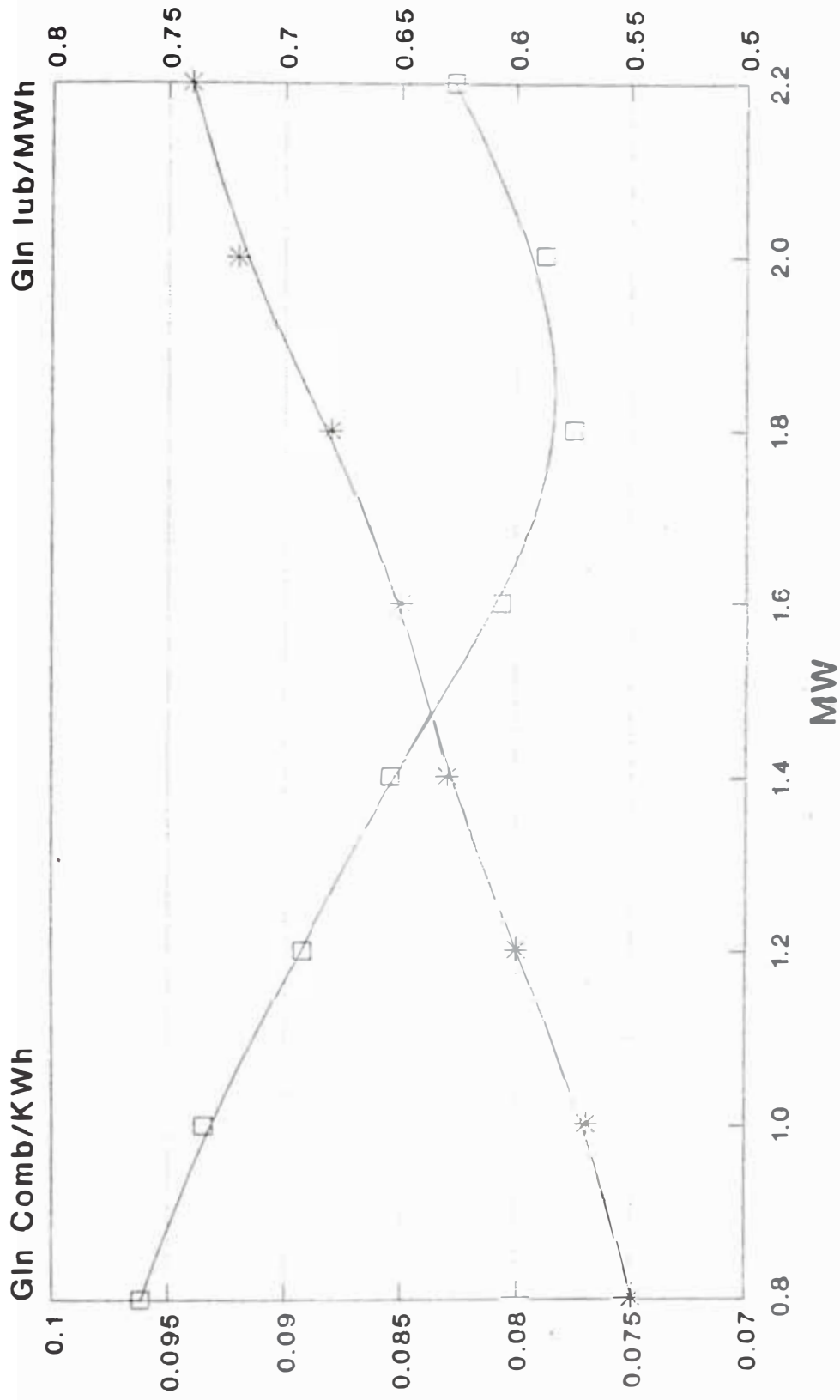
.Revisión de inyectores.

.Comprobadas las condiciones anteriores se deben realizar las correcciones necesarias y nuevamente realizar las mediciones correspondientes a cada grupo.

Establecer las curvas de eficiencia, consumo de lubricante y el estado de cada grupo; y de acuerdo a estas proceder a una nueva administración de carga a asumir por cada grupo, evaluando los resultados en

Consumo Especifico Grupo EMD II

C.T.Pucallpa



* C.E.Lubric □ C.E.Combust

Gráfico N° 8

Consumo Especifico Grupo ALCO II

C.T.Pucallpa

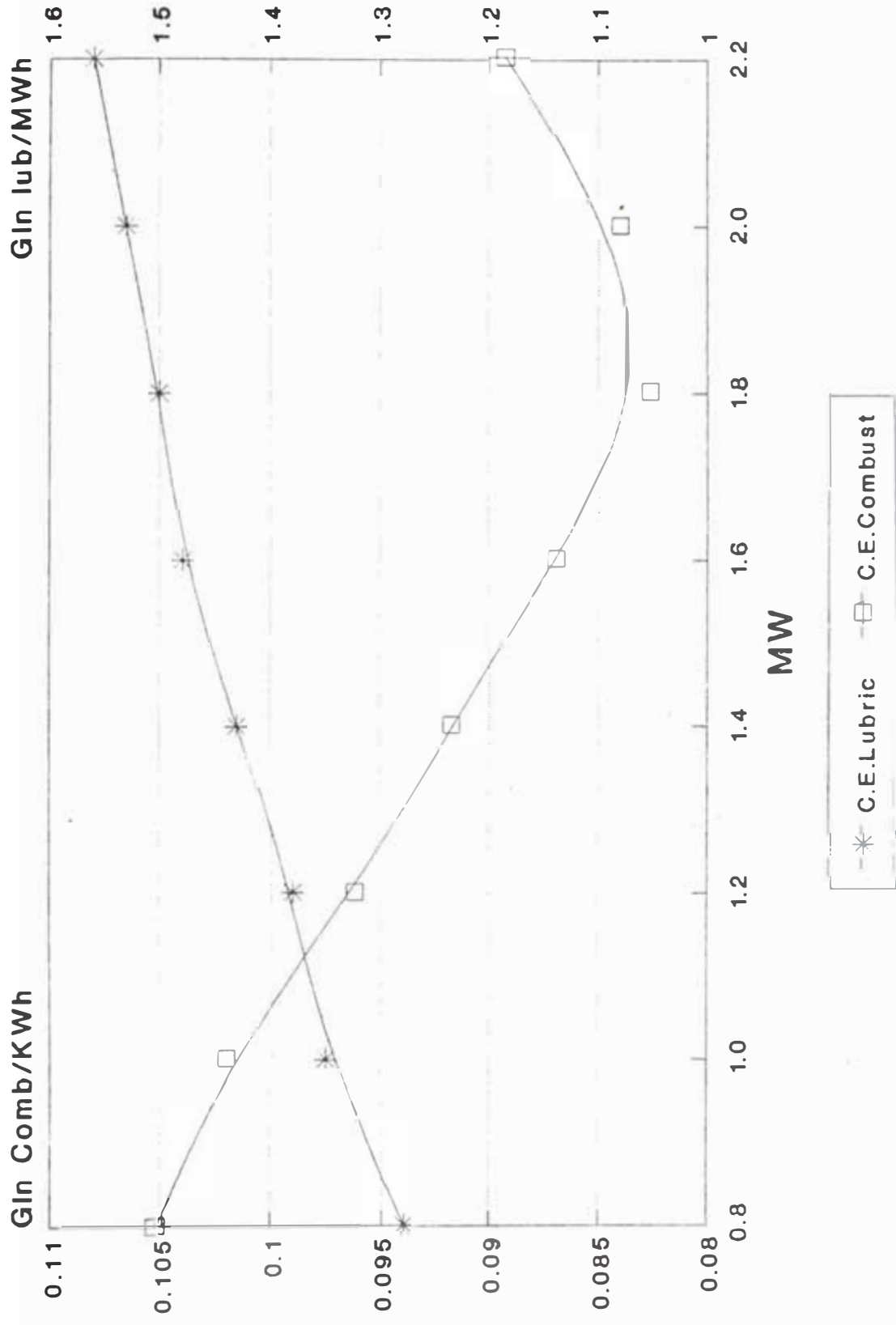


Gráfico N° 9

Costo por kWh Grupo EMD II

C.T.Pucallpa

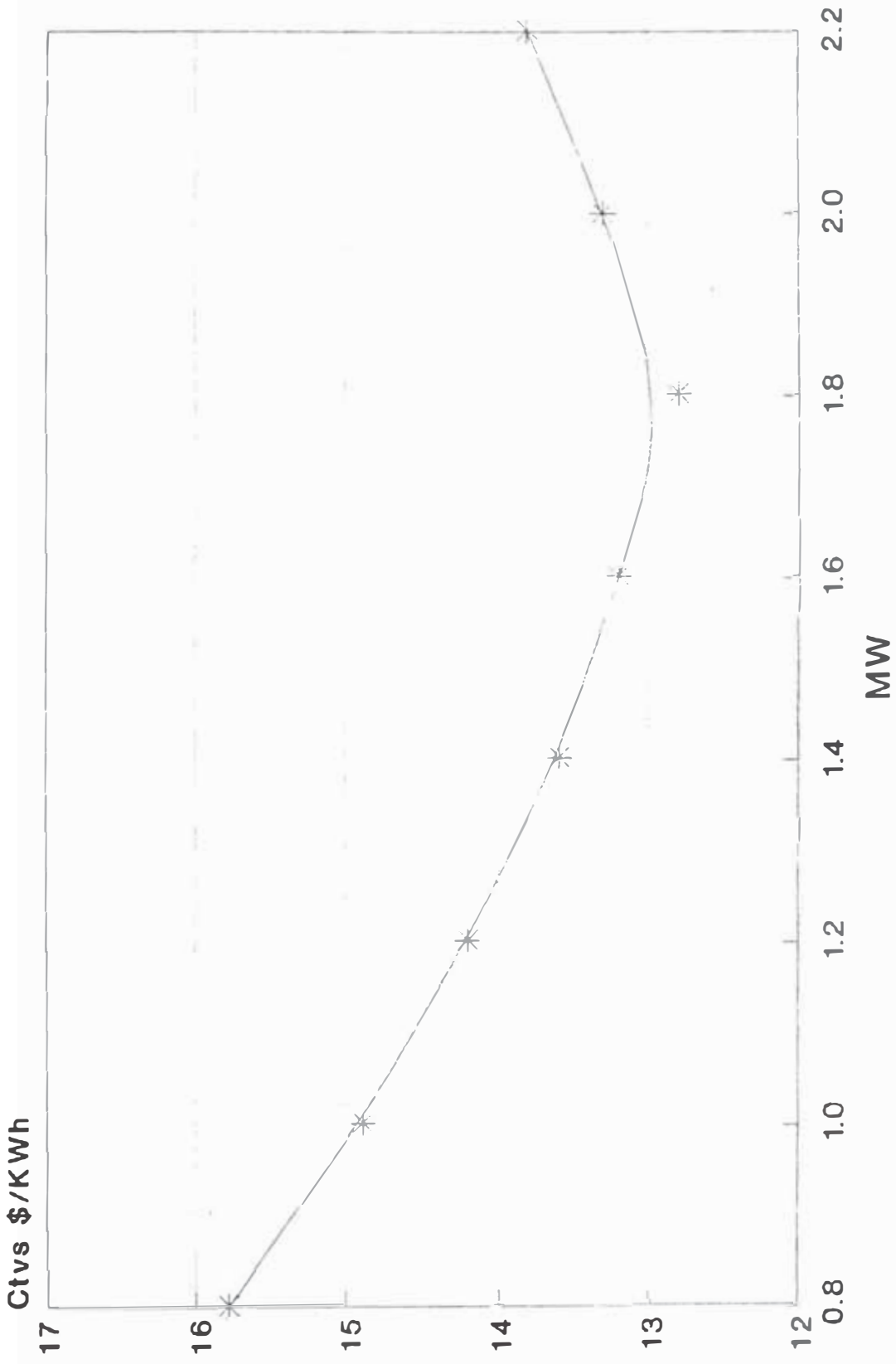


Gráfico N° 10

Costo por kWh Grupo ALCOII C.T.Pucallpa

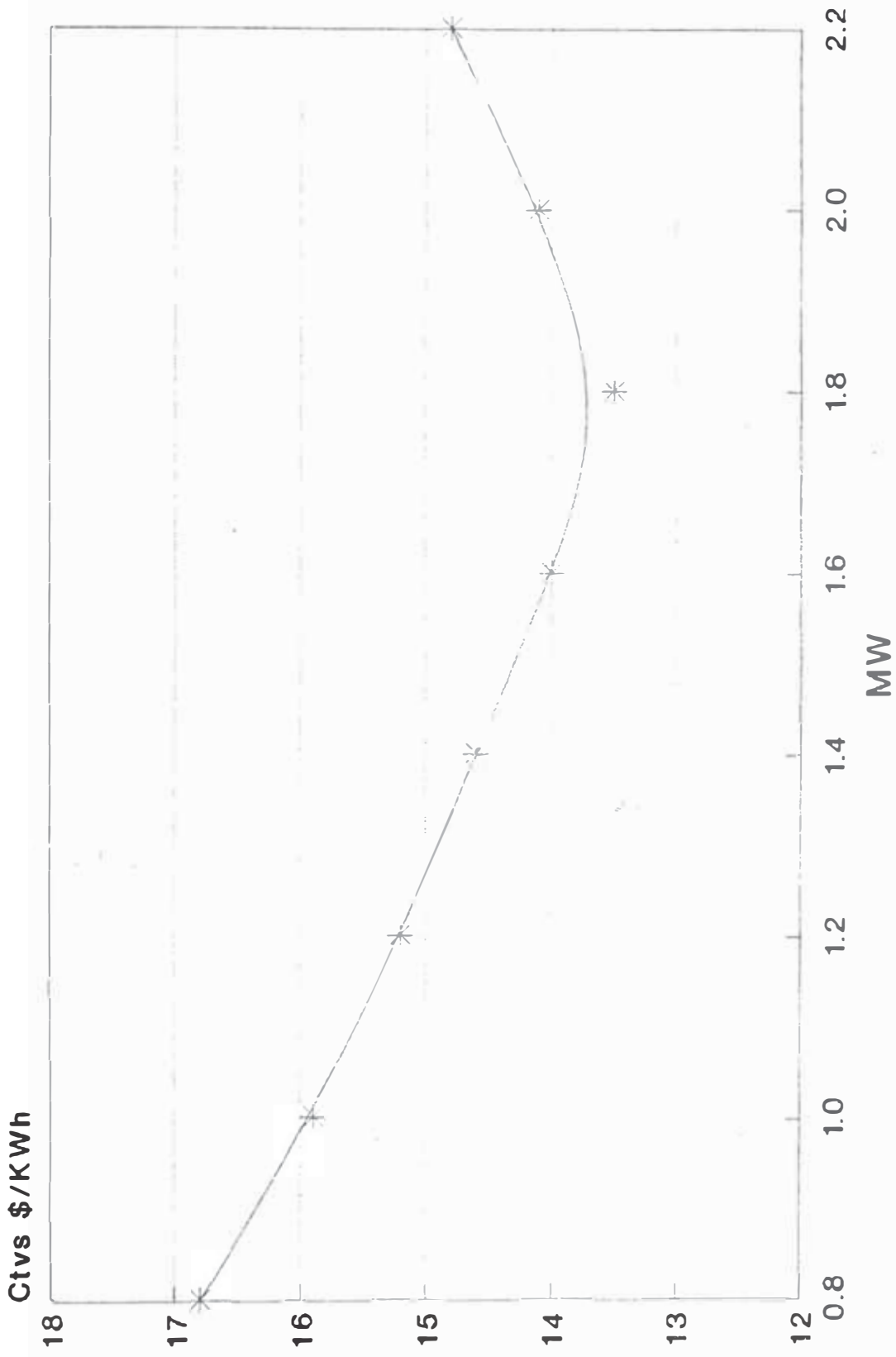


Gráfico N° 11

ahorro de energía.

c.3 EN TRANSFORMADORES

Mediciones en los circuitos primario y secundarios de los transformadores a diferentes cargas.

Determinar de curvas de eficiencia en cada transformador

c.4 LINEAS

De acuerdo a las subestaciones y circuitos que en la contabilidad energética se detecten deficiencias .

Realizar las mediciones y registros en las subestaciones y circuitos en B.T.

Determinar el grupo de usuarios de mayor consumo.

e. RESUMEN DE LA SITUACION DEL SERVICIO

Los resultados como se muestran en el cuadro No 8 son relativamente deficientes para un sistema eléctrico, el cual está obteniendo una eficiencia total de 12.8 % o un rendimiento total de 5.6 kWh-fact/gln.

Generación Térmica a Vapor

Efic. de 21 % y rendimiento 9.1 kWh/gln

Consumo Propio 2.8 %

Generación Térmica Diesel

Efic. de 31 % y Rendimiento 12.8 kWh/gln.

Pérdidas Sub-Transmisión

Son del orden del 6%

Pérdidas en Distribución -Comercialización

Son de 28 %

Eficiencia Total del Sistema

Eficiencia Total 12.8 %

Rendimiento Total 5.6 kWh/gln

d. RESULTADOS ESPERADOS CON MEJORAS ENERGETICAS

Con la aplicación de las recomendaciones que se dan en el item "e" se espera obtener los resultados que se muestran en cuadros No 9 y 10 , y se explican así :

Facturando la misma Energía

Optimización de eficiencias de todo el sistema se traduzcan en un ahorro de combustibles. Esta condición tiene en cuenta que el sistema no podría asumir más carga, es decir una mayor máxima demanda; pero a su vez serviría para una aplicación planificada del mantenimiento en las unidades de generación.

Con una Inversión en Rehabilitación de \$/300,000 se obtendría beneficio anuales de hasta \$/1'000,000. ver cuadro No 9

Conservar Producción de Energía

Se prevee conservar la actual capacidad de producción de energía, y la optimización de eficiencias en el sistema se traducirá en una disminución de costos en combustible y una mayor energía para servicio de la sociedad .

Con una Inversión en Rehabilitación de \$/250,000 obtendría un beneficio anual aprox \$920,000. ver cuadro No 10

e RECOMENDACIONES

Los Resultados esperados que se dan en los cuadros 9 y 10 son logros que requieren la aplicación de ciertas medidas que obtienen una elevada relación Beneficio /Costo; en la ruta de optimizar de la gestión operativa y energética en el Sistema Eléctrico de Pucallpa se debe:

e.1 Organizar la Administración de la gestión Energética

Crear Dpto. de energía con decisión áreas operativas

- . La organización y desarrollo del sistema de Contabilidad Energética, comprende tener la información energética todos los equipos del sistema.
- . Definir en las jefaturas de generación, distribución, comercialización y administración la función de apoyo para con el Dpto. de energía y el comité de energía.
- . La reunión del Comité de Energía mensualmente, bajo la dirección del coordinador de energía, con asistencia de la jefatura del servicio de tal manera de darle jerarquía y poder de decisión a conclusiones del comité.
- . La ejecución de auditorías energéticas en las áreas programada de acuerdo a resultados de la Contabilidad energética y las decisiones del comité de energía.
- . Aprovechar el Sistema mecanizado de facturación y el código de ruta de los usuarios, será de gran utilidad

en Contabilidad energética al facturar los usuarios identificándolos con las salidas y subestaciones y así totalizar la energía para el balance energético.

Objetivo de la G.Energética. Controlar y mejorar las eficiencias de los equipos; se utilizará como instrumento para determinar el estado de los equipos y realizar el mantenimiento en base a sus resultados. Reducir pérdidas en Distribución y Comercialización por administración de carga en salidas y subestaciones. Como meta debe obtenerse rendimiento mayor de 7.5 kWhfact/gln

e.2 Organizar la Gestión del Mantenimiento

- . Organización en cada area del mantenimiento planificado
- . En la Planificación y programación del mantenimiento tener en cuenta el comportamiento de equipos según la información que proporcione la Contabilidad energética el analisis y conclusiones del comité de energía. Planificar el mantenimiento preventivo en el sistema de Distribución, detectando zonas calientes, partiendo de la primera información sobre evolución de carga que asume cada Salida del Centro de Repartición, controlando Subestaciones correspondientes a salidas sobrecargadas
- . Implementación de herramientas e instrumentación para las labores de mantenimiento.
- . Implementar el seguimiento de costos en mantenimiento,

de esa manera poder justificar con rentabilidad cuantificable la importancia del mantenimiento.

Capacitación del personal, de acuerdo a un Plan derivado de un análisis de ocupación y del trabajador.

e.3 Implementar

. En la Recepción de combustible de las centrales térmicas a vapor y en los grupos diesel de Contómetros registradores de consumo de combustible.

. En la C.T.Vapor de un analizador de gases o de CO, con control automático de la combustión.

. Medidor de potencia en alta tensión.

De un Programa para el procesamiento de los nuevos código de ruta de los usuarios.

Un Plan de Capacitación para personal técnico, con orientación al manejo óptimo de la energía.

. Mejorar la sección de Instrumentación de la C.T.Vapor.

e.4 Ejecutar *las inpecciones y el mantenimiento correctivo en los grupos de la C.T. Diesel, debido al deterioro que se encuentran. Teniendo en cuenta como alternativa para asumir carga del sistema en una nueva administracion de carga*

e.5 Iniciar una agresiva campaña en el contraste de los medidores de los usuarios, aprovechando para difundir uso racional de energía en los usuarios.

e.6 Mejorar la administración Logística debe calificarse por su eficacia para lo cual el criterio óptimo es el técnico antes que el administrativo.

Resultados Esperados Facturando la Misma Energía Sistema Electrico Pucallpa

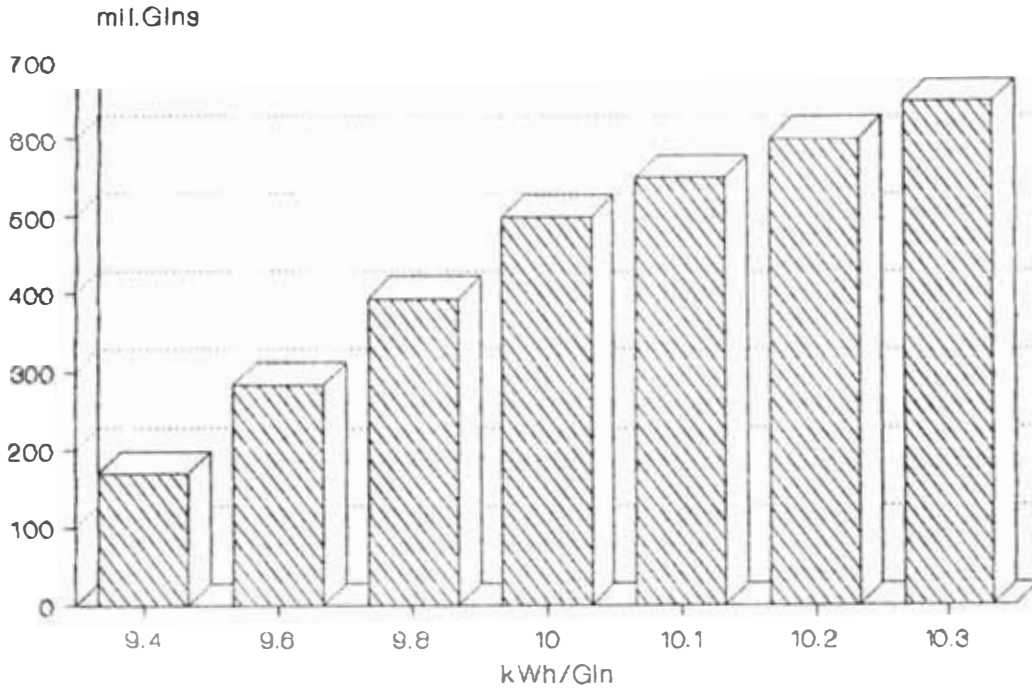
		Estado Actual		Resultado y Meta 1		Resultado y Meta 2		Resultado y Meta 3	
		Anual	Mensua	Anual	Mensua	Anual	Mensua	Anual	Mensua
C.T. Vapor	En.Prod (MWh)	51500	4300	47000	3917	42900	3575	40500	3375
	Comb.(mil Gln)	5650	470	4950	413	4380	365	3970	331
	kWh/Gln	9.1	9.1	9.5	9.5	9.8	9.8	10.2	10.2
	Cons.Prop.(MWh)	6930	580	5640	470	4719	393	4050	338
	Cons.Prop.(%)	13.5	13.5	12	12	11	11	10	10
C.T. Diesel	En.Prod (MWh)	6200	510	6000	500	5800	483	5600	467
	Comb.(mil Gln)	480	40	455	38	430	36	406	34
	kWh/Gln	12.8	12.8	13.2	13.2	13.5	13.5	13.8	13.8
	Lubric.(Gln)	7580	632	4800	400	3480	290	2240	187
	Gln/mWh	1.22	1.22	0.8	0.8	0.6	0.6	0.4	0.4
Sub- Trans (*)	Perd.Trans (MWh)	2900	242	2480	207	1910	159	1460	122
	Perd.Trans (%)	6.5	6.5	6	6	5	5	4	4
Distrib y Comerc.	En. Distrib.(MWh)	47800	3990	44670	3740	41950	3510	40470	3390
	En. Fact.(MWh)	34400	2880	34400	2880	34400	2880	34400	2880
	% perd Dist-Com.	28	28	23	23	18	18	15	15
Indic.del Sistema	kWh-fact/Gln Com	5.6	5.6	6.35	6.35	7.15	7.15	7.86	7.86
	eficiencia (%)	12.8	12.8	14.6	14.6	16.4	16.4	18	18
				Resultados 1		Resultados 2		Resultados 3	
				Anual	Mensua	Anual	Mensua	Anual	Mensua
Ahorro de Combustible Residual 5 (Mil Glns)				700	58	1270	105	1680	139
(Mil \$)				420	36	762	64	1008	84
Ahorro de Combustible Diesel 2 (Mil Glns)				25	2.1	50	4.2	74	6.2
(Mil \$)				18	1.5	36	3	53	4.4
Ahorro de Lubricante (Glns)				2780	232	4100	342	5340	445
(Mil \$)				16.7		24.6		32	
TOTAL		(Mil \$)		454.7		822.6		1093	

(*) Las pérdidas en subtransmisión han sido evaluadas al realizar un balance de energía entre la salida de la C.T.Vapor y la recepción en el Centro de Repartición

Resultados Esperados Con la Misma Generacion de Energia Sistema Electrico Pucallpa

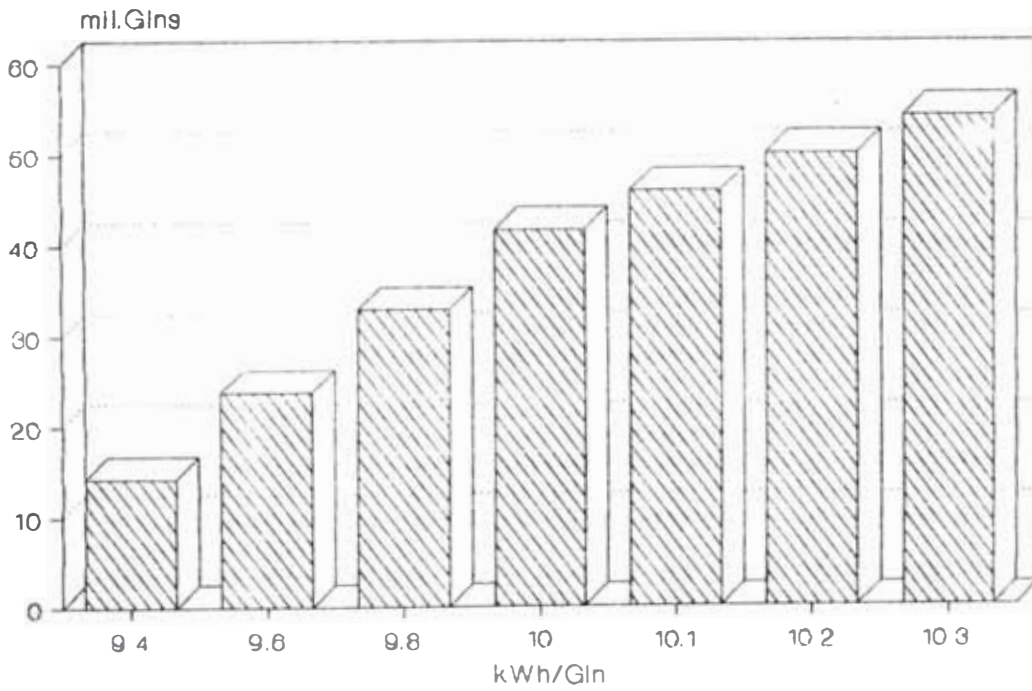
		Estado Actual		Resultado y Meta 1		Resultado y Meta 2		Resultado y Meta 3	
		Anual	Mensual	Anual	Mensual	Anual	Mensual	Anual	Mensual
C.T.	En.Prod (mWh)	51500	4300	51500	4300	51500	4300	51500	4300
	Comb.(mil Gln)	5650	470	5420	452	5255	438	5050	421
	kWh/Gln	9.1	9.1	9.5	9.5	9.8	9.8	10.2	10.2
Vapor	Cons.Prop.(mWh)	6930	580	6180	515	5665	472	5150	429
	Cons.Prop.(%)	13.5	13.5	12	12	11	11	10	10
C.T.	En.Prod (mWh)	6200	510	6200	510	6200	510	6200	510
	Comb.(mil Gln)	480	40	470	39	459	38	449	37
	kWh/Gln	12.8	12.8	13.2	13.2	13.5	13.5	13.8	13.8
Diesel	Lubric.(Gln)	7580	632	4960	408	3720	306	2480	204
	Gln/mWh	1.22	1.22	0.8	0.8	0.6	0.6	0.4	0.4
Sub-Transm.	Perd.Trans (mWh)	2900	242	2720	227	2290	191	1850	154
	Perd.Trans (%)	6.5	6.5	6	6	5	5	4	4
Distrib y Comerc.	En. Distrib.(mWh)	47800	3990	48600	4050	49500	4125	50500	4208
	En. Fact.(mWh)	34400	2880	37400	3117	40590	3413	42920	3577
	% perd Dist-Com.	28	28	23	23	18	18	15	15
Indic.del Sistema	kWh-fact/Gln Com	5.6	5.6	6.35	6.35	7.1	7.1	7.8	7.8
	eficiencia (%)	12.8	12.8	14.6	14.6	16.3	16.3	17.9	17.9
				Resultados 1		Resultados 2		Resultados 3	
				Anual	Mensual	Anual	Mensual	Anual	Mensual
Ahorro de Combustible Residual 5 (Mil Glns)				230	18	395	32	600	49
(Mil \$)				138		237		360	
Ahorro de Combustible Diesel 2 (Mil Glns)				10	1.4	21	2.2	31	3.0
(Mil \$)				7.2		15		22.3	
Ahorro de Lubricante (Glns)				2620	224	3860	326	5100	428
(Mil \$)				15.7		23.2		30.6	
Mayor Disponibilidad de energia (mWh)				3000	237	6190	533	8520	697
mayor servicio									
TOTAL (Mil \$)				160.9		275.2		412.9	

Potencial Anual de Ahorro en Combustible con Mejora del Rendimiento



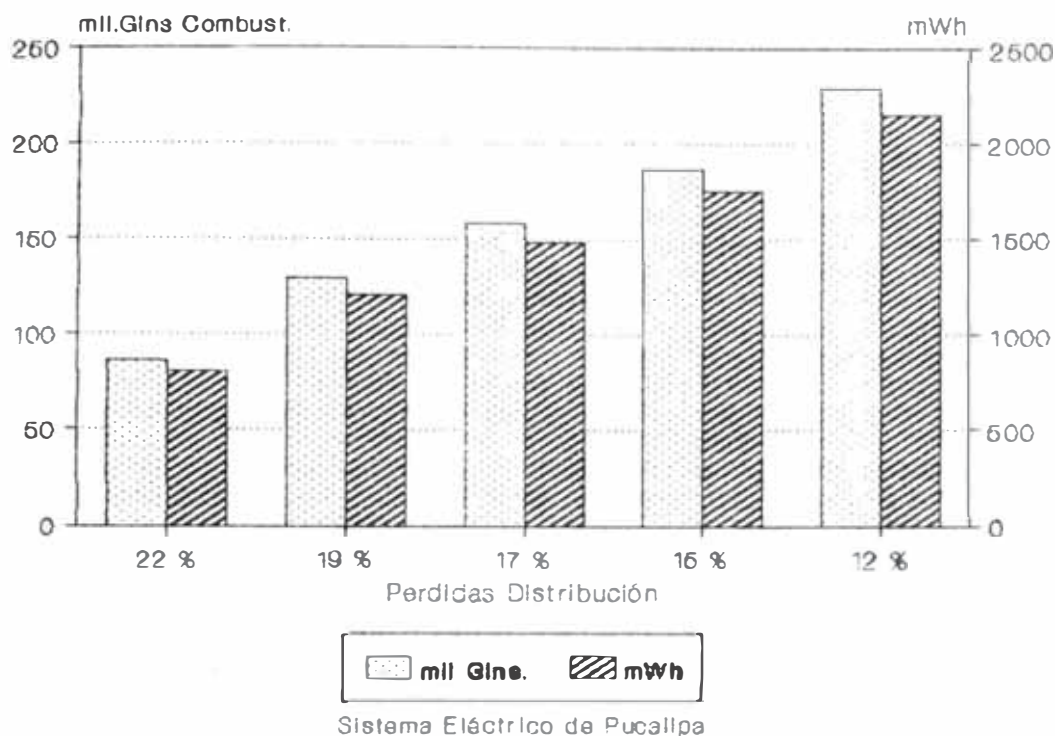
Central Termica a Vapor Pucallpa

Potencial Mensual de Ahorro Combustible con Mejora del Rendimiento



Central Termica a Vapor Pucallpa

Recuperación Anual Energía x Disminución de Perdidas en Distribución



Ahorro Anual de Energía por Disminución del Consumo Propio

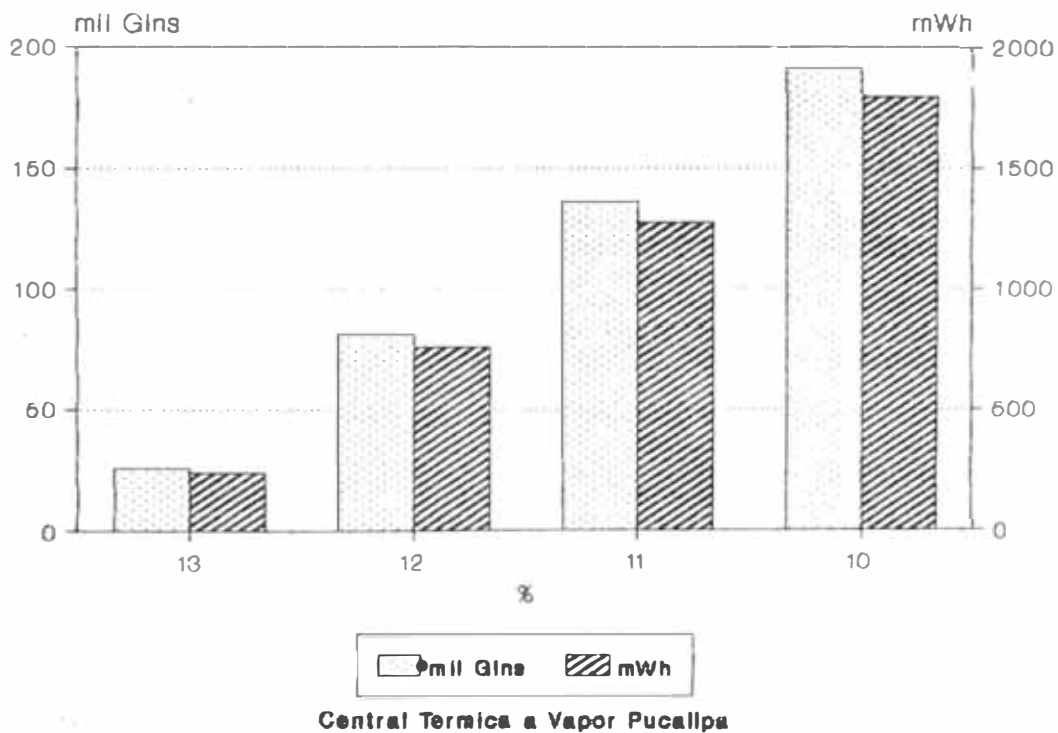


Gráfico N° 13

3.2 ANALISIS ENERGETICO DEL SISTEMA ELECTRICO DE TARAPOTO

Este Analisis fué realizado a Diciembre de 1991.

a. Análisis de la Situación del Sistema Eléctrico de Tarapoto

a.1 Descripción de la Situación

La disposición física de la Central térmica de Tarapoto se presenta en el gráfico No. 14.

La potencia instalada es de 6250 kW y la potencia efectiva 3650kW (al 25.09.91), siendo la máxima demanda de 5660 kW.(ver grafico No 15)

Los Grupos Operativos por el período continuo de funcionamiento sin mantenimiento se encuentran (ver Cuadro No 11) en peligro de colapso.

Rendimientos de Combustible de la Central térmica se encuentra en nivel de 11.9 Kwh/gln.

Las pérdidas en Distribución estan en un promedio de 23% de la energía eléctrica generada (ver cuadro 12a y 12b).

No existe un Control efectivo de los consumos de combustible y aceite para cada grupo, como información mensual de la central se hace un estimado en la distribución del consumo de combustible para cada grupo.

Tableros de Control y Protección no se encuentran en óptimas condiciones operativas.

No existe una óptima distribución de carga en las

Termica de Tarapoto

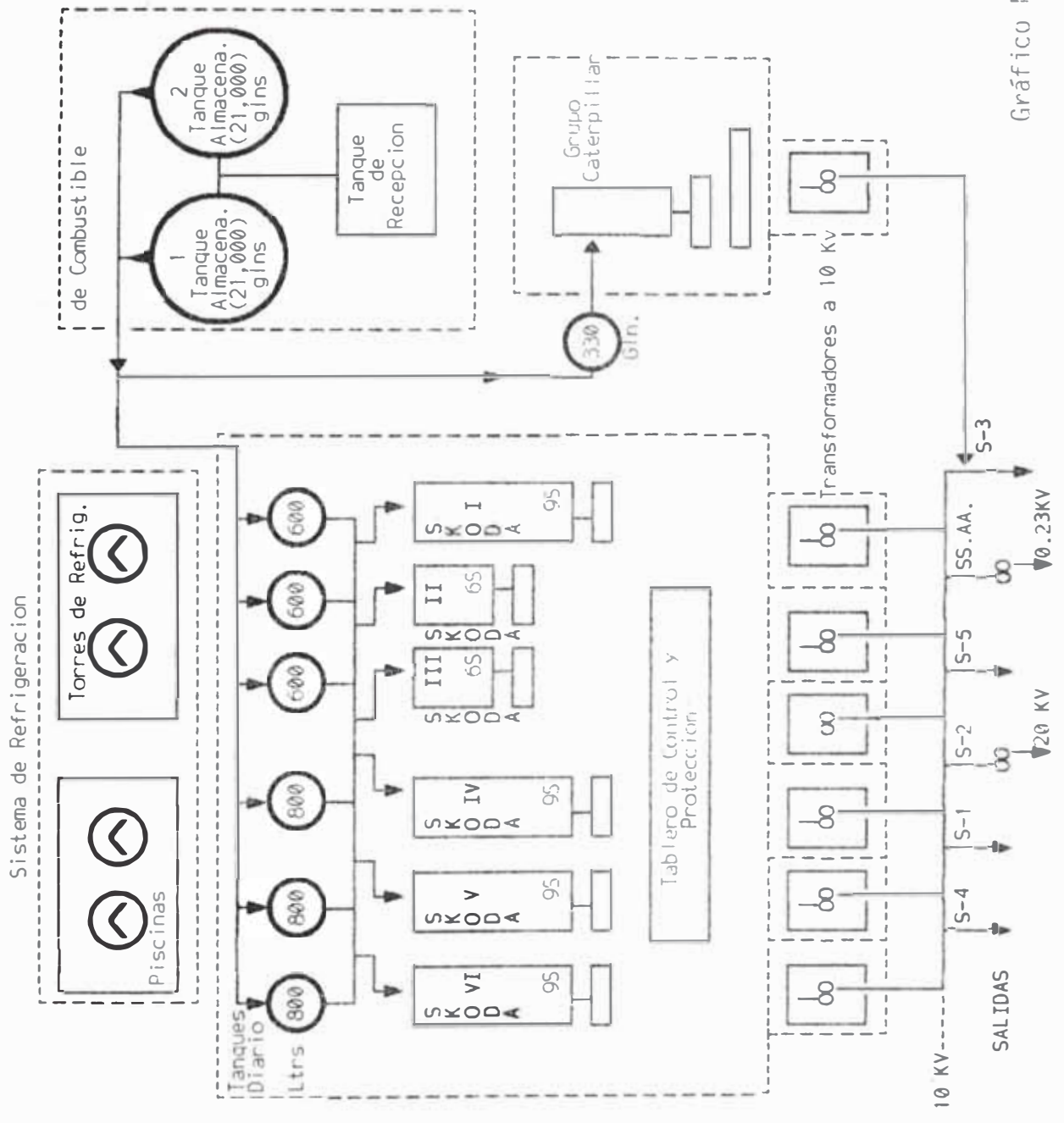


Gráfico N° 14

Evolucion Historica de Potencia C.T. Tarapoto

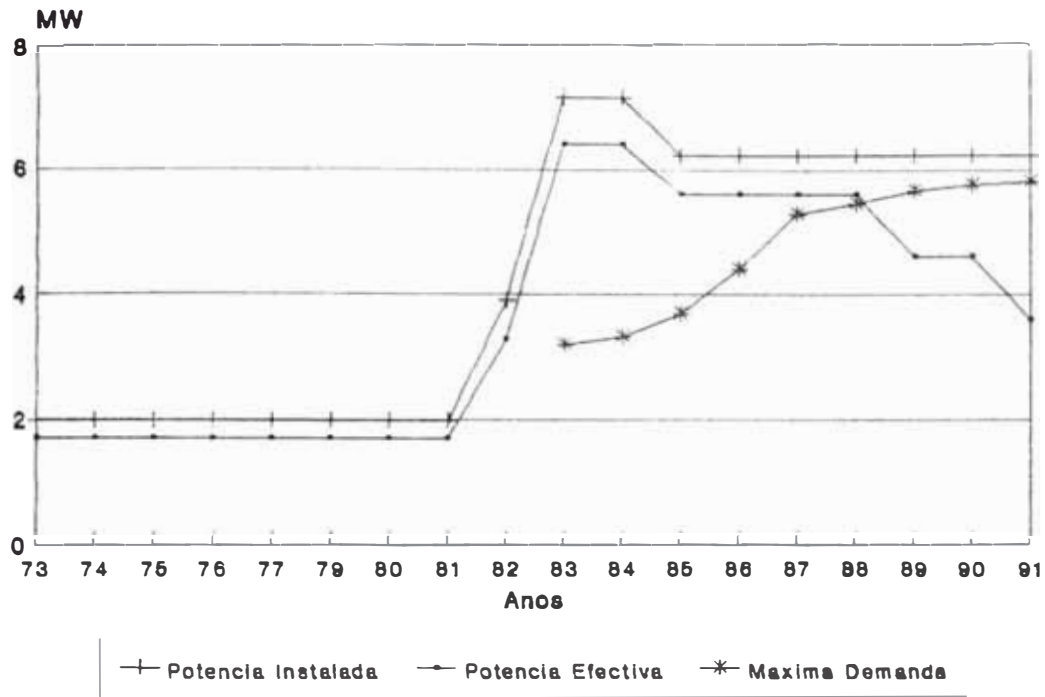


Diagrama de Carga Tipico C.T. Tarapoto

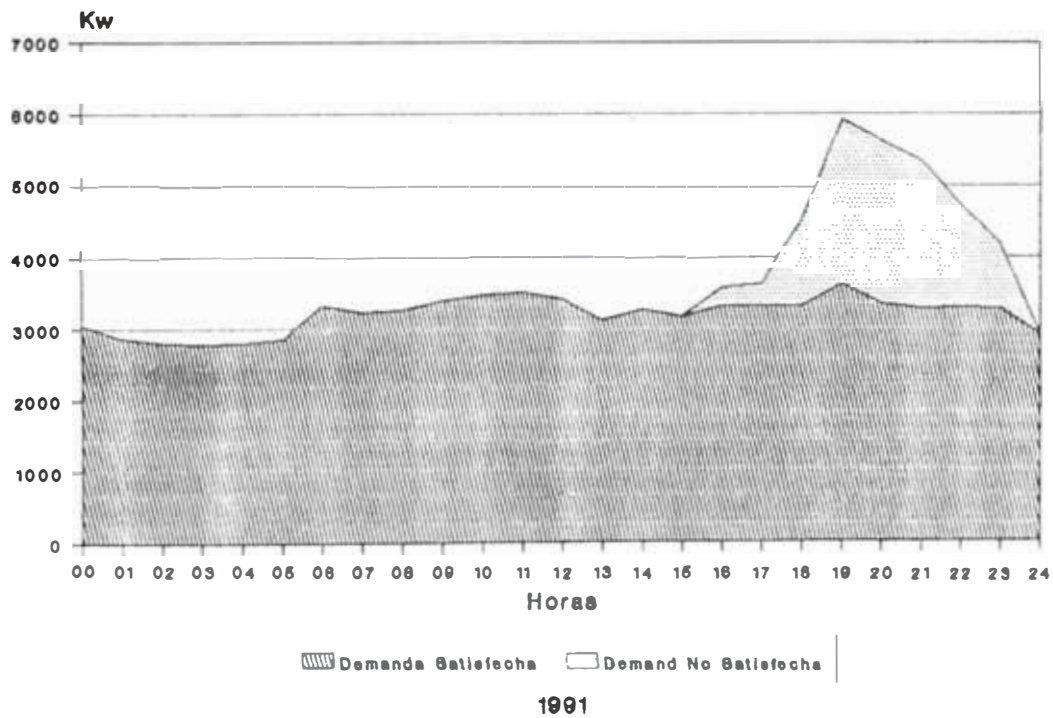


Gráfico N° 15

salidas de acuerdo al estado operativo de ellas.

- No se realiza mediciones en sub-estaciones en baja tensión.
- No existe un sistema mecanizado de facturación .
- No se han establecido puntos de medición y control de energía en todo el sistema eléctrico de Tarapoto.

Cuadro No 11.

GRUPOS	POTENCIA INSTALADA (KW)	POTENCIA EFECTIVA (Kw)	AÑO DE INSTA- LACION	CONS* ACEIT GLN/ MWH	No. HORAS DE TRABJ SIN MANTENI
Skoda-I	1104	Paralizado	1976	----	61,100
Skoda-II	440	400	1976	1.76	69,700
Skoda-III	440	Paralizado	1976	----	63,000
Skoda-IV	1104	650	1983	1.57	53,800
Skoda-V	1104	700	1983	1.43	58,400
Skoda-VI	1104	800	1983	1.13	50,000
Cat. -399	950	800	1982	0.30	3,800

DATOS DEL SISTEMA ELECTRICO DE TARAPOTO

<i>Energ.Pro</i>	<i>Combusti</i>	<i>Rend.Co</i>	<i>Cons.Lubri</i>	<i>Cons esp Lus</i>	<i>Cons.Pro</i>	<i>Energ.Fact</i>	<i>Perd.Di</i>
(mWh)	(Gln)	(kWh/Gl)	(Gln)	(Gln/mWh)	(mWh)	(mWh)	(%)

1988

<i>Enero</i>	1921.68	161.89	11.87	1210.66	0.63	58.03	1449.33	24.58
<i>Febrer</i>	1761.54	149.92	11.75	1004.08	0.57	53.02	1409.72	19.97
<i>Marzo</i>	1889.26	157.31	12.01	1284.70	0.68	67.26	1404.99	25.63
<i>Abril</i>	1868.33	155.95	11.98	1139.68	0.61	63.90	1424.93	23.73
<i>Mayo</i>	1984.05	164.65	12.05	1408.68	0.71	58.13	1480.70	25.37
<i>Junio</i>	1868.00	154.13	12.12	1214.20	0.65	55.85	1484.70	20.52
<i>Julio</i>	2009.61	164.72	12.20	1467.02	0.73	62.30	1512.59	24.73
<i>Agosto</i>	2061.01	173.34	11.89	1380.88	0.67	66.16	1603.26	22.21
<i>Setiem</i>	2016.60	163.82	12.31	1411.62	0.70	68.97	1604.80	20.42
<i>Octubr</i>	2002.23	168.96	11.85	1281.43	0.64	70.88	1530.15	23.58
<i>Novie</i>	1913.75	160.55	11.92	1301.35	0.68	69.09	1462.18	23.60
<i>Diciem</i>	1994.53	164.02	12.16	1256.55	0.63	74.00	1540.69	22.75
<i>TOTA</i>	23290.59	1939.27	12.01	15360.83	0.66	767.58	17908.04	23.11

1989

<i>Enero</i>	1964.32	164.77	11.92	1453.60	0.74	66.14	1617.67	17.65
<i>Febrer</i>	1785.46	147.87	12.07	1446.22	0.81	62.51	1416.25	20.68
<i>Marzo</i>	1985.42	167.00	11.89	1548.63	0.78	68.46	1632.68	17.77
<i>Abril</i>	1972.13	164.31	12.00	1617.15	0.82	69.21	1513.25	23.27
<i>Mayo</i>	2076.39	173.60	11.96	1578.06	0.76	71.20	1528.85	26.37
<i>Junio</i>	1975.76	164.61	12.00	1560.85	0.79	71.68	1518.17	23.16
<i>Julio</i>	1986.34	174.91	11.36	1589.07	0.80	74.45	1494.21	24.78
<i>Agosto</i>	2061.73	177.18	11.64	1711.24	0.83	76.84	1608.31	21.99
<i>Setiem</i>	1842.03	159.35	11.56	1492.04	0.81	61.35	1517.63	17.61
<i>Octubr</i>	1957.74	161.95	12.09	1507.46	0.77	62.82	1472.56	24.78
<i>Novie</i>	1898.27	152.18	12.47	1499.63	0.79	50.68	1466.39	22.75
<i>Diciem</i>	2195.86	184.21	11.92	1800.61	0.82	65.86	1620.51	26.20
<i>TOTA</i>	23701.45	1991.94	11.90	18804.55	0.79	801.20	18406.48	22.34

Cuadro N° 12a

DATOS DEL SISTEMA ELECTRICO DE TARAPOTO

<i>Energ. Pro</i>	<i>Combusti</i>	<i>Rend.Co</i>	<i>Cons. Lubri</i>	<i>Cons esp.</i>	<i>Cons. Pro</i>	<i>Energ. Fact</i>	<i>Perd. Di</i>
(mWh)	(Gln)	(kWh/Gl)	(Gln)	(Gln/mW)	(mWh)	(mWh)	(%)

1990

<i>Enero</i>	2073.02	174.64	11.87	1637.69	0.79	62.61	1629.98	21.37
<i>Febrer</i>	1844.12	156.95	11.75	1659.71	0.90	55.51	1584.41	14.08
<i>Marzo</i>	2027.65	168.83	12.01	1662.67	0.82	72.18	1543.10	23.90
<i>Abril</i>	1851.71	154.57	11.98	1499.89	0.81	63.33	1539.28	16.87
<i>Mayo</i>	1761.63	146.19	12.05	1426.92	0.81	51.62	1389.22	21.14
<i>Junio</i>	1971.18	162.64	12.12	1636.08	0.83	58.94	1608.84	18.38
<i>Julio</i>	1751.78	143.59	12.20	1366.39	0.78	54.31	1302.06	25.67
<i>Agosto</i>	1452.41	122.15	11.89	1103.83	0.76	46.62	1142.21	21.36
<i>Setiem</i>	1839.93	159.58	11.53	1416.75	0.77	62.93	1367.41	25.68
<i>Octubr</i>	1526.35	131.81	11.58	1388.98	0.91	54.03	1233.82	19.17
<i>Novie</i>	1873.52	154.33	12.14	1555.02	0.83	67.63	1371.81	26.78
<i>Diciem</i>	1877.38	157.76	11.90	1539.45	0.82	69.65	1351.03	28.04
<i>TOTA</i>	21850.68	1833.04	11.92	17893.37	0.82	719.35	17063.17	21.91

1991

<i>Enero</i>	1745.94	145.37	12.01	1553.89	0.89	51.16	1305.69	25.22
<i>Febrer</i>	1698.43	141.77	11.98	1545.57	0.91	50.78	1354.51	20.25
<i>Marzo</i>	1604.59	133.38	12.03	1492.27	0.93	49.74	1182.00	26.34
<i>Abril</i>	1731.00	148.84	11.63	1488.66	0.86	55.57	1297.34	25.05
<i>Mayo</i>	1674.00	142.71	11.73	1750.00	0.93	57.25	1256.34	24.95
<i>Junio</i>	2025.38	167.00	12.13	1830.00	0.87	52.38	1492.00	26.33
<i>Julio</i>	2089.00	172.65	12.10	2770.00	1.33	61.23	1580.00	24.37
<i>Agosto</i>	2188	181.3	12.07	2331	1.07	58.23	1685	22.99
<i>Sub-T</i>	14756.34	1233.03	11.97	14761.39	1.00	436.34	11152.88	24.42

COMPORTAMIENTO ANUAL PROMEDIO (1988-1991)

<i>ANU</i>	22799.74	1908.35	11.95	18223.67	0.80	743.04	17599.25	22.81
------------	----------	---------	-------	----------	------	--------	----------	-------

Cuadro N° 12b

a.1 Causas

La operación de la central acusa deficiencias, en el control de parámetros elementales como temperaturas, presiones, flujos; por deterioro de instrumentos de control y medición.

Deficiente gestión en el mantenimiento

.Faltan recursos materiales y financieros,

.Se antepone la decisión de operar los equipos en el estado en que se encuentre, no permiten aplicar criterios de mantenibilidad y eficiencia, así operando es la única forma de justificar su gestión de servicio a la sociedad.

.No existe un mantenimiento planificado y programado, limitandose a labores de reparación.

No existe un Plan de Capacitación para el personal técnico de la central térmica, habiendose desligado con los representantes de las firmas de los motores que nos puedan brindar programas de capacitación.

La organización inadecuada en la central de Tarapoto, falta definir funciones específicas

Deficiente sistema de información técnica (registros y archivos de la operación y mantenimiento) que no ayudan a la correcta toma de decisiones.

No se tiene sistema mecanizado de la facturación, no permite contar con dicho sistema como ayuda para el control de la energía del S.E.Tarapoto.

Se permite la conexión de algunos usuarios a la red de

alumbrado público para no afectarse de la restricción de servicio, esto provoca desorden en administrar la energía.

a.3 Consecuencias

Servicio restringido a la sociedad, por sectores y días determinados, ocasionando malestar en la colectividad y perjuicio a las actividades productivas

Posible colapso de los grupos de generación operativos.

Los costos de producción llegan al orden de 17 ctv\$/kwh. influyendo en este resultado las deficiencias en la generación, distribución y comercialización

Necesidad de aplicar un costoso mantenimiento por desatención a realizar un mantenimiento planificado

Existen consumos de energía no contabilizados en un balance de energía, que derivan en una malversación de recursos.

La no detección de conexiones clandestinas en distribución y el consiguiente perjuicio para la empresa.

El mayor consumo de las redes de alumbrado público provocará mayores pérdidas y posiblemente una mayor restricción del Servicio.

b. Contabilidad Energética del Sistema Eléctrico Tarapoto

b.1 Desarrollo de la Contabilidad Energética

Los registros que son necesarios para iniciar la Contabilidad son los Sgtes:

Medición del flujo con Registro en la línea desde Tanque de Recepción a los Tanques de Almacenamiento, registrando fecha y cantidad en cada recepción de combustible.

Medir stocks de combustible antes y después de cada recepción de combustible.

Medición del flujo de combustible para cada grupo. Se presentarían 2 alternativas para este efecto.

.Instalar contómetros registradores antes de la alimentación de combustible a cada motor.

.El Control del nivel de los tanques diarios, necesita:

Independizar cada tanque diario para cada grupo, como sí lo existe en el grupo caterpillar.

Registro de Energía producida por cada grupo.

Registro costos de combustible y lubricante.

Registros de Costos en mantenimiento

Registros del Consumo Propio

Registro de energía de cada salida de planta.

Totalizar la energía facturada a los usuarios por subestaciones y salida.

Todas las mediciones y registros se ubican dentro del proceso que se da a continuación:

Flujo de Energía en el Sistema Eléctrico de Tarapoto

En este punto se describe en forma como se aprovecha la energía en todos los procesos del sistema.

En el Grafico No 16 se presenta la situación de como se degrada la energía en S.E.Tarapoto, mostrando los porcentajes de energía aprovechados en cada uno de los centros de producción, transporte y consumo de electricidad

Consumos en el Sistema Eléctrico Tarapoto

Como primer análisis es la determinación de los consumos de energía primaria en el tiempo, en diferentes intervalos como se muestran en el cuadro No 12a y 12b . Los datos mostrados sin embargo no pueden determinar una acción directa debido a su caracter general, debiendo conocerse los registros individualmente para cada equipo.

En Generación.

Se deben tener las siguientes consideraciones:

. Se tiene el consumo de combustible en toda la Central, esto nos sirve solo de referencia, pero no nos permitirá determinar el comportamiento individual de cada equipo, por lo tanto se hace necesaria la implementación de contómetros registradores de combustible para cada grupo de generación.

Habría que contrastar y calibrar los instrumentos de medición de energía eléctrica de la central.

Flujo de Energía en el Sistema Eléctrico Tarapoto

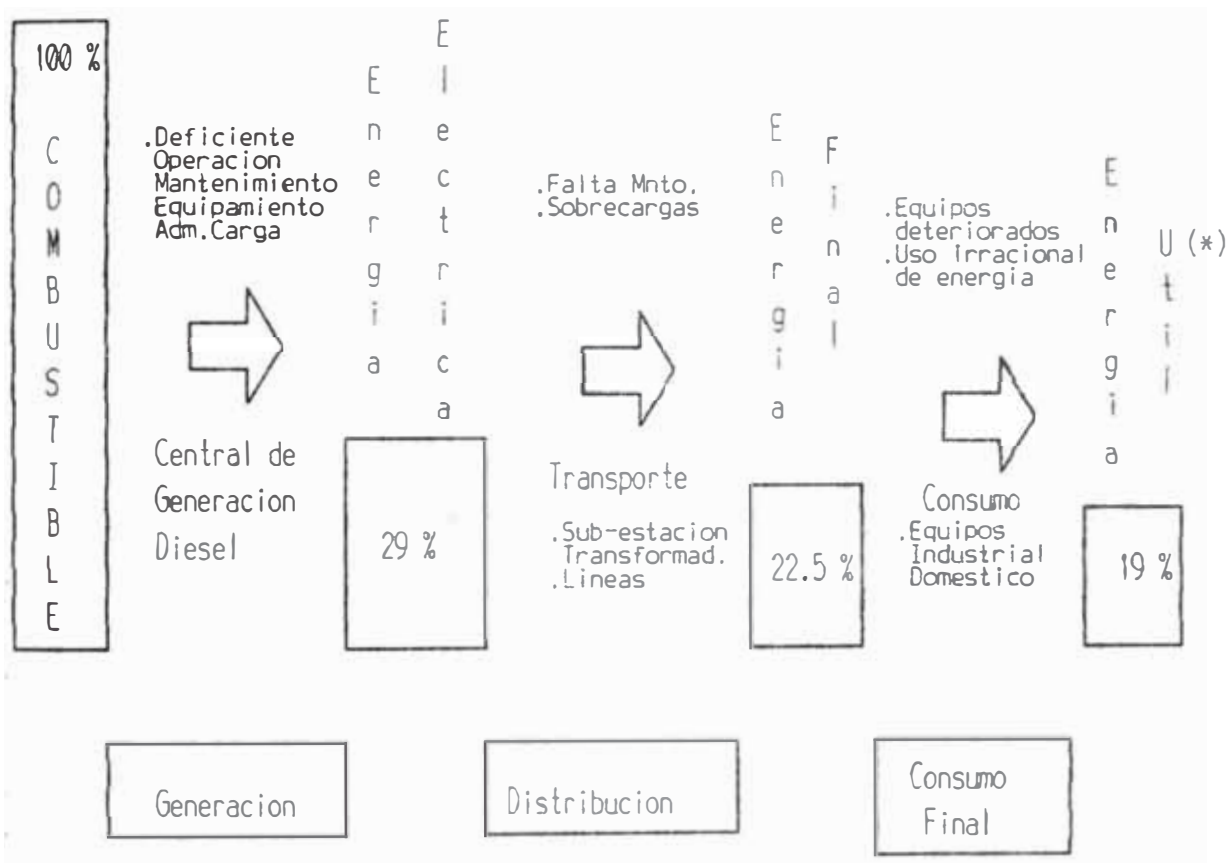


Gráfico N° 16

Energía Util es la que satisface una necesidad luz, calor, fuerza, etc.

. Los formatos que utilizan en la central como parte diario, y las hojas de control de funcionamiento de los grupos servirán en la obtención de los datos que alimenten los registros de consumo.

Como resumen de información periódica se deben obtener los sgtes. datos por cada grupo.

-Consumo de combustible, lubricante.

-Horas de funcionamiento

-Potencia efectiva

-Energía generada, Consumo propio.

En Distribución y Comercialización

Se deben tener los registros por salidas y de la facturación por cada salida de la Central, Subestaciones y Circuitos

Consumos Específicos En este punto determinamos indicadores que relacionan el consumo con la producción, evaluando la evolución de consumos específicos, eficiencias de acuerdo a la disponibilidad de los datos de Consumo.

Tratando en lo posible de trazar las curvas de rendimiento para cada uno de los grupos de generación, transformadores.

Es necesario tener el registro del consumo de lubricante como indicador fundamental del estado del motor.

Costos en Generación Termoeléctrica del S.E. Tarapoto

Como información preliminar se presenta en el Cuadro No 13 de la estructura de costos del Sistema eléctrico de

ESTRUCTURA MENSUAL DE COSTOS
SISTEMAS ELECTRICOS DE SAN MARTIN - ELECTRO ORIENTE

C O S T O S

	Sl.	\$	% Cost. Oper	% Cost. Tot	Cost Medio x Energ Factu	
					ctv Sl./kWh	ctv \$/kWh
Combustible y Lubricante	157000	189157	51.09	44.90	6.41	7.72
Persona Remun. y Benef Soc	31800	38313	10.35	9.09	1.30	1.56
Administrativos	65000	78313	21.15	18.59	2.65	3.20
Servicio x Terceros	30000	36145	9.76	8.58	1.23	1.48
Costos Generales	23500	28313	7.65	6.72	0.96	1.16
Depreciacion	10000	12048		2.86	0.41	0.49
Rentabilidad	30000	36145		8.58	1.23	1.48
Compens. Tiempo Servicios	2400	2892		0.69	0.10	0.12
Costos Operativos	307300	370241			12.55	15.12
Costos Totales	349700	421325			14.28	17.20
Costo Mantenimiento	56938	68600	18.53	16.28	2.32	2.8

I N G R E S O S

	Sl.	\$	Tari a Media x Ener. Fact	
			ctv Sl/kWh	ctv \$/kWh
Ingresos Venta Energia	92722	111713	3.79	4.56

COMPARACION INGRESOS Y COSTOS

	%
Ingreso/Costo Opera	30.17
Ingreso/Costo Total	26.51

Tipo de cambio 1\$ <> Sl. 0.83

Noviembre 1991

Cuadro N° 13

Tarapoto, en el se pueden ver la participación de los Costos de combustible, lubricante y mantenimiento.

c Auditorías Energéticas en el Sistema Eléctrico de Tarapoto

c.1 En Generación

Revisión de Datos de la Contabilidad Energética

Contraste de las mediciones de flujo de combustible

Análisis del Combustible.

Análisis del aceite lubricante.

Siendo el proceso de combustión donde se produce el mayor cambio del potencial de energía. debe incidir en:

.Comprobación de la eficiencia de filtros de combustible

.Revisión de la regulación de velocidad

.Revisión de inyectores

Establecer las curvas de eficiencia de cada grupo y proceder a una nueva administración de carga a asumir

por cada grupo, evaluando resultados en ahorro de energía

c.2 En Transformadores

Mediciones en los circuitos primario y secundarios de los transformadores a diferentes cargas.

Determinación de curva de eficiencia cada transformador

Análisis del aceite del transformador.

c.3 Líneas

De acuerdo a las cifras totalizadas de energía final facturada por salidas y subestaciones en baja tensión. Realizar las mediciones y registros en las subestaciones en B.T., en períodos que se puedan medir los consumos de los usuarios correspondientes a cada subestación.

d. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Como medidas a implementar para mejorar la gestión técnico-operativa se debe de:

d.1 Rehabilitar la Central Térmica

Rehabilitar a una de las 2 alternativas:

- . Potencia de mínima necesidad 6 mW, necesita con una Inversión de \$/ 280,000.
- . Potencia de mínima protección 6 mW + potencia del grupo mayor, necesita una inversión de \$/ 600,000 que permita cubrir emergencias por fallas de algun grupo.

Rehabilitar la instrumentación de Control y Protección con una inversión de \$/ 20,000.

Objetivo. Cubrir la máxima demanda de electricidad del Servicio oportunamente.

Resultados Esperados.

- . Una inversión de \$/ 300,000 se obtendría beneficios de \$/ 357,000 con un periodo retorno de inversión 10 mes
- . Con la 2da.alternativa se invierte \$/ 650,000 y se obtiene un beneficio de \$/ 505,000 y un período de retorno de la inversión de 1.3 años.

d.2 Organizar la Gestión en el Mantenimiento

Para la inspección de los grupos Diesel tener en cuenta el Gráfico No 17. En el se da el procedimiento para la realización de una inspección.

Tener en cuenta el gráfico No 18 para planificar el mantenimiento de los grupos diesel, de acuerdo a su consumo específico de lubricante.

En lo posible verificar el estado del combustible por las posibles problemas que puede ocasionar en el motor diesel como se muestra en el gráfico No 19.

- Implementar y administrar de almacén de repuestos y herramientas especiales.*

Objetivo. *Mantener disponibilidad, seguridad, fiabilidad y eficiencia del sistema eléctrico*

d.3 Organizar la Gestión Energética

Crear función de Coordinación de Energía

Crear Sistema de Contabilidad Energética

En Comercialización crear nuevos códigos de ruta para los usuarios.(implementar Sistema mecanizado de facturación)

Objetivo. *Controlar y mejorar las eficiencias de los equipos ;como instrumento para determinar el estado de los equipos y realizar mantenimiento en base a sus resultados.Controlar y disminuir las pérdidas en Distribución y Comercialización.*

d.4 Iniciar la optimización del uso de energía en el Sistema Eléctrico de Tarapoto en las condiciones

ANALISIS PARA DETERMINAR LA EJECUCION DE INSPECCION EN EL MANTENIMIENTO DE UN GRUPO DIESEL

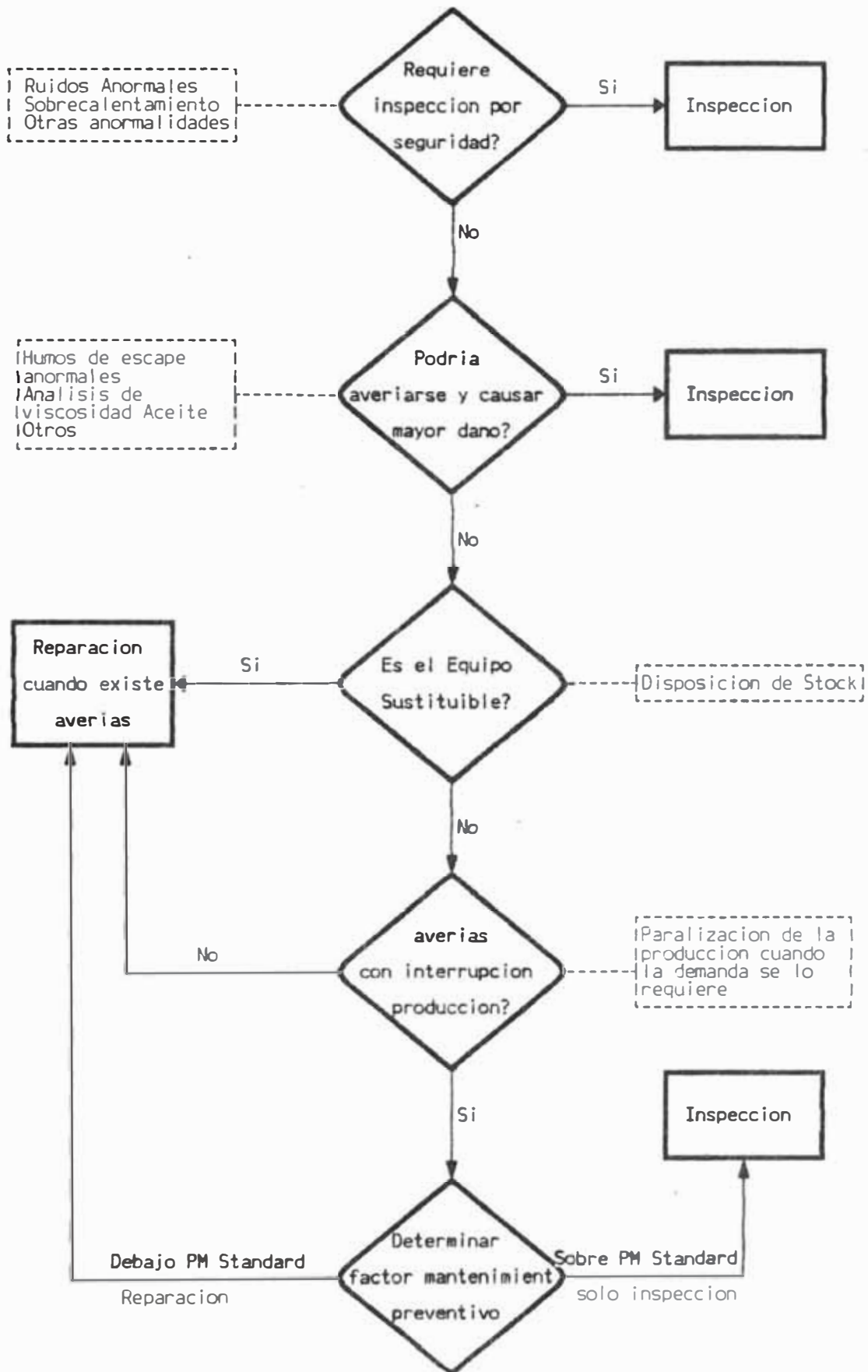


Gráfico N° 17

Rango Permisible en el Consumo de Lubricante en los Motores Diesel

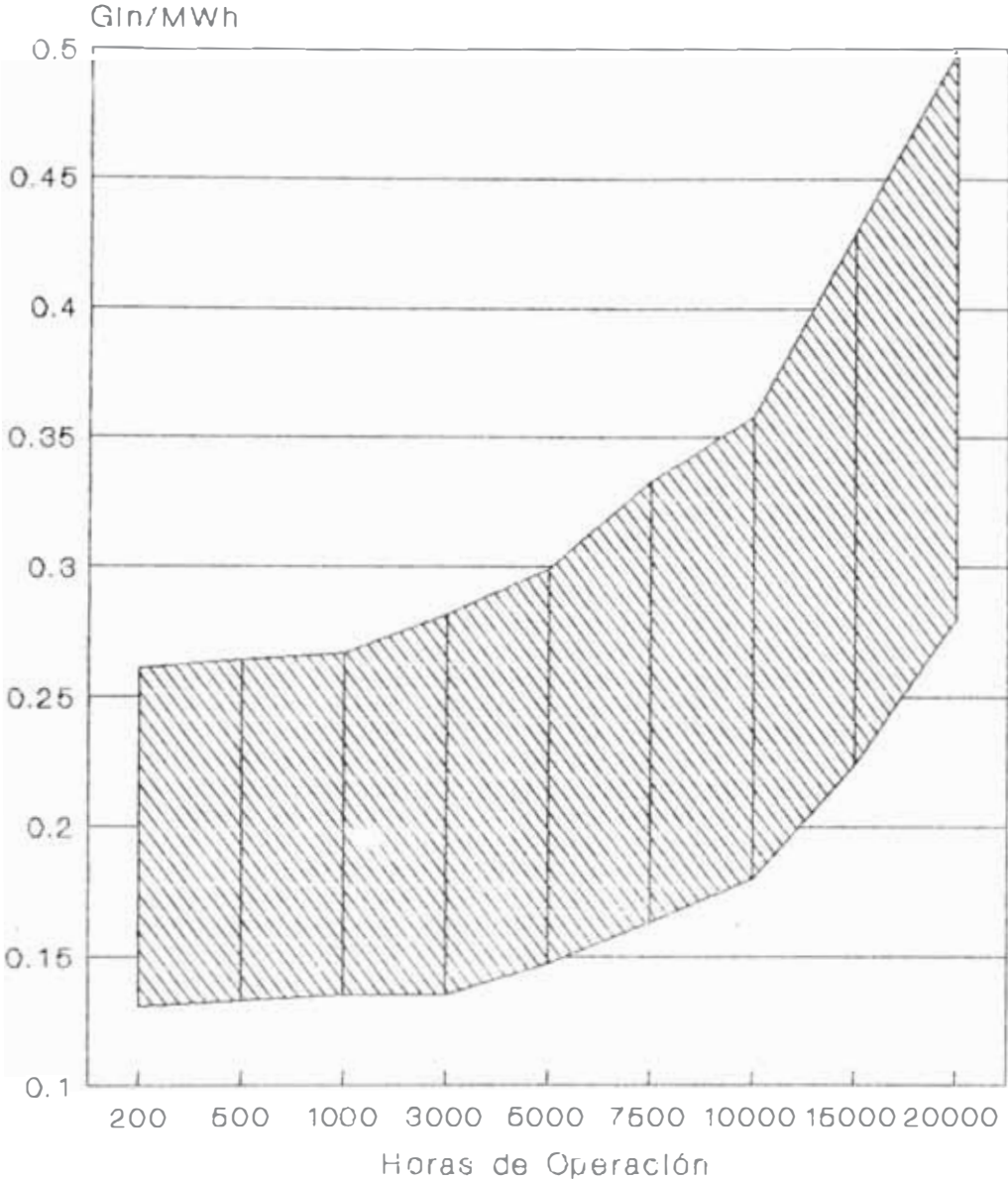


Gráfico N° 18

actuales prevee una demanda satisfecha, que será posible con rehabilitación de las instalaciones del sistema; aún en estas condiciones es posible mejorar su gestión energética, con sgte. medidas:

El implementación de un sistema de Contabilidad Energética.

Responsabilizar a las jefaturas de las áreas de producción, distribución, comercialización de mantener la Contabilidad Energética en sus respectivas áreas.

Equipar en Central Térmica con Contómetros registradores de Combustible, a ser ubicado en:

.Entre el tanque de recepción, tanques de almacenamiento de combustible y para cada grupo.

Implementar con medidor de potencia en alta tensión y medidores registrador de energía eléctrica en B.T.

Implementar el Sistema mecanizado de facturación

Reglamentar la formación de un Comité de Energía que se reúna una vez mensualmente, bajo la dirección de la jefatura del servicio de tal manera de darle jerarquía y poder de decisión a las conclusiones del comité.

Dar la Capacitación al personal sobre los alcances y procedimientos de la Contabilidad y Gestión Energética

Realizar auditorías energéticas por grupo, programadas de acuerdo los resultados de la Contabilidad energética y las desiciones del comité de energia.

d.5 Cumplir los objetivos que plantea la gestión energética permitirá como consecuencia directa del

uso óptimo de la energía y una eficiente operación de los equipos, una reducción de costos por combustible, lubricantes y mantenimiento tal como se prevee en el cuadro No 14

d.6 Planificar y programar el Mnto. teniendo en cuenta no solo recomendaciones de los fabricantes de los equipos, sino también de su operación según información que proporcione la Contabilidad energética y el Monitoreo de parámetros operativos

d.7 Si bien Rehabilitar el Sistema es una medida urgente para normalizar el servicio restringido, esta no es una solución integral, que fácilmente se comprueba en el gráfico No 15, el período 83-88 tuvo un índice de Reserva en la generación y luego se tuvo un deficit , esto volvería a suceder, de ahí la importancia de organizar la gestión energética y del mantenimiento y evitar que se repita este ciclo.

d.8 Para la obtención de los resultados en los cuadros de metas y resultados, son consecuencia de aplicar medidas como las anteriores ya expuestas

Mejora en el rendimiento de combustible por mejoras en la operación y mantenimiento de los grupos.

Disminución de consumo aceite por mejoras en Mnto.

Disminución de pérdidas en Distribución por manejo de la Contabilidad energética, determinar líneas, subestaciones deficientes, sobrecargadas e instalaciones clandestinas.

**RESULTADOS ESPERADOS CON UNA MEJORA EN LA GESTION ENERGETICA
EN EL SISTEMA ELECTRICO DE TARAPOTO**

	Unidad	Estado Actual	Meta 1 *	Meta 2 **	Meta 3 *	Meta 4 **
Produccion	mWh	22800	20000	22800	19000	22800
Consumo combustible	mil gtn.	1910	1510	1720	1350	1620
Rendimiento combustible	kWh/gtn	11.9	13.2	13.2	14	14
Consumo Lubricante	gtn	18200	8000	9120	5700	6840
Consumo Especifico de Lubricante	gtn/mWh	0.8	0.4	0.4	0.3	0.3
Perdidas Distribucion	%	23	15	15	12	12
Energia Facturada	mWh	17600	17000	19000	16700	20000
Consumo Propio	mWh/mes	60	45	45	40	40
Maxima Demanda	mW	5800	5500	5500	5500	5500
BENEFICIOS A OBTENER CON LA MEJORA DE LA GESTION ENERGETICA (***)						
Ahorro Combustible	mil gtn		400	190	560	290
Ahorro de Lubricante	gtns		10200	9080	12500	11360
Ahorro Combustible	\$		240,000	114,000	336,000	174,000
Ahorro de Lubricante	\$		45,900	40,860	56,250	51,120
Mayor servicio Electrico	mWh			1400		2400
Facturacion	\$			70,000		120,000
Costo Combust + Lubricante	cv\$/kWh	7.06	5.86	6.20	5.40	5.88
Costo Mantenimiento ****	cv\$/kWh	2.8	2	2.4	1.9	2.3
Ahorro Total de Costos Anual	\$		676,080	357,280	861,080	503,040

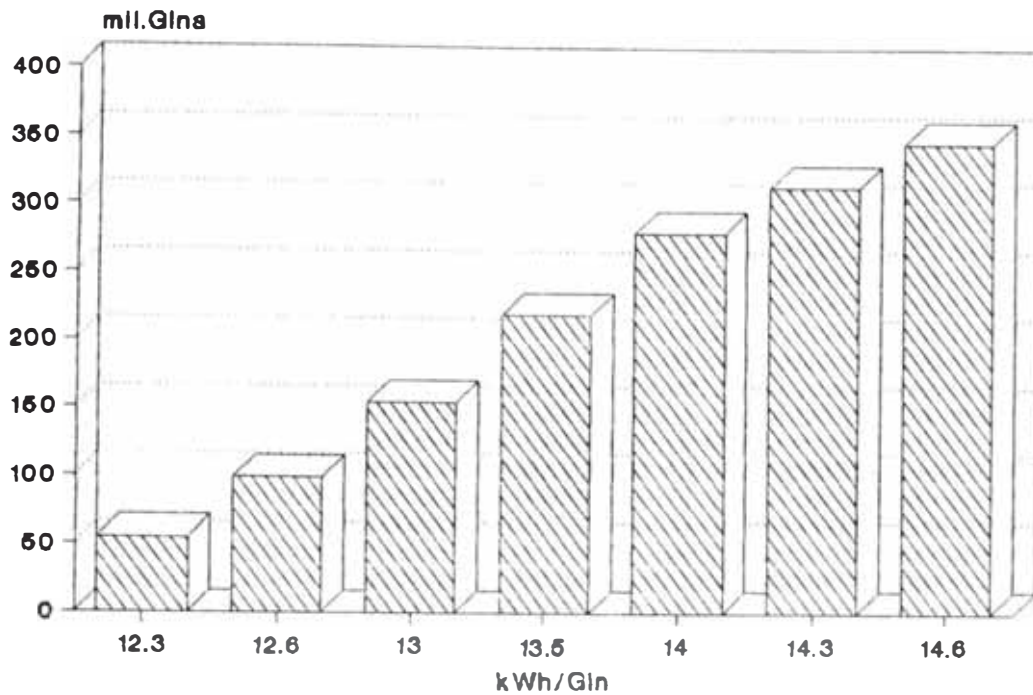
* Meta :mejorando indicadores en provecho de una reduccion de costos

** Meta :mejorando indicadores en favor de reducir costos y de un mayor Servicio

*** A partir de condiciones con el sistema re-potenciado

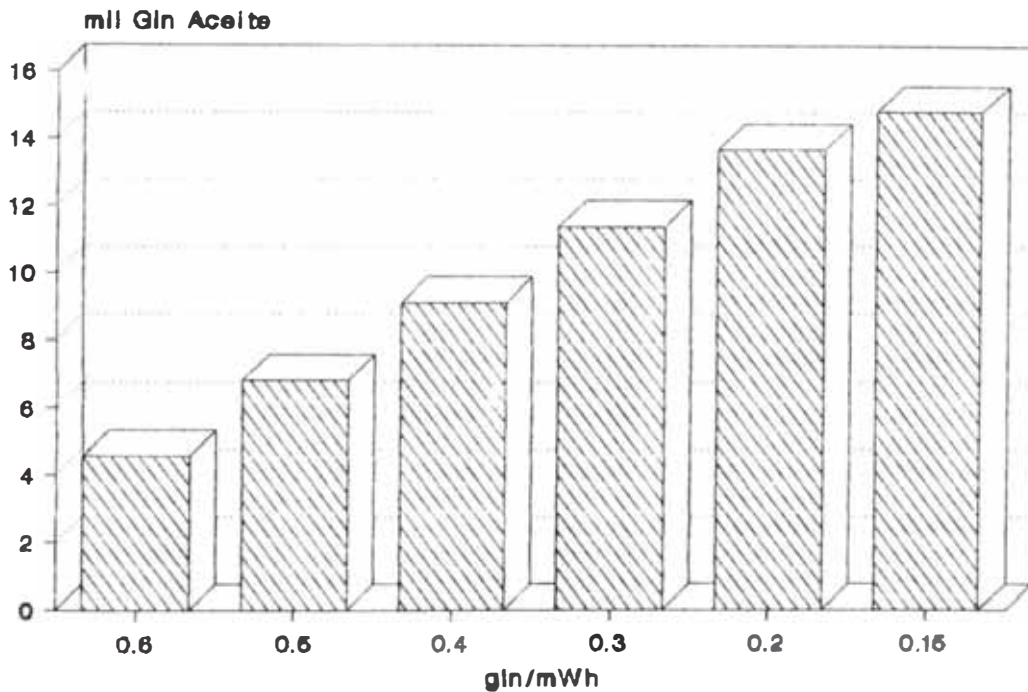
**** Son cifras estimadas, incluyen servicios y materiales

Potencial Anual de Ahorro en Combustible con Mejora del Rendimiento



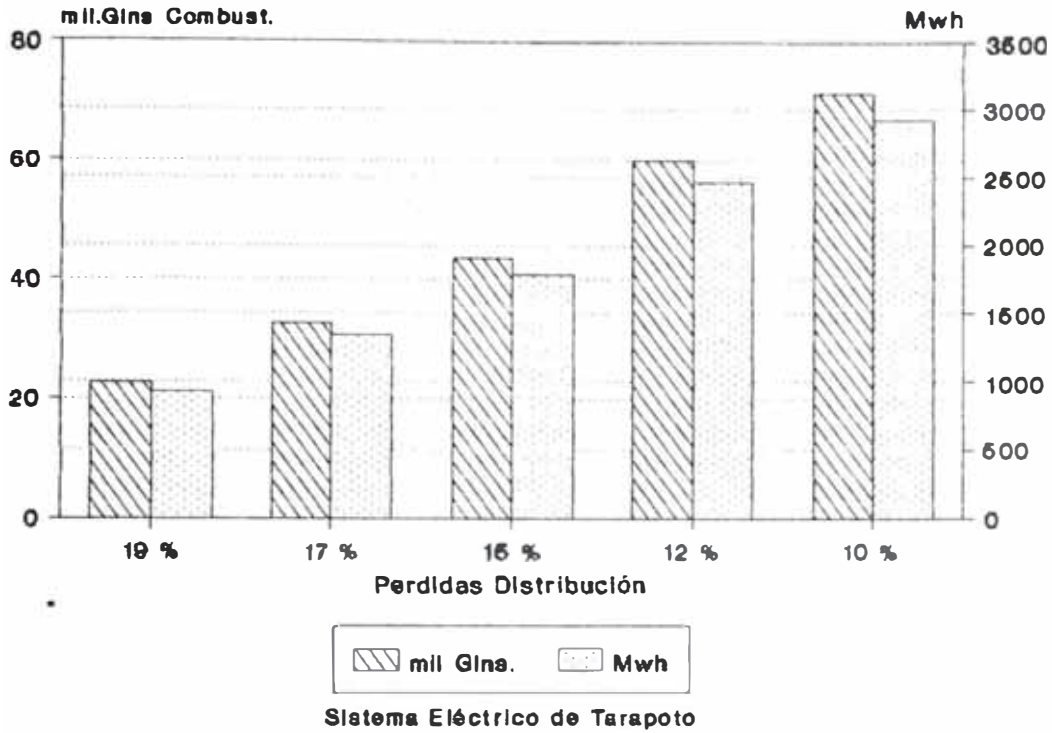
Sistema Eléctrico de Tarapoto

Ahorro Anual Lubricante por Disminucion del Consumo Especifico



Sistema Eléctrico de Tarapoto

Recuperación de Energía por Disminución de Perdidas en Distribución



Ahorro Anual de Energía por Disminución del Consumo Propio

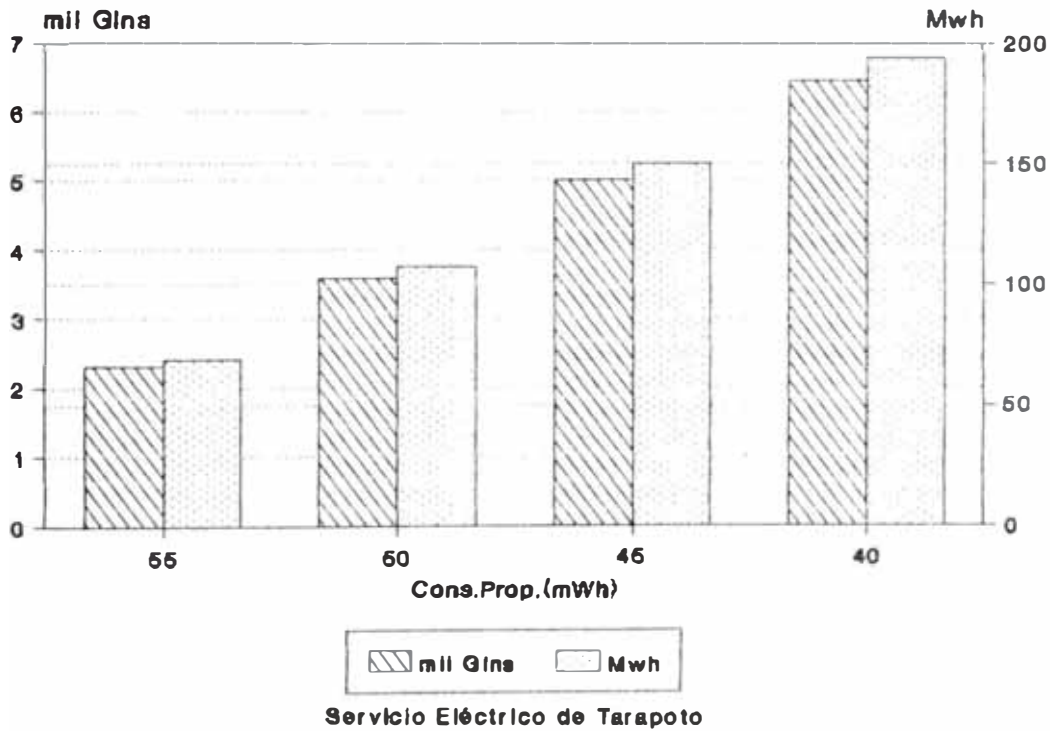


Gráfico N° 21

3.3 ANALISIS ENERGETICO C.T. CHIMBOTE-TRUJILLO

a. SITUACION ACTUAL DE LAS CENTRALES TERMICAS CHIMBOTE Y TRUJILLO

a.1 De los Grupos de Generación

C.T. CHIMBOTE				TRUJILLO
	Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3	Grupo 4
<i>Pot. Inst</i>	20.5	20.5	20.5	20.5
<i>Pot. Efect</i>	-----	15.5	18.5	18.0
<i>Estado</i>	<i>Inoperat.</i>	<i>Operativ</i>	<i>●operativ</i>	<i>Operat (*)</i>

a.2 Del Mantenimiento de los Grupos

Las Turbinas a Gas de este tipo el fabricante recomienda la ejecución de 3 tipos de mantenimiento por períodos de tiempo estos son:

Mantenimiento de Combustión realizado cada 3,000 hors de flama

Mantenimiento en Trayectoria de Gases Calientes se realiza cada 12,000 hrs de flama.

Mantenimiento Mayor realizado cada 24,000 hrs de flama.

Estos períodos son variables de acuerdo a los Sgtes factores de operación:

.Frecuencia de arranques

.Temperatura de Gases de entrada a la turbina

.Variaciones de Carga

.Combustible

.Medio Ambiente

La Frecuencia de arranques definen un factor que afecta directamente al período de ejecución del mantenimiento. En el cuadro No 18 se muestran los períodos correspondientes a cada mantenimiento influenciados por la frecuencia de arranques.

Actualmente las Unidades de Generación a Turbinas a Gas presentan el siguiente estado para el mantenimiento.

TG	Hora Flama Acuml.Tot	Horas Flama llerMnto.Mayor	Hora Flama Parcial	Mantenim. Proximo	#hora flama/#arranque
1	9,306	7,772	1,500	Mnto.Mayor	--
2	13,309	11,566	1,743	Combust	2.5
3	10,494	8,735	1,759	Combust	3
4	8,760	4,377	4,384	Mant.May	3

b. ANALISIS ENERGETICO DE LOS GRUPOS

Combustible.

Petroleo Diesel 2 de Poder calorífico 41 KWH/Gln a 25 °C

Combustión

Relación aire/combustible varia de 60 a 80 según la carga

Rendimientos y Eficiencias

Los Rendimiento óptimo en la turbo-gas es de 10.5 KWh/Gln que corresponde a una eficiencia de 25 % o 13400 BTU/kWh

Los rendimientos y eficiencias de cada uno de los grupos y de acuerdo a la carga que asuman se muestran en los cuadros No 15, 16, y 17 y grafico No 22a correspondientes

Los Factores que afectan la eficiencia son:

Condiciones de entrada del aire

Temperatura un aumento en la temperatura disminuye el flujo de masa de aire y a una relación de presión mas baja. Como consecuencia un aumento de 10 ocasionaría una disminución de 5% de potencia aprox. y lo consiguiente disminución de eficiencia.

Caida de presión tiene el mismo efecto que la temperatura

Contaminantes evitar paso de contaminantes en el aire, debe mantenerse alta eficacia en filtración de aire.

Calidad del Combustible

.Limpio de impurezas

Presión de Salida del compresor

Inyección del Combustible

.Presión de inyección

Temperatura de Gases de Escape

Balance de Energía en la Turbo Gas

Se distribuye como se muestra en el Diagrama de sankey de que se muestra en la Gráfico No 22.

Potencia en Bornes En los grupos varia a su máxima carga disponible entre el 23 % y el 18 % de la Potencia total del combustible.

Gases de Escape varia según el Régimen de Carga del Grupo

- . La potencia en gases de escape $=m_{gases} C_{p_{gases}} (T_{gas} - T_{amb})$*
- . Como información referencial podemos decir que los gases Recuperables se toman respecto a una temperatura de 150 °C, la cual es la mínima a considerar con posibilidades de utilización en un sistema de energía total.*

Otras Pérdidas por Radiación, en la reducción, bombas, etc. estas no se reducen con la variación de carga por lo tanto se hacen mas significativas cuando disminuye la carga.

varia entre 10 y 15 %.

Generadorsu eficiencia varia segun su carga entre 85 y 95% que inciden finalmente en perdidas entre el 4 y 6%

c COSTOS ESPECIFICOS

Se muestran en los gráficos No 23 y 24.

c.1 Costos por Combustible

Estos varían de acuerdo a su rendimiento y este a su vez depende directamente del régimen de carga que asuman tal

Datos Energeticos Turbina a Gas No 2 C.T.Chimbote

MW	W/hCh	eficiencia %	Comp (pul)	Temp gas(°F)	Temp gas(°C)	Kilberg Comb	shrcounb	Kg/meg aire	MW Combust	MW gases	Puro gases %	MW Recuperable	% Recuperable
7	5.1	12.48	85	640	338	1.23	78	98.3	56.1	30.5	54.4	18.3	32.6
8	5.5	13.45	86	670	354	1.31	76.5	100.1	59.5	33.4	56.2	20.7	34.9
9	5.85	14.31	87	700	371	1.38	75	103.8	62.9	36.4	57.9	23.3	37.0
10	6.25	15.29	88	730	388	1.44	73.5	105.8	65.4	38.9	59.5	25.5	38.0
11	6.6	16.14	89	755	402	1.50	72	107.9	68.1	41.2	60.5	27.5	40.4
12	6.95	17.00	90	780	416	1.55	70.5	109.5	70.6	43.4	61.4	29.5	41.6
13	7.2	17.61	91	795	424	1.62	69	112.1	73.8	45.3	61.4	31.1	42.2
14	7.45	18.22	92	820	438	1.69	67.5	114.1	76.8	47.8	62.2	33.3	43.4
15	7.65	18.71	93	840	449	1.76	66	116.4	80.2	50.1	62.5	35.3	44.1
16.5	7.76	18.86	94	860	460	1.80	66	118.9	81.8	51.6	63.2	36.8	45.0
16	7.65	19.20	95	880	471	1.83	64	117.3	83.3	53.2	63.6	38.3	45.9

Nota :Los MW Recuperables de los Gases son estimados respecto a 150 oC

Cuadro N° 15

Datos Energeticos Turbina a Gas No 3 C.T.Chimbote

MW	KWh/Gh	eficienc %	Comp (psi)	Temp gas(°F)	Temp oC gas	Kg/seg Comb	aire/comb	Kg/seg aire	MW Combustible	MW gases	Perd gases %	MW Recuperable	% Recuperable
7	6.1	14.92	102	635	335	1.03	78	80.5	46.9	25.5	54.4	15.1	32.2
8	6.5	15.90	103	665	352	1.11	76.5	84.7	50.3	28.3	56.2	17.3	34.4
9	6.85	16.76	104	695	368	1.18	75	88.6	53.7	31.1	57.9	18.6	36.5
10	7.2	17.61	105	720	382	1.25	73.5	91.8	56.8	33.5	59.0	21.6	38.1
11	7.5	18.35	106	735	391	1.32	72	95.0	60.0	35.5	59.2	23.2	38.6
12	7.8	19.08	107	760	404	1.38	70.5	97.6	62.9	37.8	60.2	25.2	40.0
13	8.1	19.81	109	775	413	1.44	69	99.6	65.6	39.5	60.2	26.6	40.5
14	8.35	20.43	111	795	424	1.51	67.5	101.8	68.5	41.5	60.6	28.3	41.3
15	8.6	21.04	113	805	429	1.57	66	103.5	71.3	42.8	60.1	29.4	41.2
16	8.8	21.53	115	825	441	1.64	65	106.3	74.3	45.2	60.8	31.4	42.2
17	9.08	22.21	117	845	452	1.68	64	107.8	76.5	47.0	61.4	33.0	43.1
18	9.2	22.60	119	865	463	1.76	63	110.9	80.0	49.6	62.1	36.2	44.0
19	9.28	22.70	121	880	471	1.84	62	114.2	83.7	52.1	62.3	37.3	44.5

Nota: Los MW Recuperables de los Gases son estimados respecto a 150 oC

Cuadro N° 16

Datos Energeticos Turbina a Gas No 4 C.T.Trujillo

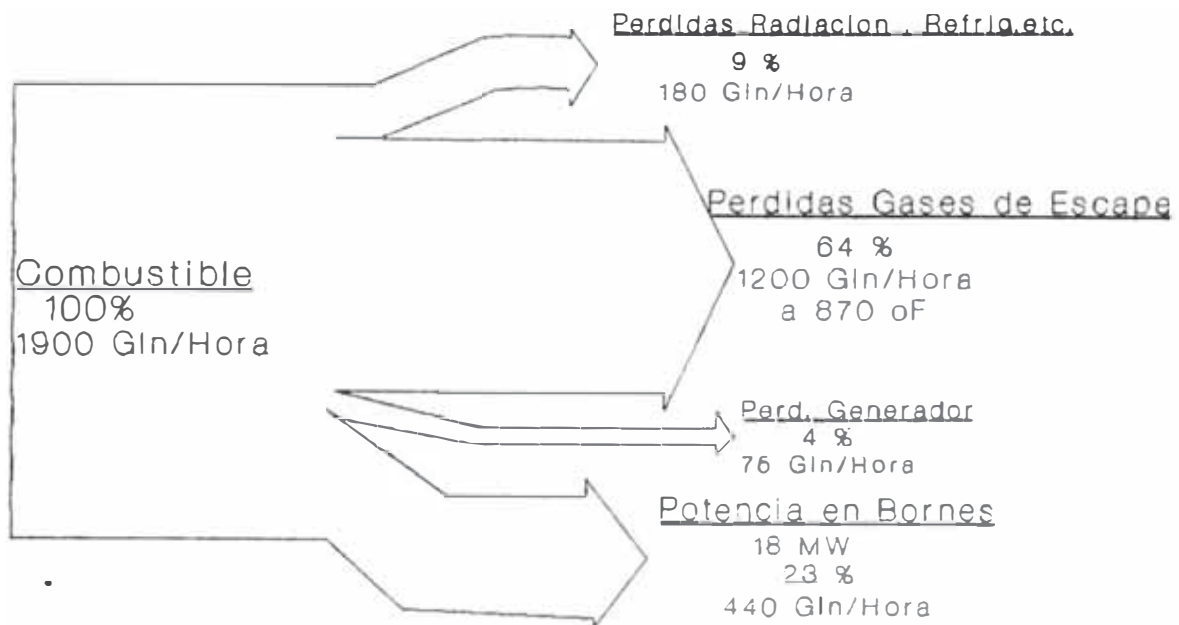
MW	ATP/Ch	eficiencia %	Comp (psid)	Temp gas(°F)	Temp gas(°C)	Weight Comb	subst(comb)	Kg/ing air	MW Consumible	MW gaseos	Plant gaseos %	MW Recuperable	% Recuperable
7	5.35	13.09	102	610	321	1.18	60	94.1	53.5	28.5	53.3	16.3	30.5
8	5.70	13.94	103	640	338	1.26	78.6	99.2	57.4	31.7	55.3	18.9	32.9
9	6.05	14.80	104	675	357	1.34	77.2	103.3	60.8	35.1	57.7	21.7	35.7
10	6.40	15.66	105	720	382	1.41	75.8	106.5	63.9	38.9	60.9	25.1	39.2
11	6.75	16.51	106	735	391	1.47	74.4	109.1	66.6	40.7	61.1	26.6	39.9
12	7.10	17.37	107	760	404	1.52	73	111.0	69.1	43.0	62.3	28.6	41.4
13	7.40	18.10	109	775	413	1.58	71.6	113.1	71.8	44.8	62.4	30.1	42.0
14	7.70	18.84	111	795	424	1.64	70.2	114.8	74.3	46.8	63.0	31.9	42.9
15	7.90	19.32	113	805	429	1.71	68.8	117.5	77.6	48.6	62.6	33.3	42.9
16	8.05	19.69	115	825	441	1.79	67.4	120.5	81.3	51.2	63.0	35.5	43.7
17	8.25	20.18	118	845	452	1.85	66	122.3	84.2	53.4	63.3	37.5	44.5
17.5	8.38	20.43	119	860	460	1.89	65.5	123.6	85.7	54.9	64.1	38.9	45.4
18	8.40	20.55	120	875	473	1.93	65	125.3	87.6	56.8	64.8	40.5	46.2

Nota : Los MW Recuperables de los Gases son estimados respecto a 150 °C

Cuadro N° 17

Diagrama de Sankey Turbo-Gas No3

Condicion: 100 % carga



Balace de Energia Turbogas No 3 a Diferentes Cargas

MW	Potencia en Bornes	Gases de Escape	Radiacion Ref., otros	Perdidas Generador
18.5	23 %	63 %	10 %	4 %
13.5	20 %	61.5 %	13.5 %	5 %
9	17.5 %	60 %	14 %	6 %

Gráfico N° 22

como lo demuestra las curvas de eficiencia.

En los Graf. 23 y 24 se muestran costos por KWh. por Ej.

El grupo 2 es 8.3 ctvs\$/KWh a 15 MW

El grupo 3 es 7.1 ctvs\$/KWh a 18.5 MW

El grupo 4 es 7.8 ctvs\$/KWh a 18 MW

Precio Galon Diesel 72 Ctvs \$/galon

c.2 Costo por Mantenimiento

Las recomendaciones del fabricante en la ejecución del mantenimiento complementado con el criterio de operación de los grupos nos determinan los periodos de ejecución tal como se muestra en el cuadro No 18.

Costo por mantenimiento de combustión es de aproximadamente de \$ 380,000

Costo mantenimiento de gases calientes es de \$ 780,000

El costo por mantenimiento mayor es de \$ 1'200,000

En el cuadro No 18 se muestran los **Costos Específicos por Mantenimiento**, variando entre:

0.9 ctvo \$ /KWh con un Regimen de 20 MW y 1000 horas de operación por arranque.

5 ctvos \$ /KWh con un Regimen de 14 MW y 3 Horas de operación por arranque

6 ctvos \$ /KWh con un Régimen de 22 MW y 3 Horas de operación por arranque

Son factores fundamentales el # horas de operación por arranque y la carga que asuma (Carga Pico > 20.5 MW)

c.3 Costos Fijos

Se se consideran los Costos de Personal, Administrativos, Depreciación.

Por su incidencia y su nula variación se asumirá 2 ctvs \$ de acuerdo a costos estimados por fabricante.

d. CONCLUSIONES y RECOMENDACIONES

d.1 En la ORGANIZACION y PERSONAL

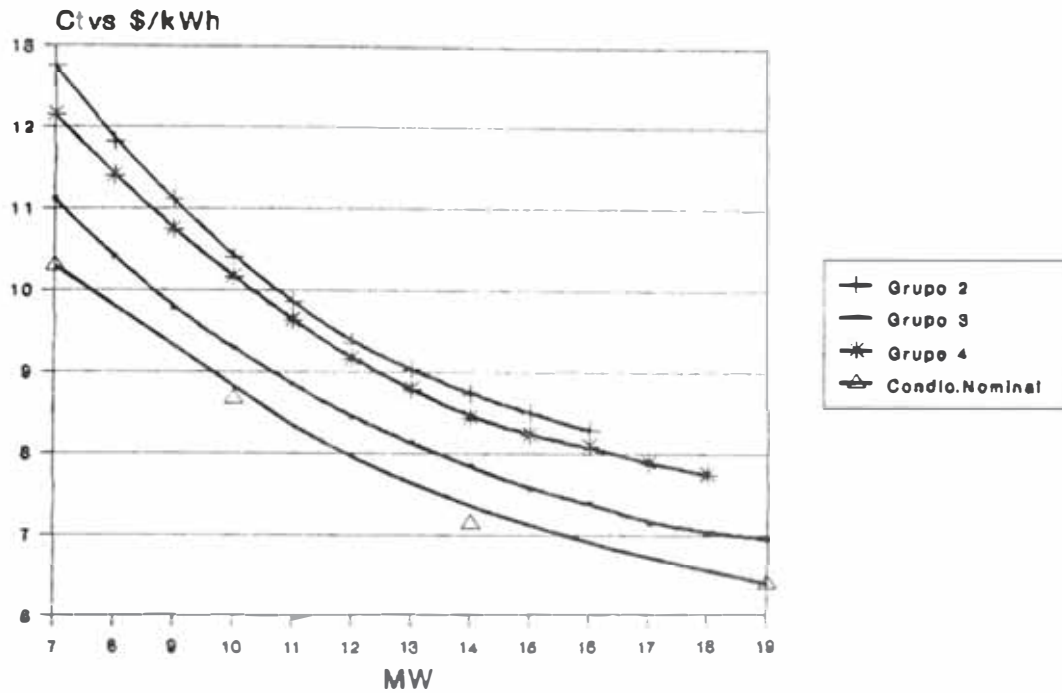
En la organización de la Unidad de Centrales Térmicas se recomienda tenga la organización y funciones que se detallan en los cuadros 20, 21, 22, 23 considerando como innovación a la estructura actual un Profesional en Apoyo Técnico y Control de Gestión, al nivel de la jefatura de mantenimiento que asuma las Sgtes. funciones:

.Programar en coordinación directa con Centro de Despacho la producción de energía, considerando los criterios de costos y eficiencia.

.Monitorear permanentemente el Rendimiento de Combustible en los grupos, y realizar los ajustes correspondiente a las curvas de eficiencia.

.Analizar la variación de parámetros de operación (presión de salida del compresor, presión toberas de inyección y temperatura de gases de escape, etc.) que incidan en la eficiencia del grupo, de tal manera de coordinar las acciones correctivas.

Costo por Combustible Grupos Termicos C.T.Chimbote y Trujillo



Costo en Mantenimiento C.T. Chimbote-Trujillo

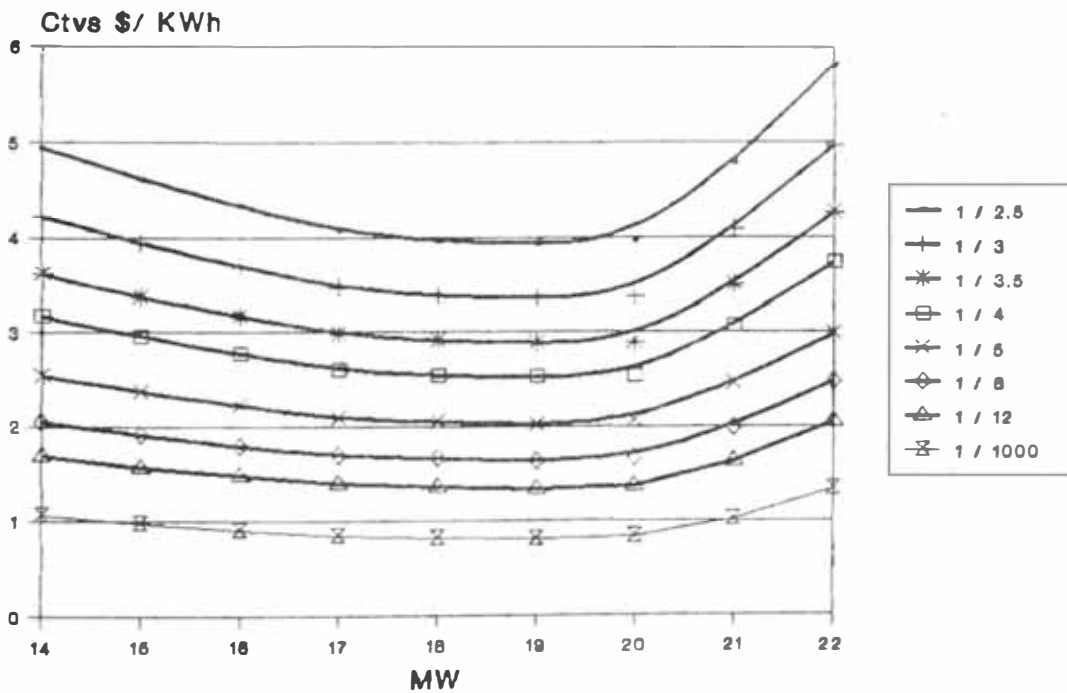


Gráfico N° 23

COSTO EN MANTENIMIENTO DE TURBINAS A GAS C.T.Chimbote-Trujillo

Periodos del Mantenimiento (horas de flama)

#arranq./#hora flama	1 / 2.5	1 / 3	1 / 3.5	1 / 4	1 / 4.5	1 / 5	1 / 8	1 / 12	1 / 100	1 / 1000
Mnto. Combustion	760	800	1,060	1,200	1,360	1,500	1,850	2,260	2,800	3,000
Mnto. Gas Calientes	3,000	3,600	4,200	4,800	5,400	6,000	7,400	9,000	11,200	12,000
Mnto. Mayor	6,000	7,200	8,400	9,600	10,800	12,000	14,800	18,000	22,400	24,000

Costo Mantenimiento mil \$ (*)

Mnto. Combust. Mnto. Gas Calientes Mnto. Mayor

380	380	380	380	380	380	380	380	380	380	1,200
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-------

Potencia (MW)

14	15	16	17	18	19	20	21	22
----	----	----	----	----	----	----	----	----

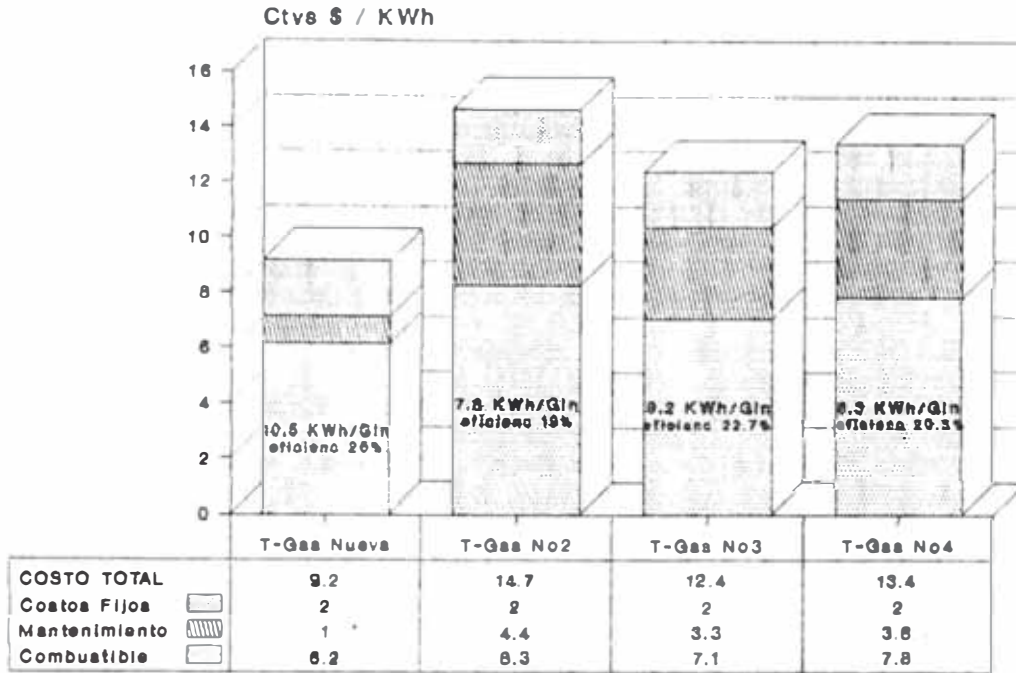
Costo Cths \$ / kWh

1 / 2.5	4.94	4.61	4.32	4.07	3.96	3.93	3.95	4.78	5.82
1 / 3	4.23	3.94	3.70	3.48	3.39	3.36	3.38	4.09	4.99
1 / 3.5	3.62	3.38	3.17	2.98	2.90	2.88	2.90	3.50	4.26
1 / 4	3.17	2.96	2.77	2.61	2.54	2.52	2.54	3.06	3.73
1 / 4.5	2.82	2.63	2.47	2.32	2.26	2.24	2.25	2.72	3.32
1 / 5	2.54	2.37	2.22	2.09	2.05	2.02	2.06	2.45	2.99
1 / 8	2.06	1.92	1.80	1.69	1.66	1.64	1.67	1.99	2.49
1 / 12	1.69	1.58	1.48	1.39	1.37	1.35	1.38	1.63	2.04
1 / 100	1.36	1.27	1.19	1.12	1.10	1.08	1.11	1.31	1.64
1 / 1000	1.08	1.01	0.94	0.89	0.87	0.86	0.88	1.04	1.30

(*) Se asumen costos de Mantenimiento proporcionados de Informe Hidrandina de 1980 variando solo la tasa de Arancel

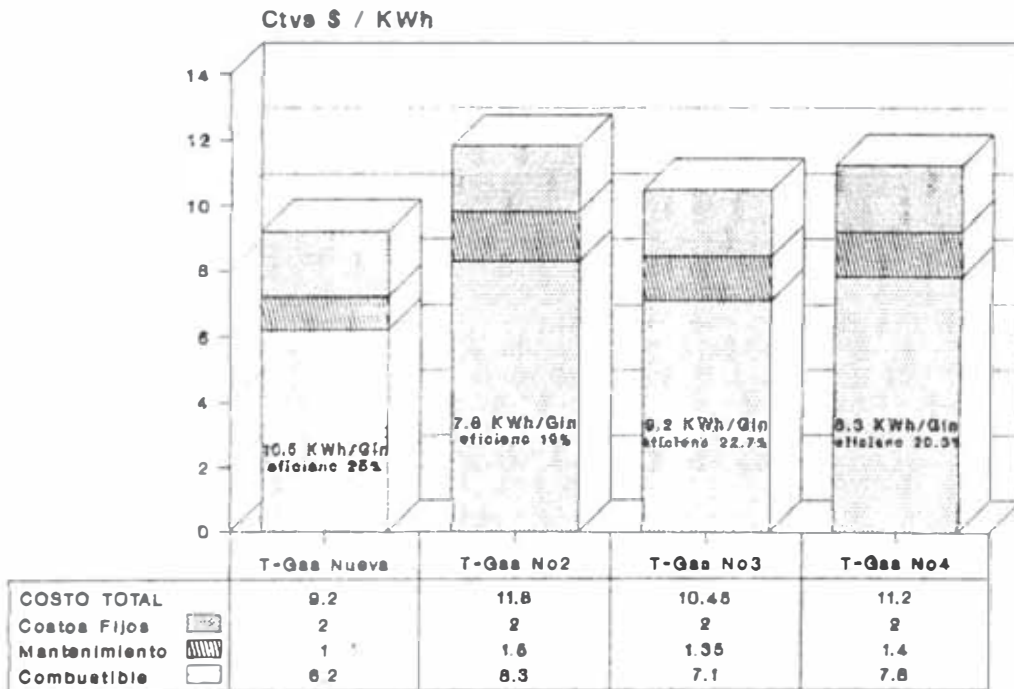
Nota. Las filas y columnas resaltadas corresponden a las condiciones actuales de operacion

Estructura de Costos Turbo-Gas C.T.Chimbote-Trujillo



(*) Considerando funcionamiento continuo

Estructura de Costos Turbo-Gas Operacion a 12 hrs flama/arranque



(*) Considerando funcionamiento continuo

.Mantener la coordinación permanente con mantenimiento de tal manera de programar conjuntamente las inspecciones, teniendo en cuenta el rendimiento y las condiciones en que genera dicho grupo.

En la organización de Almacén se necesita actualización con un Sistema de Control de Inventario de Repuestos.

La Capacitación de Nivelación en el Personal a los ayudantes y operadores , sobre conceptos en:

.Ciclo y procesos en la turbina a gas

.Niveles de presiones, temperaturas, vibraciones en la operación. Evaluación de Rendimientos

La motivación en el personal puede incentivarse si se logra mostrar cuantitativamente la reducción de costos combustible y Mnto. por efectos de su propia gestión.

d.2 En el MANTENIMIENTO

Definir Objetivos y en base a ellos programar las acciones de Mantenimiento, se propone :

Realizado un mantenimiento mayor se deberá exigir una prueba de Rendimiento donde se garantice como mínimo 10 kWh/Gln a 20 Mw de carga.

Luego de Mnto.Mayor los objetivos del Mnto. deberán ser evaluados con los siguientes resultados:

.Mantener la Disponibilidad del grupo con una Potencia efectiva de 20 MW.

.Los Costos por Mantenimiento no sean mayores a 3 ctvs./kWh. (coordinar e imponer criterios de operación

ORGANIZACION UNIDAD CENTRALES TERMIC

Unidad Centrales Termicas Turbo Gas			
Cargo	Standard	Actual	Deficit
Jefe	1	1	0

Apoyo Administrativo			
Cargo	Standard	Actual	Deficit
Asistente	2	0	2
Tco.Almacen	1	1	0
Chofer	1	1	0
Auxiliar	2	0	2

Cargo	Standard	Actual	Deficit
Secretaria	1	1	0

Apoyo Tecnico y Control de Gestion			
Cargo	Standard	Actual	Deficit
Asistente	1	0	1

Mantenimiento Electrico			
Cargo	Standard	Actual	Deficit
Jefe	1	0	1
Tco.Electrico	1	0	1
Tco.Electronico	1	0	1
Operadores	8	8	0

Mantenimiento Mecanico			
Cargo	Standard	Actual	Deficit
Jefe	1	1	0
Tco.Mecanico	4	2	2
Ayud.Mecanico	1	5	(4)*

(*) Existe Sobrestandard de personal

CUADRO DE FUNCIONES EN LAS CENTRALES TERMICAS TURBOGAS

CARGO	Jefe Unidad Centrales Termicas	Secretaria	Chofer	Tecnico Almacen	Asist Apoyo Tecnico Control de Gestion
U B J T I V O	<ul style="list-style-type: none"> -Mantener en o pimas condiciones operacion y mantenimiento de los grupos turbogas, con criterios de eficiencia, eficacia y seguridad a la vez. 	<ul style="list-style-type: none"> -Apoyar al personal de la unidad, en la elaboracion tramulacion de documentos. 	<ul style="list-style-type: none"> -Apoyar en movilizar al personal de la unidad y en trabajos de grua 	<ul style="list-style-type: none"> -Controlar y abastecer de materiales, herramientas y repuestos requeridos en el momento o por uno. 	<ul style="list-style-type: none"> -Apoyar en labores de de la je faura y evalua la gestion de la unidad por sus resultados
F U N C I O N E S	<ul style="list-style-type: none"> -Planificar, programar y controlar la ejecucion de labores de operacion y mantenimiento de los grupos de C. T. Gas de Chimbebe Trujillo. -Elabora presupuesto para las Centrales. -Controla y su pervisa el cumplimiento de las funciones del personal de la unidad -Su perviso la autocapacitacion y perfeccionamiento del personal -Mantener actualizado y perfeccionado el original de las documentaciones tecnicas. -Mantener al dia la tecnologia su gerendo mejoras y ampliaciones. 	<ul style="list-style-type: none"> -Efectua seguimiento de todo tramite documentario. -Redacta, mecanografa y lo poco computarizado los documentos en general del jefe de la unidad. -Compagina y lleva el control del archivo general de la unidad. -Otras funciones afines le asignen sus jefes inmediatos. -Efectuar trabajos de apoyo social (actualizacion carnet seguro IPSS, PAMI, pime de accidentes, etc.) 	<ul style="list-style-type: none"> -Responsable de su unidad vehicular. -Moviliza al personal de la unidad con la autorizacion de los jefes. -Maneja la grua en trabajos de mantenimiento que lo requieran. -Realiza trabajos de conserjeria. -Realiza los mantenimientos rutinarios de vehiculos de la Central. 	<ul style="list-style-type: none"> -Provee los materiales de uso consumible, herramientas y equipos en forma oportuna a los requerimientos de. Mtro. -Controla las existencias de Stock en Almacen -Realiza compras locales -Realiza gestiones relacionadas al apoyo logistico. -Se encarga de limpieza de la turbina a gas. 	<ul style="list-style-type: none"> -Apoyo en la planificacion, programacion de la operacion y mantenimiento de los grupos turbogas -Evaluacion de la gestion con indicadores energeticos, tecnicos-economicos -Evaluar Cosas Operativos de los grupos Turbogas -Elaborar y ejecutar un Plan de Capacitacion para Grupos Turbogas -Elabora informe mensual de la gestion de la unidad. -Manejo de base de datos historica de los grupos

AD O D FUN IONES EN LAS ENTRALES TERMICAS TURBOGAS

CARGO	Jefe Mantenimiento Mecanico	Tecnico Mecanico	Ayudante Mecanico
O B J T I V O	<ul style="list-style-type: none"> - Programar y ejecutar los mantenimientos predictivo, preventivo, correctivo, de acuerdo a la planificación del mantenimiento mecanico en los grupos turbogas. 	<ul style="list-style-type: none"> - Ejecutar el mantenimiento predictivo preventivo y correctivo 	<ul style="list-style-type: none"> - Apoyar al Tecnico Mecanico y ejecutar reparaciones menores
F U N C I O N E S	<ul style="list-style-type: none"> - In forma sobre sus actividades de mantenimiento al jefe de Unidad de quien depende directamente. - Programar las actividades de mantenimiento mecanico, con ordenes de trabajo - Dirigir y Supervisar la ejecucion del mantenimiento de combustion, gases calientes, ordenando al personal tecnico en los procedimientos. - Determinar Causas del mantenimiento - Coordinar la ejecucion del mantenimiento con apoyo tecnico y Control Gestion. - Originar pedidos de repuestos, materiales y equipos para mantener el stock minimo en Almacén. - Originar los ordenes de trabajo, su permissa ejecucion correcta y respuesta a apoyo tecnico. 	<ul style="list-style-type: none"> - Ejecuta las ordenes de mantenimiento que le asigne el jefe de mantenimiento mecanico. - Ejecutar las labores de mantenimiento cum, pliendo Procedimientos establecidos, ordenes de Normas y reglamentos de seguridad. - Debe usar correctamente los instrumentos de medición, herramientas y equipos. - Realizar el mantenimiento de acuerdo instrucciones de vibraciones, temperaturas y sonidos. - Ejecutar y efectuar trabajos especiales Nivelacion y alineamientos - Control y monitoreo equipo Vibracion - Control con equipo Boroscopio - Control y monitoreo de temperatura. 	<ul style="list-style-type: none"> - Transportar, vigila y abastace de materiales, equipos y herramientas en la ejecución de trabajos de Mruo. - Realiza operaciones de limpieza de ambiente de trabajo de Mruo. - Realiza trabajos de jardineria de las areas verdes.

CUADRO DE FUNCIONES EN LAS CENTRALES TERMICAS TURBOGAS

CARGO	Jefe Mantenimiento Electrico	Tecnico Electricista	Tecnico Electronico	Operadores
O B J T I I O	<ul style="list-style-type: none"> - Programar y ejecutar los mantenimientos predictivo, preventivo, correctivo, de acuerdo a la planificación del mantenimiento electrico en turbogas - Coordina la operacion de los grupos 	<ul style="list-style-type: none"> - Ejecutar el mantenimiento electrico programado para los grupos turbogas 	<ul style="list-style-type: none"> - Ejecutar el mantenimiento de los Controladores automaticos de los grupos turbogas 	<ul style="list-style-type: none"> - Operar en forma correcta, oportuna y eficiente los grupos turbogas
F U N C I O N E S	<ul style="list-style-type: none"> - Informa sobre sus actividades de mantenimiento al jefe de Unidad de quien depende administrativamente. - Programa las actividades de mantenimiento de tablero, Controladores, conexiones electricas, equipos auxiliares de los grupos turbogas - Dirige y supervisa la ejecucion del mantenimiento electrico programado. - Coordina la ejecucion del Muro electrico con Apoyo tecnico. - Programa la operacion de los grupos coordinando con apoyo tecnico y control de gestora. - Hace la distribucion de turnos en el personal de operacion. - Origina las ordenes de trabajo 	<ul style="list-style-type: none"> - Ejecuta las ordenes de trabajo que le asigne el jefe de Muro electrico. - Ejecuta labores de mantenimiento con los procedimientos establecidos, ordenes de Normas y reglamentos de seguridad. - Origina pedidos de materiales, repuestos y equipos relacionados con la parte electrica - Mantiene los planos, documentos, catalogos en forma organizada y actualizada. - Apoya a otras areas afines a su especialidad. - Maneja de equipos de prueba. 	<ul style="list-style-type: none"> - Ejecuta las ordenes de trabajo que le asigne el jefe de Muro electrico. - Revisa periodicamente equipo de Control automatico. - Origina pedido de materiales repuestos y equipos relacionados con el sistema de control - Mantiene planos y catalogos organizados y actualizados. - Apoya a otras areas afines a su especialidad. - Manejo de equipos de prueba. 	<ul style="list-style-type: none"> - Llenar los papeles diarios en los periodos segun corresponda y reportar diariamente a control de Gestion. - Verificar la operatividad de la maquina (Check Ready). - En operacion debera permanecer alerta y cerca de la maquina. - In formar de averias y anomalias que se presenten durante operacion al Jefe de Muro electrico. - Cuando no opere los grupos realizar trabajos de taller. - En casos especiales deben de acudir a llamadas de emergencia para apoyar en trabajos electricos o mecanicos segun su especialidad.

en la programación de la operación)

.En la producción tener un rendimiento de combustible a 20 MW de 10 kWh/gln.

La Jefatura del Mantenimiento debería conocer el cálculo de costos en mantenimiento que le dará un criterio mayor en la toma de decisión y estará mas cerca de evaluar sus resultados en beneficio de la empresa.

Se debe desterrar la Visión Tradicional del Mnto. de cumplir solo con eficacia a cualquier costo. es decir de Reparación cuando la máquina deja de estar operativa. Es fundamental en Costos la oportuna intervención de acuerdo a la información de mantenimiento predictivo (análisis de vibraciones, rendimiento, temperaturas, presiones), y la variación de indicadores y parametros de operación.

La incidencia de la entrada de aire en el rendimiento de la turbina nos induce recomendar rehabilitar del medidor caída de presión. Teniendo en cuenta que industrias alrededor de ambas centrales contaminan polvo al ambiente.

Implementar un Sistema de Monitoreo Computarizado de los parametros operativos de los grupos turbogas, que nos permitirá determinar el tiempo de inspección y el rendimiento del grupo.

Los Costos de Mantenimiento se reducirían debido a una adecuada programación de la operación.

Por ejemplo respecto a **los últimos arranques** cambiar la modalidad a 12 horas flama por arranque, se tendrían los siguientes resultados. Ver grafico No 24.

En T-Gas 2 se ahorraría 2.8 ctvs \$/KWh

En T-Gas 3 se ahorraría 2 ctvs \$/KWh

En T-Gas 4 se ahorraría 2.2 ctvs \$/KWh

d.3 De la DISPONIBILIDAD DE LOS GRUPOS

La Potencia Efectiva de los grupos (ver cuadro de situación) se debe que en la Gestión del Mantenimiento no existe una planificación teniendo en cuenta las condiciones de operación (acciones predictivas, control de parametros) de tal manera que la ejecución y retroalimentación del Mnto. se realice en forma oportuna.

Para la programación de la operación y la carga que asumen los grupos debe realizarlo el personal responsable que opera la central, imponiendo no solo el criterio de Disponibilidad sino también desde el punto de vista de eficiencia y Control Parametros de Operación (Temperaturas, Presión, horas de operación por arranque).

d.4 De la EFICIENCIA ENERGETICA DE LOS GRUPOS

En las actuales condiciones de los grupos los Rendimientos óptimos se dan para:

T-Gas 2 a 15 MW es 7.75 KWh/Gln

T-Gas 3 a 18.5 MW es 9.3 KWh/Gln

T-Gas 4 a 18 MW es 8.4 KWh/Gln

En la Operación de los Grupos, el Régimen de carga de máxima eficiencia la determinan sus parametros de operación, no solamente la potencia que rinde. Por ejemplo el grupo No 3 a 17 MW según su Rendimiento estimado debería ser 9 KWH/Gln a una presión de inyección 700 psi.; si dicha presión disminuye a 680 psi a la misma carga es obvio que el rendimiento debe disminuir.

En los Rendimientos y eficiencia de los grupos , la calidad del combustible es fundamental de ahí que debería controlarse periódicamente la eficiencia de la manipulación y filtración del combustible(ver anexo No1). Lo mismo que en la admisión del aire.

Los datos y curvas de eficiencia que se muestran han sido estimados en base a los partes diarios de operación de la Central. Por lo que se recomienda ajustar las curvas con datos que se obtengan de la operación actual.

Las posibilidades de Ahorro de energía

En el cuadro No 19 se muestran posibilidades de ahorro respecto a su régimen de operación que tuvieron en sus últimos arranques. Se recomienda para su obtención la operación en el punto óptimo de carga con el criterio de eficiencia(control de parametros) y confiabilidad (regimen de operacion recomendable para la gestión mantenimiento no sean de pico, menores de 20 MW).

Turbo-gas 2 para producir 55 GWh podría ahorrar 850 mil galones de combustible que significa \$ 550,000.-

Turbo-gas 3 para producir 80 GWh podría ahorrar 900 mil galones de combustible que significa \$ 570,000.-

Turbo-gas 4 para producir 14 GWh podría ahorrar 240 mil galones de combustible que significa \$ 160,000.-

d.6 Mejoras Obtenidas en Grupo No 2 y 3 de C.T. Chimbote

Se resume en lo Sgte.:

Situación Anterior

	Tbgas N°2 al 30.07	Tbgas N°3 al 30.06
Potencia Máxima	15.5 MW	18 MW
Rendimiento Máximo	7.75 kWh/gln	9.25 kWh/gln
Rendimiento Promedio	7.38 kWh/gln	8.8 kWh/gln

Acción Correctiva

Se instaló Dispositivo entre las persianas de la admisión de aire que las mantiene separadas (posibilitando mayor flujo de aire y una mejora en la combustión).

Su costo es aproximadamente S/.1000.- insignificante en relación a los beneficios a obtener.

Situación Actual luego de Corrección

	<i>Turbogas N° 2</i>	<i>Turbogas N° 3</i>
<i>Potenc Máxima</i>	<i>16.5 MW</i>	<i>19 MW</i>
<i>Rendto Máximo</i>	<i>8.65 kWh/galn</i>	<i>9.6 kWh/gln</i>
<i>Rendimiento Promedio</i>	<i>8.39 kWh/gln</i>	<i>9.43 kWh/gln</i>

En las mismas condiciones operativas que en la situación anterior

Resultados en Racionalización de Costos Obtenidos

En el cuadro No 24 adjunto se muestra la producción diaria de los grupos y los ahorros obtenidos en Combustible (y \$)

Por la dificultad de saber exactamente como hubiera sido la operación de los grupos en las condiciones anteriores es que se han calculado 2 valores:

Un ahorro mínimo que resulta de comparar con el Rendimiento Máximo anterior, este asciende a 119,600 galones de combustible o lo equivalente a \$ 84,000.-

Un ahorro estimado (aprox.condición real) que resulta de comparar con el Rendimiento Promedio anterior, y asciende a 325,000 galones de combustible o lo equivalente a \$ 228,000.-

Conclusiones de las mejoras

Resaltar que los resultados en beneficio de los logros en Confiabilidad, Disponibilidad y eficiencia del grupo Turbogas, son consecuencia de las actividades, procesos y sustancias de trabajo de la totalidad del Sistema de Generación Eléctrica y no solo de la turbina. Como Sistema de arranque, Control, Protección, Combustible, Admisión aire, Compresor, etc.

La práctica actual en la Gestión del Mantenimiento (planificación, análisis, programación, realimentación), más allá de preocuparse solo de la Potencia (MW), busca además mejorar la eficiencia energética (KWH), sabiendo la incidencia del costo de combustible en 75 % en el costo unitario total de la Turbogas. Existen metodologías aplicables en Auditorías Energéticas tendientes a determinar acciones preventivas y correctivas, en algunos casos elementales, cuyos resultados cuantificados son económicamente notables como se ha demostrado en esta oportunidad. En consecuencia se recomienda la ejecución de pre-auditorías energéticas antes de la ejecución de un Mantenimiento de Gases Calientes (cada 8,000 horas), y un monitoreo constante del Rendimiento del Grupo.

POSIBILIDADES DE AHORRO ENERGETICO

Turbina a Gas No 2 C.T.Chimbote

Produccion Programada : 55 GWH en 3000 Horas

Rendimiento Promedio en sus ultimos arranques : 7 KWH/Gln

Ahorro de Combustible Respecto a su Rendimiento Promedio (7 KWH/Gln)								
KWH/Gln	7.2	7.3	7.4	7.5	7.6	7.7	7.8	7.9
mil Gln	218.3	322.9	424.7	523.8	620.3	714.3	806.9	896.1
mil \$	141.9	208.9	276.1	340.5	403.2	464.3	523.8	581.8

Consumo Adicional Combustible Respecto su Condicion Optima de carga (7.75 KWH/Gln)								
KWH/Gln	7.7	7.6	7.5	7.4	7.3	7.2	7.1	7.0
mil Gln	46.1	140.1	236.6	335.7	437.8	542.1	649.7	760.4
mil \$	30.0	91.0	153.8	218.2	284.4	352.4	422.3	494.2

Turbina a Gas No 3 C.T.Chimbote

Produccion Programada : 80 GWH en 4500 Horas

Rendimiento Promedio en sus ultimos arranques : 8.34 KWH/Gln

Ahorro de Combustible Respecto a su Rendimiento Promedio (8.34 KWH/Gln)								
KWH/Gln	8.5	8.6	8.7	8.8	8.9	9.0	9.1	9.2
mil Gln	180.6	290.0	396.9	501.4	603.6	703.4	801.1	896.7
mil \$	117.4	188.5	268.0	325.9	382.3	457.2	520.7	582.8

Consumo Adicional Combustible Respecto su Condicion Optima de carga (9.25 KWH/Gln)								
KWH/Gln	9.2	9.1	9.0	8.9	8.8	8.7	8.6	8.5
mil Gln	47.0	142.6	240.2	340.1	442.3	546.8	653.7	763.1
mil \$	30.6	92.7	156.2	221.1	287.5	355.4	424.9	496.0

Turbina a Gas No 4 C.T.Trujillo

Produccion Programada : 14 GWH en 800 Horas

Rendimiento Promedio en sus ultimos arranques : 7.32 KWH/Gln

Ahorro de Combustible Respecto a su Rendimiento Promedio (7.32 KWH/Gln)								
KWH/Gln	7.5	7.7	7.9	8.0	8.1	8.2	8.3	8.4
mil Gln	45.9	94.4	140.4	182.6	184.2	205.3	225.8	245.9
mil \$	29.8	61.4	91.3	106.7	119.7	133.4	146.8	159.8

Consumo Adicional Combustible Respecto su Condicion Optima de carga (8.35 KWH/Gln)								
KWH/Gln	8.3	8.2	8.1	8.0	7.9	7.8	7.7	7.6
mil Gln	10.1	30.7	51.7	73.4	95.5	118.2	141.5	165.5
mil \$	6.6	19.9	33.6	47.7	62.1	76.8	92.0	107.5

Mejora en las Curvas de Rendimiento Turbogas No 2 y 3 C.T.Chimbote

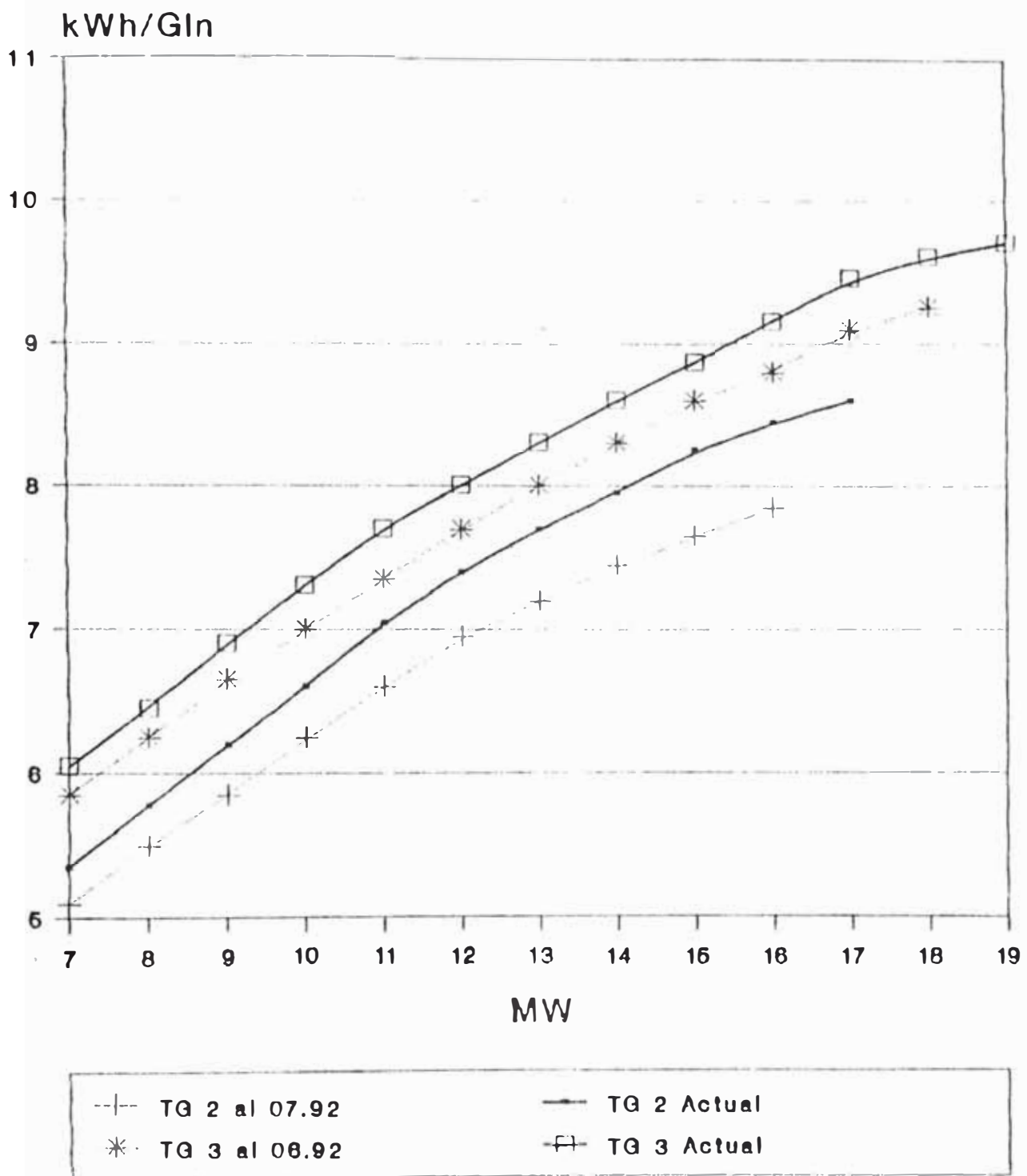


Gráfico N° 25

Capítulo N° 4

MEJORAS EN LA GESTION ENERGETICA DE LA GENERACION
TERMOELECTRICA

Una óptima gestión energética en la generación termoeléctrica se basa fundamentalmente en el uso óptimo de energía y su confiabilidad en la producción.

Los factores que pueden ser administrados y mejorados en la consecución de mejores resultados son:

Rehabilitación de los Sistemas Eléctricos.

Control de parametros de operación , planificación del mantenimiento.

Formación y/o capacitación de personal.

Innovaciones tecnológicas, equipamiento e instrumentación.

Organización Empresarial en la Gestión Energética.

- Concientización del Uso Racional de Energía en la Demanda

1.- LA REHABILITACION DE LA GENERACION TERMOELECTRICA DE
LOS SISTEMAS ELECTRICOS

1.1. LA REHABILITACION, INSTRUMENTO PARA MEJORAR LOS
SISTEMAS DE FUERZA INEFICIENTES, LA ECONOMIA Y MEDIO
AMBIENTE

Es un hecho bien conocido que en terminos generales el estado de los sistemas eléctricos en el país, y más aún las Centrales de Generación Termoeléctrica dejan mucho que desear encontrandose en peligro de colapsar y/o operan muy por debajo de su capacidad instalada.

El proposito de la rehabilitación es la de extender la expectativa de vida operacional de una máquina o planta, donde las partes de recambio se han deteriorado por el uso o la falta de mantenimiento adecuado.

La potencia de salida y la eficiencia de la planta con ya algunos años de servicio a costas pueden ser incrementadas con el simple expediente de cambiar ciertos componentes. Tal recuperación con frecuencia acerca la performance de estas maquinas a las standard de hoy en día.

La rehabilitación y toda mejora vinculada a esta con lleva costos de capital y operación menores, debido a:

*Disponibilidad mas alta - Mayor potencia y vida útil
Mejor eficiencia - Menos polución*

En las plantas térmicas turbogas la utilización de materiales de tecnología avanzada para los alabes de

turbina y sistemas modernos de control, contribuyen a mejorar tanto la performance, como la confiabilidad. En las de Diesel, el uso de nuevos motores primos puede elevar la disponibilidad y reducir los costos de operación.

La rehabilitación asegura una operación económica y eficiente de las plantas y sistemas antiguos. Al utilizar la infraestructura ya existente y sus componentes básicos, la inversión es mantenida a un nivel bajo. El plazo para la terminación del trabajo es reducido comparado con el requerido para la construcción de una planta nueva.

1.2. PROCEDIMIENTO DE LA REHABILITACION

Se recomienda seguir los sgtes. pasos de estudios

a. ESTUDIO ESTRATEGICO

El estudio estratégico comprende lo siguiente. parámetros del sistema, curvas de carga, predicciones de demanda, precios de la energía, confiabilidad, etc. , el estado técnico y operativo de las instalaciones, alternativas, opciones y posibles fuentes de financiamiento. Una vez que el status técnico de las instalaciones ha sido determinado, una decisión en principio debe ser tomada en lo que concierne la meta principal de la rehabilitación. Esta no debe tener en cuenta solamente los aspectos técnicos, sino que también los requerimientos de fuerza a largo plazo y los ambientales

vistos al futuro. La decisión debe contemplar un bosquejo a grandes rasgos del modo futuro en que operara la planta, la capacidad disponible deseada por el mercado eléctrico a satisfacer, el combustible a ser utilizado, la eficiencia esperada y el intervalo hasta la proxima rehabilitación mayor o la dada de baja de la planta o alguna de sus unidades.

b. ESTUDIO DE FACTIBILIDAD

Un estudio de factibilidad implica una inspección detallada del estado de los componentes basicos y los sistemas auxiliares en una instalacion. Tambien un estimado de costos para las varias alternativas posibles y así arribar la mejor relación costo beneficio. Igualmente, una descripción del trabajo a ser efectuado y cualquier otra recomendación que pudiera venir al caso. Tambien debe incluir aspectos tales como los procedimientos de operación y mantenimiento, requerimientos de carga y una evaluación del posible impacto sobre el medio ambiente.

La inspección de la planta con este fin debe ser conducido zpor ingenieros de mucha experiencia. La combinación de los modernos equipos de prueba con la experiencia es la mejor garantia para una evaluación realista del estado de las instalaciones existentes. Esto determinará el marco dentro del cual se tomarán las decisiones mas acertadas.

c. **IMPLEMENTACION**

La rehabilitación física de una planta de fuerza tiene por objeto restablecer la capacidad original de esta, de primera intención por medio del recambio de partes convencionales, pero también por otras de nuevo diseño que permitan obtener ventajas tangibles con respecto a las originales que han probado no ser las más adecuadas. Una planificación cuidadosa conducida por ingenieros experimentados será necesaria para minimizar el tiempo de implementación y por ende, el de la parada de la máquina. En las plantas térmicas la rehabilitación física con frecuencia se concentra en extender la vida útil de las mismas, pero también es posible alcanzar incrementos de eficiencia. Los calderos, las turbinas y el entubado están sujetos a grandes esfuerzos y altas temperaturas que limitan sus expectativas de vida útil.

Los estudios destinados a evaluar los tiempos de vida restantes permiten identificar las partes críticas a ser reemplazadas más tarde, esto con la finalidad de mejorar la disponibilidad operativa de las instalaciones. Las partes críticas por lo general están conformadas por las secciones del caldero sujetas a presión y los intercambiadores de calor, conjuntamente con los componentes de turbina.

En las plantas Diesel el esfuerzo debe concentrarse básicamente en los motores primos. El reacondicionamiento o reemplazo de este por otro nuevo puede aumentar

substancialmente la disponibilidad y eficiencia.

De resultar necesario una rehabilitacion mas radical, la mejor solución con frecuencia es incrementar la capacidad de la planta con nuevas unidades.

Un reacondicionamiento selectivo del generador existente dara como resultado una mayor capacidad y menos perdidas.

El reemplazo del equipo de control original por los digitales programables modernos es de recomendarse. Estos en efecto son mas confiables y ofrecen nuevas posibilidades para un mejor afinado de la operacion de la planta. Otros equipos eléctricos, tales como interruptores, transformadores y cables de fuerza deben ser ya sea reacondicionados o reemplazados.

La reducción de las pérdidas en los sistemas de fuerza no solo mejora la calidad del servicio, sino que tambien hará posible diferir las inversiones en nuevas plantas.

d. SOPORTE DE LA OPERACION Y EL MANTENIMIENTO

El factor clave para alcanzar un alto grado de confiabilidad y disponibilidad en una instalación es un buen programa de mantenimiento, basado en procedimientos ya sancionados por la práctica.

Los programas de mantenimiento preventivo sistematizados concentran todos los trabajos suceptibles ha ser programados en un período mas bien corto de gran actividad, lo cual ciertamente redunda en beneficio de la disponibilidad, reduciendo los costos por este concepto.

El monitoreo de los parametros operativos es parte

importante del programa de mantenimiento. Los beneficios de un mantenimiento sistemático son los siguientes.

Incremento de la producción

Reducción de los costos de mantenimiento

Mas vida útil

Reducción del impacto sobre el ambiente

Mejor standard de seguridad

Una revision completa de la organización de operación y mantenimiento, asi como de su performance, debe ser llevado a cabo para determinar las necesidades de entrenamiento adicional para el personal involucrado y establecer al mismo tiempo nuevos standares y metas cualitativas para los sistemas de soporte y procedimientos.

El retorno a largo plazo de la inversión en la rehabilitación técnica de una planta quedara asegurada a traves de un mantenimiento adecuado, clave para un alto grado de confiabilidad y disponibilidad duraderas.

1.3. FINANCIAMIENTO

Una de las ventajas de la rehabilitación es la baja demanda de capital en comparación con la requerida para una planta nueva (ver Anexo No 2). Además, una parte substancial del trabajo puede ser hecha localmente que ciertamente redunde en un ahorro de divisas. Los permisos legales y ambientales son mas faciles de tramitar, lo cual contribuye a reducir el tiempo requerido para completar el proyecto.

La inversión en la rehabilitación es mucho mas baja que para el caso de una planta nueva. Tambien significa un tiempo de implementacion mas corto. Con frecuencia un volumen considerable del trabajo puede ser llevado a cabo localmente, aliviando asi la necesidad de las divisas. En los años recientes la rehabilitación ha despertado gran interes en las instituciones financieras. Un cambio gradual de las politicas ha tenido lugar en favor de las plantas existentes. La rehabilitación es vista ahora como una gran alternativa, mas atractiva que las instalaciones nuevas, cuando se trata de mantener y aun aumentar la capacidad instalada de un sistema, en una perspectiva de corto y mediano plazo. Además, ellas ven en todo esto una reducción potencial del impacto ambiental en las plantas menos eficientes.

2. MEJORAS EN LA OPERACION

2.1. RECEPCION Y DESPACHO DE COMBUSTIBLES

Con la finalidad de determinar costo por consumo de combustible, es fundamental el control de estos.

En la Recepción de Combustible, instalación de un contador de flujo en la línea que alimenta desde carro-tanque al tanque de almacenamiento.

Instalar un medidor de flujo en la línea de salida del tanque de almacenamiento al tanque diario.

Instalar un medidor de flujo en la línea del tanque

diario al grupo de generación.

Designar a una persona que sea la única responsable del control en la recepción y consumo.

Tanque de Almacenamiento existen 2 formas de almacenamiento del combustible a granel:

. Tanques no mayores de 6,000 galones, se usan tanques horizontales cilíndricos o elípticos, y están provistos de una bomba de despacho al tanque diario.

. Tanques mayores de 6,000 galones, se usan tanques cilíndricos verticales sobre el terreno, que serán llenados con bomba por el extremo superior, ya sea desde una poza intermedia entre el camión-tanque o directamente de éste.

. Ambos tanques indicados anteriormente, deben tener una válvula en la parte inferior que servirá para drenar el agua.

Seguridad, en tanques verticales de gran capacidad, debe mantenerse como mínimo en 3/4 partes del volumen de su capacidad, para evitar la acumulación de gases volátiles. Alrededor se debe construir un anillo de concreto o tierra apisonada para que en el supuesto caso que ocurra un derrame, este quede circunscrito en la zona.

Sistema de Tratamiento Combustible de Separación Centrifuga. (ver Anexo No1)

El proveer este sistema nos proporcionará beneficios

en la Disponibilidad, confiabilidad y eficiencia de los grupos. Por el efecto perjudicial de contaminantes en el petroleo como son los

Solubles en agua sodio, potasio.

Sólidos arena, herrumbres,
microorganismos, resinas.

Solubles en Combustible.... Vanadio, plomo.

2.2 LA OPERACION PROPIAMENTE DICHA

En la operación en Centrales Termoeléctricas se deben cumplir los objetivos siguientes :

No ocasionar a los grupos obsolescencia o deterioro funcional.

No incrementar costos operativos.

Para lo cual se deben realizar:

Una Coordinación Permanente entre el Centro de Atención a la Demanda o Centro de Despacho, donde la oferta de Generación pueda imponer sus criterios, posibilidades y ventajas con tal de Planificar y Programar los regímenes de operación de acuerdo a la conjunción de la necesidad de servicio y eficiencia con los sgtes. criterios:

a. En C.T.Diesel.

-Utilización de acuerdo a su Velocidad

.Mayor de 1,800 rpm como StandBy

.De 1200 rpm Operación en Horas de Punta

.Menor de 900 rpm. Operación Continua

-Por su eficiencia

.Tratar de mantener su regimen entre el 85% a 90% de la Potencia Nominal.

-Por su Mantenimiento

.Consumo de Lubricante

.Tratar de mantener su regimen entre el 85% a 90% de la Potencia Nominal.

b. En C.T. Vapor

-Funcionamiento en un Regimen Continuo o de Base.

-Conservar nivel de vacio en el Condensador.

-Tratar de mantener su regimen entre el 85% a 90% de la Potencia Nominal.

c. En C.T. Turbogas

-Mantener mínimo 24 horas de flama por cada arranque.

-Controlar los parametros de Temperatura de gases, presión en la descarga del compresor, presión en los inyectores.

-Tratar de mantener su regimen entre el 85% a 90% de la Potencia Nominal.

3. EN LA GESTION DEL MANTENIMIENTO DE LAS CENTRALES DE
GENERACION TERMOELECTRICA

Introducción.

La gestión del mantenimiento en un sistema eléctrico tiene como objetivo contribuir a la mayor Rentabilidad y Confiabilidad de las instalaciones del sistema. Teniendo en cuenta los principios:

.El Económico, los mayores beneficios al menor costo.

.Rendimiento tecnológico, la resolución de determinadas tareas con los medios disponibles más eficientes.

Tiene 2 partes :

.El planeamiento del mantenimiento .

.La ejecución del mantenimiento .

En el nuevo tratamiento que se le debe dar a mantenimiento se tiene en cuenta es el tratamiento mecanizado de la información, con lo que la operación y el propio mantenimiento de las instalaciones de las centrales termoeléctricas se optimizarán en base al análisis de resultados propios debiéndose crear los bancos de datos para tales efectos.

3.1. PLANEAMIENTO DEL MANTENIMIENTO

El planteamiento que se hace para mejorar la gestión del mantenimiento deberá constar de las sgtes. etapas:

a. *Planificación. definir directrices, objetivos generales y particulares de lo que se desea, en*

este caso:

.Disponibilidad mínima de potencia para satisfacer los requerimientos del servicio.

.Mantener un índice de reserva mayor del 100%.

.Mantener un standard de participación de los costos de mantenimiento en la estructura total de costos , planificar un presupuesto para mantenimiento el cual no debe excederse, salvo excepciones motivadas por el entorno.En la generación termoeléctricas los costos standard internacionalmente son el 6 % del valor de reposición anualmente.(ver Anexo No 3)

.La organización y desarrollo del personal debe asegurar el cumplimiento de las tareas en los plazos señalados, Mantener un personal capacitado.

.Usar en lo posible nuestros propios recursos.

b ***Análisis.**Particularizar y valorar las circunstancias de cada equipo o componente.*

Se debe tener en cuenta los sgte.

.La función que desempeña en el conjunto de la instalación.

.Los registros y experiencias anteriores sobre el comportamiento del equipo.

.Usar la información de la Contabilidad Energética, Sistema de Monitoreo Operativo y las recomendaciones de los fabricantes de los equipos y determinar la ejecución de la Inspección y/o Mantenimiento del

equipo.

c. **Programación.** Determinar de acuerdo al análisis inicialmente las intervenciones de mantenimiento a realizar sobre el equipo determinado incluyendo instrucciones, recursos necesarios y la frecuencia de ejecución.

d **Realimentación.** Definir índices que permitan ver la eficacia y eficiencia del mantenimiento que nos den el criterio necesario para realimentar procedimientos en la ejecución del mantenimiento.

La realimentación supone determinar los datos a recoger sobre la historia de los equipos, tanto operativa, como las intervenciones de cualquier tipo que hayan sido realizadas, y en definir los índices que permitan la realimentación, tales como coste y efectividad del mantenimiento, reprogramación, tasas y análisis de fallos, mantenimiento innecesario y otros.

El cumplimiento de las etapas indicadas permite concretar la organización, documentación necesaria, tipos de mantenimiento, recursos humanos, materiales y auxiliares, controles necesarios y manejo de la información a establecer para que la gestión se ajuste a las directrices establecidas.

Un sistema computarizado de mantenimiento debe ser la herramienta principal para la planificación y seguimiento de las actividades de mantenimiento.

3.2. EJECUCION DEL MANTENIMIENTO

De acuerdo a la programación del mantenimiento se realizan diferentes tipos de mantenimiento como :

a. **Mantenimiento Predictivo**

La inspección es la parte principal del mantenimiento predictivo. La inspección es un medio de predecir una necesidad para un trabajo futuro. Esto puede consistir de inspecciones visuales o el uso de equipo detector de condición para chequear todas las partes desgastadas permitiendo así eludir una avería.

b. **Mantenimiento Preventivo**

Acción realizada para conservar partes y maquinarias en operación, en condiciones óptimas de funcionamiento por medio de inspección, detección y prevención

c **Mantenimiento Correctivo**

Es un trabajo de reparación que se realiza en base a un programa o durante el tiempo de inspección.

Mantenimiento por Reparación de averías o fallas.

Es la acción de reparación de averías o fallas que ocurren antes de que se halla realizado algún mantenimiento, algunas veces se hace necesario en componentes de bajo costo y que no afecte la producción.

3.3. MANTENIMIENTO ENERGETICO

Para la mantención de eficiencia energética óptima se debe:

a. En la C.T.Vapor

Control de quemadores, limpieza, sustitución de boquillas de acuerdo a su estado.

.No variar tamaño de orificios o ángulo de pulverización.

Evitar depósitos y corrosión en la caldera.

.Remoción de hollín periódicamente

.Aplicación de aditivos al combustible.

Ajuste y regulación de relación aire/combustible

.Equilibrio exacto aire/combustible de quemador a quemador.

.Control de la composición de gases de combustión

Reducción de entrada falsa de aire, cerca de los quemadores

Mejorar el aislamiento y subsanar fugas en las redes vapor.

Mantener los instrumentos de medida.

Instalar y mantener los controles automáticos efectivos para la combustión.

Realizar mediciones eléctricas en las líneas a neutro de bombas, ventiladores.

Mantener el condensador libre de corrosiones, fugas y obstrucciones

b. C.T. Diesel

De acuerdo a la información de generación de sus parametros de operación, tomar desición de realizar

las inspecciones necesarias, por sobrecalentamientos, disminución de potencia efectiva, humo coloración anormal, etc.

Realizar análisis periódicos de aceite lubricante.

c Distribución

Realizar el mantenimiento preventivo detectando en los transformadores, barras, conexiones, zonas calientes necesitando exploración por rayos infrarojos de tal manera no cortar el suministro.

En los transformadores inspeccionar

.Mensualmente niveles y fugas de aceite.

.Anualmente, registrar acidez, rigidez dielectrica; prueba de resistencia de devanados, funcionamiento de relés de protección.

Mensualmente medir y registrar la línea de corriente neutra

4. EQUIPAMIENTO , INSTRUMENTACION E INNOVACIONES
TECNOLOGICAS

Rehabilitar la totalidad de instrumentos de Control, Señalización y Protección de todos los grupos de las Centrales Termoeléctricas.

Adecuar a las necesidades de la Central un nivel de monitoreo y/o automatización.

Objetivo

Como instrumento para Programar y Ejecutar las diversas actividades de Mantenimiento y producción de energía.

Descripción.

Constará de elementalmente de:

Sensores de señales (temperaturas, presiones) se utilizarían en lo posible los existentes en la Central.

Data Interfase, Traductores de señales de analógicas a digitales.

CPU y Monitor con programa desarrollado de acuerdo a la necesidad de la Central y que permita :

Archivar, recuperar, imprimir y analizar información de la performance energética, mecánica de la Central Termoeléctrica.

Control de Combustión y Analisis de Gases.

En las Centrales Termoeléctricas a Vapor es indispensable la función de estos equipos.

.- **La rehabilitación de los sistemas de Control y Protección se calcula aproximadamente en \$/20,000 por cada 5 MW a equipar.**

5. EN LA ORGANIZACION ENERGETICA

La administración de la Gestión Energética requiere la creación de una Organización, ubicando un coordinador de energía dependiendo directamente de la jefatura del servicio, con dedicación exclusiva a cumplir los planes para optimizar la gestión energética, como inicio en las actividades se encargará de establecer un plan con formatos para recoger la información de los diferentes centros de energía de la cual serían responsables las jefaturas de las áreas, que reportaran al coordinador de energía, que luego se analizaran en el Comité de Energía que se reuniría mensualmente con una agenda definida por los indicadores que se derivan de la Contabilidad Energética de cada área correspondiente, de esa manera iniciariamos el manejo de la gestión energética.

5.1. En las funciones del Comité de Energía

Se forma con un coordinador de energía y representantes de:

- . Generación
- . Distribución
- . Comercialización
- Administración

Analizar el consumo de energía en cada una de las áreas del sistema eléctrico.

Hacer los balances energéticos del sistema

Planificar programas de acción para mejorar la eficiencia del sistema que sean justificados técnica

y económicamente.

Hacer el seguimiento de los resultados obtenidos de los programas ejecutados.

5.2. En las Funciones del coordinador de energía

Dirigir el comité de Energía

Controlar la contabilidad energética.

Identificar áreas para ejecución auditorías energéticas

Justificar técnico-económico cada mejora de la gestión energética.

Asegurar el éxito de las acciones de mejoras, en las eficiencias energéticas de los equipos.

En Los S.E. Aislados. existirá un coordinador de energía con nivel de decisión, administrará la gestión energética de todo el sistema Generación, Distribución, Comercialización.

En las Centrales Termoeléctricas en Sistemas Interconectados. La Gestión Energética la asumirá de la Sgte manera.

Si la C.T. < 30 MW, asumirá funciones adicionales de la Gestión del Mantenimiento.

Si la C.T. > 30 MW, solo asumirá la Gestión Energética.

6. PLAN DE CAPACITACION EN LA GENERACION TERMOELECTRICA

6.1 Objetivo.-

Proponer un Plan de Capacitación para preparar y/o actualizar los cuadros técnicos para la óptima operación, mantenimiento y conservación de energía en la Generación Termoeléctrica del Sector Público.

6.2 Procedimiento.-

Consta de 2 partes el análisis y la programación:

a. Analisis.-

En el análisis se determina la necesidades de Capacitación, las cuales se establecen luego de 3 tipos de analisis:

Analisis de la Organización.

Consiste en analizar el inventario de la fuerza laboral
Objetivo.-*Contar con información general del personal de la central termoléctrica, a fin de clasificar y disponer para los requerimientos de su empresa.*

Lista de los trabajadores.

Lista de los puestos de trabajo: jefes, operadores, ayudantes, etc.

Ubicación de cada trabajador en los puestos de trabajo.

Clasificación de todos los trabajadores

.Lista de los que se retirarán en los próximos 5 años.

.Lista de los calificados en su posición actual y que puedan ser entrenados para su promoción.

.Lista de los trabajadores que necesitan una amplia mejora en su posición actual y que pueden ser entrenados

.Lista de trabajadores con limitadas posibilidades de mejorar en destreza y rendimiento.

Analisis de la Ocupación.

Objetivo. *Determinar los requerimientos de cada puesto de trabajo, para la óptima gestión operativa de las Centrales.*

Analisis del Trabajador.

Objetivo. *Determinar los conocimientos y habilidades de cada trabajador en el desempeño de las funciones de su ocupación.*

Determinación de la Necesidades de Capacitación

De acuerdo a los analisis del trabajador y de la ocupación se podría determinar con una simple diferencia de la habilidades requeridas y las que se poseen

Programación de Eventos de Capacitación

Determinadas las necesidades de Capacitación se programan 2 modalidades de asistir con Capacitación

Capacitación Continua

Que consiste en la formación del personal de las Centrales en base a modulos escalonados hasta lograr tener la capacidad de desempeñarse en su ocupación.

Capacitación en el Puesto de Trabajo

Eventos programados que deben ser coordinados y ejecutados por personal de los representantes de fábrica

y/o fabricantes de los grupos.

Con un temario concreto sobre Problemas, Causas, Soluciones a los problemas presentados en cada uno de los grupos de su marca respectiva.

Estos programas de entrenamiento deben ser conducidos por personal especializado bajo condiciones reales de operación y mantenimiento.

7. EVALUACION ECONOMICA DE MEJORAS EN LA GESTION ENERGETICA DE LA GENERACION TERMOELECTRICA

Para la evaluación se asumen las siguientes precios :

D-2= 0.72 \$/galon, Res= 0.60 \$/galon, Lub= 10 \$ /galon

Los Beneficios Económicos se traducen en la Sgte. reducción de Costos de Generación por KWh Costos en Combustible, Mantenimiento, Operación que son mayores que la inversión en rehabilitación a realizar.

7.1 GENERACION TERMOELECTRICA DIESEL

a. **SITUACION ACTUAL**

Potencia Disponible	180 MW
Potencia Rehabilitable	100 MW
Rendimiento Promedio	12.1 kWh/gln
Costos por Combustible	5.95 Cts \$/KWH
Consumo Lubricante	1.2 Gln/MWh
Costos por Operación	1.6 Cts \$/KWH
Período de Mantenimiento	15,000 horas
Costos por Mantenimiento	2 Cts \$/KWH
Costo Variable Total	9.55 Cts \$/kWh
Energía Generada anual	300 GWH

b. **INVERSION PARA MEDIDAS CORRECTIVAS**

Rehabilitación		\$/ .8'000,000
Equipamiento y Materiales por cada 20 MW		
Cntometro y Trat. Combust	50,000	500,000
Automatizac Ctrl Protecc	30,000	500,000
		1,000,000
TOTAL		\$/ . 9'000,000

c. SITUACION ESPERADA

<i>Potencia Disponible</i>	<i>280 MW</i>
<i>Rendimiento Promedio</i>	<i>14 kWh/galn</i>
<i>Costos por Combustible</i>	<i>5.1 Ctvvs \$/KWH</i>
<i>Consumo Lubricante</i>	<i>0.4 MWh / gln</i>
<i>Costos por Operación</i>	<i>1 Ctvvs \$/KWH</i>
<i>Periodo Mantenimiento</i>	<i>20,000 horas</i>
<i>Costos por Mantenimiento</i>	<i>1.3 Ctvvs \$/KWH</i>
<i>Costo Variable Total</i>	<i>7.4 Ctvvs \$/kWh</i>
<i>Energía Generada anual</i>	<i>450 GWH</i>

d. BENEFICIOS A OBTENER

<i>Por kWh</i>	<i>2.15 Ctvvs \$/kWh</i>
<i>Anual</i>	<i>6'000,000 \$ U.S.</i>
<i>Período de Recupero de la Inversión</i>	<i>1.37 años</i>

7.2. GENERACION TERMOELECTRICA TURBOGAS

a. SITUACION ACTUAL

<i>Potencia Disponible</i>	<i>190 MW</i>
<i>Potencia Rehabilitable</i>	<i>40 MW</i>
<i>Rendimiento Promedio</i>	<i>9 kWh/ galon</i>
<i>Costos por Combustible</i>	<i>8 Ctvvs \$/KWH</i>
<i>Costos por Operación</i>	<i>0.3 Ctvvs \$/KWH</i>
<i>Periodo de Mantenimiento</i>	<i>10,000 horas</i>
<i>Costos por Mantenimiento</i>	<i>2.2 Ctvvs \$/KWH</i>
<i>Costos Variable Total</i>	<i>10.5 Ctvvs \$/kWh</i>
<i>Energía Generada anual</i>	<i>200 GWH</i>

b. INVERSION PARA MEDIDAS CORRECTIVAS

<i>Rehabilitación</i>	<i>4'000,000</i>	
<i>Sistema Monitoreo</i>	<i>150,000</i>	
<i>Sistema Tratamiento Combustible</i>		<i>500,000</i>
<i>TOTAL</i>	<i>\$/ 4'650,000</i>	

c. SITUACION ESPERADA

<i>Potencia Disponible</i>	<i>230</i>	
<i>Rendimiento Promedio</i>	<i>10.3 kWh/gln</i>	
<i>Costos por Combustible</i>	<i>7 Cts \$/KWH</i>	
<i>Costos por Operación</i>		
<i>Periodo Mantenimiento</i>	<i>24,000 horas</i>	
<i>Costos por Mantenimiento</i>	<i>1.3 Cts \$/KWH</i>	
<i>Costo Variable Total</i>	<i>8.3 Cts \$/kWh</i>	
<i>Energía Generada anual</i>	<i>300 GWH</i>	

d. BENEFICIOS A OBTENER

<i>Por kWh</i>	<i>2.2 Cts \$/kWh</i>	
<i>Anual</i>	<i>4'400,000 \$ U.S.</i>	
<i>Período de Recupero de la Inversión</i>	<i>1.06 años</i>	

7.3. GENERACION TERMOELECTRICA TURBOVAPOR

a. SITUACION ACTUAL

<i>Potencia Disponible</i>	<i>50 MW</i>	
<i>Potencia Rehabilitable</i>	<i>5 MW</i>	
<i>Rendimiento Promedio</i>	<i>8.8 kWh/gln</i>	
<i>Costos por Combustible</i>	<i>6.7 Cts \$/KWH</i>	

<i>Costos por Operación</i>	<i>2.4 Ctv\$ \$/kWh</i>
<i>Costos por Mantenimiento</i>	<i>2.2 Ctv\$ \$/kWh</i>
<i>Costos Variable Total</i>	<i>11.3 Ctv\$ \$/kWh</i>
<i>Energía Generada anual</i>	<i>180 GWh</i>

b. INVERSION PARA MEDIDAS CORRECTIVAS

<i>Rehabilitacion</i>	<i>1'000,000</i>
<i>Sistema de Control Combustión+</i>	
<i>Contometros Combustible</i>	<i>100,000</i>
<i>Contrl Protecc Aislamiento</i>	<i>200,000</i>
TOTAL	1'300,000

c. SITUACION ESPERADA

<i>Potencia Disponible</i>	<i>55 MW</i>
<i>Rendimiento Promedio</i>	<i>9.5 kWh/gln</i>
<i>Costos por Combustible</i>	<i>6.3 Ctv\$ \$/kWh</i>
<i>Costos por Operación</i>	<i>1.6 Ctv\$ \$/kWh</i>
<i>Costos por Mantenimiento</i>	<i>1.4 Ctv\$ \$/kWh</i>
<i>Costo Variable Total</i>	<i>9.3 Ctv\$ \$/kWh</i>
<i>Energía Generada anual</i>	<i>200 GWh</i>

d. BENEFICIOS A OBTENER

<i>Por kWh</i>	<i>2 Ctv\$ \$/kWh</i>
<i>Anual</i>	<i>3'600,000</i>
<i>Período de Recupero de</i>	
<i>la Inversión</i>	<i>0.4 años</i>

Capítulo N° 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. La Generación Termoeléctrica del Servicio Público tiene como primer objetivo aportar a satisfacer la Demanda de los Sistema eléctricos, en la consecución de estos resultados se debe:

1.1 Rehabilitar los grupos de las Centrales Térmicas cuya tecnología de fabricación y su estado cumplan los siguientes requisitos :

<i>Tipo de Generacion Primaria</i>	<i>Rendimiento</i>	<i>Antigüedad Máxima</i>	<i>Costo Rehabilitación menor que</i>
<i>Grupo Diesel</i>	<i>14 KWh/Gln</i>	<i>10 años</i>	<i>100 \$/KW</i>
<i>Turbo-Vapor</i>	<i>12 KWh/Gln</i>	<i>15 años</i>	<i>200 \$/KW</i>
<i>Turbo-Gas</i>	<i>10 KWh/Gln</i>	<i>10 años</i>	<i>80 \$/KW</i>

1.2. La decisión de seguir operando grupos obsoletos y no reemplazarlos se debe considerar que los Costos de Capital en ellos son nulos, es decir ya está

amortizado y existe, esto le permite sobrevivir aún con bajos rendimientos y altos costos de Mantenimiento y Operación.

2. *Alternativamente o complementariamente a la Rehabilitación, optimizar el uso de energía y Confiabilidad de las centrales Termoeléctricas parten de la Administración de la Gestión Energética, la implementación de un Sistema de Contabilidad Energética y la programación de la ejecución de Auditorías Energéticas . Siendo fundamental la Organización de las Centrales Termoeléctricas estas deberán contar en una nueva estructura ubicando en ellas la función de la gestión Energética que administrarán su Sistema de Contabilidad Energética y un programa de Auditorías Energéticas.*

3. *Las Centrales Termoeléctricas de Generación Aislada del Servicio Público mejorarían su eficiencia energética la distribución de la carga entre los grupos de la central con sus datos de:*

La curva de eficiencia de los grupos generadores.

La Disponibilidad de Potencia.

El Diagrama de carga de la central.

De acuerdo a su Disponibilidad y Confiabilidad.

4. Para la mayor confiabilidad de las Centrales se debe **Organizar** la **Gestión** del Mantenimiento, definiendo las siguientes etapas:

4.1. PLANIFICACION

Definir los Objetivos Generales y particulares:

En Grupos Diesel.

.Mantener su Potencia efectiva en lugar de operación

.Rendimiento de combustible mayor de 13 KWH/Gln dependiendo de su tecnología.

.Consumo de lubricante menor que 0.5 Gln/MWh

.Los Costos por Mantenimiento no sean mayores a 1.5 ctvs \$/kWh incluyendo el consumo de lubricante.

En Grupo TurboGas

.Mantener su Potencia Efectiva en lugar de operación

.Rendimiento de Combustible mayor a 9.5 KWH/Gln.

.Costo por mantenimiento no mayor a 1 ctv \$/KWh.

En Grupos TurboVapor

.Mantener su Potencia Efectiva en el lugar de Operación

.Rendimiento de Combustible mayor a 11 KWH/Gln.

.Costo por Mantenimiento no mayor a 1.5 ctvs \$/KWh.

En todos los casos usar en lo posible nuestros propios recursos.

4.2. ANALISIS

Particularizar y valorar las circunstancias de cada

equipo.

Determinar cuando ejecutar la Inspección de Mantenimiento en base al análisis de la Contabilidad Energética,

Recomendaciones de fabricante y reportes de operación.

4.3. PROGRAMACION

Dar cronogramas, procedimientos sobre las intervenciones de mantenimiento incluyendo instrucciones, recursos necesarios y la frecuencia de ejecución.

4.4. REALIMENTACION

Definir índices de acuerdo a las características de cada equipos que permitan ver la eficacia y eficiencia en la consecución de los objetivos planificados en el mantenimiento que nos den el criterio de ser necesario realimentar un nuevo análisis o procedimientos en la ejecución del mantenimiento.

5. *Rehabilitar los sistemas de control , protección y Adaptar nuevas tecnologías de manera de posibilitar un Sistema de Monitoreo Computarizado Continuo en las Centrales Termoeléctricas*

6. *Los resultados económicos de las mejoras y Rehabilitación de la Generación Termoeléctrica del*

Servicio Público se traduce en las Sgte.

En la Generación Diesel se tendría una inversión de \$ 9'000,000. obteniéndose un beneficio anual de \$ 6'000,000., con un período de recuperación de la inversión de 1.37 años.

En la Generación TurboGas se tendría una inversión de \$ 4'650,000. obteniéndose un beneficio anual de \$ 4'400,000., con un período de recuperación de la inversión de 1.06 años.

En la Generación TurboVapor se tendría una inversión de \$ 1'300,000. obteniéndose un beneficio anual de \$ 3'600,000., con un período de recuperación de la Inversión de 0.4 años.

Lo que nos demuestra la alta Rentabilidad y más aun teniendo mayor oferta eléctrica y un Servicio más Confiable.

BIBLIOGRAFIA

Calderas, Tipos, Características - Carl Shield

Ingeniería del Ambito Térmico

James L. Therkeld

***Journal of Engineering for Gas Turbines and
Power, 1984***

Transactions of the ASME

***Libro de Ponencias, Semana Internacional del Ahorro
de Energía en el Negocio Eléctrico***

***Simposio Internacional de Competitividad en la
Gestión del Negocio Eléctrico***

***Manual de Turbina a Gas - American Gas Association
AGA***

***Padron de las Unidades de Generación de las Empresas
de Servicio Público de Electricidad 1987 - 1992.***

***Evaluación y Control de Gestión. Gerencia de
Operaciones, Electroperú.***

*Resultados Operativos Empresas Servicio Público de
Electricidad 1987 - 1991*

*Comite de Operaciones, Gerencia de Operaciones,
Electroperú.*

*Resumen de Trabajos Técnicos 1er Congreso Peruano de
Mantenimiento, Noviembre 1991*

Asociación Peruana de Mantenimiento, APEMAN

*Técnicas de Conservación Energéticas en la
Industria.*

Ministerio de Industria y Energía. España.