

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL



Facultad de Ingeniería en **Eléctricidad** y Computación

"OBTENCION DE LOS COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION
EN CENTRALES TERMICAS, CON APLICACION A LA CENTRAL
TERMICA ING. GONZALO ZEVALLOS GUZMAN".

PROYECTO DE TÓPICO DE GRADUACION

**Previa a la Obtención del Título de
Ingeniero en **Eléctricidad**
:
Especialización : Potencia**

Presentada por :

**Carlos. Alexis Cárdenas Dávila
Javier Fernando Perdomo Vines**

GUAYAQUIL - ECUADOR

2 0 0 2



**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL
LITORAL**

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

**“OBTENCIÓN DE LOS COSTOS VARIABLES
DE PRODUCCIÓN EN CENTRALES
TERMICAS, CON APLICACIÓN A LA
CENTRAL TERMICA “ING. GONZALO
ZEVALLOS GUZMAN”.**

PROYECTO DE TOPICO DE GRADUACIÓN

**Previa a la obtención del Título de:
INGENIERO EN ELECTRICIDAD
ESPECIALIZACIÓN: POTENCIA**

Presentada por:

**CARLOS ALEXIS CARDENAS DAVILA
JAVIER FERNANDO PERDOMO VINCES**

GUAYAQUIL – ECUADOR

AÑO

2002



AGRADECIMIENTO

Al ING. JUAN SAAVEDRA por los conocimientos impartidos y la orientación en la elaboración de esta investigación y al Departamento de Comercialización y Mantenimiento de la Central Térmica “Ing. Gonzalo Zevallos Guzmán”, por la ayuda prestada para la realización de este proyecto.



DEDICATORIA

A MIS PADRES

A MI HERMANA

A MIS FAMILIARES



Carlos Catdenas Dávila

DEDICATORIA



A DIOS

A MIS PADRES

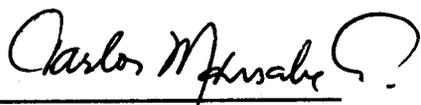
A MIS HERMANAS

A VERONICA VITERI

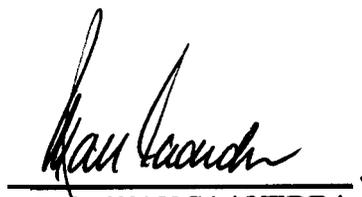


Javier Perdomo Vincas

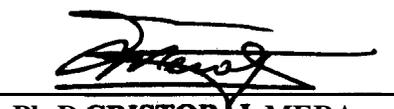
TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



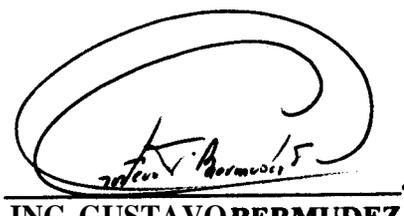
ING. CARLOS MONSALVE
PRINCIPAL



ING. JUAN SAAVEDRA
DIRECTOR DE TOPICO



Ph-D CRISTOBAL MERA
VOCAL

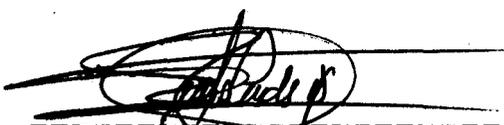


ING. GUSTAVO BERMUDEZ
VOCAL



DECLARACIÓN EXPRESA

“ La responsabilidad del contenido de este Proyecto de Grado, nos corresponden exclusivamente, y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL.”



CARLOS CARDENAS DAVILA



JAVIER PERDOMO VINCES



RESUMEN

Este proyecto explica el cambio del modelo en el sector eléctrico en el Ecuador. Ahora con el nuevo modelo de tipo horizontal, es decir desligadas las etapas de generación, transmisión y distribución unas de otras y comandadas por empresas de carácter privado el sector **eléctrico** se encuentra más dinámico además, encaminado a la eficiencia del servicio a un **mínimo** costo, incentivando a la competitividad entre los agentes que conforman el sistema **eléctrico**.

Se da a conocer los costos variables de producción de **las** centrales térmicas y se tomó como ejemplo a la Central Térmica “Ing. Gonzalo Zevallos Guzmán”, cuyo administrador es **ElectroGuayas** S.A. y que se encuentra terciarizada su operación y mantenimiento al Consorcio **Operman & Trabensa**.

En este proyecto se presenta la cuantificación de sus consumos y costos de los distintos elementos que conforman los costos variables de producción en las centrales térmicas según las regulaciones dispuestas por el Consejo Nacional de Electrificación (**CONELEC**).

Se realizarán análisis de rendimiento de las unidades generadoras TV-2 y TV-3, la influencia en el consumo y costo de combustible **BUNKER**, y la confiabilidad de las unidades y su repercusión en el consumo de combustible Diesel, rubros que representan el 90% de los costos variables de estas unidades. La forma actual como esta Central declara sus costos



variables **ante** el Centro Nacional de Control de **Energía** (**CENACE**), análisis de estas **declaraciones** y determinación de errores y aciertos de las mismas.

Los costos variables de producción o también llamados costos marginales de operación **serán** analizados en su participación en el precio referencial de generación en el período de octubre 2001 a septiembre 2002.

Se expondrá la realización de un software de computación para calcular los costos variables de operación de la Central Térmica “Ing. Gonzalo Zevallos”, y permitirá tener una base de datos para realizar **análisis** de costos y consumos mensuales de cualquiera de los rubros que componen estos costos, mediante tablas y gráficos de líneas.



INDICE GENERAL

RESUMEN.....	VII
INDICE GENERAL.....	IX
INDICE DE FIGURAS.....	XV
INDICE DE TABLAS.....	XVII
INTRODUCCIÓN..	I
1. EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).....	2
1.1. Transacciones económicas en el Mercado Eléctrico Mayorista.....	2
1.2. Estructura del Sector Eléctrico.....	2
1.2.1. Nuevo esquema legal..	2
1.2.2. Objetivos del nuevo modelo.....	3
1.2.3. Estructura funcional.....	3
1.3. Administración del MEM.....	4
1.4. Agentes del MEM.....	4
1.4.1. Empresas Generadoras.....	5
1.4.2. Empresas de Distribución.....	5
1.4.3. Grandes Consumidores.....	5
1.5. Reglamentos y Regulaciones.....	5
1.5.1. Reglamentos.....	5
1.5.2. Regulaciones.....	6
1.5.3. Nuevas Regulaciones.....	7
1.6. Reglas básicas para el funcionamiento del MEM.....	7
1.6.1. Mercado Ocasional.....	8

1.6.2.	Mercado de Contratos a plazo.....	9
1.7.	Transacciones	9
1.8.	Sistema de liquidación de las transacciones.....	10
1.8.1.	Mercado Spot..	10
1.8.2.	Mercado a término	11
1.9.	El precio de la energía en el MEM.....	11
1.9.1.	Remuneración de la energía en operación normal.....	12
1.9.1.1.	Costo de la energía en operación normal.....	12
1.9.1.2.	Precio de Mercado.....	12
1.9.1.3.	Barra de Mercado.....	13
1.9.1.4.	El mínimo costo.....	13
1.9.1.5.	Precio nodal de la energía.....	24

II. DECLARACION DE LOS COSTOS VARIABLES DE

	PRODUCCION DE UNA CENTRAL TERMICA	17
2.1.	Objetivo.....	17
2.2.	Antecedentes	17
2.3.	Costos Variables de producción en centrales térmicas.....	20
2.4.	Elementos que conforman los costos variables de producción en centrales térmicas	21
2.5.	Elementos que conforman los costos variables de producción en la Central Térmica Gonzalo Zevallos.....	22
2.5.1.	Antecedentes de la Central Térmica Gonzalo	



Zevallos. – Datos Técnicos.....	30
2.5.2. Combustibles.....	25
2.5.3. Transporte de combustibles.....	26
2.5.4. Lubricantes, productos químicos y otros insumos.....	26
2.5.4.1. Productos químicos implicados en la producción.....	27
2.5.4.2. Lubricantes.....	34
2.5.4.3. Agua Potable.....	35
2.5.5. Energía eléctrica para servicios auxiliares.....	36
2.6. Plazos para la declaración del costo variable de producción de las centrales térmicas.	38

III. CALCULO DE LOS ELEMENTOS QUE CONFORMAN LOS COSTOS

VARIABLES DE PRODUCCION EN UNA CENTRAL TERMICA.	39
3.1. Objetivo.....	39
3.2. Reglamentos del Conelec.....	39
3.2.1. Costo de Combustible.....	40
3.2.2. Costo de transporte de combustible.	40
3.2.3. Costos de lubricantes, productos químicos y otros insumos.....	41
3.2.4. Costo de agua potable.....	41
3.2.5. Costo de mantenimientos.....	41
3.2.6. Los costos variables de operación y mantenimiento	

mitigación del impacto ambiental	41
3.2.7. Costo de energía para servicios auxiliares.....	42
3.2.8. Costos variables totales de producción.....	42
3.3. Contabilización de los elementos que conforman los costos variables de producción de la central térmica Gonzalo Zevallos.....	43
3.3.1. Cálculo de Combustible.	43
3.3.2. Cálculo del Transporte de Combustible.....	43
3.3.3. Contabilización de los productos químicos	44
3.3.4. Contabilización de los lubricantes.....	48
3.3.5. Contabilización del agua potable..	49
3.3.6. Contabilización del costo de energía eléctrica para servicios auxiliares.....	49
3.3.7. Contabilización del costos de mantenimientos programados	50

V. APLICACIÓN DE LA OBTENCIÓN DE LOS COSTOS VARIABLES
DE PRODUCCIÓN EN LAS UNIDADES A VAPOR DE LA CENTRAL
TÉRMICA " ING. GONZALO ZEVALLOS"

4.1. Objetivo.....	51
4.2. Consumo específico de combustible de las unidades de vapor de la central térmica Gonzalo Zevallos	51
4.3. Costo de producción de diesel, lubricantes y productos químicos y otros insumos de las central térmica Gonzalo Zevallos.....	57
4.4. Resultado final de los Costos Variables de Producción..	62



**SOFTWARE PARA CALCULAR LOS COSTOS VARIABLES DE
UNA CENTRAL TERMICA. - APLICACIÓN A LA CENTRAL TERMICA**

GONZALO ZEVALLOS.....75

5.1. Objetivo..... 75

5.2. Algoritmo del programa..... 75

5.3. Pantallas del programa..... 76

5.4. Instrucciones de ingreso de datos al programa..... 82

5.5. Resultados que arroja el software de aplicación..... 85

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES..90

BIBLIOGRAFÍA.....97

. ANEXOS

ANEXO A. Confiabilidad de las Unidades TV-2 y TV-3 de la Central Térmica

“ Ing. Gonzalo Zevallos G”.

ANEXO B. Declaración de Costos de Arranque – Parada en las unidades Turbo Vapor.

ANEXO C. Declaración de costos por suministro de potencia reactiva

ANEXO D. Influencia de los costos variables de **producción** en el precio

referencial de la **generación** para el usuario **final**.



ABREVIATURAS Y SIGLAS

BM	Barra de Mercado.
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía.
CMM	Costo Marginal en Barra de Mercado.
CM _{gi}	Costo Marginal del Generador <i>i</i> .
CONELEC	Consejo Nacional de Control de Energía.
INECEL	Instituto Ecuatoriano de Electrificación .
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista.
MW	Megavatios.
PD	Potencia de Demanda.
P _{gi}	Potencia del generador <i>i</i> .
PL	Potencia de Transmisión.
P _{ni}	Potencia nodal del generador <i>i</i> .
SNI	Sistema Nacional Interconectado.
SPOT	Mercado Ocasional de Corto Plazo.



INDICE DE FIGURAS

Fig 2.1.	Orgánico-Funcional de la Central Térmica “Ing. Gonzalo Zevallos ”.....	19
Fig 2.2.	Datos Técnicos de las unidades TV-2 y TV-3.....	23
Fig 2.3.	Diagrama de Flujo de la Central Térmica “Ing. Gonzalo Zevallos ”.....	24
Fig 2.4.	Torres de Resinas aniónicas y catiónicas del Sist. Desmineralización.....	27
Fig 2.5.	Esquema del Proceso de Desmineralización	28
Fig 2.6.	Reservorio de Acido Sulfúrico..	30
Fig 2.7.	Reservorio de Soda Caustica	31
Fig. 2.8.	Tanques de Cloro Gas.....	32
Fig. 2.9.	Inyección de Fosfatos.....	33
Fig. 2.10.	Tanque de Reserva de Hidracina.....	34
Fig. 2.11.	Tanque principal Agua de la Ciudad..	35
Fig. 2.12.	Diagrama Unifilar de Sistemas Auxiliares.....	37
Fig. 4.1.	Curvas Comparativas del Rendimiento Real y Estimado VS. Potencia Media de la unidad TV-2.	55
Fig. 4.2.	Curvas Comparativas del Rendimiento Real y Estimado VS. Potencia Media de la unidad TV-3	56
Fig. 5.1.	Pantalla archivo.....	76
Fig. 5.2.	Ventana Fecha y Año del reporte.....	77
Fig. 5.3.	Pantalla Editar..	78
Fig. 5.4.	Pantalla Ver.....	79
Fig. 5.5.	Pantalla Estadísticas	80
Fig. 5.6.	Pantalla Ayuda.....	81
Fig. 5.7.A.	Plantilla para el calculo de los Costos Variables de producción	

delas unidades TV-2 y TV-3..... 83

Fig. 5.7.B. Plantilla para el calculo de los Costos Variables de produccih
 de las unidades TV-2 y TV-3 **.84**

Fig. 5.8.A. Plantilla de Resultados..... **.85**

Fig. 5.8.B. Plantilla de Resultados..... 86

Fig. 5.9. Plantilla de Gráfico de líneas..... 87

Fig. 5.10. Plantilla de Resultados..... **.88**

Fig. 5.11. Plantilla de Resultados..... **.89**

INDICE DE TABLAS

3.1.	Costo Variable de Generación de Centrales Térmicas.....	20
4.1.	Valores de Rendimiento vs. Potencia Media de las unidades TV-2 y TV-3 (Enero 2000 a Noviembre 2001)	52
4.2.	Valores de Rendimiento , Potencia Media y Rendimiento Estimado de las Unidades TV-2 y TV3.....	54
4.3.	Costos de Producción de Diesel, Lubricantes, Productos Químicos y Otros Insumos de laCentral Gonzalo Zevallos (Abril/99 a Abril 00) TV-2	58
Tabla 4.4.	Costos de Producción de Diesel, Lubricantes, Productos Químicos y Otros insumos de la Central Gonzalo Zevallos (Abril/99 a Abril 00) TV-3	59
Tabla 4.5.	Costos de Producción de Diesel, Lubricantes, Prod. Químicos y Otros Insumos de TV-2 (Resultado).	60
Tabla 4.6.	Costos de Producción de Diesel, Lubricantes, Prod. Químicos y Otros Insumos de TV-3 (Resultado).	61
Tabla 4.7.	Declaración de los Costos Variables de Producción de la Unidad TV-2 de Marzo del 2002.	62
Tabla 4.8.	Declaración de los Costos Variables de Producción de la Unidad TV-3 de Marzo del 2002.	64
Tabla 4.9.	Declaración de los Costos Variables de Producción de la Unidad TV-2 de Abril del 2002.	66
Tabla 4.10.	Declaración de los Costos Variables de Producción de la Unidad TV-3 de Abril del 2002.	67

Tabla 4.11. Declaración de los Costos Variables de Producción de la Unidad TV-2 de Agosto del 2002.....	69
Tabla 4.12. Declaración de los Costos Variables de Producción de la Unidad TV-3 de Agosto del 2002.....	71
Tabla 4.13. Resumen de la declaración de Costos Variables de Producción de las unidades TV-2 y TV-3 Marzo-Abril-Agosto 2002.....	73



INTRODUCCION

El trabajo que se presenta es un “Instructivo del método de obtención de los Costos Variables de Producción de una Central Térmica”, en este caso se tomó como ejemplo a la Central Térmica “ Ing. Gonzalo Zevallos “ a través de sus dos unidades de generación a vapor, estudio realizado para su actual Ciclo Operativo.

También el trabajo brinda la oportunidad de integrarse de una manera sencilla y comprensible en los distintos ámbitos del nuevo modelo que rige al Sector Eléctrico, el cual es el Mercado Eléctrico Mayorista regulado por el Consejo Nacional de Electrificación (CONELEC).

Dentro de este documento se explicarán los objetivos, miembros, reglas básicas, transacciones y liquidaciones de potencia y energía en el Mercado Eléctrico Mayorista el cual la administra y controla el Centro Nacional de Energía (CENACE).

Además se explicarán la cuantificación de los rubros que conforman los Costos

VARIABLES DE PRODUCCIÓN y su repercusión en el precio final al usuario.

Además del instructivo se desarrollará un programa de computación que permitirá

obtener de una forma agíl y práctica los costos variables de producción de la central

térmica “Ing. Gonzalo Zevallos G.”, central que sirvió de fuente para el desarrollo de

este proyecto.

I. EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA.

1.1. TRANSACCIONES ECONÓMICAS EN EL MERCADO ELÉCTRICO

MAYORISTA (MEM).

ACERCA DE LA CORPORACIÓN (CENACE).

- Corporación Civil de derecho privado de carácter eminentemente técnico, sin fines de lucro, cuyos miembros serán todas las empresas de generación, transmisión, distribución y grandes consumidores.
- Se encargará de la administración de las transacciones técnicas y financieras del MEM, debiendo resguardar las condiciones de seguridad de la operación del SNI, responsabilizándose por el abastecimiento de energía al Mercado al mínimo costo posible.

1.2. ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO.

1.2.1. NUEVO ESQUEMA LEGAL.

Durante los últimos años el sector eléctrico se ha desarrollado bajo un régimen de monopolio energético, en el cual el INECEL era el encargado de la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica.

Actualmente y de acuerdo a la Ley de régimen del Sector Eléctrico (10 de Octubre de 1996), se permitió regular las actividades destinadas a la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, mediante la desintegración total del monopolio energético en sus diversas actividades.

1.2.2. OBJETIVOS DEL NUEVO MODELO.

- Promover la competitividad.
- Proteger los derechos de los consumidores.
- Reglamentar la operación técnica y económica del sistema.
- Permitir el libre acceso al transporte.
- Regular la transmisión y distribución.
- Promover la inversión privada.

1.2.3. ESTRUCTURA FUNCIONAL.

1. Consejo Nacional de Electrificación (CONELEC).
2. Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).
3. Empresas Eléctricas de Generación.
4. Empresas Eléctricas de Transmisión.
5. Empresas Eléctricas de Distribución.
6. Grandes Consumidores.

1.3. ADMINISTRACIÓN DEL MEM.

“ Las obligaciones financieras provenientes de las transacciones de compra-venta de potencia y energía en el Mercado Ocasional serán determinadas y liquidadas por el CENACE sobre la base de la entrega y retiro horarios de energía por parte de los agentes del MEM. En lo referente a la disponibilidad

de instalaciones para la generación y transporte de energía así como para los servicios de regulación de frecuencia, su liquidación la realizará el CENACE en forma mensual, de acuerdo a lo previsto en el presente Reglamento y en el Reglamento de Despacho y Operación del SNI.”

1.4. AGENTES DEL MEM.

El MEM está constituido por los diversos participantes del Mercado.

- Generadores.
- Distribuidores.
- Transmisor.
- Grandes Consumidores.
- Autoproductores.

Los mismos que deben suministrar oportunamente al CENACE la información que les sea solicitada y deben cumplir con las obligaciones comerciales establecidas por este.

1.4.1. EMPRESAS DE GENERACIÓN.

Las actividades de generación de energía eléctrica serán realizadas bajo los principios de libre competencia, transparencia y eficiencia, mediante concesión, permiso o licencia autorizada por el CONELEC.

La construcción y operación de centrales de generación de 50 MW o menos, requieren para su funcionamiento un permiso concedido por el CONELEC.

1.4.2. EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN.

La actividad de distribución será desarrollada con el carácter de exclusividad regulada en las áreas geográficas establecidas de cada empresa.

1.4.3. GRANDES CONSUMIDORES.

Son los encargados de generar la competencia dentro del MEM. Las empresas o industrias a ser consideradas como Grandes Consumidores, son aquellas que por sus características de consumo superan los 2 MW.

1.5. REGLAMENTOS Y REGULACIONES.

1.5.1. REGLAMENTOS

REGLAMENTO PARA EL FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO

ELÉCTRICO MAYORISTA.

“Objetivo Global.- El presente Reglamento establece las normas para la administración de las transacciones financieras del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), a cargo del Centro Nacional de Control de Energía – CENACE, y del cumplimiento de las disposiciones que para el efecto se establecen en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, su Reglamento General, este Reglamento y las regulaciones dictadas por el CONELEC.”

Dentro de este Reglamento se encuentran los siguientes:

- Reglamento de Despacho y Operación.
- Reglamento de Concesiones, Permisos y Licencias.
- Reglamento de Tarifas.
- Reglamento de suministro de Servicios de energía eléctrica.

1.5.2. REGULACIONES

- Regulación No. CONELEC – 001/99 (Sistema de Medición Comercial para los agentes del MEM).
- Regulación No. CONELEC - 002/99 (Administración transitoria de las Transacciones del Sistema Nacional Interconectado).
- Regulación No. CONELEC – 003/99 (Reducción anual de pérdidas no técnicas en las Empresas de Distribución).
- Regulación No. CONELEC – 004/99 (Criterios para remunerar a generadores hidroeléctricos durante pruebas y operación experimental).
- Regulación No. CONELEC - 005/99 (Declaración de Costos Variables de Producción).
- Regulación No. CONELEC – 006/99 (Declaración de Costos de arranque-parada de unidades turbo-vapor).

- Regulación No. CONELEC - 007/99 (Requisitos para la calificación de Grandes Consumidores).
- Regulación No. CONELEC - 008/99 (Criterios para remunerar a generadores termoeléctricos durante pruebas y operación experimental).
- Regulación No. CONELEC - 009/99 (Transacciones de potencia reactiva en el MEM).

1.5.3. NUEVAS REGULACIONES.

- Regulación No. CONELEC – 001/00 (Cálculo de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición – 20- ENE-00).
- Regulación No. CONELEC – 002/00 (Restricciones e Inflexibilidades operativas).

1.6. REGLAS BÁSICAS PARA EL FUNCIONAMIENTO DEL MEM.

Reglas básicas para el funcionamiento del Mercado:

PRINCIPIOS:

- **MÍNIMO COSTO DE OPERACIÓN EN EL MERCADO** (incluye pérdidas de transporte a través de factores nodales)
- **DESPACHO INDEPENDIENTE DE CONTRATOS.**
- **TRANSPARENCIA.**
- **GENERADORES DE MERCADO COMPETITIVO.**
- **TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN REGULADO.**

Dentro del MEM se encuentran los siguientes ámbitos de transacciones:

1.6.1. MERCADO OCASIONAL.

El mercado ocasional se define como **el ámbito donde se realizan todas transacciones comerciales de energía de CORTO PLAZO**, que permitan despejar los excedentes y faltantes que surgen como consecuencia de los faltantes o sobrantes entre los compromisos contractuales y la realidad del consumo de la generación.

El mercado ocasional se encarga de los siguientes aspectos:

- Basado en el costo marginal instantáneo de corto plazo (mercado Horario).
- Pago adicional por potencia.
- Declaración de costos por parte de los generadores.
- Mercado volátil.

1.6.2. MERCADO DE CONTRATOS A PLAZO.

Son las transacciones y convenios de entrega de energía por parte de las generadoras directamente con las empresas distribuidoras y

grandes consumidores, sin que las transacciones del MEM interfieran en las mismas, solo como normativas (CONELEC).

En dichos contratos se tratan los siguientes aspectos:

- Precio acordado libremente entre comprador y vendedor.
- Prioridad de suministro.

1.7. TRANSACCIONES.

En el Mercado Eléctrico Mayorista se pueden realizar los siguientes tipos de transacciones:

- Contratos a plazo (libremente pactados).
- Compra – venta en el mercado ocasional.
- Exportación e importación de energía.

Definiéndose con esto que el MEM es el punto de encuentro de la oferta y la demanda que interactúa basándose en regulaciones.

El Mercado Eléctrico Mayorista abarcará la totalidad de las transacciones de suministro eléctrico que se celebren entre generadores y distribuidores y entre generadores y grandes consumidores.

Igualmente se incluirán las transacciones de importación y exportación de energía y potencia.

Las transacciones se ajustarán a las siguientes reglas:

- Las ventas que realicen los generadores serán las que resulten de la generación de las unidades que despache el CENACE.
- Las compras que realicen los distribuidores y grandes consumidores se valorizarán al precio que periódicamente fije el CENACE.

- Los precios que fije el CENACE, están enmarcados dentro de los procedimientos que para el efecto se determine en la reglamentación pertinente.

1.8. SISTEMA DE LIQUIDACIONES DE LAS TRANSACCIONES.

- ENERGÍA -

Aquí se exponen las reglas básicas de funcionamiento del Mercado:

1.8.1. MERCADO SPOT.

- Basado en el Costo Marginal de Corto Plazo.
- Los Costos de declaración estacional de los Generadores.
- El Precio Estacional Estabilizado por los Distribuidores.
- El Mercado Horario de Precio (SPOT).
- Pago adicional por potencia.
- Acceso libre al transporte.

- Precios Locales ante las Restricciones del transporte.
- Remuneración a los Servicios Adicionales.

1.8.2. MERCADO A TÉRMINO.

- Precio acordado libremente entre Comprador y Vendedor.
- Prioridad en el suministro.

1.9. EL PRECIO DE LA ENERGÍA EN EL MEM.

“La energía se valorará con el costo económico marginal instantáneo obtenido al final de cada hora.

El costo marginal instantáneo de energía, en la Barra de Mercado, estará dado por aquella unidad de generación que, en condiciones de despacho económico, sea la que atiende un incremento de carga, para este efecto, el costo de generación estará determinado.”

ASPECTOS A CONSIDERAR:

- Remuneración de la Energía en Operación Normal.
- Remuneración de la Energía bajo restricciones o inflexibilidades Operativas.

REMUNERACIÓN DE LA ENERGIA EN OPERACIÓN NORMAL.**1.9.1.1. COSTO DE LA ENERGÍA EN EL MERCADO****OCASIONAL.**

El Costo Marginal de la Energía del Sistema fija el precio del mercado que los compradores están dispuestos a pagar y el precio con el que se remunera a los vendedores del MEM.

El valor de la Energía varía en función del Tiempo y del lugar donde es producida o utilizada (concepto temporal o espacial).

El Sistema Nodal, es adecuado para la fijación temporal y espacial de la Energía.

1.9.1.2. PRECIO DE MERCADO.

Se denomina Precio de Mercado λ al que resulta de realizar el despacho económico de la oferta de Generación en la Barra de Mercado.

El CENACE establece dicho precio en términos horarios en base al concepto de mínimo costo. **El precio de Mercado de la energía se lo denomina costo marginal instantáneo de corto plazo.**

1.9.1.3. BARRA DE MERCADO.

“Los precios de generación de energía del MEM serán calculados en una barra eléctrica de una subestación específica denominada “Barra de Mercado” asignada por el CONELEC, que sirve de referencia para la determinación del precio. Los precios de la energía en la Barra de Mercado se calculan a partir de los costos de generación divididos para los correspondientes factores de nodo.”

El precio de la energía se la define en una barra de referencia en la que se minimizan los costos de operación de los generadores incluyendo su participación en las pérdidas de transmisión hasta dicha barra. La barra

escogida como referencia se denomina barra de Mercado y la participación en las pérdidas se efectúa a través de los factores de nodo.

1.9.1.4 EL MÍNIMO COSTO.

El CENACE debe abastecer la energía al MEM al mínimo costo posible, obteniendo mediante el despacho económico:

- $df_i/P_{gi} - \lambda(1 - \delta PL/\delta P_{gi}) = 0$
- $PD + PL - \sum P_{gi} = 0$

Donde:

df_i/P_{gi} : Costo marginal del generador i.

$\beta_i = (1 - \delta PL/\delta P_{gi})$: Factor de nodo i.

$\delta PL/\delta P_{gi}$: Pérdidas marginales de Transmisión debido al generador i .

λ : Costo Marginal del Sistema o Precio de Mercado.

$$df_i/P_{gi} * 1/\beta_i = \lambda$$

$$C_{gi} * 1/\beta_i = CM_{gi}$$

$$CMM = \lambda = \text{máx} CM_{gi}$$

El Costo Marginal en la Barra de Mercado de cada Generador se calcula afectando su costo marginal con los factores nodales que además es una señal que además es una señal de su vinculación con dicha barra.

En el despacho óptimo de mínimo costo el Precio de Mercado λ es el correspondiente a la máquina despachada con el **mayor CM_{gi}**.

1.9.1.5 PRECIO NODAL DE LA ENERGÍA.

Para la obtención de los precios nodales de energía se debe tomar en cuenta las siguientes características:

- En cada nodo de la red de transmisión queda definido un precio **P_{ni}** calculado como el Precio de Mercado por el Factor de Nodo.

$$P_{ni} = \lambda \beta_i$$

Donde:

P_{ni}: Precio Nodal del generador *i*.

- Al valor de **P_{ni}** (mayor o menor que el de Mercado) se liquida al generador despachado ubicado en el nodo *i* o es el precio que debe pagar un importador ubicado en ese nodo.

- La energía de un generador exportador va perdiendo valor en la medida que se aleje de la BM ($\beta_i < 1$).
- A su vez el precio de la demanda aumenta a medida que se aleja de la BM ($\beta_i > 1$).
- El Precio Nodal de la Referencia o Barra de Mercado es igual al Precio de Mercado ($\beta_i = 1$).
- Los factores de nodo dependen de la localización de la referencia o BM.
- El precio de Mercado cambia con el cambio de la referencia.
- El precio Nodal se mantiene constante con cualquier BM.
- **$P_{ni} = \lambda_a \beta_{ia} = \lambda_b \beta_{ib}$**
- Por lo tanto las liquidaciones no se ven afectadas por la selección de la BM, la cual se selecciona por conveniencia comercial.

- Al cambiar la referencia de la barra **a** hacia la barra **b**,

los nuevos factores nodales de cualquier nodo *i* se

calculan como:
 - $\beta_{ib} = \beta_{ia} / \beta_{ba}$
- En esta nueva barra se realiza el despacho económico,

obteniéndose un nuevo Precio de Mercado λ_b .
- El precio nodal se mantiene constante independiente

de la BM.

II. DECLARACIÓN DE COSTOS VARIABLES DE PRODUCCIÓN EN CENTRALES TERMICAS.

2.1. OBJETIVO.

Establecer el procedimiento para definir y declarar los Costos Variables de Producción de las centrales de generación térmica, con capacidad de regulación inferior a la mensual, para que el CENACE determine el despacho económico de las unidades generadoras.

2.2. ANTECEDENTES.

Los costos totales de producción de una central térmica están divididos en costos fijos y costos variables.

Los costos fijos de producción están dados por los rubros que contemplan los sueldos y salarios del personal que labora en dicha central, los cuales son pagados al personal de operación, mantenimiento y administración de la empresa. También cubren los costos fijos los gastos por mantenimiento de servicios básicos, representación, publicidad, etc.

En el caso de la empresa Electroguayas S.A. administradora de la central Gonzalo Cevallos, la operación y mantenimiento se encuentra terciarizada por medio del consorcio Operman y Trabensa, quienes tienen a su cargo la operación y mantenimiento de la planta.

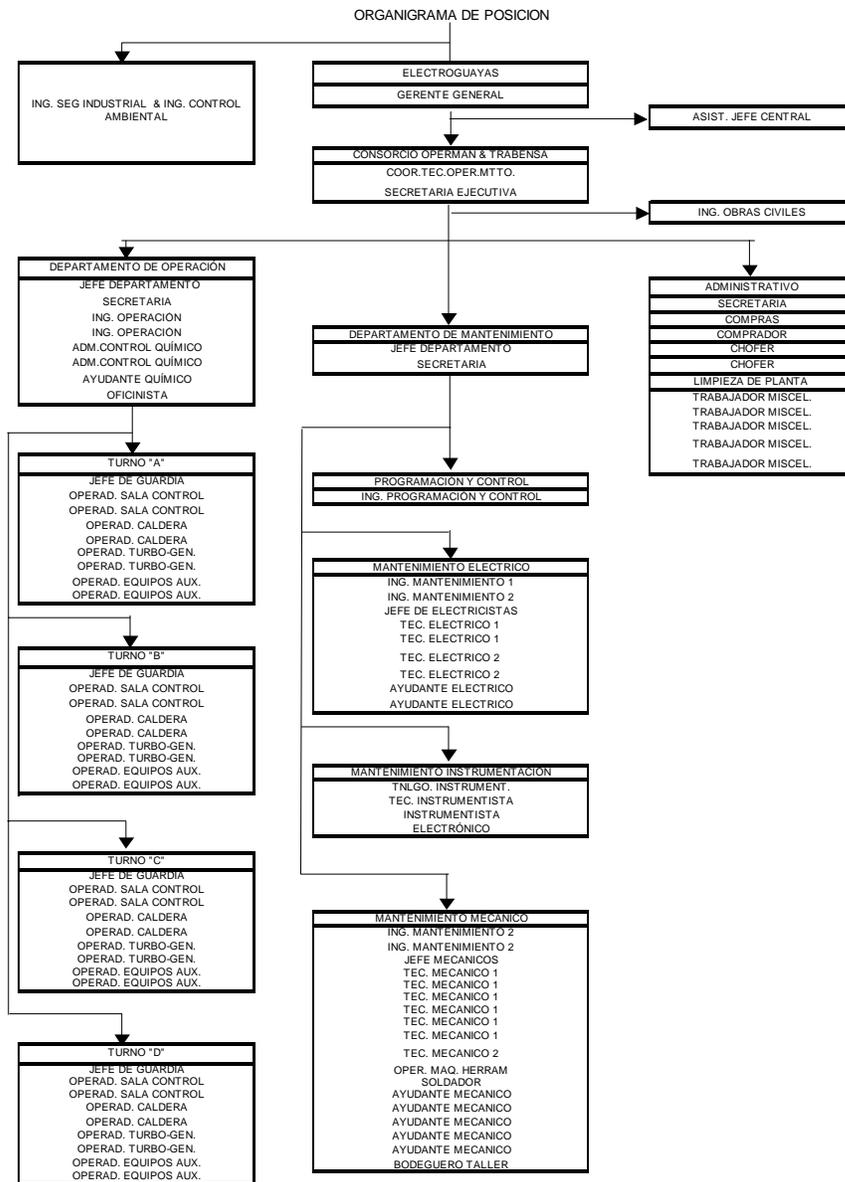
Adicional, la supervisión de la operación y mantenimiento, la comercialización y los aspectos administrativos y financieros los realiza el personal propio de Electroguayas S.A.

En la figura 2.1 se muestra el orgánico - funcional de la central termoeléctrica

“ Ing. Gonzalo Zevallos “.

FIGURA 2.1
ORGANICO-FUNCIONAL DE LA CENTRAL TERMICA "ING. GONZALO
ZEWALLOS ",

CENTRAL TERMoeLECTRICA " ING. GONZALO ZEVALLOS G."



2.3. COSTOS VARIABLES DE PRODUCCIÓN EN CENTRALES TERMICAS.

Costo Variable de Producción es aquel necesario para operar y mantener la unidad o la planta generadora y que cambia en función de la energía producida.

Se puede considerar que este Costo fluctúa dependiendo del tipo de Central de Generación y su materia prima para la producción. A continuación se presenta un cuadro comparativo de tipos de Centrales, su inversión y Costos Variables aproximados de las mismas.

TABLA # 2.1
COSTOS VARIABLES DE GENERACIÓN.

Tipo de Generación	Costo por KW instalado (US\$/KW)	Costo variable de Generación (US\$/KW)
Hidroeléctrica	1000-2000	≈ 0,00
Geotermoeléctrica	650-2500	0,004 - 0,007
Termoeléctrica-carbón (Vapor)	900-1100	0,02 - 0,04
Termoeléctrica-petróleo (Vapor)	800-1000	0,02 - 0,04
Termoeléctrica-petróleo	300 – 900	0,06

(Vapor)		
Turbina a gas de petróleo	300 – 500	0,09
Ciclo Combinado a gas natural	500-700	0,017-0,02

En la tabla # 2.1 se muestra que la inversión de capital para una Central Térmica es menor a las Hidroeléctricas puesto que las primeras son de rápida construcción y montaje, pero sus Costos Variables son altos ya que su materia prima y demás elementos que forman parte de su proceso de producción son de mayor costo.

Los precios que difieren entre Termoeléctricas de Petróleo se da por la mayor eficiencia en su Ciclo Térmico y la mayor tecnología en su control operativo. Esto lleva a que haya un mejor rendimiento en sus consumos por ende en sus Costos Variables se reflejará la mayor eficiencia.

2.4. ELEMENTOS QUE CONFORMAN LOS COSTOS VARIABLES DE PRODUCCIÓN EN CENTRALES TERMICAS.

Según la regulación No. CONELEC – 003/00 se resuelve en el artículo 3. lo siguiente :

“ Los componentes del Costo Variable de Producción para centrales térmicas son:

- *Combustibles.*
- *Transporte de combustibles.*
- *Lubricantes, productos químicos y otros insumos para operación.*
- *Agua potable.*
- *Energía eléctrica para servicios auxiliares.*
- *Mantenimientos programados (preventivos y correctivos), durante un ciclo operativo, que consideran el valor de los repuestos y otros insumos a utilizarse, así como la mano de obra adicional para la ejecución de dichos mantenimientos.*

- *Costos variables de Operación y Mantenimiento de los equipos e instalaciones usados para el control y mitigación del impacto ambiental.*

No se consideran aquellos costos correspondientes a mantenimientos destinados a repotenciar las unidades o a prolongar la vida útil original de las unidades de las unidades generadoras, debido a que es exclusividad de las Centales la inversión de tecnología para aumentar el rendimiento de sus unidades y de esta forma optimizar sus recursos. “

2.5. ELEMENTOS QUE CONFORMAN LOS COSTOS VARIABLES DE PRODUCCIÓN EN LA CENTRAL TERMICA GONZALO ZEVALLOS.

2.5.1. ANTECEDENTES DE LA CENTRAL TERMICA GONZALO ZEVALLOS.

DATOS TÉCNICOS.

La Central Térmica Gonzalo Zevallos esta conformada por dos unidades idénticas de generación a vapor llamadas TV-2 y TV-3. En la figura # 2.2 se muestran las características técnicas de las unidades TV-2 y TV-3.

FIGURA # 2.2

DATOS TECNICOS DE LAS UNIDADES TV-2 Y TV-3

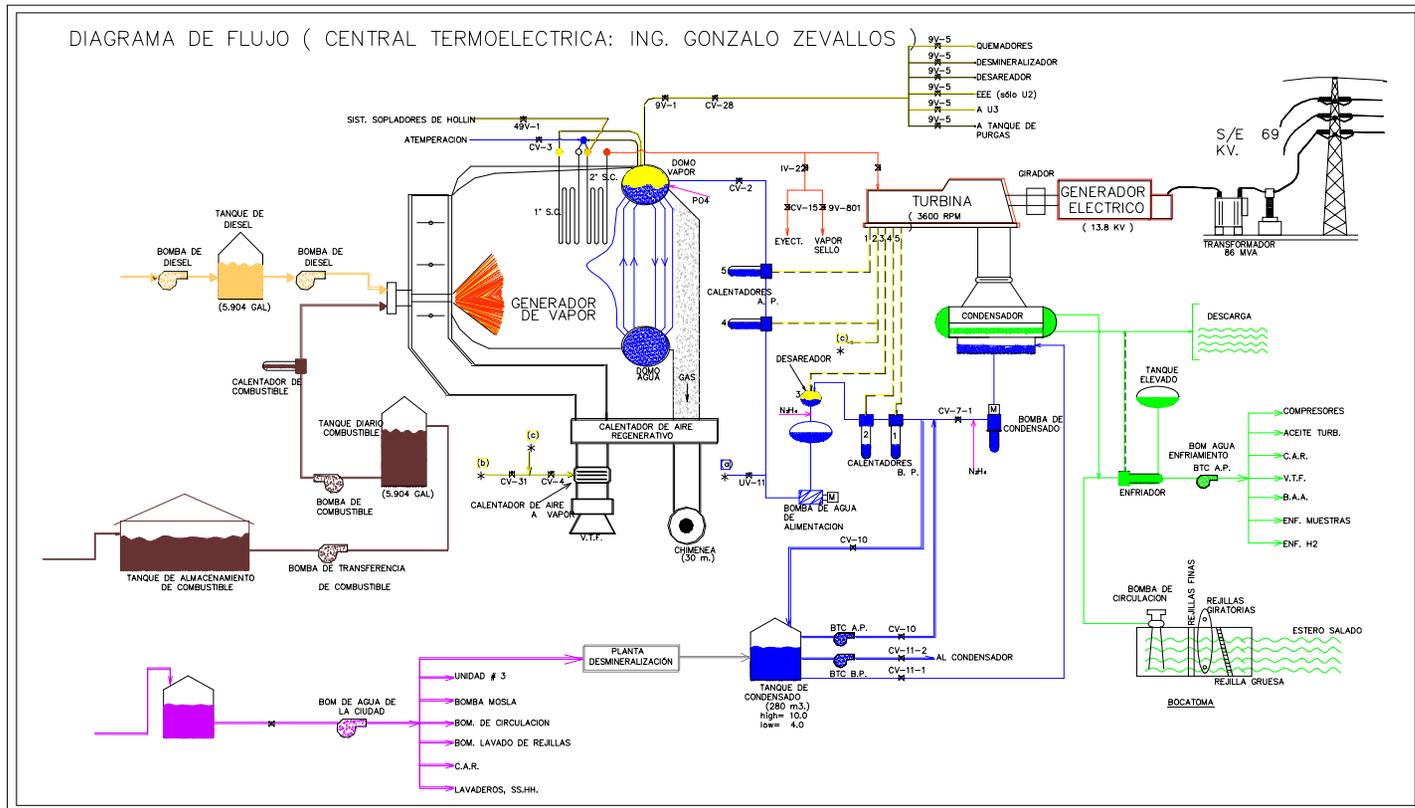
CENTRAL TERMICA "ING. GONZALO ZEVALLOS GUZMAN "	
DATOS TECNICOS DE LAS UNIDADES TV-2 y TV-3	
GENERADOR ELECTRICO	
POTENCIA APARENTE	85.883 MVA
POTENCIA EFECTIVA	75 MW
POTENCIA MAXIMA	75 MW
FACTOR DE POTENCIA	0.85
CARGA MINIMA	18 MW
CORRIENTE	3593 A
NUMERO DE FASES	3
MARCA	MITSUBISHI
NUMERO DE POLOS	2
PRESION DE H2	2.11KG/CM2
VOLTAJE DE EXITACION	250 V
CORRIENTE DE CAMPO	1.003 A
GENERADOR DE VAPOR	
TIPO: MITSUBISHI, CALDERA DE TUBOS DE AGUA, 2 DOMOS	
FLUJO DE VAPOR	295000 KG/CM2
SALIDA SUPER CALENTADOR	91 KG/CM2
PRESION VAPOR DISEÑO	105 KG/CM2



En la figura # 2.3 se muestra el diagrama de flujo de la Central Térmica “Ing. Gonzalo Zevallos”, en ella se detallan todos los elementos que intervienen en la producción de la central.

FIGURA # 2.3

DIAGRAMA DE FLUJO DE LA CENTRAL TERMICA "ING. GONZALO ZEVALLOS"



Tanto para la unidad a vapor TV-2 y TV-3 los elementos que conforman los costos variables de producción son :

2.5.2. COMBUSTIBLES.

El combustible es una de los elementos más importantes para la producción de la Energía Eléctrica en una central térmica. En la central térmica Gonzalo Zevallos se utilizan dos clases de combustibles: Diesel y Bunker.

El Diesel se lo utiliza para el arranque de la unidad, el cual entra al primer quemador y arranca la caldera, esta produce el vapor necesario para mover la turbina y coger carga hasta cinco megavatios. Esta etapa inicial se realiza en aproximadamente ocho horas, durante este tiempo se utilizan alrededor de 3000 galones de diesel.

Luego de estas ocho horas se cambia la línea de combustible de Diesel a Bunker, y posteriormente se arrancan los quemadores necesarios para suplir la demanda despachada. Cabe indicar que para el arranque de los siguientes quemadores, los encendedores utilizan diesel.

El combustible corresponde aproximadamente el 90% de los costos variables de producción de la central, 89% de Bunker y 1% de Diesel.

La confiabilidad, es decir la posibilidad de que una unidad no salga de servicio motivado por una falla interna, es aproximadamente del 99.8%, razón por la cual los arranques de las unidades son pocos durante el año (*ver anexo # 4*), por esto el costo de Diesel en el rubro de combustible es bien bajo.

2.5.3. TRANSPORTE DE COMBUSTIBLE.

En la central térmica “ Ing, Gonzalo Cevallos “ el rubro por transporte y verificación de combustible comprende aproximadamente el 8 % del costo total del combustible adquirido.

Para la disponibilidad del combustible, tanto de Diesel como Bunker, se necesita transportarlo por barco desde la Refinería de Esmeraldas hasta la estación de bombeo de combustible “Tres Bocas “en Guayaquil, donde se realizan verificaciones de calidad, luego de esto se transporta a través de tuberías hacia los tanques principales de combustible de la Central.

2.5.4. LUBRICANTES, PRODUCTOS QUÍMICOS Y OTROS INSUMOS DE OPERACIÓN.

2.5.4.1 PRODUCTOS QUÍMICOS IMPLICADOS EN LA PRODUCCIÓN.

El agua que se utiliza para la producción de vapor de la caldera es agua potable. EL agua potable por su dureza y minerales que contiene, produce que las tuberías entren en un estado de corrosión, por este motivo esta agua debe pasar por un proceso de desmineralización antes de entrar a la caldera.

FIGURA # 2.4

TORRES DE RESINAS ANIÓNICAS Y CATIONICAS DEL SISTEMA DE DESMINERALIZACIÓN

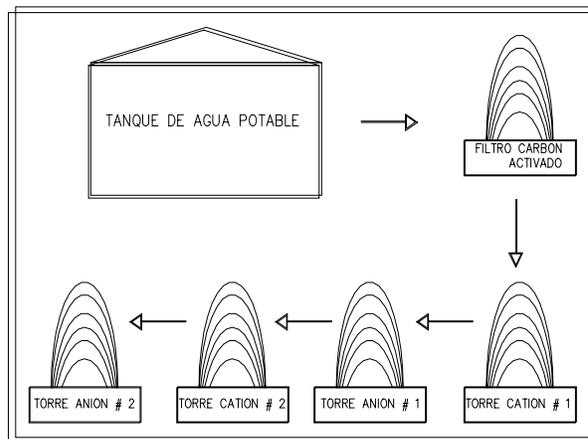


El proceso de una forma general se describe de la siguiente manera:

Al inicio el agua pasa por la primera torre que contiene el filtro de carbón activado, cuya operación consiste en 4 procesos que son retrolavado, resto, rinsing y segundo rinsing. Después este líquido pasa a las torres de catión y anión en donde existen 6 procesos de regeneración tales como retrolavado, resto, alimentación química, desplazamiento, rinsing y segundo rinsing. Este paso es alternado entre las torres de anión y catión. La figura # 2.5 muestra este proceso:

FIGURA # 2.5

ESQUEMATICO DEL PROCESO DE DESMINERALIZACIÓN



En el proceso de desmineralización se utilizan los siguientes elementos que forman parte de los costos variables de producción de la central térmica Gonzalo Zevallos.

FILTRO CARBÓN ACTIVADO.- Es utilizado para eliminar

el cloro residual que se encuentra en el agua potable en el

sistema de desmineralización y poder retener los sólidos en suspensión que trae el agua potable.

El filtro de carbón activado se encuentra ubicado en la primera torre del desmineralizador.

RESINA CATIÓNICA.- Esta es utilizada con el objeto de captar los cationes que tiene el agua potable, atrapándolos y reduciendo así los iones negativos. El sistema de desmineralización posee dos torres catiónicas, dentro de las cuales están estas resinas. Las resinas aniónicas cada cierto tiempo deben ser regenerados con ácido sulfúrico.

Las resinas catiónicas con cada regeneración sufren una depreciación que será explicada posteriormente.

RESINA ANIÓNICA.- Esto es utilizado con el objeto de captar los aniones que trae el agua potable, atrapándolos y reduciendo el grado de ionización positiva. De igual manera este sistema posee dos torres aniónicas donde se encuentran estas resinas. Estas resinas cada cierto tiempo debe ser regeneradas con soda cáustica. Las resinas aniónicas con cada regeneración así como las resinas catiónicas sufren una depreciación que será explicada posteriormente.

ACIDO SULFÚRICO.- Este componente se lo utiliza para la regeneración de resinas catiónicas que se encuentran en el sistema de desmineralización del agua potable. El ácido sulfúrico logra regenerar estas resinas que captan los cationes que trae el agua potable, para reducir la conductividad del agua y mejorar el rendimiento de la caldera

al generar más calor a través de una evaporación efectiva de la misma agua desmineralizada.

FIGURA # 2.6

RESERVORIO DE ACIDO SULFURICO



SODA CAUSTICA.- Esta cumple la misma función que el ácido sulfúrico pero con la diferencia de que regenera las

resinas aniónicas que se sitúan en las torres aniónicas 1 y 2.

La soda capta los iones positivos (aniones) que vienen del agua potable, logrando con esto las mismas condiciones de agua que se dan con las resinas catiónicas.

FIGURA # 2.7

RESERVORIO DE SODA CAUSTICA



A continuación se expondrán elementos que son utilizados en otros sistemas del ciclo térmico de la Central que exponemos como ejemplo:

COLORO GAS.- Para lograr la condensación del vapor que pasó por la turbina, se necesita restarle calor al mismo, para esto se requiere de una circulación de agua para lograr el enfriamiento por transferencia de calor de este vapor. Esto se logra con la ayuda del agua del Estero Salado la cual ingresa y se contacta directamente con el vapor realizando el trabajo de absorber el calor del mismo.

FIGURA # 2.8

TANQUES DE CLORO GAS.



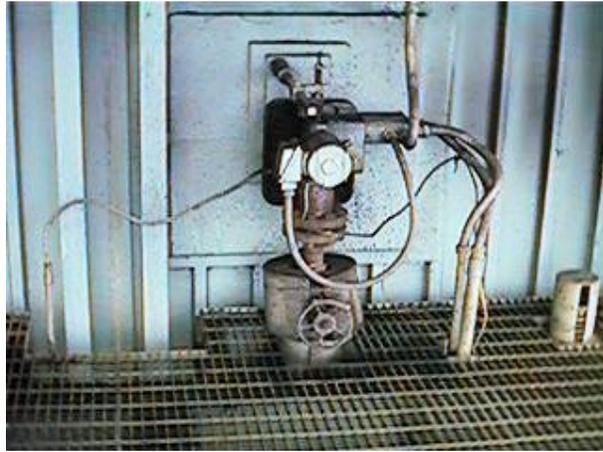
El cloro gas se utiliza para evitar el crecimiento excesivo de algas, conchillas, mejillones, etc., cumple la función de bactericida, para impedir su anidación de estos en los tubos del agua de circulación. Si este proceso no se realiza esto conllevaría a que el diámetro de las tuberías se reduzcan así como también se llegue a una baja transferencia de calor del vapor a condensar hacia el agua salada de enfriamiento.

HIPOCLORITO DE SODIO.- Este compuesto se lo utiliza con el mismo objetivo del cloro gas esto es evitar la acumulación de productos marinos. La diferencia es que se suministra hipoclorito de sodio al sistema de enfriamiento abierto de cada unidad. Este sistema de enfriamiento cerrado es con agua potable y este hipoclorito cumple también la función de bactericida para la misma.

FOSFATOS.- Se lo utiliza para el tratamiento interno de agua dentro de la caldera. El método utilizado es de que el fosfato ayuda a mantener el Ph adecuado y a su vez captura los restos de dureza que podrían haberse fugado del sistema de desmineralización o del condensador.

FIGURA # 2.9

INYECCION DE FOSFATOS



El Ph que se debe mantener es por lo general de 9.3 a 10.2 que se lo considera normal en el interior de la caldera.

HIDRACINA.- Este sistema inyecta hidracina al desaerador y/o a la salida de la bomba de condensado de cada unidad para eliminar el oxígeno disuelto en el agua de alimentación el cual tiene el potencial de provocar corrosión por piting.

FIGURA # 2.10**TANQUE DE RESERVA DE HIDRACINA****2.5.4.2. LUBRICANTES.**

Estos son utilizados para el mantenimiento de los diferentes equipos como motores, bombas, centrifugadoras, etc. Es decir para todo equipo que necesite sistema de lubricación para una óptima operación.

2.5.4.3. AGUA POTABLE.

La principal materia prima para la producción de Energía Termoeléctrica es el agua, en este caso el Agua de la Ciudad, la que también es considerada como un rubro de gran importancia para la producción.

FIGURA # 2.11

TANQUE PRINCIPAL DE AGUA DE LA CIUDAD



Este es un elemento vital para la Central Térmica, pues es con la que se genera el vapor para mover a la Turbina, para luego pasar por el Rotor del generador.

Cabe indicar que este líquido, pasa por un sistema de desmineralización antes de llegar a la Caldera, pues de la ciudad el agua trae una serie de minerales que son perjudiciales para la producción de Energía.

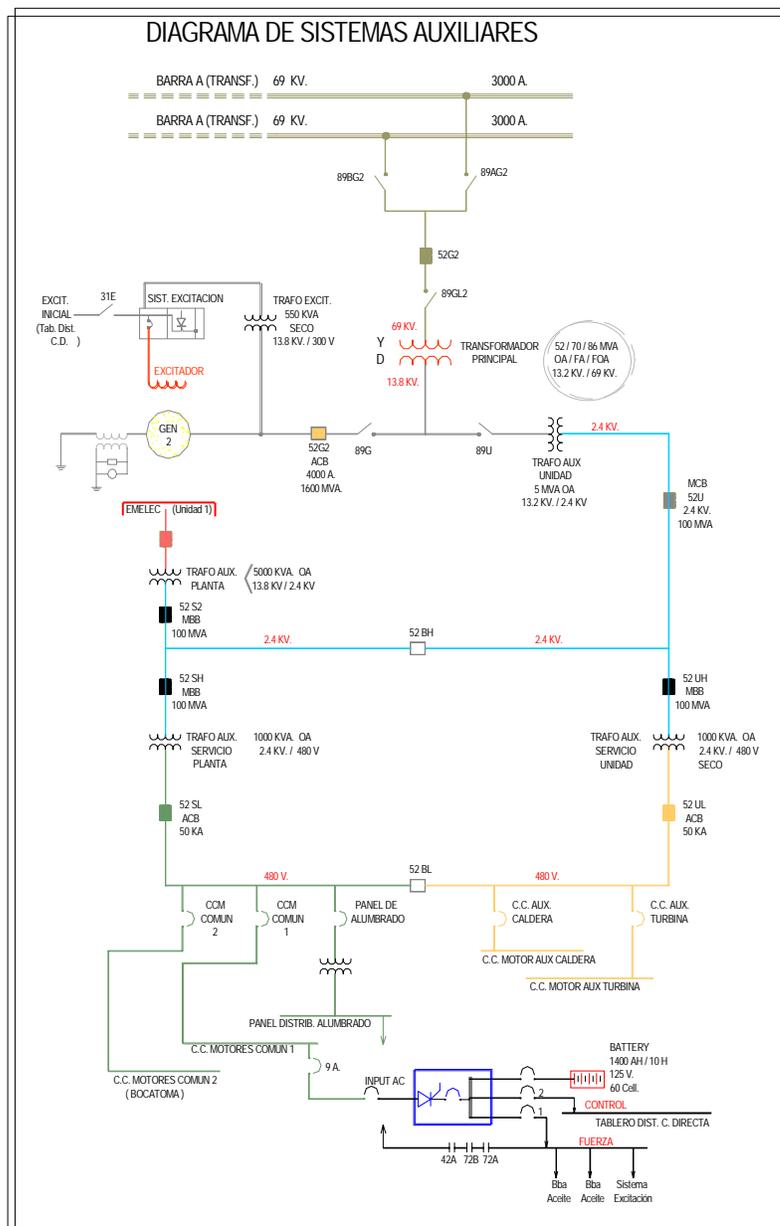
2.5.5. ENERGÍA ELÉCTRICA PARA SERVICIO AUXILIARES.

De la energía bruta generada, se consume un porcentaje que oscila entre el 4% y 5% usada para la alimentación de sus sistemas auxiliares, es decir todos los elementos necesarios para la producción de la Energía Eléctrica.

Los Sistemas Auxiliares están compuestos por los diferentes motores, equipos de bombeo, paneles de control, máquinas centrifugadoras, etc., las cuales son alimentadas por barras de 2400V, 480V, 240V y 120V para iluminación generalmente.

FIGURA # 2.12

DIAGRAMA UNIFILAR DE SISTEMAS AUXILIARES



2.6. PLAZOS PARA LA DECLARACIÓN.

Hasta el día 26 de cada mes, el generador deberá declarar al CENACE los Costos Variables de Producción de las unidades generadoras a ser considerados en el mes siguiente para el Despacho Económico, incluyendo las bases de cálculo de cada uno de los componentes.

En el caso que el generador no declare sus Costos Variables de Producción, el CENACE efectuará las siguientes acciones correctivas:

1. La primera vez que el Generador no declare, se tomará el promedio de los valores declarados en los últimos seis meses.
2. La segunda ocasión y siguiente que no declare, el CENACE efectuará la Auditoria Técnica correspondiente para determinar

los Costos Variables de Producción. Los costos de la Auditoria serán cubiertos por el Generador propietario.

III. CALCULO DE LOS ELEMENTOS QUE CONFORMAN LOS COSTOS

VARIABLES DE PRODUCCIÓN EN UNA CENTRAL TERMICA.

3.1. OBJETIVO

Poder analizar y obtener los diversos rubros que contemplan los costos variables de producción en centrales térmicas, a través de las fórmulas de cálculo emitidas por el CONELEC en la regulación 003/00.

Conocer como se contabilizan los consumos de los elementos usados en la central térmica Gonzalo Cevallos tanto en las unidades a vapor TV-2 y TV-3 como costos variables de producción.

3.2. REGLAMENTOS DEL CONELEC.

Según la regulación No. CONELEC – 003/00 se resuelve en el artículo 5. lo siguiente :

“ *Para el cálculo de los componentes de los Costos Variables de Producción se define:*

- **GB Generación Bruta** estimada para un ciclo operativo, esto es, para un periodo entre dos mantenimientos mayores. Para efectos de determinar la producción se tomará la potencia efectiva actual. La Potencia efectiva no incluirá el valor con el que cada generador debe participar en la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF).

3.2.1. Costos de combustible (CC) en US\$ / KWH.

$$CC = \frac{PC}{RC}$$

Donde:

PC = Precio promedio de venta del combustible al generador, incluyendo tasas e impuestos, en dólares por galón.

RC = Rendimiento actual de la unidad, sobre el consumo de combustible referido a la generación bruta (KWH / galón), declarado por el Agente.

Si la unidad usa dos tipos de combustible, se consignarán los costos indicando las restricciones técnicas y condiciones operativas para el uso de cada tipo de combustible.

3.2.2. Costos de transporte combustible (CTC) en US\$ / KWH.

$$CTC = \frac{PGT}{RC}$$

Donde:

PGT = Precio del transporte por galón (US\$ / galón)

RC = Rendimiento de la unidad, sobre el consumo de combustible referido a la generación bruta (KWH / galón), declarado por el Agente.

3.2.3. Costos de lubricantes, productos químicos y otros insumos (CLYO)

en US\$ / KWH.

$$CLYO = \frac{\sum (PU_i \times MC_i)}{GB}$$

Donde:

PU_i = Precio unitario del insumo "i" para el mes de la declaración.

MC_i = Consumo del insumo "i" durante el ciclo operativo.

GB = Generación bruta estimada durante el ciclo operativo (KWH).

Estos insumos están explicados en el capítulo # 2.

3.2.4. Costo de agua potable (CAP) en US\$ / KWH.

$$CLYO = \frac{PA \times CAA}{GB}$$

Donde:

PA = Precio de agua potable (US\$ / m³) para el mes de la declaración.

CAA = Consumo de agua potable (m³) durante el ciclo operativo.

GB = Generación bruta estimada durante el ciclo operativo (KWH).

3.2.5. Costos de Mantenimientos (CM) en US\$ / KWH.

$$CM = \frac{RPTM + OIM + MOAM}{GB}$$

Donde:

RPTM = Valor de los repuestos para mantenimientos programados durante el ciclo operativo.

OIM = Valor de otros insumos para mantenimientos programados durante el ciclo operativo.

MOAM = Valor de la mano de obra adicional a ser contratada para los mantenimientos programados.

GB = Generación bruta estimada durante el ciclo operativo (Kwh.).

3.2.7. Costo de Energía Eléctrica para servicios auxiliares (CEE) en US\$/KWh.

$$CEE = \frac{(CC + CTC + CLYO + CAP + CM + CVIAM)}{(1 - \frac{CAX}{GB})} \times \frac{CAX}{GB}$$

Donde:

CAX = Consumo de energía exclusivamente para servicios auxiliares de la unidad, durante el ciclo operativo, en KWh.

GB = Generación bruta estimada durante el ciclo operativo (KWh).

3.2.8. Costos Variables Totales de Producción (CVP), en US\$/KWh,

serán iguales a la suma de los costos señalados en los literales

anteriores, esto es:

$$CVP = CC + CTC + CLYO + CAP + CM + CVIAM + CEE$$

3.3. CALCULO DE LOS ELEMENTOS QUE CONFORMAN LOS COSTOS VARIABLES DE PRODUCCIÓN EN UNA CENTRAL TERMICA "ING. GONZALO ZEVALLOS."

3.3.1. CÁLCULO DE COMBUSTIBLE.

Para obtener la cantidad de combustible consumida en el mes, se verifica, observando el número de centímetros consumidos en el tanque principal de combustible. Luego de esto se revisa las Tablas de Conversión que existen en el Departamento de Operación, que nos da la cantidad de Galones por centímetro consumido.

Se debe tomar en cuenta que se realizan varias transferencias de combustible a la Central en el mes, esto indica que se tienen que recabar los centímetros totales consumidos teniendo en cuenta todas las transferencias.

3.3.2. CÁLCULO DEL TRANSPORTE DE COMBUSTIBLE.

Para la contabilización de la cantidad de combustible transportado de la Estación de Bombeo a los tanques de la Central se utilizan contadores de galones de combustible, dichos galones transportados

deben pasar por un factor de corrección de combustible, el mismo que se encuentra entre 0.7 y 1.

Este factor de corrección depende de la temperatura y de los grados API del combustible en el momento de la transferencia.

3.3.3. CONTABILIZACIÓN DE LOS PRODUCTOS QUÍMICOS PARA LA DECLARACIÓN DE LOS COSTOS VARIABLES.

ACIDO SULFÚRICO.- El método de contabilización de la cantidad de ácido sulfúrico, es por medio del número de regeneraciones que se han efectuado a las resinas catiónicas en el tanque desmineralizador del agua de la ciudad. El consumo de ácido sulfúrico en cada regeneración es de 148 Kg/regen. Este procedimiento se lo efectúa cada 4 o 5 días aproximadamente, cuando las resinas catiónicas se saturan y pierden su capacidad de extraer los cationes del agua.

Al final del mes se revisa el nivel en el tanque de ácido sulfúrico y se
recepta el número de centímetros utilizados, los cuales se multiplica
por un factor que es 36.9 Kg por cm.

SODA CÁUSTICA.- El método de contabilización de la cantidad de
soda cáustica, es por medio del número de regeneraciones que se
han efectuado a las resinas aniónicas en el tanque desmineralizador
del agua de la ciudad. El consumo de soda cáustica en cada
regeneración es de 308 Kg/regen. Este procedimiento se lo efectúa
cada 4 o 5 días aproximadamente, cuando las resinas aniónicas se
saturan y pierden su capacidad de extraer los aniones del agua.

Al final del mes se revisa el nivel en el tanque de soda cáustica y se
recepta el número de centímetros utilizados, los cuales se multiplica
por un factor que es 30.75 Kg por cm.

RESINAS CATIONICAS.- El método de contabilización de la cantidad de resina catiónica utilizada es a través de las regeneraciones que se le realiza. Estas resinas tienen una vida útil no definida, así, en cada regeneración estas resinas se deprecian 0.5 Lt.

RESINAS ANIÓNICAS.- La contabilización se las realiza de igual manera que las resinas cáusticas es decir, por depreciación, con la diferencia que la resina aniónica tiene por cada regeneración 3.5 Lt de depreciación.

COLORO GAS.- Su contabilización se realiza por el conteo de los tanques de cloro ubicados en la bocatoma de la central, es decir solo se cuenta por tanque consumido, teniendo en cuenta que cada tanque tiene un peso de 907 Kg de cloro.

Si al llegar la fecha de declaración este tanque no se ha consumido en su totalidad, entonces se procede a determinar la cantidad de cloro utilizado. Este cálculo se lo realiza teniendo en cuenta que la inyección del cloro se efectúa dos veces al día por doce minutos cada inyección.

Como la velocidad de descarga de cloro en el tanque es de 1500 lb por día, entonces se deben contabilizar cuantos minutos en total se ha utilizado desde la instalación del nuevo tanque.

HIPOCLORITO DE SODIO.- Su contabilización se la realiza al final de cada mes revisando el nivel de hidracina en el tanque. Como la hidracina se la inyecta las 24 horas, el tanque podría vaciarse dentro del mes teniendo que reemplazarlo, para luego tener en cuenta los

centímetros netos consumidos en el mes. Estos centímetros se los debe multiplicar por un factor el cual se encontrarán en la Tabla.

FOSFATOS.- Para obtener la cantidad de fosfatos utilizados, se debe dividir los consumos de dos compuestos, los fosfatos trisódicos y los fosfatos disódicos. Con estos compuestos se prepara una solución, esta es la que se envía a la caldera para el control de Ph respectivo del agua de alimentación. La solución se compone de la siguiente manera:

- 10 Kg de Fosfato trisódico.
- 0.5 Kg de Fosfato disódico.
- 250 Lt de agua.

Se utiliza un tanque por unidad, los cuales se debe revisar mensualmente la cantidad de solución en centímetros utilizados para

su propósito. Con estos datos y las conversiones necesarias se obtienen los Kg utilizados.

Para una mejor comprensión del método de obtención de la cantidad de fosfatos utilizados, se presenta el siguiente ejemplo:

Si en un mes cualquiera, mediante el monitoreo se consumieron 28.7 cm de solución, además existe un factor de 3.19 Lt de solución por cm consumido, entonces tenemos:

10.5 Kg (tri+di)	3.19 Lt solución	0.5 Kg	28.7 centim.
250 Lt solución.	centímetro	10.5 Kg(tri+di)	

El resultado de esta operación es 0.1831 Kg de fosfato disódico.

10.5 Kg (tri+di)	3.19 Lt solución	10 Kg di	28.7 centim.
250 Lt solución.	centímetro	10.5 Kg(tri+di)	

El resultado de esta operación es 3.662 Kg de fosfato trisódico.

De esta manera se obtienen las cantidades tanto de fosfatos disódicos y trisódicos en Kg para ser declarados posteriormente.

HIDRACINA.- El método para contabilizar la cantidad de hidracina que se inyecta al desaerador de cada unidad es por el conteo de los litros repuestos al tanque.

Este monitoreo se lo hace en la planta semanalmente, luego este valor es multiplicado por su densidad la cual es 1.04 Kg / Lt para obtener la cantidad de hidracina utilizada en Kilogramos.

CARBÓN ACTIVADO.- La contabilización del carbón activado se da por depreciación en cada regeneración, ya que su vida útil es

aproximadamente de 2 años. Por esta razón se hace un estimado de depreciación en cada proceso siendo de 10 Lt por cada regeneración.

RESINAS CATIÓNICAS.- La contabilización de las resinas se da de la misma manera que el carbón activado, es decir, por regeneración las resinas catiónicas deprecian 0.5 Lt.

RESINAS ANIÓNICAS.- La contabilización de las resinas se da de la misma manera que las resinas catiónicas, su depreciación es de 3.5 Lt por regeneración.

3.3.4. CONTABILIZACIÓN DE COSTOS LOS LUBRICANTES PARA DECLARACIÓN DE COSTOS VARIABLES.

Debido a que la utilización de los diversos lubricantes y aceites en la Central es indefinida, es decir se utiliza solo cuando se necesita, entonces no existe una contabilización mensual exacta de estos productos. Para la declaración de los Costos Variables, lo que se realiza es, acumular todos los gastos que se han hecho para lo que tiene que ver con aceites y lubricantes en el año patrón escogido, para luego dividirlos para los meses del Período Operativo.

3.3.5. CONTABILIZACIÓN DEL COSTO DE AGUA POTABLE.

Esta se realiza mediante medidores electrónicos que contabilizan los litros de agua desmineralizada que ingresan al tanque de condensado, extrayendo la lectura el primer día de cada mes.

Pero la lectura real es un estimado, pues no toda el agua potable que ingresa al desmineralizador es procesada. Existe aproximadamente 1 m³ de agua desmineralizada por cada 1.7 m³ de agua potable ingresada.

3.3.6 CONTABILIZACIÓN DE COSTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA SERVICIOS AUXILIARES.

Para la cuantificación de energía eléctrica de los servicios auxiliares se dispone de Medidores de Energía.

Estos medidores se encuentran localizados en la barra de 2.4 KV de cada unidad, con esto mensualmente podremos saber cuanto ha sido el consumo de los equipos auxiliares.

3.3.7. CONTABILIZACIÓN DE COSTO POR MANTENIMIENTOS PROGRAMADOS (PREVENTIVO Y CORRECTIVO).

Su contabilización se la realiza mensualmente, tanto de los egresos de bodega como de las ordenes de trabajo externas que se les realizan a los diversos departamentos implicados directamente a la producción.

Estos gastos incluyen, los realizados en sitios ajenos a la Central, gastos de materiales y mano de obra requerida.

IV. APLICACIÓN DE LA OBTENCIÓN DE LOS COSTOS VARIABLES DE PRODUCCIÓN DE LAS UNIDADES A VAPOR DE LA CENTRAL TERMICA " ING. GONZALO ZEVALLOS".

4.1. OBJETIVO

Mostrar el método de obtención de los costos variables de producción utilizado en la central térmica "Ing. Gonzalo Zevallos". Debido a la mayor influencia del combustible BUNKER en el costo variable final, se presentará este capítulo en dos partes, la primera se explicará como se determina el consumo aproximado de BUNKER a través de las curvas de rendimiento de las unidades, y en segundo lugar los demás insumos de producción.

4.2. CONSUMO ESPECIFICO DE COMBUSTIBLE DE LAS UNIDADES DE VAPOR DE LA CENTRAL TERMICA GONZALO ZEVALLOS

El análisis empleado para calcular el consumo de combustible Bunker se realiza a través de las curvas de rendimiento de cada una de las unidades.

Se define como rendimiento al consumo específico de Bunker de las unidades TV-2 y TV-3 en la etapa de operación, expresados en KW-h/galón., esto es la producción de energía por galón de Bunker.

En la tabla # 4.1 se expone los valores de potencia media y rendimiento de Bunker (KW-h/gal) obtenidos por las unidades TV-2 y TV-3, durante los años 2000 y 2001,

TABLA # 4.1

Valores de Rendimiento Vs. Potencia Media de las Unidades TV-2 y TV-3

Enero 2000 a Noviembre 2001.

TV-2			TV-3		
MES	POTENCIA MEDIA (MW)	RENDIMIENTO Kwh/Gal	MES	POTENCIA MEDIA (MW)	RENDIMIENTO O Kwh/Gal
	18,00	11,40		18,00	12,20
	25,00	11,90		26,00	12,35
	32,00	12,30		35,00	12,90
Ene-00	69,51	13,80	Ene-00	69,71	14,06
Feb-00	56,26	13,51	Feb-00	58,55	13,90
Mar-00	31,29	12,58	Mar-00	44,56	13,51
Abr-00	46,93	13,22	Abr-00	52,34	13,69
May-00	44,85	13,27	May-00	52,21	13,72
Jun-00	43,22	13,23	Jun-00	50,45	13,81
Jul-00	35,22	13,20	Jul-00	50,34	13,85
Ago-00	53,60	13,69	Ago-00	41,86	13,46
Sep-00	40,08	13,32	Sep-00	54,22	13,72
Oct-00	49,54	13,65	Oct-00	55,37	13,73
Nov-00	70,45	13,83	Nov-00	70,75	14,05
Dic-00	68,86	13,85	Dic-00	69,76	13,84
Ene-01	67,10	13,79	Ene-01	69,02	13,81
Feb-01	60,57	13,63	Feb-01	63,71	13,73
Mar-01	70,53	13,73	Mar-01	71,88	13,80
Abr-01	48,68	13,26	Abr-01	56,69	13,53
May-01	39,55	12,97	May-01	45,67	13,26
Jun-01	34,64	12,89	Jun-01	38,71	13,20
Jul-01	47,81	13,31	Jul-01	41,08	13,34
Ago-01	37,48	13,16	Ago-01	70,89	13,58
Sep-01	55,67	13,54	Sep-01	56,86	13,75
Oct-01	71,29	13,77	Oct-01	71,82	13,91
Nov-01	71,33	13,71	Nov-01	72,04	13,92

La Potencia Media es la potencia promedio que cada unidad ha generado dependiendo del despacho en el mes. El rendimiento de Bunker de cada unidad es obtenido mensualmente por el departamento de operación, de la

siguiente forma. Se verifica el nivel de combustible en el tanque principal la cantidad consumida en el mes, esta se la divide para la potencia media que ha generado la planta en el mismo periodo, este valor obtenido es el rendimiento real de las unidades.

Los datos de la tabla anterior fueron ajustados a las siguientes curvas de rendimiento obtenidas por el método estadístico de regresión.

Modelo lineal TV-2 $y = 11.53 + 0.0345x$

Modelo lineal TV-3 $y = 12.095 + 0.0271x$

✓ **Modelo cuadrático TV-2** $y = 9.37 + 0.1326x - 0.001x^2$

✓ **Modelo cuadrático TV-3** $y = 10.5116 + 0.097x - 0.000702x^2$

Donde: x : potencia media

y : rendimiento de la unidad

En primera instancia el modelo lineal no se ajustó a las características técnicas de rendimiento de las unidades. En cambio, el modelo cuadrático obtenido se aproximó mucho mejor a las características de rendimiento de las unidades.

En la tabla # 4.2 se muestran los datos obtenidos de la función cuadrática estimada, para ambas unidades.

TABLA # 4.2

Valores de Rendimiento, Potencia Media y Rendimiento Estimado de las Unidades TV-2 y TV-3. Enero 2000 a Noviembre 2001.

TV-2				TV-3			
MES	Potencia Media (MW)	Rendimiento Kwh/Gal	Función estimada (cuadrática)	MES	Potencia Media (MW)	Rendimiento Kwh/Gal	Función estimada (cuadrática)
	18,00	11,40	11,43		18,00	12,20	12,03
	25,00	11,90	12,06		26,00	12,35	12,56
	32,00	12,30	12,59		35,00	12,90	13,05
Ene-00	69,51	13,80	13,76	Ene-00	69,71	14,06	13,86
Feb-00	56,26	13,51	13,67	Feb-00	58,55	13,90	13,78
Mar-00	31,29	12,58	12,54	Mar-00	44,56	13,51	13,44

Abr-00	46,93	13,22	13,39	Abr-00	52,34	13,69	13,67
May-00	44,85	13,27	13,31	May-00	52,21	13,72	13,66
Jun-00	43,22	13,23	13,23	Jun-00	50,45	13,81	13,62
Jul-00	35,22	13,20	12,80	Jul-00	50,34	13,85	13,62
Ago-00	53,60	13,69	13,61	Ago-00	41,86	13,46	13,34
Sep-00	40,08	13,32	13,08	Sep-00	54,22	13,72	13,71
Oct-00	49,54	13,65	13,49	Oct-00	55,37	13,73	13,73
Nov-00	70,45	13,83	13,75	Nov-00	70,75	14,05	13,86
Dic-00	68,86	13,85	13,76	Dic-00	69,76	13,84	13,86
Ene-01	67,10	13,79	13,77	Ene-01	69,02	13,81	13,86
Feb-01	60,57	13,63	13,73	Feb-01	63,71	13,73	13,84
Mar-01	70,53	13,73	13,75	Mar-01	71,88	13,80	13,86
Abr-01	48,68	13,26	13,46	Abr-01	56,69	13,53	13,75
May-01	39,55	12,97	13,05	May-01	45,67	13,26	13,48
Jun-01	34,64	12,89	12,76	Jun-01	38,71	13,20	13,21
Jul-01	47,81	13,31	13,42	Jul-01	41,08	13,34	13,31
Ago-01	37,48	13,16	12,94	Ago-01	70,89	13,58	13,86
Sep-01	55,67	13,54	13,65	Sep-01	56,86	13,75	13,76
Oct-01	71,29	13,77	13,74	Oct-01	71,82	13,91	13,86
Nov-01	71,33	13,71	13,74	Nov-01	72,04	13,92	13,86

Con los datos de la tabla # 4.2 se obtuvo las siguientes curvas de rendimiento tanto para la unidad TV-2, como para la TV-3.

FIGURA # 4.1

Curvas Comparativas del Rendimiento Real y Estimado VS. Potencia Media de la Unidad TV-2

Enero 2000 a Noviembre 2001.

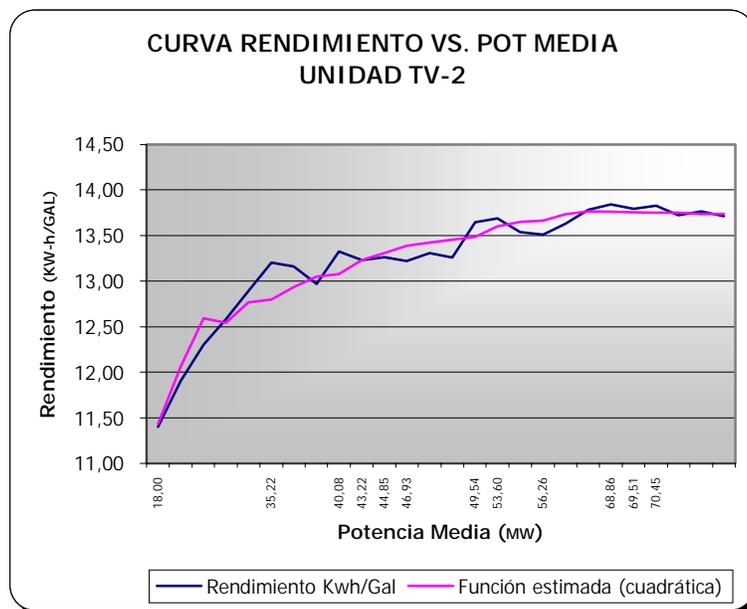
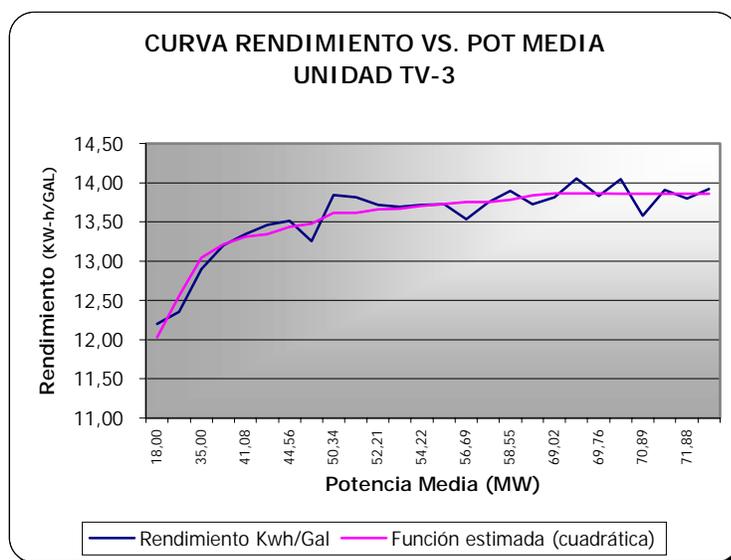


FIGURA # 4.2

**Curvas Comparativas del Rendimiento Real y Estimado VS. Potencia Media de
la Unidad TV-3
Enero 2000 a Noviembre 2001.**



El objetivo de estimar estas curvas es conocer la tendencia del consumo de BUNKER, que debe declararse ante el CENACE por cada unidad de acuerdo a la potencia media que se le despache.

Mediante esta forma de cálculo para el costo de Bunker, se tiene que unos meses se puede ganar y otros perder, por ejemplo, si al día 26 de un mes, utilizando las curvas estimada declaramos un rendimiento menor al real, el costo de Bunker declarado será mayor que el real, por tanto la central habrá ganado debido a que consumió menos combustible del que declaró. Así mismo, si el rendimiento declarado es mayor al real, el costo de Bunker declarado será menor al real, en este caso la central habrá consumido más combustible que el declarado y por tanto pierde.

Uno de los elementos que más varía en los Costos Variables es el combustible en lo que tiene que ver a los precios por galón, el cual cambia de valor por lo general el Jueves de cada semana, así como también el transporte del mismo, entonces el costo de combustible declarado es el promedio de las cuatro semanas durante ese mes.

4.3. COSTOS DE PRODUCCIÓN DE DIESEL, LUBRICANTES, PRODUCTOS QUÍMICOS Y OTROS INSUMOS DE LA CENTRAL TERMICA “ ING. GONZALO ZEVALLOS ”.

Debido a que la central necesita tener datos de consumos fijos como referencia para la declaración de costos variables de producción para todo el ciclo operativo, se realizó una revisión de todos los rubros que conforman estos costos para su posterior declaración.

TABLA # 4.3

**COSTOS DE PRODUCCIÓN DE DIESEL, LUBRICANTES, PRODUCTOS QUÍMICOS Y OTROS INSUMOS DE LA
CENTRAL TERMICA GONZALO ZEVALLOS GUZMAN. ABRIL 1999 A ABRIL 2000**

UNIDAD TV-2

	Abr-99	May-99	Jun-99	Jul-99	Ago-99	Sep-99	Oct-99	Nov-99	Dic-99	Ene-00	Feb-00	Mar-00	Abr-00
ACIDO SULFÚRICO (Kg)	804	790	952	1152	0	1819	1457	1107	989	1299	1125	953	1129
SODA CÁUSTICA (Kg)	1577	1556	1556	1910	0	3887	2499	1885	1627	2223	1935	1626	1919
CLORO GAS (Kg)	1136	1246	1388	950	170	1269	1580	1204	1318	1460	1459	1474	1246
HIPOCLORITO DE SODIO (kg)	2200	2400	2400	2200	300	2000	2600	2000	2200	2000	3200	2600	2800
FOSFATOS (Kg)	1,4	1,5	2,4	4,7	0	5,8	4	3,7	3,5	3,5	3,7	3,9	3
HIDRAZINAS (Kg)	23	33	28	34	2	70	68	51	47	55	48	39	43
CARBÓN ACTIVADO (Lts)	50	50	50	60	0	120	90	70	60	80	70	60	70
RESINA ANIÓNICA (Lts)	3	3	3	3	0	42	32	25	21	27,5	25	21	25
RESINA CATIÓNICA (Lts)	18	18	18	21	0	6	5	4	3	4	4	3	4
HIDRÓGENO (m3)	58,6	47,9	49,6	53,4	0	57,1	50,9	49,9	52,8	57	49,2	45,6	46,4
AGUA POTABLE (m3)	8382	11224	8016	8461	1006	10489	9422	8681	8774	9377	8895	9045	8654
DIESEL (gal)	311,2	420,9	348,5	342	98	5213,8	4062,5	566,6	278,5	107,4	605	1559,6	940
ENERGÍA ELÉCTRICA (Kw-h)	1656,23	1801,95	1694,55	1777	239	2056,3	1788,5	2157,8	1920	2146,6	1829	1577,3	1780,1

TABLA # 4.4

**COSTOS DE PRODUCCIÓN DE DIESEL, LUBRICANTES, PRODUCTOS QUÍMICOS Y OTROS INSUMOS DE LA
CENTRAL TERMICA GONZALO ZEVALLOS GUZMAN. ABRIL 1999 A ABRIL 2000**

UNIDAD TV-3

	Abr-99	May-99	Jun-99	Jul-99	Ago-99	Sep-99	Oct-99	Nov-99	Dic-99	Ene-00	Feb-00	Mar-00	Abr-00
ACIDO SULFÚRICO (Kg)	985	997	1081	930	1576	580	1085	1048	819	1063	911	856	1299
SODA CÁUSTICA (Kg)	2195	2187	2109	1836	3149	1584	2310	1955	1399	1897	1652	1651	2202
COLORO GAS (Kg)	1022	1245	1389	950	1076	27	1581	992	949	1460	1460	1474	1247
HIPOCLORITO DE SODIO (kg)	2200	2400	2000	2200	2200	0,3	1800	1600	1220	1400	2600	2800	2400
FOSFATOS (Kg)	2,4	2,9	1,9	5,7	3,4	7,2	7,5	3,3	2,4	3,3	3,8	3,4	3,1
HIDRAZINAS (Kg)	28	39	33	36	30	575	55	48	41	48	37	40	41
CARBÓN ACTIVADO (Lts)	70	70	70	60	70	800	80	70	50	70	60	60	80
RESINA ANIÓNICA (Lts)	4	4	4	21	35	40	28	25	18	25	20,5	21	27,5
RESINA CATIÓNICA (Lts)	25	25	25	3	5	2	4	4	3	3,5	2,5	3	3,5
HIDRÓGENO (m3)	51,4	47,4	55,7	44,9	44,9	14	61,7	67,2	47,8	62,3	57,5	62,9	46,6
AGUA POTABLE (m3)	9291	11982	8497	9122	10040	3966	9038	8938	6366	8805	8330	9290	9113
DIESEL (gal)	418,4	501,6	504	453,6	462	6456,9	1455,8	1971,8	12554,9	1011	272,7	1432,9	876
ENERGÍA ELÉCTRICA (Kw-h)	1715,84	1922,63	1754,94	1881,6	1804,5	873,11	1921,8	2104,8	1457,6	2201,3	1840,9	1867,7	1953,6

Después de la obtención y verificación de estos datos durante el año en cuestión, se procede a seleccionar en cada elemento el consumo máximo que se ha tenido en el año. Luego de esto se multiplica por los meses que la planta estará en funcionamiento en el Ciclo Operativo.

TABLA # 4.5
COSTOS DE PRODUCCIÓN DE DIESEL, LUBRICANTES, PRODUCTOS
QUÍMICOS Y OTROS INSUMOS DE LA
UNIDAD TV-2 (Resultado)

	PROMEDIO	MÁXIMO	CICLO OP	MENSUAL
ACIDO SULFÚRICO (Kg)	1044,3077	1819	100045	1667,417
SODA CÁUSTICA (Kg)	1861,5385	3887	213785	3563,083
COLOR GAS (Kg)	1223,0769	1580	86900	1448,333
HIPOCLORITO DE SODIO (kg)	2223,0769	3200	176000	2933,333
FOSFATOS (Kg)	3,1615	5,8	319	5,31666
HIDRAZINAS (Kg)	41,6153	70	3850	64,1666
CARBÓN ACTIVADO (Lts)	63,8461	120	6600	110
RESINA ANIÓNICA (Lts)	17,7307	42	2310	38,5
RESINA CATIÓNICA (Lts)	8,3076	21	1155	19,25
HIDRÓGENO (m3)	47,5692	58,6	3223	53,7166
AGUA POTABLE (m3)	8494,3077	11224	617320	10288,67
DIESEL (gal)	1142,6154	5213,8	286759	4779,317
ENERGÍA ELÉCTRICA (Kw-h)	1724,9485	2157,8	118679	1977,983

TABLA # 4.6
COSTOS DE PRODUCCIÓN DE DIESEL, LUBRICANTES, PRODUCTOS
QUÍMICOS Y OTROS INSUMOS DE LA
UNIDAD TV-3 (Resultado)

	PROMEDIO	MÁXIMO	CICLO OP	MENSUAL
ACIDO SULFÚRICO (Kg)	1017,6923	1576	86680	1444,667
SODA CÁUSTICA (Kg)	2009,6923	3149	173195	2886,583
CLORO GAS (Kg)	1144	1581	86955	1449,25
HIPOCLORITO DE SODIO (kg)	1909,2538	2800	154000	2566,667
FOSFATOS (Kg)	3,8692	7,5	412,5	6,875
HIDRAZINAS (Kg)	80,8461	575	31625	527,0833
CARBÓN ACTIVADO (Lts)	123,8461	800	44000	733,3333
RESINA ANIÓNICA (Lts)	21	40	2200	36,6666
RESINA CATIÓNICA (Lts)	8,3461	25	1375	22,9166
HIDRÓGENO (m3)	51,1	67,2	3696	61,6
AGUA POTABLE (m3)	8675,2308	11982	659010	10983,5
DIESEL (gal)	2182,4308	12554,9	690519,5	11508,66
ENERGÍA ELÉCTRICA (Kw-h)	1792,3323	2201,3	121071,5	2017,858

Los valores máximos en la Tabla No.2 de la TV-2 y TV-3, fueron multiplicados por 55 meses de tiempo operativo la cual se ubica en la columna CICLO OP de la misma tabla. Los valores mensuales de la Tabla No.2 de tanto la TV-2 como la TV-3 son los valores fijos de consumos para los costos variables de producción para todo el ciclo operativo, los cuales fueron obtenidos dividiendo las cantidades de la columna CICLO OP para 60 meses de declaración.

Cabe indicar que estos Costos Variables se usarán mensualmente para la declaración del Costo Marginal de cada unidad a Vapor. Este valor cambiará dependiendo de la variación de los precios de los elementos que conforman los Costos Variables de las unidades y los consumos también variarían si estos sobrepasan el consumo ya calculado para todo el ciclo operativo.

Uno de los elementos que más varía en los Costos Variables es el combustible Diesel en lo que tiene que ver a los precios por galón, el cual

cambia de valor por lo general el Jueves de cada semana, así como también el transporte del mismo.

A continuación se expone como resultado de los pasos anteriormente citados las declaraciones de Costos Variables para el mes de Marzo del 2002.

4.4. RESULTADO FINAL DE LOS COSTOS VARIABLES DE PRODUCCIÓN.

TABLA # 4.7

DECLARACION DE LOS COSTOS VARIABLES DE PRODUCCIÓN DE LA
UNIDAD TV-2 DE MARZO 2002

MES MARZO		
ITEM	UNIDADES	VALOR
1. Generación Bruta Ciclo Operativo	Kwh	2.656.557.600
2. Costo de Combustible Bunker	cUSD/kwh	2,9257
2.1. Precio del combustible	cUSD/galón	39,8480
2.2. Consumo de combustible	Galones	195.048.282
2.3. Rendimiento	kwh/galón	13,62
3. Costo de transporte y verific. de combustible	cUSD/kwh	0,2793
3.1 Precio del transporte por galón	cUSD/galón	3,8000
3.2. Precio de verificación por galón	cUSD/galón	0,00438
4. Costo de lubricantes y otros insumos	cUSD/kwh	0,0289
4.1. Costo de lubricante	cUSD/kwh	0,00090
Precio de lubricantes	CUSD	2.402.407
Consumo de lubricante	Unidades	

4.2. Costo de Acido sulfúrico	cUSD/kwh	0,00059
Precio unitario A. Sulfúrico	cUSD/Kg	15,70
Consumo de A. Sulfúrico	Kg	100.045
4.3. Costo de Sosa caústica	cUSD/kwh	0,00361
Precio unitario Sosa caústica	cUSD/Kg	44,80
Consumo de S. Caústica	Kg	213.785
4.4. Costo de Cloro gas	cUSD/kwh	0,00256
Precio unitario Cloro gas	cUSD/Kg	78,40
Consumo de Cloro gas	Kg	86.900
4.5. Costo de Hipoclorito de sodio	cUSD/kwh	0,00114
Precio unitario H. de sodio	cUSD/Kg	17,25
Consumo de H. De sodio	Kg	176.000
4.6. Costo de Fosfatos	cUSD/kwh	0,00003
Precio unitario Fosfatos	cUSD/Kg	190,78
Consumo de Fosfatos	Kg	413,0
4.7. Costo de Hidrazina	cUSD/kwh	0,00613
Precio unitario Hidrazina	cUSD/Kg	515,30
Consumo de Hidrazina	Kg	31.625
4.8. Costo de Carbón activado	cUSD/kwh	0,00310
Precio unitario Carbón activado	cUSD/Lt	187,00
Consumo de Carbón activado	Lt	44.000
4.9. Costo de Resina aniónica	cUSD/kwh	0,00101
Precio unitario Resinas	cUSD/Lt	1.167,0
Consumo de Resinas	Lt	2.310,0
4.10. Costo de Resina catiónica	cUSD/kwh	0,00021
Precio unitario Resinas	cUSD/Lt	403,40
Consumo de Resinas	Lt	1.375,0
4.11. Costo de Hidrógeno	cUSD/kwh	0,00344
Precio unitario Hidrógeno	cUSD/m ³	2.839,0
Consumo de Hidrógeno	m ³	3.223,0
4.12. Costo de Combustible Diesel	cUSD/kwh	0,00615
4.12.1 Precio del combustible	cUSD/galón	56,1718
4.12.2. Consumo de diesel	Galones	286.759,00
4.12.3 Precio de transporte por galón	cUSD/galón	0,80000
5. Costo del agua potable	cUSD/kwh	0,0382
5.1. Precio unitario	cUSD/m ³	154,00
5.2. Consumo de agua	m ³	659.010
6. Costo de Energía eléctrica	cUSD/kwh	0,1782
6.2. Consumo serv. Auxiliares	Kwh	132.827.880
7. Costos de Mantenimiento	cUSD/kwh	0,1136
7.1. Costos de repuestos	cUSD/kwh	0,0848
Precio de repuestos	CUSD	225.287.813
7.2. Costo materiales	cUSD/kwh	0,0072
Precio de materiales	CUSD	19.187.557
7.3. Costo insumo 2	cUSD/kwh	

Precio unitario insumo 2	cUSD/unidad	
Consumo del insumo 2	Unidades	
7.4. Costo Mano de obra adicional (anual)	cUSD/kwh	0,0215
Precio de los contratos de mano de obra adicional para mantenimientos	CUSD	57.214.288
8. COSTO VARIABLE (2+3+4+5+6+7)	cUSD/kwh	3,5639

TABLA # 4.8

**DECLARACION DE LOS COSTOS VARIABLES DE PRODUCCIÓN DE LA
UNIDAD TV-3 DE MARZO 2002**

MES MARZO		
ITEM	UNIDADES	VALOR
1. Generación Bruta Ciclo Operativo	Kwh	2.656.557.600
2. Costo de Combustible Bunker	Cusd/kwh	2,8980
2.1. Precio del combustible	cUSD/galón	39,8480
2.2. Consumo de combustible	galones	193.204.189
2.3. Rendimiento	kwh/galón	13,75
3. Costo de transporte y verific. de combustible	cUSD/kwh	0,2767
3.1 Precio del transporte por galón	cUSD/galón	3,8000
3.2. Precio de verificación por galón	cUSD/galón	0,0044
4. Costo de lubricantes y otros insumos	cUSD/kwh	0,0289
4.1. Costo de lubricante	cUSD/kwh	0,00090
Precio de lubricantes	CUSD	2.402.406,50
Consumo de lubricante	Unidades	
4.2. Costo de Acido sulfúrico	cUSD/kwh	0,00059
Precio unitario A. Sulfúrico	cUSD/Kg	15,70
Consumo de A. Sulfúrico	Kg	100.045
4.3. Costo de Sosa caústica	cUSD/kwh	0,00361
Precio unitario Sosa caústica	cUSD/Kg	44,80
Consumo de S. Caústica	Kg	213.785
4.4. Costo de Cloro gas	cUSD/kwh	0,00257
Precio unitario Cloro gas	cUSD/Kg	78,40
Consumo de Cloro gas	Kg	86.955
4.5. Costo de Hipoclorito de sodio	cUSD/kwh	0,00114

Precio unitario H. de sodio	cUSD/Kg	17,25
Consumo de H. De sodio	Kg	176.000
4.6. Costo de Fosfatos	cUSD/kwh	0,00003
Precio unitario Fosfatos	cUSD/Kg	190,78
Consumo de Fosfatos	Kg	413,0
4.7. Costo de Hidrazina	cUSD/kwh	0,00613
Precio unitario Hidrazina	cUSD/Kg	515,30
Consumo de Hidrazina	Kg	31.625
4.8. Costo de Carbón activado	cUSD/kwh	0,00310
Precio unitario Carbón activado	cUSD/Lt	187,00
Consumo de Carbón activado	Lt	44.000
4.9. Costo de Resina aniónica	cUSD/kwh	0,00101
Precio unitario Resinas	cUSD/Lt	1.167,0
Consumo de Resinas	Lt	2.310,0
4.10. Costo de Resina catiónica	cUSD/kwh	0,00021
Precio unitario Resinas	cUSD/Lt	403,40
Consumo de Resinas	Lt	1.375,0
4.11. Costo de Hidrógeno	cUSD/kwh	0,00344
Precio unitario Hidrógeno	cUSD/m ³	2.839,0
Consumo de Hidrógeno	m ³	3.223,0
4.12. Costo de Combustible Diesel	cUSD/kwh	0,00615
4.12.1 Precio del combustible	cUSD/galón	56,17180
4.12.2. Consumo de diesel	galones	286.759,00
4.12.3 Precio de transporte por galón	cUSD/galón	0,800
5. Costo del agua potable	cUSD/kwh	0,0382
5.1. Precio unitario	cUSD/m ³	154,00
5.2. Consumo de agua	m ³	659.000
6. Costo de Energía eléctrica	cUSD/kwh	0,1766
6.2. Consumo serv. Auxiliares	kwh	132.827.880
7. Costos de Mantenimiento	cUSD/kwh	0,1136
7.1. Costos de repuestos	cUSD/kwh	0,085
Precio de repuestos	cUSD	225.287.813
7.2. Costo materiales	cUSD/kwh	0,007
Precio de materiales	cUSD	19.187.557
7.3. Costo insumo 2	cUSD/kwh	
Precio unitario insumo 2	cUSD/unidad	
Consumo del insumo 2	unidades	
7.4. Costo Mano de obra adicional (anual)	cUSD/kwh	0,022
Precio de los contratos de mano de obra adicional para mantenimientos	cUSD	57.214.288
8. COSTO VARIABLE (2+3+4+5+6+7)	cUSD/kwh	3,5320

Estos son los valores de los rubros considerados en los Costos Variables de Producción de las unidades a Vapor TV-2 y TV-3, correspondientes al mes de marzo del 2002, los cuales han sido declarados al CENACE. Cabe recalcar que estos valores serán fijos para todo el ciclo operativo de la Central en mención.

En la tabla # 4.9 y 4.10 se presenta la declaración de los Costos Variables de Producción correspondientes al mes de Abril del 2002.

TABLA # 4.9
DECLARACION DE LOS COSTOS VARIABLES DE PRODUCCIÓN DE LA
UNIDAD TV-2 DE ABRIL 2002

MES ABRIL		
ITEM	UNIDADES	VALOR
1. Generación Bruta Ciclo Operativo	Kwh	2.656.557.600
2. Costo de Combustible Bunker	CUSD/kwh	3,8564
2.1. Precio del combustible	cUSD/galón	51,1360
2.2. Consumo de combustible	galones	200.343.710
2.3. Rendimiento	kwh/galón	13.26
3. Costo de transporte y verific. de combustible	cUSD/kwh	0,2869
3.1 Precio del transporte por galón	cUSD/galón	3,8000
3.2. Precio de verificación por galón	cUSD/galón	0,00438
4. Costo de lubricantes y otros insumos	cUSD/kwh	0,0304
4.1. Costo de lubricante	cUSD/kwh	0,0009
Precio de lubricantes	CUSD	2.402.407

Consumo de lubricante	Unidades	
4.2. Costo de Acido sulfúrico	cUSD/kwh	0,00059
Precio unitario A. Sulfúrico	cUSD/Kg	15,70
Consumo de A. Sulfúrico	Kg	100.045
4.3. Costo de Sosa caústica	cUSD/kwh	0,00361
Precio unitario Sosa caústica	cUSD/Kg	44,80
Consumo de S. Caústica	Kg	213.785
4.4. Costo de Cloro gas	cUSD/kwh	0,00256
Precio unitario Cloro gas	cUSD/Kg	78,40
Consumo de Cloro gas	Kg	86.900
4.5. Costo de Hipoclorito de sodio	cUSD/kwh	0,00114
Precio unitario H. de sodio	cUSD/Kg	17,25
Consumo de H. De sodio	Kg	176.000
4.6. Costo de Fosfatos	cUSD/kwh	0,00003
Precio unitario Fosfatos	cUSD/Kg	190,78
Consumo de Fosfatos	Kg	413,0
4.7. Costo de Hidrazina	cUSD/kwh	0,00613
Precio unitario Hidrazina	cUSD/Kg	515,30
Consumo de Hidrazina	Kg	31.625
4.8. Costo de Carbón activado	cUSD/kwh	0,00310
Precio unitario Carbón activado	cUSD/Lt	187,00
Consumo de Carbón activado	Lt	44.000
4.9. Costo de Resina aniónica	cUSD/kwh	0,00101
Precio unitario Resinas	cUSD/Lt	1.167,00
Consumo de Resinas	Lt	2.310,00
4.10. Costo de Resina catiónica	cUSD/kwh	0,00021
Precio unitario Resinas	cUSD/Lt	403,40
Consumo de Resinas	Lt	1.375,0
4.11. Costo de Hidrógeno	cUSD/kwh	0,00344
Precio unitario Hidrógeno	cUSD/m ³	2.839,0
Consumo de Hidrógeno	m ³	3.223,0
4.12. Costo de Combustible Diesel	cUSD/kwh	0,00771
4.12.1 Precio del combustible	cUSD/galón	70,6403
4.12.2. Consumo de diesel	galones	286.759,00
4.12.3 Precio de transporte por galón	cUSD/galón	0.80000
5. Costo del agua potable	cUSD/kwh	0,0382
5.1. Precio unitario	cUSD/m ³	154,00
5.2. Consumo de agua	m ³	659.010
6. Costo de Energía eléctrica	cUSD/kwh	0,2277
6.2. Consumo serv. Auxiliares	kwh	132.827.813
7. Costos de Mantenimiento	cUSD/kwh	0,1136
7.1. Costos de repuestos	cUSD/kwh	0,0848
Precio de repuestos	cUSD	225.287.813
7.2. Costo materiales	cUSD/kwh	0,0072
Precio de materiales	cUSD	19.187.557

7.3. Costo insumo 2	cUSD/kwh	
Precio unitario insumo 2	cUSD/unidad	
Consumo del insumo 2	unidades	
7.4. Costo Mano de obra adicional (anual)	cUSD/kwh	0,0215
Precio de los contratos de mano de obra adicional para mantenimientos	cUSD	57.214.288
8. COSTO VARIABLE (2+3+4+5+6+7)	cUSD/kwh	4,5532

TABLA # 4.10

**DECLARACION DE LOS COSTOS VARIABLES DE PRODUCCIÓN DE LA
UNIDAD TV-3 DE ABRIL 2002**

MES ABRIL		
ITEM	UNIDADES	VALOR
1. Generación Bruta Ciclo Operativo	Kwh	2.656.557.600
2. Costo de Combustible Bunker	Cusd/kwh	3,7795
2.1. Precio del combustible	cUSD/galón	51,1360
2.2. Consumo de combustible	Galones	196.345.721
2.3. Rendimiento	kwh/galón	13,53
3. Costo de transporte y verific. de combustible	cUSD/kwh	0,2812
3.1 Precio del transporte por galón	cUSD/galón	3,8000
3.2. Precio de verificación por galón	cUSD/galón	0,00438
4. Costo de lubricantes y otros insumos	cUSD/kwh	0,0305
4.1. Costo de lubricante	cUSD/kwh	0,00090
Precio de lubricantes	CUSD	2.402.406,50
Consumo de lubricante	Unidades	
4.2. Costo de Acido sulfúrico	cUSD/kwh	0,00059
Precio unitario A. Sulfúrico	cUSD/Kg	15,70
Consumo de A. Sulfúrico	Kg	100.045
4.3. Costo de Sosa caústica	cUSD/kwh	0,00361
Precio unitario Sosa caústica	cUSD/Kg	44,80
Consumo de S. Caústica	Kg	213.785
4.4. Costo de Cloro gas	cUSD/kwh	0,00257
Precio unitario Cloro gas	cUSD/Kg	78,40

Consumo de Cloro gas	Kg	86.955
4.5. Costo de Hipoclorito de sodio	cUSD/kwh	0,00114
Precio unitario H. de sodio	cUSD/Kg	17,25
Consumo de H. De sodio	Kg	176.000
4.6. Costo de Fosfatos	cUSD/kwh	0,00003
Precio unitario Fosfatos	cUSD/Kg	190,78
Consumo de Fosfatos	Kg	413,0
4.7. Costo de Hidrazina	cUSD/kwh	0,00613
Precio unitario Hidrazina	cUSD/Kg	515,30
Consumo de Hidrazina	Kg	31.625
4.8. Costo de Carbón activado	cUSD/kwh	0,00310
Precio unitario Carbón activado	cUSD/Lt	187,00
Consumo de Carbón activado	Lt	44.000
4.9. Costo de Resina aniónica	cUSD/kwh	0,00101
Precio unitario Resinas	cUSD/Lt	1.167,0
Consumo de Resinas	Lt	2.310,0
4.10. Costo de Resina catiónica	cUSD/kwh	0,00021
Precio unitario Resinas	cUSD/Lt	403,40
Consumo de Resinas	Lt	1.375,0
4.11. Costo de Hidrógeno	cUSD/kwh	0,00344
Precio unitario Hidrógeno	cUSD/m ³	2.839,0
Consumo de Hidrógeno	m ³	3.223,0
4.12. Costo de Combustible Diesel	cUSD/kwh	0,00771
4.12.1 Precio del combustible	cUSD/galón	70,64030
4.12.2. Consumo de diesel	Galones	286.759,00
4.12.3 Precio de transporte por galón	cUSD/galón	0,80000
5. Costo del agua potable	cUSD/kwh	0,0382
5.1. Precio unitario	cUSD/m ³	154,00
5.2. Consumo de agua	m ³	659.000
6. Costo de Energía eléctrica	cUSD/kwh	0,2233
6.2. Consumo serv. Auxiliares	Kwh	132.827.880
7. Costos de Mantenimiento	cUSD/kwh	0,1136
7.1. Costos de repuestos	cUSD/kwh	0,085
Precio de repuestos	CUSD	225.287.813
7.2. Costo materiales	cUSD/kwh	0,007
Precio de materiales	CUSD	19.187.557
7.3. Costo insumo 2	cUSD/kwh	
Precio unitario insumo 2	cUSD/unidad	
Consumo del insumo 2	Unidades	
7.4. Costo Mano de obra adicional (anual)	cUSD/kwh	0,022
Precio de los contratos de mano de obra adicional para mantenimientos	CUSD	57.214.288
8. COSTO VARIABLE (2+3+4+5+6+7)	cUSD/kwh	4,4662

TABLA # 4.11
DECLARACION DE LOS COSTOS VARIABLES DE PRODUCCIÓN DE LA
UNIDAD TV-2 DE AGOSTO 2002

MES AGOSTO	AÑO 2002	
ITEM	UNIDADES	VALOR
1. Generación Bruta Ciclo Operativo	Kwh	2.656.557.600
2. Costo de Combustible Bunker	cUSD/kwh	4,8367
2.1. Precio del combustible	cUSD/galón	57,8953
2.2. Consumo de combustible	galones	221.934.637
2.3. Rendimiento	kwh/galón	11,97
3. Costo de transporte y verific. de combustible	cUSD/kwh	0,3178
3.1 Precio del transporte por galón	cUSD/galón	3,8000
3.2. Precio de verificación por galón	cUSD/galón	0,00438
4. Costo de lubricantes y otros insumos	cUSD/kwh	0,0309
4.1. Costo de lubricante	cUSD/kwh	0,00090
Precio de lubricantes	cUSD	2.402.407
Consumo de lubricante	unidades	
4.2. Costo de Acido sulfúrico	cUSD/kwh	0,00059
Precio unitario A. Sulfúrico	cUSD/Kg	15,70
Consumo de A. Sulfúrico	Kg	100.045
4.3. Costo de Sosa cáustica	cUSD/kwh	0,00361
Precio unitario Sosa cáustica	cUSD/Kg	44,80
Consumo de S. Cáustica	Kg	213.785
4.4. Costo de Cloro gas	cUSD/kwh	0,00256
Precio unitario Cloro gas	cUSD/Kg	78,40
Consumo de Cloro gas	Kg	86.900
4.5. Costo de Hipoclorito de sodio	cUSD/kwh	0,00114
Precio unitario H. de sodio	cUSD/Kg	17,25
Consumo de H. de sodio	Kg	176.000
4.6. Costo de Fosfatos	cUSD/kwh	0,00003
Precio unitario Fosfatos	cUSD/Kg	190,78
Consumo de Fosfatos	Kg	413,0
4.7. Costo de Hidrazina	cUSD/kwh	0,00613
Precio unitario Hidrazina	cUSD/Kg	515,30
Consumo de Hidrazina	Kg	31.625

4.8. Costo de Carbón activado	cUSD/kwh	0,00310
Precio unitario Carbón activado	cUSD/Lt	187,00
Consumo de Carbón activado	Lt	44.000
4.9. Costo de Resina aniónica	cUSD/kwh	0,00101
Precio unitario Resinas	cUSD/Lt	1.167,0
Consumo de Resinas	Lt	2.310,0
4.10. Costo de Resina catiónica	cUSD/kwh	0,00021
Precio unitario Resinas	cUSD/Lt	403,40
Consumo de Resinas	Lt	1.375,0
4.11. Costo de Hidrógeno	cUSD/kwh	0,00344
Precio unitario Hidrógeno	cUSD/m ³	2.839,0
Consumo de Hidrógeno	m ³	3.223,0
4.12. Costo de Combustible Diesel	cUSD/kwh	0,00820
4.12.1 Precio del combustible	cUSD/galón	75,1242
4.12.2. Consumo de diesel	galones	286.759,00
4.12.3 Precio de transporte por galón	cUSD/galón	0,80000
5. Costo del agua potable	cUSD/kwh	0,0486
5.1. Precio unitario	cUSD/m ³	196,00
5.2. Consumo de agua	m ³	659.010
6. Costo de Energía eléctrica	cUSD/kwh	0,2815
6.2. Consumo serv. Auxiliares	kwh	132.827.880
7. Costos de Mantenimiento	cUSD/kwh	0,1136
7.1. Costos de repuestos	cUSD/kwh	0,0848
Precio de repuestos	cUSD	225.287.813
7.2. Costo materiales	cUSD/kwh	0,0072
Precio de materiales	cUSD	19.187.557
7.3. Costo insumo 2	cUSD/kwh	
Precio unitario insumo 2	cUSD/unidad	
Consumo del insumo 2	unidades	
7.4. Costo Mano de obra adicional (anual)	cUSD/kwh	0,0215
Precio de los contratos de mano de obra adicional para mantenimientos	cUSD	57.214.288
8. COSTO VARIABLE (2+3+4+5+6+7)	cUSD/kwh	5,6291

TABLA # 4.12

**DECLARACION DE LOS COSTOS VARIABLES DE PRODUCCIÓN DE LA
UNIDAD TV-3 DE AGOSTO 2002**

MES AGOSTO	AÑO 2002	
ITEM	UNIDADES	VALOR
1. Generación Bruta Ciclo Operativo	Kwh	2.656.557.600
2. Costo de Combustible Bunker	cUSD/kwh	4,6803
2.1. Precio del combustible	cUSD/galón	57,8953
2.2. Consumo de combustible	galones	214.758.092
2.3. Rendimiento	kwh/galón	12,37
3. Costo de transporte y verific. de combustible	cUSD/kwh	0,3075
3.1 Precio del transporte por galón	cUSD/galón	3,8000
3.2. Precio de verificación por galón	cUSD/galón	0,004380
4. Costo de lubricantes y otros insumos	cUSD/kwh	0,0309
4.1. Costo de lubricante	cUSD/kwh	0,00090
Precio de lubricantes	cUSD	2.402.406,50
Consumo de lubricante	unidades	
4.2. Costo de Acido sulfúrico	cUSD/kwh	0,00059
Precio unitario A. Sulfúrico	cUSD/Kg	15,70
Consumo de A. Sulfúrico	Kg	100.045
4.3. Costo de Sosa cáustica	cUSD/kwh	0,00361
Precio unitario Sosa cáustica	cUSD/Kg	44,80
Consumo de S. Cáustica	Kg	213.785
4.4. Costo de Cloro gas	cUSD/kwh	0,00257
Precio unitario Cloro gas	cUSD/Kg	78,40
Consumo de Cloro gas	Kg	86.955
4.5. Costo de Hipoclorito de sodio	cUSD/kwh	0,00114
Precio unitario H. de sodio	cUSD/Kg	17,25
Consumo de H. de sodio	Kg	176.000
4.6. Costo de Fosfatos	cUSD/kwh	0,00003
Precio unitario Fosfatos	cUSD/Kg	190,78
Consumo de Fosfatos	Kg	413,0
4.7. Costo de Hidrazina	cUSD/kwh	0,00613
Precio unitario Hidrazina	CUSD/Kg	515,30
Consumo de Hidrazina	Kg	31.625
4.8. Costo de Carbón activado	CUSD/kwh	0,00310
Precio unitario Carbón activado	CUSD/Lt	187,00
Consumo de Carbón activado	Lt	44.000
4.9. Costo de Resina aniónica	CUSD/kwh	0,00101
Precio unitario Resinas	CUSD/Lt	1.167,0
Consumo de Resinas	Lt	2.310,0
4.10. Costo de Resina catiónica	CUSD/kwh	0,00021
Precio unitario Resinas	CUSD/Lt	403,40
Consumo de Resinas	Lt	1.375,0
4.11. Costo de Hidrógeno	CUSD/kwh	0,00344
Precio unitario Hidrógeno	CUSD/m ³	2.839,0
Consumo de Hidrógeno	M ³	3.223,0

4.12. Costo de Combustible Diesel	CUSD/kwh	0,00820
4.12..1 Precio del combustible	cUSD/galón	75,12420
4.12.2. Consumo de diesel	galones	286.759,00
4.12.3 Precio de transporte por galón	cUSD/galón	0,800
5. Costo del agua potable	CUSD/kwh	0,0486
5.1. Precio unitario	CUSD/m ³	196,00
5.2. Consumo de agua	M3	659.000
6. Costo de Energía eléctrica	CUSD/kwh	0,2727
6.2. Consumo serv. Auxiliares	kwh	132.827.880
7. Costos de Mantenimiento	cUSD/kwh	0,1136
7.1. Costos de repuestos	cUSD/kwh	0,085
Precio de repuestos	cUSD	225.287.813
7.2. Costo materiales	cUSD/kwh	0,007
Precio de materiales	cUSD	19.187.557
7.3. Costo insumo 2	cUSD/kwh	
Precio unitario insumo 2	cUSD/unidad	
Consumo del insumo 2	unidades	
7.4. Costo Mano de obra adicional (anual)	cUSD/kwh	0,022
Precio de los contratos de mano de	cUSD	57.214.288
Obra adicional para mantenimientos		
8. COSTO VARIABLE (2+3+4+5+6+7)	cUSD/kwh	5,4537

En la tabla # 4.13 se muestra un resumen de los costos de los elementos que conforma el Costo variable de producción de las unidades TV-2 y TV-3.

TABLA # 4.13

RESUMEN DE LA DECLARACION DE COSTOS VARIABLES DE PRODUCCIÓN DE LAS UNIDAD TV-2 Y TV-3

MARZO – ABRIL - AGOSTO 2002

		DECLARACION DE COSTOS VARIABLES DE PRODUCCION					
		RESUMEN					
ITEM		TV-2			TV-3		
		MARZO	ABRIL	AGOSTO	MARZO	ABRIL	AGOSTO
1. Generación Bruta Ciclo Operativo	Kwh	2.656.557.600	2.656.557.600	2.656.557.600	2.656.557.600	2.656.557.600	2.656.557.600
Precio promedio del Bunker	cUSD/gal	39,8480	51,1360	11,9700	39,8480	51,1360	12,3700
Precio promedio del Diesel	cUSD/gal	56,1700	70,6403	75,1242	56,1700	70,6403	75,1242
Rendimiento	Kwh/Gal	13,6200	13,2600	11,9700	13,7500	13,5300	12,3700
Costo de Combustible Bunker	cUSD/kwh	2,9257	3,8564	4,8367	2,8980	3,7795	4,6803
Costo de Combustible Diesel/NAFTA	cUSD/kwh	-	-	-	-	-	-
Costo de transporte y verific. de combustible	cUSD/kwh	0,2793	0,2869	0,3178	0,2767	0,2812	0,3075
Costo de lubricantes y otros insumos	cUSD/kwh	0,0289	0,0304	0,3090	0,0289	0,0305	0,0309
Costo del agua potable	cUSD/kwh	0,0382	0,0382	0,0486	0,0382	0,0382	0,0486
Costo de Energía eléctrica	cUSD/kwh	0,1782	0,2277	0,2815	0,1766	0,2233	0,2727
Costos de Mantenimiento	cUSD/kwh	0,1136	0,1136	0,1136	0,1136	0,1136	0,1136
COSTO VARIABLE	cUSD/kwh	3,5639	4,5532	5,6291	3,5320	4,4662	5,4537

Todos los costos de producción se calculan en relación a la eficiencia de las unidades, exceptuando los valores correspondientes a los costos de mantenimiento, los cuales se mantienen constantes. Los costos variables de las unidades TV-2 y TV-3 son diferentes ya que el rendimiento de cada unidad es distinto, este rendimiento implica a que se utilice mas o menos elementos que conforman dichos costos, esto se refleja en el valor del Costo Variable de cada unidad.

**V. SOFTWARE PARA CALCULAR LOS COSTOS VARIABLES DE UNA
CENTRAL TERMICA – APLICACIÓN A LA CENTRAL TERMICA “ ING.
GONZALO ZEVALLOS “.**

5.1. OBJETIVOS

- Permitir de una manera ágil la obtención del resultado de los costos variables de producción para la declaración mensual.
- Conservar una base de datos históricos para una consulta a disposición del usuario del programa.
- Tener las curvas del comportamiento de los consumos mensuales en los distintos rubros que conforman estos costos.
- Poder consultar o corregir información de meses anteriores de las declaraciones.

5.2 ALGORITMO DEL PROGRAMA.

Como se manifiesta en la declaración expresa al inicio de este proyecto, los códigos fuente se entregan con el programa a la ESPOL en el CD adjunto a este proyecto en la carpeta llamada *CODIGO FUENTE*.

5.3 PANTALLAS DEL PROGRAMA.

➤ ARCHIVO.

FIGURA # 5.1

PANTALLA ARCHIVO

CENTRAL TERRACA "ING. GONZALO ZEPALLOS GUZMÁN" Declaración de Costos Variables de Producción

Inicio Editar Ver Estadísticas Ayuda

Nuevo reporte CM+G

Mes... CM+G

Guardar cambios CM+G

Reportar a address...

Imprimir... CM+G

Preparación preliminar

Configurar impresora...

Salir

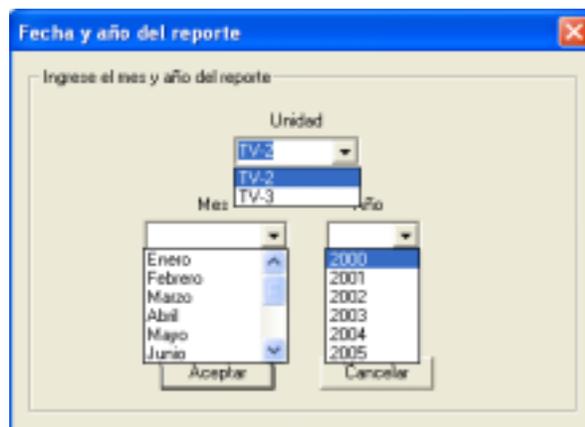
UNIDAD:	TN-5	Promedio/1000
UNIDADES	VALOR	
	ton	0.0000
	galón/veh	0.0000
	galón/veh	0.0000
	galón	0.0000
	veh/galón	0.0000
2.3 Rendimiento	veh/galón	0.0000
3.Costo de transporte y prestación de combustible...	veh/veh	0.0000
3.1 Precio de transporte por galón	veh/galón	0.0000
3.2 Precio de verificación por galón	veh/galón	0.0000
4.Costo de Lubricantes y Otros Insumos	veh/veh	0.0000
4.1 Costo de Lubricante	veh/veh	0.0000
Precio de lubricante	USD	0.0000
Consumo de lubricante	Unidad/veh	0.0000
4.2 Costo de Aceite Sintético	veh/veh	0.0000
Precio unitario de aceite sintético	USD/Kg	0.0000
Consumo de aceite sintético	Kg	0.0000
4.3 Costo de Sosa Caústica	veh/veh	0.0000
Precio unitario de sosa caústica	USD/Kg	0.0000
Consumo de sosa caústica	Kg	0.0000
4.4 Costo de Otro Gas	veh/veh	0.0000
Precio unitario de otro gas	USD/Kg	0.0000
Consumo de otro gas	Kg	0.0000
4.5 Costo de Hipoclorito de Sodio	veh/veh	0.0000
Precio unitario de hipoclorito de sodio	USD/Kg	0.0000
Consumo de hipoclorito de sodio	Kg	0.0000
4.6 Costo de Fosfato	veh/veh	0.0000
Precio unitario de fosfato	USD/Kg	0.0000
Consumo de fosfato	Kg	0.0000
4.7 Costo de Híbrido	veh/veh	0.0000
Precio unitario de híbrido	USD/Kg	0.0000
Consumo de híbrido	Kg	0.0000
4.8 Costo de Carbón activado	veh/veh	0.0000
Precio unitario de carbón activado	USD	0.0000

Crear un nuevo documento

- **Nuevo reporte.** Permite ingresar los datos de un nuevos mes.
- **Abrir.** Permite revisar una declaración que ya ha sido ingresada a la base de datos.

FIGURA # 5.2

VENTANA FECHA Y AÑO DEL REPORTE



Esta ventana permite elegir la unidad, el mes y el año de la declaración que se requiere ingresar o revisar.

- **Guardar cambios.** Permite guardar los datos ingresados o cambios realizados en una declaración.

- ***Exporta a archivo.*** Permite guardar la declaración de costos variables en formato txt, o documento de word.

➤ **EDITAR.**

FIGURA # 5.3

PANTALLA EDITAR.

UNIDAD	TIPO	INDICADOR	Numeros/2002
1	Generación Bruta de Costo Operativos	bruto	0.00000
2	Costo de Combustible Bunker	Costo/wh	0.00000
2.1	Presio del combustible	costo/galón	0.00000
2.2	Consumo de combustible	galones	0.00000
2.3	Rendimiento	wh/galón	0.00000
3	Costo de Transporte y Verificación de Costos...	costo/wh	0.00000
3.1	Presio del transporte por galón	costo/galón	0.00000
3.2	Presio de verificación por galón	costo/galón	0.00000
4	Costo de Lubricantes y Otros Insumos	costo/wh	0.00000
4.1	Costo de lubricante	costo/wh	0.00000
	Ingreso de lubricante	USD	0.00000
	Consumo de lubricante	litros/wh	0.00000
4.2	Costo de ácido sulfúrico	costo/wh	0.00000
	Ingreso de ácido sulfúrico	costo/g	0.00000
	Consumo de ácido sulfúrico	g	0.00000
4.3	Costo de Sosa Caustica	costo/wh	0.00000
	Ingreso de sosa caustica	costo/g	0.00000
	Consumo de sosa caustica	g	0.00000
4.4	Costo de Cloro Gas	costo/wh	0.00000
	Ingreso de cloro gas	costo/g	0.00000
	Consumo de cloro gas	g	0.00000
4.5	Costo de Hipoclorito de sodio	costo/wh	0.00000
	Ingreso de hipoclorito de sodio	costo/g	0.00000
	Consumo de hipoclorito de sodio	g	0.00000
4.6	Costo de Fosfatos	costo/wh	0.00000
	Ingreso de fosfatos	costo/g	0.00000
	Consumo de fosfatos	g	0.00000
4.7	Costo de Nitrato	costo/wh	0.00000
	Ingreso de nitrato	costo/g	0.00000
	Consumo de nitrato	g	0.00000
4.8	Costo de Carbono Activado	costo/wh	0.00000
	Ingreso de carbon activado	costo/g	0.00000

- **Permitir modificar los datos.** Como su nombre lo indica, cuando está activado permite modificar los datos de una declaración.
- **Calcular valores totales...** Al ingresar los datos de una declaración esta opción es la que realiza los calculos de los costos de cada insumo.

➤ VER.

FIGURA # 5.4

PANTALLA VER.

UNIDAD	TU-1	Reserva/CO2
ITEM	UNIDADES	VALOR
1. Generación de Agua de CO2/operarios	ml	0.0000
2. Costo de Combustible Fueler	Galón/wh	0.0000
2.1 Precio del combustible	\$/Gálón	0.0000
2.2 Consumo de combustible	galones	0.0000
2.3 Rendimiento	wh/galón	0.0000
3. Costo de Transporte y Verificación de Carga...	\$/Gálón	0.0000
3.1 Precio del transporte por galón	\$/Gálón	0.0000
3.2 Precio de verificación por galón	\$/Gálón	0.0000
4. Costo de Lubricantes y Otros Insumos	\$/Gálón	0.0000
4.1 Costo de lubricante	\$/Gálón	0.0000
Recepción de lubricante	litros	0.0000
Consumo de lubricante	litros/wh	0.0000
4.2 Costo de Aceite Sulfónico	\$/Gálón	0.0000
Recepción de aceite sulfónico	\$/Gálón	0.0000
Consumo de aceite sulfónico	kg	0.0000
4.3 Costo de Aceite Sintético	\$/Gálón	0.0000
Recepción de aceite sintético	\$/Gálón	0.0000
Consumo de aceite sintético	kg	0.0000
4.4 Costo de Aceite de Motor	\$/Gálón	0.0000
Recepción de aceite de motor	\$/Gálón	0.0000
Consumo de aceite de motor	kg	0.0000
4.5 Costo de Aceite de Tracción	\$/Gálón	0.0000
Recepción de aceite de tracción	\$/Gálón	0.0000
Consumo de aceite de tracción	kg	0.0000
4.6 Costo de Fosfatos	\$/Gálón	0.0000
Recepción de fosfatos	\$/Gálón	0.0000
Consumo de fosfatos	kg	0.0000
4.7 Costo de Nitratos	\$/Gálón	0.0000
Recepción de nitratos	\$/Gálón	0.0000
Consumo de nitratos	kg	0.0000
4.8 Costo de Carbono Activado	\$/Gálón	0.0000
Recepción de carbono activado	\$/Gálón	0.0000

- Este programa está realizado en ambiente Windows por lo que así como otros programas presenta la opción de visualizar las ***Barra de herramientas*** y ***Barra de estado***.

- **ESTADISTICAS.**

FIGURA # 5.5
PANTALLA ESTADISTICAS.

CENTRAL TECNICA "ING. GONZALO ZUMELLOS GUTIERAN" Declaración de Costos Variables de Producción

Archivo Lista Herramientas Ayuda

Permitir modificar los datos

Calcular valores totales

UNIDAD	TU-1	Valor(USD)
ITEM	UNIDADES	VALOR
1 Gastos de Mantenimiento de OSH Operativo	hsh	0.0000
2 Costo de Combustible Diesel	Galón	0.0000
2.1 Precio del combustible	\$/litro/galón	0.0000
2.2 Consumo de combustible	galones	0.0000
2.3 Rendimiento	litros/galón	0.0000
3 Costo de Transporte y Verificación de Cables	USD/hsh	0.0000
3.1 Precio del transporte por galón	\$/litro/galón	0.0000
3.2 Precio de verificación por galón	\$/litro/galón	0.0000
4 Costo de Lubricantes y Otros Insumos	USD/hsh	0.0000
4.1 Costo de Lubricante	USD/hsh	0.0000
Precio de lubricante	USD	0.0000
Consumo de lubricante	Unidades	0.0000
4.2 Costo de Aceite Sulfónico	USD/hsh	0.0000
Precio unitario aceite sulfónico	\$/litro/kg	0.0000
Consumo de aceite sulfónico	kg	0.0000
4.3 Costo de Aceite Clástico	USD/hsh	0.0000
Precio unitario de aceite clástico	\$/litro/kg	0.0000
Consumo de aceite clástico	kg	0.0000
4.4 Costo de Otros Gas	USD/hsh	0.0000
Precio unitario de otros gas	\$/litro/kg	0.0000
Consumo de otros gas	kg	0.0000
4.5 Costo de Fertilizante de Sodio	USD/hsh	0.0000
Precio unitario de fertilizante de sodio	\$/litro/kg	0.0000
Consumo de fertilizante de sodio	kg	0.0000
4.6 Costo de Fertilizante	USD/hsh	0.0000
Precio unitario de fertilizante	\$/litro/kg	0.0000
Consumo de fertilizante	kg	0.0000
4.7 Costo de Fertilizante	USD/hsh	0.0000
Precio unitario de fertilizante	\$/litro/kg	0.0000
Consumo de fertilizante	kg	0.0000
4.8 Costo de Cable Estirado	USD/hsh	0.0000
Precio unitario de cable estirado	USD	0.0000

- **Gráfico de líneas.** Esta opción permite al usuario visualizar un gráfico del insumo que desee.

➤ AYUDA.

FIGURA # 5.6

PANTALLA AYUDA.

UNIDAD	TV-O	Noviembre/2002
ITEM	UNIDAD	PRECIO
1 Generación de la COC Operativa	Cost	0.0000
2 Costo de Combustible Diesel	Cost/galón	0.0000
2.1 Precio del combustible	USD/galón	0.0000
2.2 Consumo de combustible	galones	0.0000
2.3 Rendimiento	litros/galón	0.0000
3 Costo de Transporte y Verificación de Combustible	USD/galón	0.0000
3.1 Precio del transporte por galón	USD/galón	0.0000
3.2 Precio de verificación por galón	USD/galón	0.0000
4 Costo de Lubricantes y Otros Insumos	USD/galón	0.0000
4.1 Costo de lubricante	USD/galón	0.0000
Precio de lubricante	USD	0.0000
Consumo de lubricante	Unidades	0.0000
4.2 Costo de Aceite Sintético	USD/galón	0.0000
Precio unitario aceite sintético	USD/kg	0.0000
Consumo de aceite sintético	kg	0.0000
4.3 Costo de Aceite Vegetal	USD/galón	0.0000
Precio unitario de aceite vegetal	USD/kg	0.0000
Consumo de aceite vegetal	kg	0.0000
4.4 Costo de Otros Gas	USD/galón	0.0000
Precio unitario de otros gas	USD/kg	0.0000
Consumo de otros gas	kg	0.0000
4.5 Costo de Hipoclorito de Sodio	USD/galón	0.0000
Precio unitario de hipoclorito de sodio	USD/kg	0.0000
Consumo de hipoclorito de sodio	kg	0.0000
4.6 Costo de Fosfatos	USD/galón	0.0000
Precio unitario de fosfatos	USD/kg	0.0000
Consumo de fosfatos	kg	0.0000
4.7 Costo de Hidroxido	USD/galón	0.0000
Precio unitario de hidroxido	USD/kg	0.0000
Consumo de hidroxido	kg	0.0000
4.8 Costo de Carbono Activado	USD/galón	0.0000
Precio unitario de carbono activado	USD/kg	0.0000

Licencia de Historia

Historia Versión 1.1
Copyright (C) 2002
All Rights Reserved

If you don't agree to any of the terms of this License, please do not install, distribute or use this copy of Historia.

This copy of Historia may be used by a single person who uses the software personally on one or more computers, or installed on a single work station and shared through the network, but not both. This is not a commercial software.

Reservados todos los derechos.

- Esta ventana permite conocer acerca del programa que estamos utilizando, se muestra como ayuda al usuario.

5.4. INSTRUCCIONES DE INGRESO DE DATOS AL PROGRAMA.

¿ Cómo ingresar una declaración a la base de datos ?

1. Abrir el programa.
2. En Archivo elegir ***Nuevo reporte*** .
3. Luego se presenta la pantalla de la figura # 5.3 ***Fecha y año del reporte*** que va ser ingresado, y la unidad a la que pertenece (TV-2 o TV-3). La figura # 5.7 muestra la pantalla donde se procederá a

ingresar los datos para calcular el costo variable de la unidad en el mes y el año de la unidad elegida.

4. Una vez ingresado los datos, se debe elegir *Editar – Calcular valores totales.*, de inmediato se calcularan todos los costos variables de cada rubro, así como el total.

5. Para grabar estos calculos utilice el icono grabar de la barra de herramientas o en **Archivo – Guardar cambios.**

Cabe recalcar que como seguridad, cada vez que se quiera salir del cuadro de unidad y fecha escogido saldrán mensajes de advertencia si es que quiere guardar los cambios realizados o también que si quiere ingresar un mes ya existente le indicará si lo quiere reemplazar por otros datos, estos mensajes entre los más importantes.

FIGURA # 5.7 A

PLANTILLA PARA EL CALCULO DE LOS COSTOS VARIABLES DE

PRODUCCIÓN DE LAS UNIDADES TV-2 Y TV-3

DESCR	UNIDAD	TIPO	Necesario/CEC	VALOR
1. Generador Bruto de Cdk Operativo	hora	IMEACD	0.0000	0.0000
1.1. Costo de Combustible Diesel	Galón	IMEACD	0.0000	0.0000
2.1. Recio del combustible	cc/galón	IMEACD	0.0000	0.0000
2.2. Consumo de combustible	galones	IMEACD	0.0000	0.0000
2.3. Rendimiento	litro/galón	IMEACD	0.0000	0.0000
3. Costo de Transporte y Perforación de Combustible	cc/galón	IMEACD	0.0000	0.0000
3.1. Recio del transporte por galón	cc/galón	IMEACD	0.0000	0.0000
3.2. Recio de perforación por galón	cc/galón	IMEACD	0.0000	0.0000
4. Costo de lubricantes y otros insumos	cc/galón	IMEACD	0.0000	0.0000
4.1. Costo de lubricante	cc/galón	IMEACD	0.0000	0.0000
Peso de lubricante	litro	IMEACD	0.0000	0.0000
Consumo de lubricante	litros	IMEACD	0.0000	0.0000
4.2. Costo de Aditivo Sulfónico	cc/galón	IMEACD	0.0000	0.0000
Peso unitario de aditivo sulfónico	cc/galón	IMEACD	0.0000	0.0000
Consumo de aditivo sulfónico	litro	IMEACD	0.0000	0.0000
4.3. Costo de Aceite Sintético	cc/galón	IMEACD	0.0000	0.0000
Peso unitario de aceite sintético	cc/galón	IMEACD	0.0000	0.0000
Consumo de aceite sintético	litro	IMEACD	0.0000	0.0000
4.4. Costo de Aceite Gas	cc/galón	IMEACD	0.0000	0.0000
Peso unitario de aceite gas	cc/galón	IMEACD	0.0000	0.0000
Consumo de aceite gas	litro	IMEACD	0.0000	0.0000
4.5. Costo de Hipoclorito de Sodio	cc/galón	IMEACD	0.0000	0.0000
Peso unitario de hipoclorito de sodio	cc/galón	IMEACD	0.0000	0.0000
Consumo de hipoclorito de sodio	litro	IMEACD	0.0000	0.0000
4.6. Costo de Fosfato	cc/galón	IMEACD	0.0000	0.0000
Peso unitario de fosfato	cc/galón	IMEACD	0.0000	0.0000
Consumo de fosfato	litro	IMEACD	0.0000	0.0000
4.7. Costo de Hidrocloro	cc/galón	IMEACD	0.0000	0.0000
Peso unitario de hidrócloro	cc/galón	IMEACD	0.0000	0.0000
Consumo de hidrócloro	litro	IMEACD	0.0000	0.0000
4.8. Costo de Carbono Activado	cc/galón	IMEACD	0.0000	0.0000
Peso unitario de carbono activado	litro	IMEACD	0.0000	0.0000

FIGURA # 5.7 B

PLANTILLA PARA EL CALCULO DE LOS COSTOS VARIABLES DE

PRODUCCIÓN DE LAS UNIDADES TV-2 Y TV-3

CENTRAL TÈRNICA INC. CONSULTORES (C.A.) Declaración de Costos Variables de Producción

Archivo Editar Ver Estadísticas Ayuda

	UNIDAD	Ty-D	Noviembre/2012
ITEM			VALOR
4.0 Costo de Cable Activado	u.USD/wh		0.0000
Precio unitario de cable activado	u.USD/wh		0.0000
Consumo de cable activado	wh		0.0000
4.1 Costo de Resina Epoxica	u.USD/wh		0.0000
Precio unitario de resina epoxica	u.USD/wh		0.0000
Consumo de resina epoxica	wh		0.0000
4.10 Costo de Resina Catódica	u.USD/wh		0.0000
Precio unitario de resina catódica	u.USD/wh		0.0000
Consumo de resina catódica	wh		0.0000
4.2 Costo de Fibra de Vidrio	u.USD/wh		0.0000
Precio unitario de fibra de vidrio	u.USD/wh		0.0000
Consumo de fibra de vidrio	wh		0.0000
4.3 Costo de Combustible Diesel	u.USD/galón		0.0000
Precio de diesel	u.USD/galón		0.0000
Consumo de diesel	galones		0.0000
Precio de transporte por galón	u.USD/galón		0.0000
5 Costo de Agua Potable	u.USD/wh		0.0000
5.1 Precio unitario	u.USD/m ³		0.0000
5.2 Consumo de agua	m ³		0.0000
6 Costo de Energía Eléctrica	u.USD/wh		0.0000
6.1 Consumo de servicios auxiliares	kwh		0.0000
7 Costo de Mantenimiento	u.USD/wh		0.0000
7.1 Costo de Repuestos	u.USD/wh		0.0000
Precio de repuestos	u.USD		0.0000
7.2 Costo de Materiales	u.USD/wh		0.0000
Precio de materiales	u.USD		0.0000
7.3 Costo Insumo 2	u.USD/wh		0.0000
Precio unitario insumo 2	u.USD/Unidad		0.0000
Consumo del insumo 2	unidades		0.0000
7.4 Costo de Mano de Obra Adicional (muo)	u.USD/wh		0.0000
Precio de los servicios de mano de obra adicionales	u.USD		0.0000
8 Costo Variable 2a (Insumos y T)	u.USD/wh		0.0000

Reportar

- Una vez ingresado los datos, se debe elegir **Editar – Calcular valores totales.**, de inmediato se calcularán todos los costos variables de cada rubro, así como el total.
- Para grabar estos cálculos utilice el icono grabar de la barra de herramientas o en **Archivo – Guardar cambios.**

Cabe recalcar que como seguridad, cada vez que se quiera salir del cuadro de unidad y fecha escogido saldrán mensajes de advertencia si es que quiere guardar los cambios realizados o también que si quiere ingresar un mes ya existente le indicará si lo quiere reemplazar por otros datos, estos mensajes entre los más importantes.

5.5 RESULTADOS DEL SOFTWARE DE APLICACIÓN

A continuación se muestra un ejemplo en el cual se enseña como se cuales son los datos que se deben de ingresar y como realizar los cálculos de los costos variables de producción.

En la tabla # 5.1 presenta los datos para el mes de Agosto del 2002, que deben ser ingresado en la base de datos.

TABLA # 5.1

DATOS A INGRESAR EN LA BASE DE DATOS

CENTRAL ING. GONZALO ZEVALLOS

UNIDAD TV-3

AGOSTO .2002		
ITEM	UNIDADES	VALOR
1. Generación Bruta Ciclo Operativo	Kwh	2.656.557.600
2.1. Precio del combustible	cUSD/galón	57,8900
2.2. Consumo de combustible	galones	214.758.092
2.3. Rendimiento	kwh/galón	12,37
3.1. Precio del transporte por galón	cUSD/galón	3,8000
3.2. Precio de verificación por galón	cUSD/galón	0,000438
Precio de lubricantes	cUSD	2.402.406,50
Precio unitario A. Sulfúrico	cUSD/Kg	15,70
Consumo de A. Sulfúrico	Kg	100.045
Precio unitario Sosa cáustica	cUSD/Kg	44,80
Consumo de S. Caústica	Kg	213.785
Precio unitario Cloro gas	cUSD/Kg	78,40
Consumo de Cloro gas	Kg	86.955
Precio unitario H. de sodio	cUSD/Kg	17,25
Consumo de H. de sodio	Kg	176.000
Precio unitario Fosfatos	cUSD/Kg	190,78
Consumo de Fosfatos	Kg	413,0
Precio unitario Hidrazina	cUSD/Kg	515,30
Consumo de Hidrazina	Kg	31.625
Precio unitario Carbón activado	cUSD/Lt	187,00
Consumo de Carbón activado	Lt	44.000
Precio unitario Resinas aniónicas	cUSD/Lt	1.167,0
Consumo de Resinas aniónicas	Lt	2.310,0
Precio unitario Resinas catiónicas	cUSD/Lt	403,40
Consumo de Resinas cationicas	Lt	1.375,0
Precio unitario Hidrógeno	cUSD/m ³	1.375,0
Consumo de Hidrógeno	M ³	3.223,0
4.12..1 Precio del combustible diesel	cUSD/galón	75,12140
4.12.2. Consumo de diesel	galones	286.759,00
4.12.3 Precio de transporte por galón	Cusd/galón	0,800
5.1. Precio unitario agua potable	cUSD/m ³	196,00
5.2. Consumo de agua	M3	659.000
6.2. Consumo serv. Auxiliares	kwh	132.827.880
Precio de repuestos	cUSD	225.287.813
Precio de materiales	cUSD	19.187.557
Precio unitario insumo 2	cUSD/unidad	
Consumo del insumo 2	unidades	
Precio de los contratos de mano de	cUSD	57.214.288
Obra adicional para mantenimientos		

Una vez que se ha ingresado estos, para calcular se debe elegir la opción ***Editar – Calcular Valores Totales***. Esta opción permitirá realizar los cálculos de los costos de cada uno de los rubros que conforman los costos variables de producción de la Central Térmica “Ing. Gonzalo Zevallos”

En la siguientes figuras # 5.8 A y B se muestra la plantilla de costos variables de la central Térmica Gonzalo Zevallos llena y almacenada en la base de datos.

FIGURA # 5.8 A.

PLANTILLA DE RESULTADOS

FIGURA # 5.8 B
PLANTILLA DE RESULTADOS

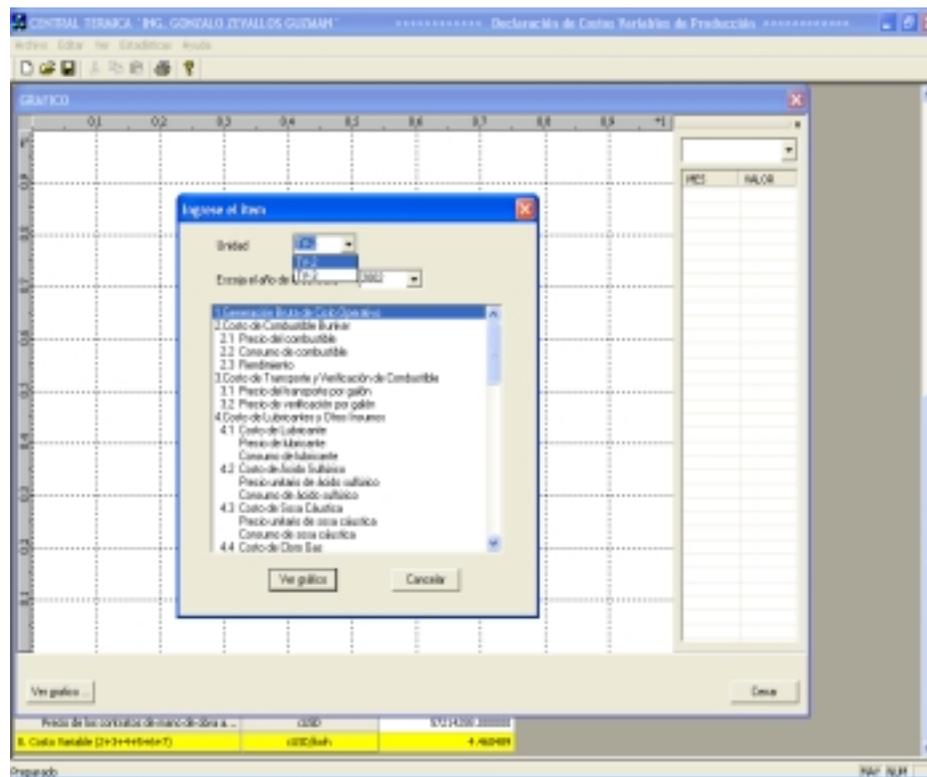
CENTRO TÉCNICO "ING. GONZALO ZUVALDE GONZÁLEZ" - RECUPERACIÓN DE CARLOS PERALTA DE PRODUCCIÓN			
Archivo Editar Ver Estadísticas Ayuda			
	INDIC	TIPO	Agosto 2008
		INDICADOR	MON
4.0 Costo de Cable eléctrico	c02Ave		0.00000
Presupuesto de cable eléctrico	c02B0		200.00000
Consumo de cable eléctrico	ic		44.00000
4.1 Costo de Trama eléctrica	c02Ave		0.00000
Presupuesto de trama eléctrica	c02B0		1000.00000
Consumo de trama eléctrica	ic		2200.00000
4.10 Costo de Trama Central	c02Ave		0.00000
Presupuesto de trama central	c02B0		400.00000
Consumo de trama central	ic		1000.00000
4.11 Costo de Hidrógeno	c02Ave		0.00000
Presupuesto de hidrógeno	c02B0		1000.00000
Consumo de hidrógeno	ic		3000.00000
4.12 Costo de Combustible Diesel	c02Ave		0.00000
Presupuesto Diesel	c02B0		20.00000
Consumo de diesel	gámet		5000.00000
Presupuesto transporte gas	c02B0		0.00000
5. Costo de Agua Potable	c02Ave		0.00000
5.1 Precio agua	c02A0		0.20000
5.2 Consumo de agua	ic		00000.00000
6. Costo de Energía Eléctrica	c02Ave		0.00000
6.1 Consumo de servicios auxiliares	gab		1000000.00000
7. Costo de Mantenimiento	c02Ave		0.00000
7.1 Costo de Repuestos	c02Ave		0.00000
Presupuesto repuestos	c02B0		1000000.00000
7.2 Costo de Mano de Obra	c02Ave		0.00000
Presupuesto mano de obra	c02B0		1000000.00000
7.3 Costo Seguro 1	c02Ave		0.00000
Presupuesto seguro 1	c02B0		0.00000
Consumo del seguro 1	umbud		0.00000
7.4 Costo de Seguro (Otra Adicional) anual	c02Ave		0.00000
Presupuesto de seguro de otra a...	c02B0		1000000.00000
8. Costo Variable (2+3+4+5+6+7)	c02Ave		4.00000

En los gráficos # 5.9, muestra la pantalla de graficos de líneas la misma que permite obtener un gráfico de cualquiera de los elementos que conforman los costos variables de producción.

Esta pantalla permite graficar costos o consumos de cualquier item.

FIGURA # 5.9.

PANTALLA DE GRAFICOS DE LINEAS



En las figuras # 5.10 y 5.11, se muestran graficos de líneas del precio del combustible y del rendimiento de la unidad TV-2 en el año 2000.

FIGURA # 5.10.

PANTALLA DE GRAFICOS DE LINEAS

PRECIO DE COMBUSTIBLE – UNIDAD TV-2 AÑO 2000

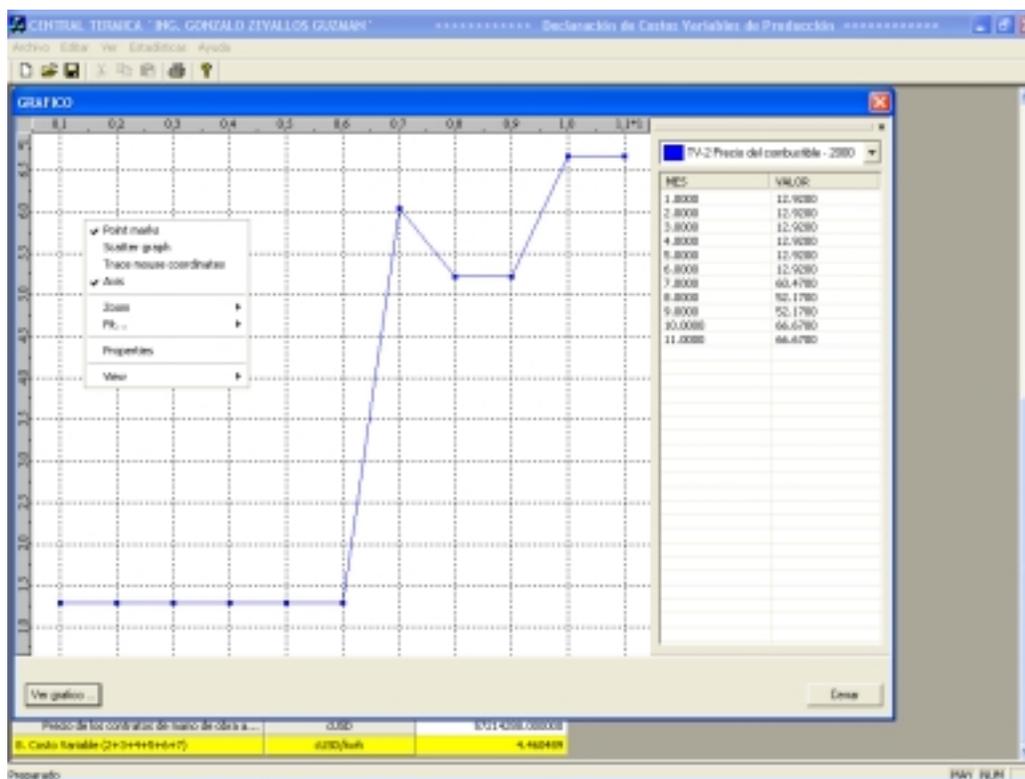
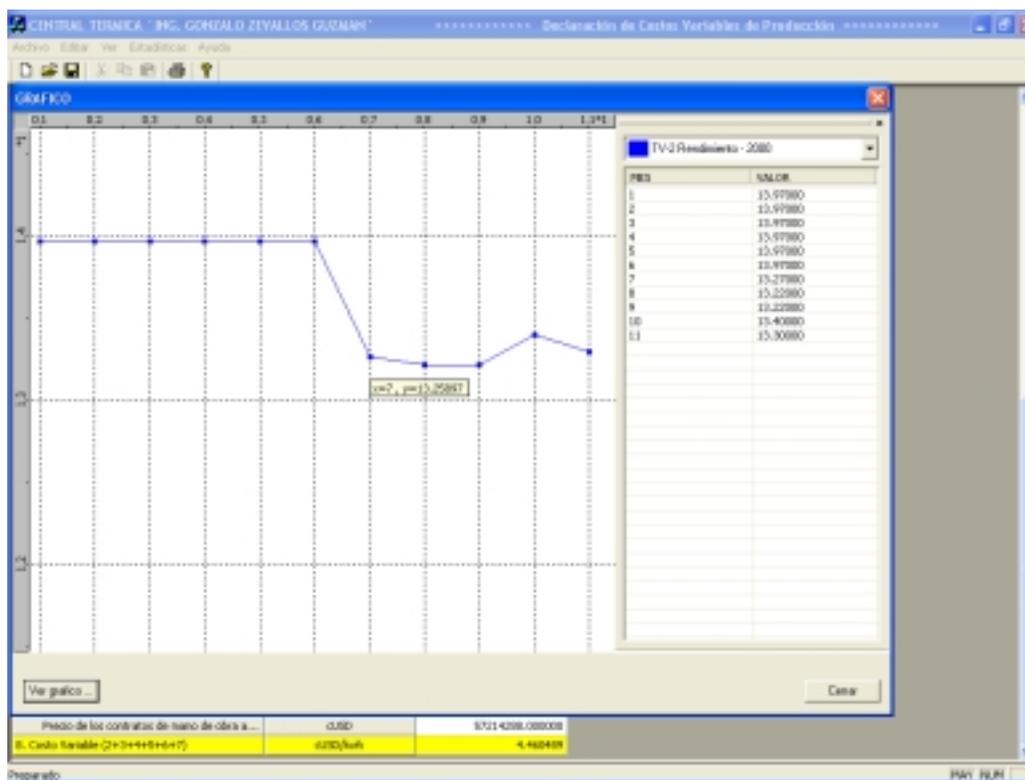


FIGURA # 5.11
PANTALLA DE GRAFICOS DE LINEAS
RENDIMIENTO – UNIDAD TV-2 AÑO 2000



CONCLUSIONES Y

RECOMENDACIONES.

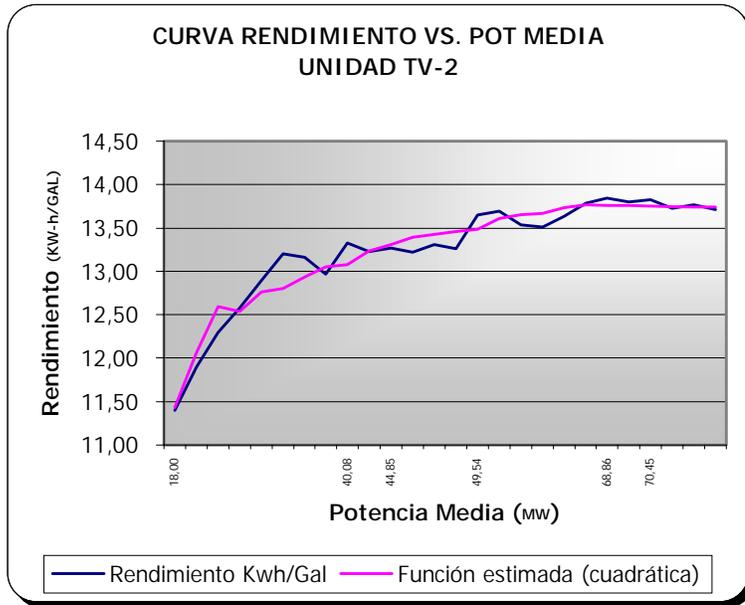
En el Proyecto Tópico de graduación se han encontrado muchos aspectos que por su importancia deben ser tomados en cuenta, los cuales serán expresados y recordados para que el lector pueda entender su relevancia en este proyecto.

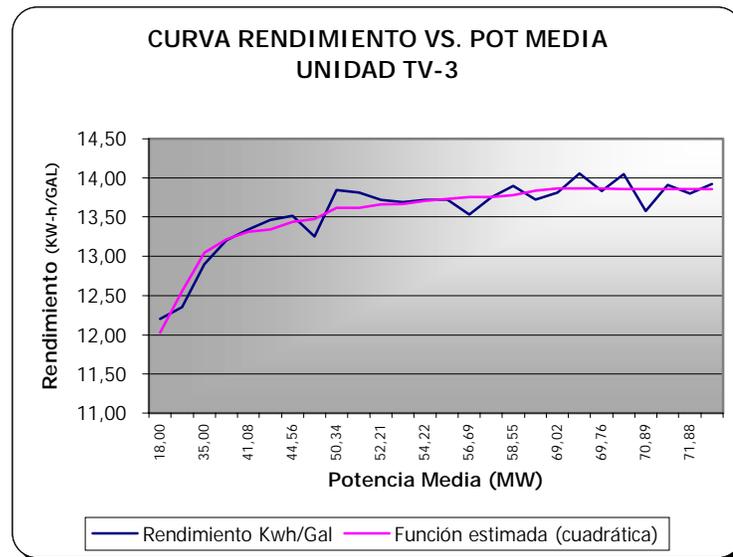
Se **CONCLUYE QUE** los puntos más importantes son:

1. Se determinó que fue muy positivo el cambio del modelo que llevaba el sector eléctrico en el Ecuador. Puesto que el antiguo INECEL regía en todos los sectores y era dueño absoluto de la generación, transmisión y distribución, lo cual provocaba que las operaciones fueran llevadas de una manera centralizada y sin una misión clara de empresa por consiguiente sin optimización de los recursos. Ahora con el nuevo modelo de tipo horizontal, es decir desligadas las etapas de generación, transmisión y distribución unas de otras y comandadas por empresas de carácter privado el sector eléctrico se encuentra más dinámico además, encaminado a la eficiencia del servicio a un mínimo costo, incentivando a la competitividad entre los agentes del sistema eléctrico.

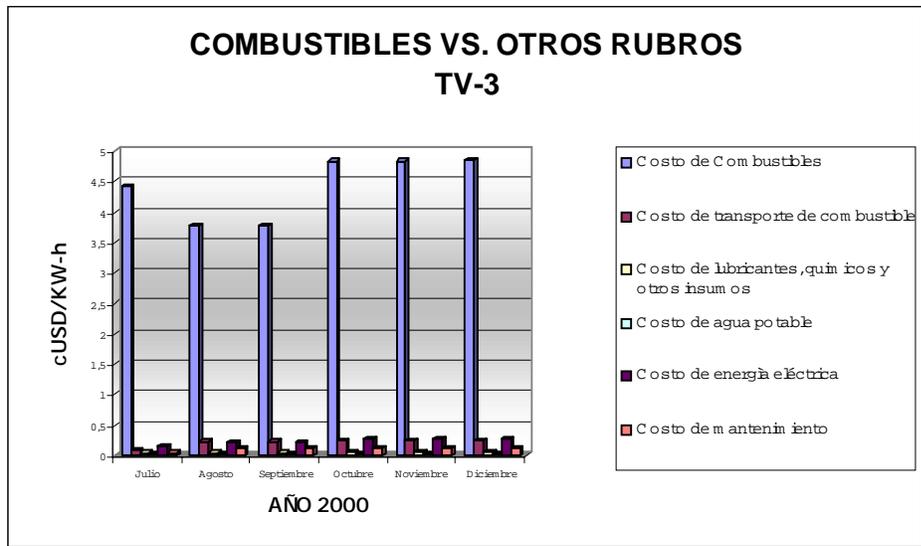
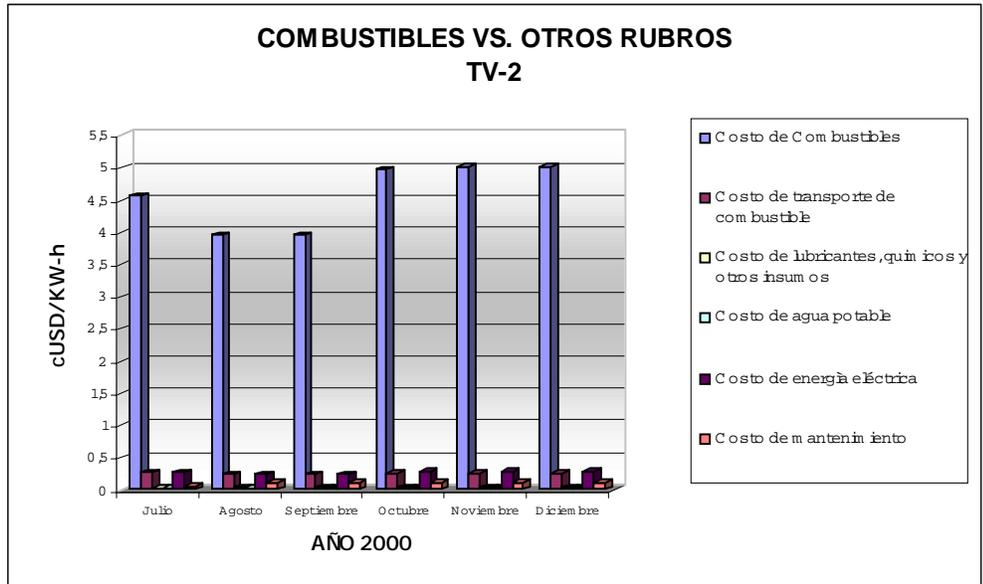
Pero este modelo actual falta ser pulido. Sin embargo en la medida el sector eléctrico se acople a las regulaciones, el mismo llegará a un mayor grado de eficiencia.

2. La obtención de los Costos Variables de producción en una central térmica es base fundamental para observar la eficiencia de las unidades en la producción de energía eléctrica, esta eficiencia radica en el buen manejo de los recursos y elementos que entran directamente en la producción. Mediante el análisis de eficiencia presentado en el capítulo 4 se muestra que la eficiencia de las calderas tienen una característica cuadrática con se muestran en los siguientes gráficos





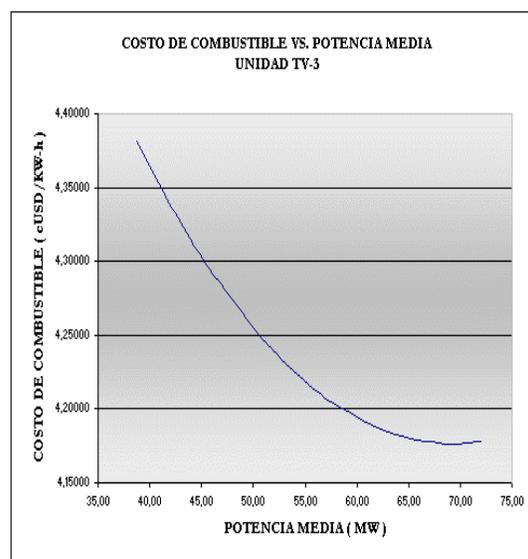
3. El rubro más importante por su mayor peso en porcentaje y por las fluctuaciones en el precio por galón son tanto Diesel como Bunker. Estos dos juntos comprenden el 90% del costo total en cUSD/KW-h, siendo el de mayor consumo el bunker (ver capítulo # 2.5.2).



Estos gráficos muestran claramente como el costo de los combustibles son el rubro más significativo en el precio final de los Costos Variables de producción.

4. A partir de las curvas de rendimiento se puede determinar de una forma más exacta el costo de combustible de las unidades TV-2 y TV-3.

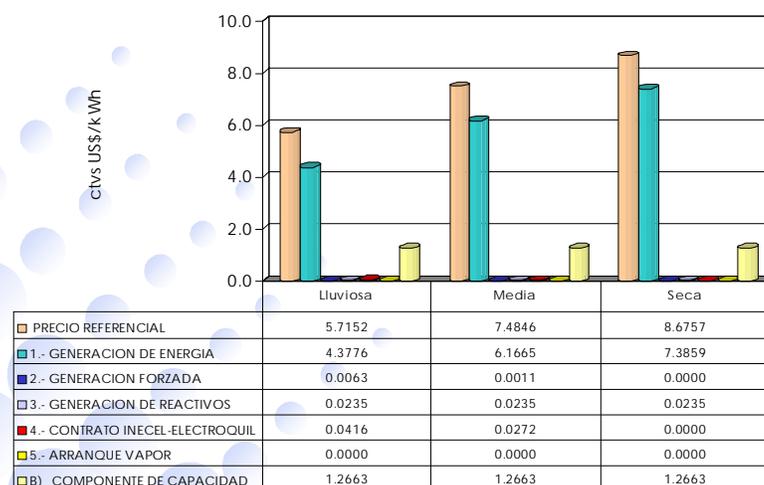
TV-3 AGOSTO DEL 2002			Precio del Combustible cUSD/gal
			57,89530
MES	Potencia Media (MW)	Rendimiento Kwh/Gal	Costo de Combustible cUSD/Kw-h
jun-01	38,71	13,21476	4,38111
jul-01	41,08	13,31173	4,34919
ago-00	41,86	13,34212	4,33929
mar-00	44,56	13,43990	4,30772
may-01	45,67	13,47753	4,29569
jul-00	50,34	13,61563	4,25212
jun-00	50,45	13,61864	4,25118
may-00	52,21	13,66249	4,23754
abr-00	52,34	13,66536	4,23665
sep-00	54,22	13,70729	4,22369
oct-00	55,37	13,73035	4,21659
abr-01	56,69	13,75441	4,20922
sep-01	56,86	13,75749	4,20827
feb-00	58,55	13,78447	4,20004
feb-01	63,71	13,84207	4,18256
ene-01	69,02	13,86238	4,17643
ene-00	69,71	13,86211	4,17651
dic-00	69,76	13,86206	4,17653
nov-00	70,75	13,86045	4,17702
ago-01	70,89	13,86010	4,17712
oct-01	71,82	13,85716	4,17801
mar-01	71,88	13,85690	4,17809
nov-01	72,04	13,85625	4,17828



5. Es importante conocer como se obtiene de cada unidad de generación térmica el costo variable para ser declarado mensualmente al CENACE. En el análisis que realiza el CENACE para determinar el precio referencial de generación se demuestra que el costo variable de producción también llamado costo marginal es el que mayor influencia tiene el precio de final de generación (ver Anexo D).

En el siguiente gráfico se confirma que el costo marginal corresponde a un porcentaje mucho mayor que los demás componentes del precio referencial de generación. De aquí que el correcto cálculo de los costos variables de centrales térmicas, y la optimización de los flujos de potencia en tiempo real son el éxito de este nuevo modelo que se basa en la competitividad, la búsqueda de una operación técnica al mínimo costo y el derecho de los consumidores.

PRG Estación seca oct/01 - mar/02



DIRECCION DE PLANEAMIENTO

Una vez cumplido el objetivo de dar una mejor visión del sistema eléctrico actual, su nuevo modelo de operación, sus transacciones y liquidaciones por potencia y energía se **RECOMIENDA QUE:**

1. El despacho diario de potencia para las unidades principalmente térmicas disponibles sean más real, eficiente y con el principio de mínimo costo. Esto se lograría tomando los rendimientos reales de combustible para todos los rangos de potencia que la unidad esté en capacidad de brindar al sistema. Con los rendimientos reales por potencia de cada unidad térmica se podría obtener un flujo de potencia más eficiente en tiempo real y de este modo brindar un despacho realmente económico donde se escojan las unidades que a una potencia requerida por la demanda su rendimiento le convenga al sistema y sobre todo al usuario final.
2. Se recomienda prioridad a los proyectos termoeléctricos que contribuyan a la eficiencia y mínimo costo de la energía, llegando a que su rubro más fuerte es decir la parte de combustión deba ser optimizada. Dentro de esta optimización se tendría a utilizar un mejor combustible cuyo precio sea más barato o cuyo rendimiento sea mayor, para esto se tendría que realizar un

estudio de la alternativa más rentable para la empresa generadora. Para las unidades a vapor otra opción es cambiar del tradicional bunker a otras formas de combustión que podrían ser con gas natural. Para esto la caldera de estas unidades deben tener esa característica de cambio, es decir que con algunas modificaciones se pueda generar el vapor a través del gas natural.

Como comentario las calderas de la central Gonzalo Zevallos tienen la posibilidad de cambiar a ciclo combinado con gas natural dándole unas modificaciones a los quemadores y los tubos internos del hogar de la caldera.

3. Se regularice el método de obtención de los consumos totales de los rubros de costos variables de producción tales como los químicos, agua potable, diesel, energía eléctrica para auxiliares y los gastos de mantenimientos. Es decir que obtengan sus consumos totales para el ciclo operativo de la misma

manera todas las empresas sean térmicas o hidráulicas para obtener un mejor control en sus declaraciones mensuales.

Esto es que el CENACE en cualquier momento pueda revisarlos y ser auditables de una manera más rápida y con un control más estricto.

4. En tiempos de estiaje, cuando las unidades que marginan son las térmicas y el precio de mercado es muy alto, exista un precio tope (*price cap*) para las empresas hidráulicas, es decir que para cierto precio de mercado se le sigan pagando a las hidráulicas por la última central que entró a suplir la demanda, pero después de cierto precio límite no se le pague más que ese precio. Esto sería referido solo al pago por energía. Este método reduciría el precio referencial de generación, pues estos pagos excedentes de energía a las hidráulicas la pagan los usuarios a través de las empresas distribuidoras.
5. Los controles de liquidaciones tanto de potencia como de energía en el MEM deberán ser más estrictos para las distribuidoras, la manera de lograrlo sería

obligándoles a pagar por el producto recibido. Actualmente dentro del sistema eléctrico solo se ha pagado por parte de las distribuidoras aproximadamente un 63% de lo adeudado a las generadoras poniendo en riesgo el buen desempeño del Mercado Eléctrico Mayorista en el país.

BIBLIOGRAFÍA

- REGULACION NO. CONELEC -005/99
- REGULACION NO. CONELEC -066/99
- REGULACION NO. CONELEC -003/00
- LEY DE REGIMEN DEL SECTOR ELECTRICO, (MERCADO ELECTRICO MAYORISTA), edición actualizada hasta octubre del 2001.
- Informe Anual de operación de la Central Térmica Gonzalo Zevallos, Año 1999.
- Informe Anual de operación de la Central Térmica Gonzalo Zevallos, Año 2000.
- Informe Anual de operación de la Central Térmica Gonzalo Zevallos, Año 2001. Departamento de Comercialización, Informe técnico “Curvas de Rendimiento de las unidades TV-2 y TV-3”, Mayo del 2002.

- CENACE-ESPOL, Seminario “Conformación del Mercado Eléctrico Mayorista”, Marzo del 2000.
- CONELEC, Manual de Despacho del Sistema Nacional Interconectado, Año 2000.
- www.cenace.gov.ec
- www.conelec.org

ANEXO A

CONFIABILIDAD DE LAS UNIDADES TV-2 Y TV-3 DE LA CENTRAL TERMICA “ING. GONZALO ZEVALLOS”

Fuente: *Reportes Técnicos del Consorcio Operman & Trabensa.*

En la central térmica “Ing. Gonzalo Zevallos” es el consorcio Operman y Trabensa el encargado de la operación y mantenimiento de la misma. Este consorcio tiene la obligación ante Electroguayas de mantener una alta eficiencia en el manejo de la Central.

El Consorcio Operman & Trabensa presenta la confiabilidad de las unidades TV-2 y TV-3 de la siguiente forma:

$$\eta = \frac{H_{dis} - (H_{f\ int} + H_{mant})}{H_{dis}}$$

Donde:

η = confiabilidad de la unidad (TV-2 ó TV-3).

Hdis = Horas disponibles de la unidad.

Hfint = Horas paradas por falla interna.

Hmant. = Horas paradas por mantenimiento preventivo.

Las tablas a continuación muestran los valores de confiabilidad de las unidades TV-2 y TV-3 en los años 2000, 2001 Y 2002.

Dentro de este índice de eficiencia, las horas de fallas internas y mantenimiento programado son las únicas que pueden alterar este índice de operación de las unidades de generación.

Las tablas # A.1, A2 y A3, muestran los valores de confiabilidad de las unidades TV-2 y TV-3 en los años 2000, 2001 Y 2002 emitidos por el Departamento de Operación de la central térmica " Ing. Gonzalo Zevallos ".

TABLA # A..1

TABLA DE HORAS DE OPERACIÓN Y SALIDAS DE LAS UNIDADES TV-2 Y TV-3 (AÑO 2000)

TV-2

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
HORAS OPERACIÓN	744	694,82	739,7	717,73	742,44	48,75	413,7	652,69	720	744	697,3	744
HORAS MANTENIMIENTO PROGRAMADO	0	0	0	0	0	671,25	319,68	90,83	0	0	0	0
HORAS SALIDA POR CAUSAS AJENAS	0	0	0	0	0	0	10,62	0	0	9,74	22,97	0
HORAS SALIDA POR FALLA INTERNA	0	1,18	0	2,27	0	0	0	0,48	0	0	0	0
INDICE CONFIABILIDAD	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	***	***	0,86	1,00	1,00	1,00	1,00

TV-3

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JULIO	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC
HORAS OPERACIÓN	742,18	696	738,77	716,68	742,02	720	504,2	153	712,12	734,26	707,52	744
HORAS MANTENIMIENTO PROGRAMADO	0	0	0	0	0	0	239,8	591	0	0	0	0
HORAS SALIDA POR CAUSAS AJENAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12,48	0
HORAS SALIDA POR FALLA INTERNA	1,82	0	0	3,32	0	0	0	0	7,88	0	0	0
INDICE CONFIABILIDAD	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	***	***	0,99	1,00	1,00	1,00

*** EN ESTOS MESES SE REALIZARON LOS MANTENIMIENTOS PREVENTIVOS ANUALES DE LA PLANTA.

INDICE DE CONFIABILIDAD ANUAL TV-2	0,986 **
INDICE DE CONFIABILIDAD ANUAL TV-3	0,99 **

TABLA # A.2

TABLA DE HORAS DE OPERACIÓN Y SALIDAS DE LAS UNIDADES TV-2 Y TV-3 (AÑO 2001)
TV-2

	ENERO	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC
HORAS OPERACIÓN	744	672	744	718,38	736,5	442,64	94,92	744	604	734,94	718,08	742,57
HORAS MANTENIMIENTO PROGRAMADO	0	0	0	0	0	191,9	649,8	0	0	0	0	0
HORAS SALIDA POR CAUSAS AJENAS	0	0	0	0	0	0	0	0	116	6,95	1,92	1,43
HORAS SALIDA POR FALLA INTERNA	0	0	0	1,62	7,5	85,46	0	0	0	2,11	0	0
INDICE CONFIABILIDAD	1,00	1,00	1,00	1,00	0,99	***	***	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

TV-3

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
HORAS OPERACIÓN	744	672	744	720	743,14	720	736,85	72,66	370	732,98	720	744
HORAS MANTENIMIENTO PROGRAMADO	0	0	0	0	0	0	0	671,34	160,34	0	0	0
HORAS SALIDA POR CAUSAS AJENAS	0	0	0	0	0	0	3,25	0	138,19	10,19	0	0
HORAS SALIDA POR FALLA INTERNA	0	0	0	0	0,86	0	3,9	0	38,71	0	0	0
INDICE CONFIABILIDAD	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,99	***	***	1,00	1,00	1,00

*** EN ESTOS MESES SE REALIZARON LOS MANTENIMIENTOS PREVENTIVOS ANUALES DE LA PLANTA.

INDICE DE CONFIABILIDAD ANUAL TV-2	0,99 **
INDICE DE CONFIABILIDAD ANUAL TV-3	0,99 **

TABLA # A.3.

TABLA DE HORAS DE OPERACIÓN Y SALIDAS DE LAS UNIDADES TV-2 Y TV-3 (AÑO 2002)
TV-2

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO
HORAS OPERACIÓN	743,02	671,45	742,18	676,28	744	0
HORAS MANTENIMIENTO PROGRAMADO	0	0	0	0	0	720
HORAS SALIDA POR CAUSAS AJENAS	0	0	0	0	0	0
HORAS SALIDA POR FALLA INTERNA	0,98	0,55	1,82	0	0	0
INDICE CONFIABILIDAD	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	***

TV-3

	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO
HORAS OPERACIÓN	739,13	672	744	720	744	720
HORAS MANTENIMIENTO PROGRAMADO	0	0	0	0	0	0
HORAS SALIDA POR CAUSAS AJENAS	0	0	0	0	0	0
HORAS SALIDA POR FALLA INTERNA	4,87	0	0	0	0,86	0
INDICE CONFIABILIDAD	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

*** EN ESTOS MESES SE REALIZARON LOS MANTENIMIENTOS PREVENTIVOS ANUALES DE LA PLANTA.

INDICE DE CONFIABILIDAD ANUAL TV-2	0,99 **
INDICE DE CONFIABILIDAD ANUAL TV-3	0,99 **

ANEXO B

DECLARACIÓN DE COSTOS DE ARRANQUE - PARADA EN LAS UNIDADES TURBO-VAPOR.

Fuente: Regulación No. CONELEC -006/99

Dentro de los diversos costos que con lleva la generación térmica, el Directorio del Consejo Nacional de Electricidad en conjunto con el Reglamento de funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista, reconoce el costo de arranque-parada de las unidades turbo-vapor, de acuerdo al valor que haya sido declarado por el generador en un arranque en frío.

Este reglamento establece además que, se reconocerá el costo de arranque-parada de las unidades turbo-vapor, cuando por condiciones operativas del sistema se requieran parar estas unidades.

Dentro de los literales a) y e) del artículo 13 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y en la regulación No. CONELEC – 004/000, se exponen algunos de los siguientes puntos:

- **Objetivo de los Costos.**

Establecer el procedimiento para la declaración de los costos de arranque-parada de las unidades turbo-vapor, cuando por condiciones operativas del sistema se requiera parar estas unidades.

- **Costo de Arranque – Parada.**

El costo de arranque – parada de una unidad turbo-vapor, es aquel en el cual se incurre para poner en operación y ubicar en línea la unidad, luego de que la misma ha permanecido parada, a solicitud del CENACE por más de 48 horas, es decir para un arranque en frío.

En el caso en que la unidad sea puesta en línea antes de 48 horas, se considerará como un arranque en caliente y no será objeto de remuneración.

- **Metodología para definir el Costo de arranque-parada.**

La metodología definitiva será establecida luego de un estudio que realicen los Agentes involucrados con el CENACE. Hasta que los resultados de ese estudio sean aprobados por el CONELEC, se procederá con la metodología que se indica a continuación.

- **Fórmula a aplicarse.**

$$CAP = \frac{A \times FRC \times I \times C}{8760}$$

Donde:

CAP= Costos de Arranque-Parada.

A = Porcentaje de la inversión total del equipo que se envejece o afecta por

el

proceso de arranque y parada.

FRC = Factor de recuperación del capital.

I = Inversión total actualizada en dólares americanos (US\$).

C= Tiempo en horas de funcionamiento.

Los siguientes parámetros son para centrales turbo-vapor que operan en el Sistema Nacional Interconectado.

n= 30 años **i**= tasa descuento en el Pliego Tarifario Vigente

A= 0.25 **C**= Ver detalle

El factor **C** se determina de acuerdo a la duración de la parada, es decir al tiempo transcurrido desde que se produjo la salida de servicio del Generador a pedido del CENACE, hasta el momento en que este organismo solicitó su retorno al Sistema.

Los valores de **C** que se indican, incluyen la incidencia de otros componentes involucrados en el proceso de arranque tales como combustible, energía eléctrica, agua, productos químicos, etcétera. Estos valores son:

C=40 para parada mayor de 48 horas hasta 360 horas.

C=45 para parada mayor de 360 horas hasta 720 horas.

C=50 para parada mayor de 720 horas.

Fuente: Regulación No. CONELEC-006/99

ANEXO C

DECLARACIÓN DE COSTOS POR SUMINISTRO DE POTENCIA REACTIVA.

Fuente: Regulación No. CONELEC –009/99

Otro de los costos de producción que tiene una central térmica es el Costo por Suministro de Potencia Reactiva, que también es reconocido por el CONELEC y dentro del Reglamento para el Funcionamiento del MEM. Este reglamento en su artículo 28 establece que todos los agentes del MEM son responsables por el control de flujo de potencia reactiva en sus puntos de intercambio con el MEM, en función de las Regulaciones que emita el CONELEC sobre la materia y, además, basándose en el equipamiento para suministrar potencia reactiva declarado por los generadores, transmisor, distribuidores y grandes consumidores.

Además dentro del Art. 1 del Reglamento ya referido y a través de las regulaciones que dicta el CONELEC se resuelven algunos de los siguientes puntos:

- **OBJETIVO DE LOS COSTOS.**

Establecer los procedimientos para el cumplimiento de las normas de calidad sobre el Control de Voltaje y Potencia Reactiva, por parte de los agentes del MEM en condiciones normales y en emergencia.

- **RESPONSABILIDADES DE LOS AGENTES DEL MEM.**

Es responsabilidad de los Agentes:

GENERADORES

- Enviar al CENACE la Curva P-Q o Curva de Capacidad actualizada, con indicación de las zonas seguras de operación en estado estable, de cada una de sus unidades y, de ser el caso, incluir las restricciones que impidan su máximo aprovechamiento.
- Entregar reactivos hasta el 95% del límite de potencia reactiva (inductiva o capacitiva), en cualquier punto de operación que esté dentro de las

características técnicas de las máquinas, de acuerdo a lo solicitado por el

CENACE.

- En forma temporal, cuando así lo solicite el CENACE, entregar el 100% de la capacidad de generación de reactivos, establecida en las curvas P-Q de sus unidades, en períodos de hasta 30 minutos, con intervalos que permitan mantener las condiciones normales de operación de la unidad.
- Ubicar el tap del transformador de elevación en la posición que lo solicite el CENACE, con la finalidad de aprovechar al máximo la producción de potencia reactiva.
- Efectuar los ajustes en los taps de los transformadores de servicios auxiliares para poder operar dentro de la curva de capacidad.

- Informar si sus generadores pueden operar como compensadores sincrónicos; y, en caso contrario, la potencia activa mínima (Kw.) con la que pueden operar en forma continua, con la finalidad exclusiva de suministrar reactivos al sistema incluyendo en la información los costos variables de producción correspondientes a este tipo de operación.

TRANSMISOR

- Declarar al CENACE los equipos para el control de voltaje y suministro de potencia reactiva que pone a disposición del MEM. En el listado especificará: ubicación, nivel de voltaje de instalación, tipo de equipamiento, magnitud de potencia reactiva, restricciones o forma de operación.
- Mantener los niveles de voltaje, en las barras de sus subestaciones, con variaciones no mayores a los límites establecidos por el CONELEC sobre la base de los estudios presentados por el CENACE. Los estudios lo efectuarán conjuntamente el CENACE y el TRANSMISOR tomando como

referencia el Plan de Expansión del Transmisor y el Plan de Operación del MEM. Como uno de los resultados de dichos estudios, se obtendrá el listado de nodos del S.N.I. y períodos donde no se pueda cumplir con el control de voltaje y potencia reactiva.

- Ubicar los taps de los transformadores de reducción en la posición que lo solicite el CENACE, con la finalidad de aprovechar al máximo la producción de potencia reactiva.
- Corregir o levantar las restricciones en los nodos en donde no se pueda cumplir con el control de voltaje dentro de los plazos establecidos en los estudios.

DISTRIBUIDORES Y GRANDES CONSUMIDORES.

- Los Distribuidores y Grandes Consumidores deben comprometer en cada uno de sus nodos (barras) de interconexión con el transportista u otros

agentes del MEM un factor de potencia, que será determinado por el CONELEC sobre la base de un estudio conjunto CENACE-Distribuidor y tomando como referencia el Plan de Expansión presentado como respaldo al cálculo del VAD (VALOR AGRAGADO DE DISTRIBUCIÓN). Los valores límites del factor de potencia serán calculados para demanda: mínima, media y máxima. El factor de potencia se lo determinará sin tomar en cuenta el efecto de cualquier generación insertada en la red del Distribuidor.

La información que deben entregar al CENACE es:

- Factor de Potencia en horas de demanda mínima, media y punta, en los nodos de interconexión.
- Puntos de interconexión donde no se pueda cumplir con el factor de potencia requerido y su causa, como resultado de los estudios arriba mencionados.

- Equipo para control de voltaje y suministro de potencia reactiva que dispongan y con los cuales puedan cumplir con el factor de potencia comprometido en los nodos de interconexión.
- Corregir o levantar las restricciones en los nodos en donde no se pueda cumplir con el control de voltaje dentro de los plazos establecidos en los estudios.

El CENACE utilizará la mejor información disponible hasta que los Generadores, Distribuidores, Grandes Consumidores y el Transmisor cumplan con suministrar lo señalado en este numeral. Toda la información entregada por los Agentes estará sujeta a verificación por parte del CENACE.

- **COSTOS DE PRODUCCIÓN DE REACTIVOS**

Los costos de producción de la potencia y energía reactivas se calcularán sobre la base de costos fijos y costos variables declarados por los Agentes propietarios.

- **Costos fijos.**

Precio Unitario de la Potencia Reactiva:

El precio unitario de la potencia reactiva será declarado por el Agente propietario y corresponderá al costo unitario mensual del capital y los costos fijos de operación y mantenimiento únicamente de los equipos que funcionan para producir potencia reactiva, se incluirá también la parte proporcional de equipos auxiliares que se utilicen exclusivamente para este tipo de operación de producción de reactivos. Con este costo declarado se remunerará la potencia reactiva, podrá ser reajustado trimestralmente y estará sujeto a la verificación por parte del CENACE.

La fórmula a aplicarse:

$$\text{PUPRRm} = A * \text{FRCm} * \left(1 - \frac{\text{PRa}}{\text{PEa}}\right) * (\text{PPI})$$

Donde:

PUPRRm = Precio Unitario de Potencia Reactiva Remunerable mensual (US \$/KVAR-mes).

A = Porcentaje de la inversión total del equipamiento, considerando aquellos destinados exclusivamente para el control de voltaje.

FRCm = Factor de recuperación mensual del capital.

PRa = Potencia Remunerable activa Puesta a Disposición calculada por el CENACE sobre la base del Art. 16 del Reglamento para el funcionamiento del MEM y su Regulación conexas.

PEa = Potencia Efectiva activa (MW).

PPI = Precio por KW instalado utilizado en el cálculo del precio unitario de potencia activa definido por el CONELEC de acuerdo con el Art. 18 del Reglamento para el Funcionamiento del MEM.

El Factor de Recuperación mensual del Capital (FRCm) se calcula con la siguiente expresión:

$$\text{FRCm} = \frac{\text{FRC}}{12}$$

Donde:

FRC es el Factor de Recuperación anual de Capital que se calcula con la siguiente expresión:

$$\text{FRC} = \frac{i \cdot (1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

Donde:

n = vida útil media en años.

i = tasa de descuento.

Los parámetros n e i se establecen, de acuerdo al equipamiento:

<i>Compensadores</i>	<i>Equipo estático</i>
<i>Sincrónicos</i>	<i>(Capacitores, reactores, SVC)</i>
n 15 años	30 años

i Fijada por el CONELEC en el pliego tarifario vigente.

La declaración de los costos fijos se la efectuará en dólares americanos.

El CENACE calculará junto con la programación estacional los valores que por la Potencia Reactiva Remunerable Disponible, corresponden pagar a los generadores, transmisor, distribuidores y grandes consumidores. Dichos valores serán revisados en las actualizaciones trimestrales que efectúa el CENACE.

- **Costos Variables.**

Se entenderá por costo variable aquel que cambia en función del período de operación u horas de funcionamiento del compensador sincrónico o del equipo estático exclusivamente para el control de voltaje.

- a) **Componentes del Costo Variable.**

Para el cálculo de los componentes de los costos variables se define:

GER, Generación reactiva, estimada para un ciclo operativo, basada en la estadística operativa o información del fabricante. El ciclo operativo se considera entre dos mantenimientos mayores. En el caso de los generadores, se tomará en cuenta la generación de reactivos solamente cuando opera como compensador síncrono.

En la determinación de los costos variables se tomarán en cuenta los siguientes rubros:

- Consumo de energía eléctrica activa **para la producción de reactivos y** para sistemas auxiliares relacionados a dicha producción.
- Lubricantes, químicos, agua y otros insumos para operación.
- Mantenimientos programados (preventivos y correctivos), durante el ciclo operativo, que consideran valor de los repuestos y otros insumos a utilizarse en la mano de obra adicional para la ejecución de dichos mantenimientos. Solo se considerarán los mantenimientos que sean

necesarios debido al desgaste o deterioro de los equipos usados exclusivamente para la producción de potencia reactiva.

- Combustible utilizado en arranques de la unidad generadora para operar como compensador sincrónico.

b) Cálculo de los Costos Variables (US \$/KVARH).

- Costo de energía eléctrica consumida, CEEC en (US\$/KVARH).

$$\text{CEEC} = \text{PEE} * \text{REA}$$

donde:

PEE = Precio medio de la energía (KWH) en el Mercado Ocasional en el mes de la liquidación, en dólares americanos/KWH.

REA = Rendimiento del equipo, (KWH/KVARH), sobre la energía eléctrica activa consumida y referido a la producción de energía reactiva. Se calculará dividiendo la energía activa consumida para la

energía reactiva anual generada (GER), durante el ciclo operativo, cuando opera como compensador sincrónico.

El precio medio de la energía eléctrica PEE será liquidado por el CENACE en el mes correspondiente. Por lo tanto, el Agente Generador únicamente consignará en su Declaración el rendimiento del equipo REA expresado en KWH/KVARH.

- **Costos de Lubricantes, Químicos, Agua y Otros Insumos CLQYO (US \$/KVARH).**

$$CLQYO = \frac{\sum_{i=1}^n (PU_i * MC_i)}{GER}$$

Donde:

PU = Costo unitario de cada insumo "i".

MC = Magnitud de consumo mensual cada insumo "i".

GER = Generación energía reactiva en el ciclo operativo (KVARH).

- **Costos de Mantenimiento, CM, (US \$/KVARH).**

$$CM = \frac{RPTM + OIM + MOAM}{GER}$$

Donde:

RPTM = Valor de los repuestos para mantenimientos programados en el ciclo operativo.

OIM = Valor de otros insumos para mantenimientos programados en el ciclo operativo.

MOAM = Mano de obra adicional contratada para los mantenimientos.

GER = Generación energía reactiva en el ciclo operativo (KVARH).

- **Costo de Combustible, CC, (US \$/KVARH).**

El costo de combustible consumido en los arranques de la unidad para operar como compensador síncrono, referido a la producción de energía reactiva, durante el ciclo operativo.

- **Costo Variable, CV, (US \$/KVARH)**

El Costo Variable de la Energía Reactiva en dólares americanos / KVARH, será igual a la suma de los diferentes costos señalados en los numerales anteriores, esto es:

$$\mathbf{CV = CEEC + CLQYO + CM + CC}$$

Fuente: Regulación No. CONELEC-009/99

ANEXO D

**INFLUENCIA DE LOS COSTOS VARIABLES DE PRODUCCIÓN EN EL
PRECIO REFERENCIAL DE LA GENERACIÓN PARA EL USUARIO FINAL**

ESTRUCTURA DE LA TARIFA

La estructura de la tarifa para el usuario final es:

- **Precio referencial de generación**
- Costos medios de transmisión.
- Valor agregado de distribución.

Los elementos que conforman el **precio referencial de generación** son:

A) Componente de Energía.

A.1. Costo Marginal de Generación. Promedio ponderado de los costos marginales de generación de corto plazo, para un período de simulación de un año del despacho de carga a mínimo costo. Se obtienen así seis valores promedio para las cada período horario-estacional que son:

- Estación Seca (octubre – marzo)
- Estación Lluviosa (abril – septiembre)

Para cada una de estas estaciones se consideran los períodos horarios de:

BASE, MEDIA Y PUNTA.

A.2. Costo de Generación Forzada por seguridad y calidad de servicio.

Considera los costos de generación forzada requeridas por falta de capacidad o deficiencias en la red de transmisión.

Restricciones que se consideran:

- Restricciones de transporte en líneas de transmisión.
- Restricciones por capacidad de transformadores.
- Restricciones por regulación de voltaje, estabilidad transitoria, estabilidad dinámica, etc.

A.3. Costo por Generación de Reactivos.

Los costos de operación de compensadores sincrónicos para control de voltaje en la red de transmisión, se calculan según lo establecido en la regulación CONELEC 009/99.

A.4. Costo de los PPA (POWER PURCHASE AGREEMENT- CONTRATOS A PLAZO).

El cálculo de este costo se realiza mediante la diferencia entre el valor del contrato y los ingresos por operación del generador privado en el MEM.

A.5. Arranque de unidades a vapor.

“El costo de arranque-parada de una unidad turbo-vapor, es aquel en el cual se incurre para poner en operación y ubicar en línea la unidad, luego de que la unidad a permanecido parada por más de 48 horas, es decir un arranque en frío”. (Regulación CONELEC 004/00).

B) COMPONENTE DE CAPACIDAD.

B.1. Costo de la potencia remunerable y reserva.

Costo resultante por remunerar la disponibilidad de las unidades generadoras por una potencia igual a la demanda máxima más una

reserva técnica de generación. Actualmente, la reserva es igual a la unidad más grande despachada.

B.2. Costo por regulación secundaria de frecuencia.

Pago por potencia para reserva secundaria y reserva rodante operativa, equivalente al 4,5 % de la demanda máxima de potencia del sistema.

Para el análisis del precio referencial de generación se debe hacer una simulación de la operación del sistema considerando lo siguiente:

MINIMIZAR COSTO DE PRODUCCIÓN

Considerando:

- Cobertura de demanda
- Disponibilidad térmica

- Balance hídrico
- Modelación hidrológica determinística
- Técnica de solución: programación lineal y flujo DC (Las pérdidas se manejan con un método iterativo).

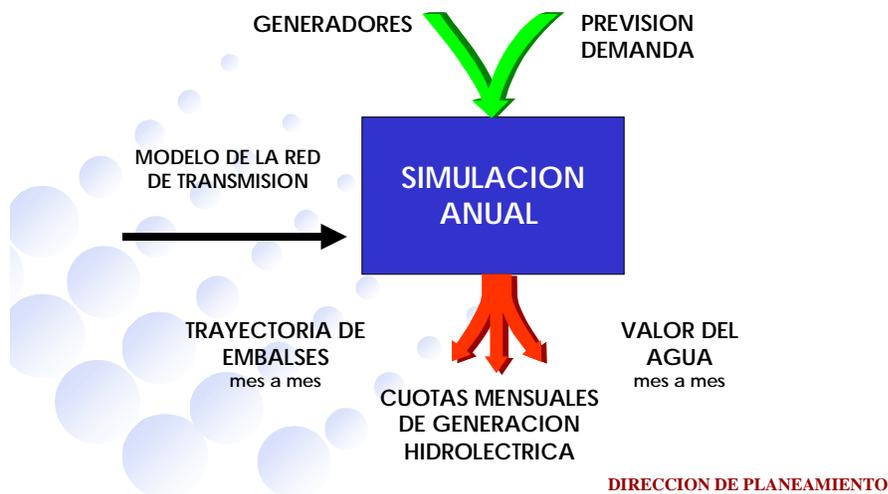
Estos componentes se reflejan en la figura # D.1:

FIGURA # D.1.

SIMULACION DE LA OPERACIÓN ANUAL



Simulación de la Operación Anual



Para poder obtener los precios referenciales de generación se necesita de los

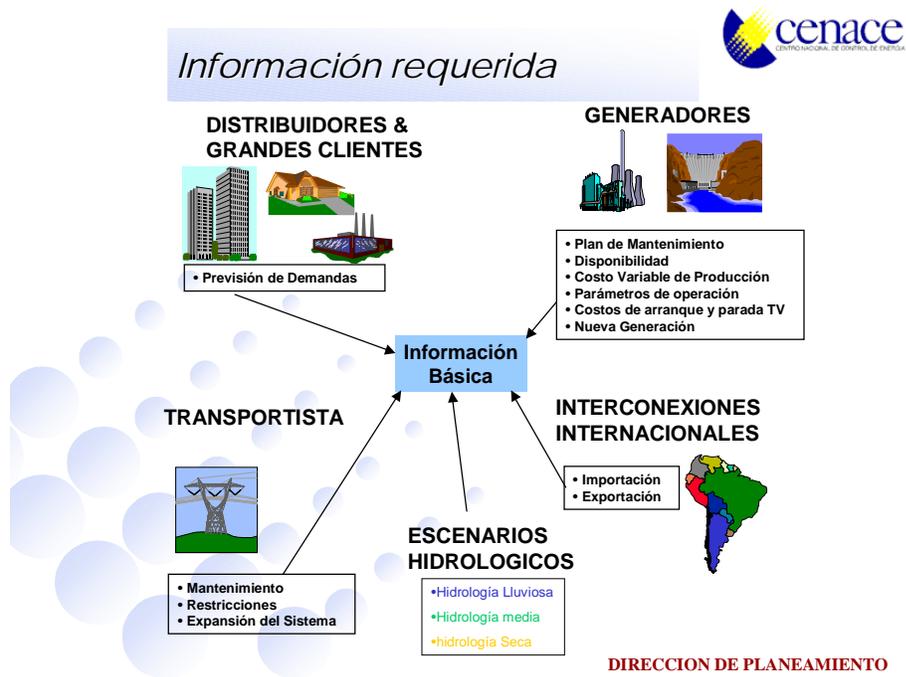
siguientes antecedentes entre los mas relevantes:

- Previsión de Demandas.
- Plan de mantenimiento de generadoras.
- Costos Variables de producción de generadoras.
- Costos de Arranque – Parada de las turbo-vapor.
- Mantenimiento de Redes de Transmisión.
- Expansión del sistema de transmisión.
- Interconexiones internacionales.
- Escenarios hidrológicos.

FIGURA # D.2

INFORMACION REQUERIDA PARA DETERMINAR EL PRECIO

REFERENCIAL DE GENERACIÓN



Dentro de la información requerida para obtener el precio referencial de generación se necesita la previsión de la demanda del sistema, proporcionada por los distribuidores y grandes consumidores. En la figura D.3 se presentan las curvas de previsión de demanda de los años 2000, 2001 y 2002.

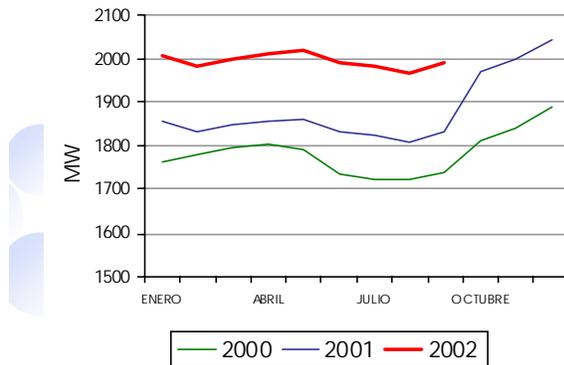
FIGURA # D.3

PREVISION DE LA DEMANDA



Previsión de demanda

POTENCIA



Tasa anual de crecimiento

3.77%

Demanda máxima

2017 MW
(may/02)

DIRECCION DE PLANEAMIENTO

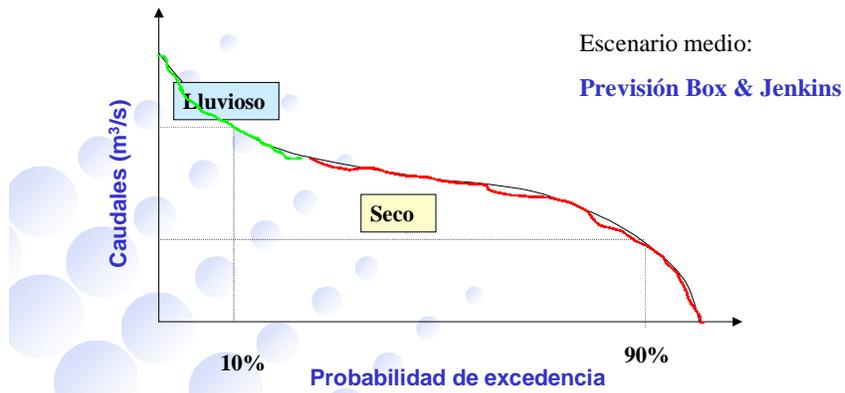
En la figura D.4 se presenta la curva del escenario hidrológico medio de los caudales probables para la producción de energía eléctrica (escenario medio):

FIGURA # D.4

CURVA DE PROBABILISTICA DE EXCEDENCIA



Escenarios hidrológicos

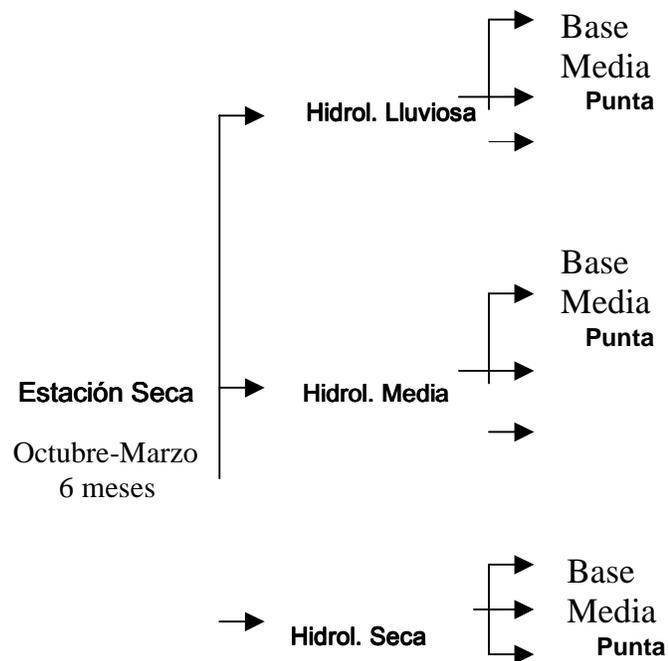


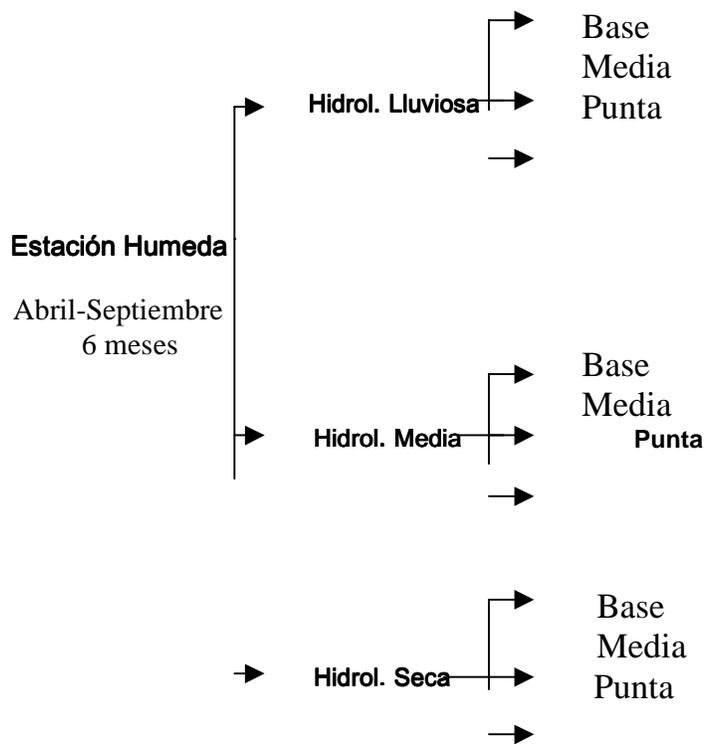
DIRECCION DE PLANEAMIENTO

Uno de los factores más importantes para obtener el precio referencial de generación son los costos marginales de la producción de energía. Estos costos a lo largo de un año son variables de acuerdo al escenario hidrológico que se encuentre en ese momento. Los escenarios hidrológicos influyen de gran manera en el despacho de energía y en posicionamiento de las generadoras, ya sean como

energía base, media o punta; debido a la dependencia que tiene el país en la generación hidroeléctrica.

El cálculo del precio referencial de generación se desarrolla de la siguiente forma:





- Se tiene el costo marginal de la energía mensual para cada estación (seca y húmeda), en las tres hidrologías existentes (lluviosa, media y seca), y para las demandas de base, media y punta. Estos datos se observan en las figuras D.5, D.6 y D.7 .

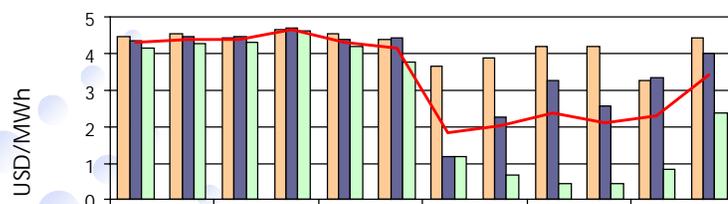
FIGURA # D.5

COSTOS MARGINALES DE LA ENERGIA

HIDROLOGIA LLUVIOSA



Costos marginales de la energía
Hidrología lluviosa



	Oct-01	Nov-01	Dic-01	Ene-02	Feb-02	Mar-02	Abr-02	May-02	Jun-02	Jul-02	Ago-02	Sep-02
Precio punta	4.4536	4.5368	4.4311	4.6719	4.5644	4.4154	3.6568	3.8945	4.1715	4.2091	3.2778	4.4306
Precio media	4.3728	4.4816	4.4599	4.7237	4.3938	4.4432	1.1803	2.2591	3.2578	2.5687	3.3482	4.0067
Precio base	4.1526	4.2584	4.3081	4.65	4.1805	3.7738	1.1751	0.6858	0.427	0.4272	0.8481	2.4076
Promedio	4.3026	4.4024	4.3842	4.6794	4.3446	4.153	1.8407	2.0326	2.3773	2.0915	2.2962	3.4493

DIRECCION DE PLANEAMIENTO

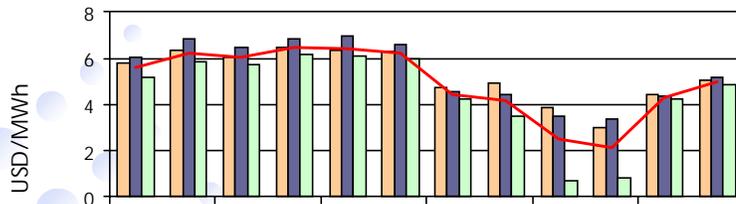
FIGURA # D.6

COSTOS MARGINALES DE LA ENERGIA

HIDROLOGIA MEDIA



Costos marginales de la energía
Hidrología media



	Oct-01	Nov-01	Dic-01	Ene-02	Feb-02	Mar-02	Abr-02	May-02	Jun-02	Jul-02	Ago-02	Sep-02
Precio punta	5.795	6.3094	6.0308	6.4642	6.3735	6.2924	4.7539	4.9376	3.8824	3.0174	4.4585	5.0143
Precio media	6.0534	6.8273	6.4915	6.8399	6.9708	6.5975	4.5387	4.4154	3.459	3.3595	4.3612	5.1664
Precio base	5.1333	5.8247	5.7464	6.1584	6.0984	5.9698	4.2401	3.508	0.7056	0.8082	4.2495	4.8444
Promedio	5.5953	6.2588	6.0314	6.4583	6.4214	6.2523	4.4667	4.1715	2.4752	2.1744	4.3416	4.9902

DIRECCION DE PLANEAMIENTO

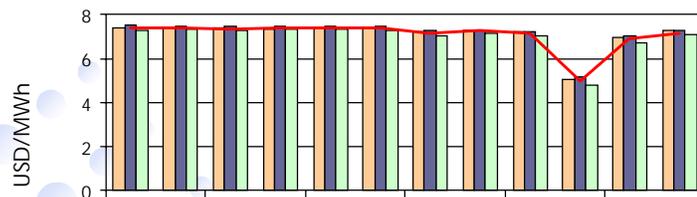
FIGURA # D.7

COSTOS MARGINALES DE LA ENERGIA

HIDROLOGIA MEDIA



Costos marginales de la energía
Hidrología seca



	Oct-01	Nov-01	Dic-01	Ene-02	Feb-02	Mar-02	Abr-02	May-02	Jun-02	Jul-02	Ago-02	Sep-02
Precio punta	7.4157	7.3919	7.3735	7.3659	7.4082	7.4264	7.2109	7.323	7.2125	5.0103	6.9721	7.2668
Precio media	7.5019	7.4703	7.4591	7.4641	7.486	7.4529	7.2455	7.3045	7.2384	5.1816	7.0315	7.2489
Precio base	7.3169	7.3434	7.2917	7.3347	7.3445	7.2867	7.0226	7.1983	7.0756	4.8198	6.7319	7.1086
Promedio	7.4003	7.3948	7.3606	7.3844	7.402	7.3757	7.1395	7.2644	7.1663	4.9803	6.8915	7.1948

DIRECCION DE PLANEAMIENTO

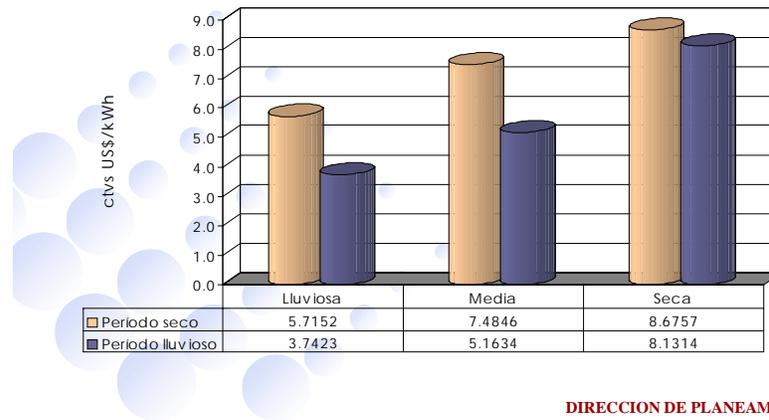
- Para cada hidrología se obtiene el promedio de los costos marginales mensuales en las demandas base, media y punta (línea roja). Se tiene entonces doce promedios en cada hidrología.
- Con estos costos marginales se calcula el promedio por hidrología, separándolas para cada estación.

FIGURA # D.8

PRECIOS REFERENCIALES DE GENERACION

OCTUBRE 2001 – SEPTIEMBRE 2002

Precios Referenciales de Generación
octubre 2001 - septiembre 2002



DIRECCION DE PLANEAMIENTO

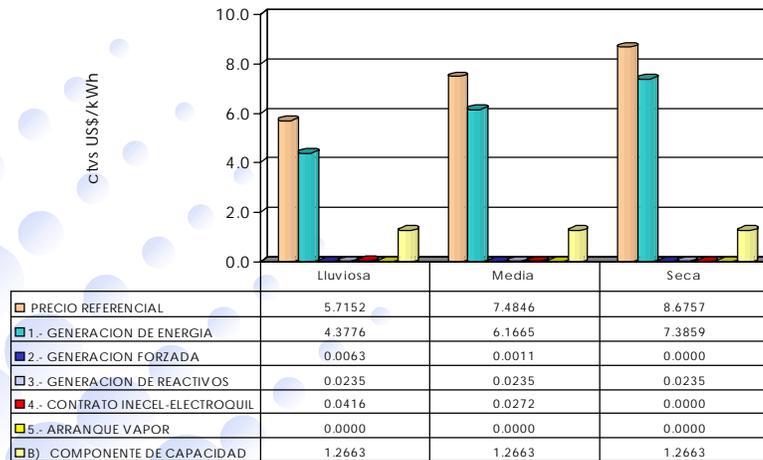
Una vez que se obtuvo el costo marginal de generación para cada hidrología y estación del año, se llega finalmente a la figura D.9 que indica la distribución del precio referencial de generación en sus diferentes componentes:

FIGURA # D.9

COSTOS MARGINALES DE LA ENERGIA

HIDROLOGIA MEDIA

PRG Estación seca oct/01 - mar/02



DIRECCION DE PLANEAMIENTO

Este es el precio referencial de generación que rige en el presente año, el cual sumado a los costos por transmisión y el valor agregado de distribución constituyen el precio final de la energía eléctrica.

Fuente: Pagina web. www.cenace.gov.ec