

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA INSTALACIÓN DE UN SISTEMA AUTÓNOMO DE ARRANQUE (BLACKSTART) EN “PLANTA CENTRO”

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela

Por los Brs:

Duarte César

Pino Leonardo

Para optar al título de
Ingeniero MECÁNICO.

Caracas, 2002

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA INSTALACIÓN DE UN SISTEMA AUTÓNOMO DE ARRANQUE (BLACKSTART) EN “PLANTA CENTRO”

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Ing. Fabián Flores

TTUTOR INDUSTRIAL: Ing. Gladys Colina.

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela

Por los Brs:

Duarte César

Pino Leonardo

Para optar al título de
Ingeniero MECÁNICO.

Caracas, 2002



INDICE GENERAL

Contenido	Pág.
DEDICATORIA.....	iv
AGRADECIMIENTOS.....	v
LISTA DE TABLAS.....	ix
LISTA DE FIGURAS.....	xii
ABREVIATURAS.....	xiv
RESUMEN.....	xv
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I	
1.- El Problema.....	3
1.1.- Generalidades.....	3
1.2.-Planteamiento del Problema General.....	3
1.3.-Descripción general del Sistema Interconectado Nacional (S.I.N).....	4
1.4- Importancia de Planta Centro dentro del SIN.....	6
1.5.- Interrupciones en el S.I.N. que dejaron fuera de servicio a Planta Centro.....	7
1.5.1.- Puntualización de las causas.....	7
1.5.2.- Cuantificación de fallas que afectan la alimentación de punta a Planta Centro.....	8
1.5.3.-Tiempo de falla y carga anualizado.....	10
1.5.4.-Costos de Falla del servicio eléctrico.....	11
1.5.4.1.- Costo de Falla para Planta Centro.....	12
1.5.4.2.-Costo de Falla en el Sistema Interconectado.....	14
1.6.- Estimación del Costo de Falla a futuro.....	17
1.6.1.- Estimación del número de fallas anuales.....	17
1.6.2.- Estimación del tiempo medio de falla anual.....	20
1.6.3.- Costo de Falla para Planta Centro.....	21



Contenido	Pág.
1.6.4.- Costo de Falla para el Sistema Interconectado.....	23
CAPÍTULO II	
2.- Descripción de la planta.....	27
2.1.- Generalidades.....	27
2.2.- Descripción de la Planta.....	27
2.2.1.-Arranque de Planta Centro.....	29
2.2.1.1.- Procedimiento de Arranque en caliente.....	32
2.2.2.-Equipos principales del circuito térmico que se deben alimentar en un arranque.....	33
2.2.2.1. Ventilador de tiro forzado.....	33
2.2.2.2. Ventilador de Recirculación de gases.....	35
2.2.2.3. Bomba de extracción de condensado.....	35
2.2.2.4. Bomba de agua Refrigeradora.....	36
2.2.2.5. Bomba de agua Refrigerador a secundaria.....	37
2.2.2.6. Bomba de agua para alimentación de caldera.....	38
2.2.3.-Consumo de equipos auxiliares durante el arranque.....	40
2.2.4.-Alimentación de los Equipos auxiliares durante un arranque....	43
2.2.4.1.-Esquema de distribución.....	45
2.2.4.2.- Alimentación de energía a las unidades de generación en caso de arranque.....	46
CAPÍTULO III	
3.- Análisis Técnico –Económico para la instalación del S.A.A.....	49
3.1.- Generalidades.....	49
3.2.- Sistema Autónomo de Arranque (S.A.A.).....	49
3.2.1.- Consideraciones del Sistema.....	50
3.3.- Aspectos técnicos a considerar para la instalación del S.A.A.....	53
3.3.1.- Suministro de gas y combustible líquido.....	53
3.3.2.- Conexión de los Servicios Auxiliares.....	55



Contenido	Pág.
3.3.3.- Ubicación del espacio físico de la Instalación del S.A.A.....	57
3.3.4.-Condiciones atmosféricas del sitio de instalación.....	57
3.4.- Alternativas propuestas como Fuente Motriz del S.A.A.....	57
3.4.1.- Sistema autónomo de arranque accionado por Turbinas a gas.....	57
3.4.1.1.- Generalidades.....	57
3.4.1.2.- Opción N°1 (Turbina a gas aeroderivada).....	59
3.4.1.3.- Opción N°2 (Dos (2) Turbinas a gas industriales)..	66
3.4.1.4.- Opción N°3 (Tres (3) Turbinas a gas industriales)..	68
3.4.1.5.- Opción N°4 (Cuatro (4) Turbinas a gas industriales).....	70
3.4.1.6.- Opción N°5 (Turbina a gas Rehabilitada).....	72
3.4.2.- Sistema Autónomo de Arranque accionado por Motores Diesel.....	75
3.4.2.1.- Generalidades.....	75
3.4.2.2.- Opción N°6 (Motores Diesel).....	76
3.5.- Comparación entre las Opciones.....	80
3.5.1.-Análisis de los Resultados.....	83
5.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	
CONCLUSIONES.....	86
RECOMENDACIONES.....	88
6.-BIBLIOGRAFÍA.....	89
7.- ANEXOS.....	92



DEDICATORIA

A Dios por permitirme lograr mis metas.

A Altagracia por interesarse tanto en mi educación.

A Luis por ser mi guía y el ejemplo a seguir.

A Yudith por darme la oportunidad de vivir.

A Lia y Nancy por encargarse de mi desarrollo espiritual y Humano.

A mi hermana y a mis hermanos por ser eso, mis Hermanos.

A Yoslery por convertirse en mi compañera incondicional y brindarme tanto amor.

César Duarte

Le dedico este trabajo a todos mi seres queridos y en especial a mis padres por darme ese apoyo incondicional que siempre me han dado.

Leonardo Pino



AGRADECIMIENTOS

La culminación de este Trabajo especial de grado no se hubiese podido concretar sin la ayuda incondicional de aquellas personas que de una u otra forma participaron en este proyecto.

En primer lugar queremos agradecer a Dios por permitirnos llegar a feliz termino de este trabajo.

De manera especial le damos gracias al Ing. Fabián Flores por su guía y aporte al desarrollo de este trabajo.

Le damos gracias a los Profesores Ing. Julio Rodríguez e Ing. Pedro Lecue por sus valiosas recomendaciones durante la realización de esta investigación.

Igualmente agradecemos los aportes de la Ing. Gladys Colina, Ing. Alex Molina y al Ing. Michelle Riccuchi que sin ellos no se hubiese podido establecer las dimensiones del problema planteado.

Por último queremos hacer un especial agradecimiento a nuestras familias por su apoyo y comprensión durante estos meses de trabajo.



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla		Pág
1	Cuantificación de fallas.....	9
2	Registro de tiempo de falla y carga al momento de la interrupción.....	10
3	Tarifa Eléctrica y Tasa de Cambio referencial.....	12
4	Costo de Falla para Planta Centro.....	14
5	Costo de interrupción a precios de 1998 (619 Bs/\$).....	14
6	Costo de interrupción para la zona central (1993-2001).	15
7	Costo de Falla para el S.I.N (Caso 1).....	16
8	Costo de Falla para el S.I.N (Caso 2).....	17
9	Distribución de frecuencia de fallas.....	18
10	Frecuencia de tiempo promedio por categorías.....	20
11	Tarifa Eléctrica y Tasa de Cambio referencial.....	22
12	Costo de Falla para Planta Centro.....	23
13	Costo de interrupción para la zona central (2002-2016).	24
14	Costo de Falla para el S.I.N.....	25
15	Variación admisible de presión en el domo.....	29
16	Variación admisible de temperaturas en la salida de alta presión.....	29
17	Datos técnicos de los Ventiladores de Tiro forzado.....	34
18	Datos técnicos del los Ventiladores de recirculación de gases.....	35
19	Datos técnicos de la Bomba de extracción de condensado.....	36
20	Datos técnicos de la Bomba de agua refrigeradora.....	36
21	Datos técnicos de la Bomba secundaria de agua refrigeradora.....	38



Tabla		Pág
22	Condiciones de operación de las Bombas de Alimentación de calderas.....	39
23	Consumo por equipos auxiliares de cada unidad.....	40
24	Consumo por unidad.....	41
25	Leyenda del diagrama unifilar de los servicios auxiliares.....	44
26	Criterios de instalación para sistema de emergencia.....	50
27	Horas de operación del S.A.A.....	52
28	Condiciones Atmosféricas.....	57
29	Datos Técnicos (Opción N°1).....	59
30	Factores de corrección utilizados en el Nomograma.....	60
31	C.E.C. y Potencias corregida (Opción N°1).....	61
32	Lista de equipos y accesorios referidos a la Figura N°23	63
33	Costo total de Inversión (Opción N°1).....	63
34	Costos Totales Anuales (Opción N°1).....	66
35	Datos Técnicos (Opción N°2).....	67
36	C.E.C. y Potencias corregida (Opción N°2).....	67
37	Costo total de Inversión (Opción N°2).....	67
38	Costos Totales Anuales (Opción N°2).....	68
39	Datos Técnicos (Opción N°3).....	69
40	C.E.C. y Potencias corregida (Opción N°3).....	69
41	Costo total de Inversión (Opción N°3).....	69
42	Costos Totales Anuales (Opción N°3).....	70
43	Datos Técnicos (Opción N°4).....	70
44	C.E.C. y Potencias corregida (Opción N°4).....	71
45	Costo total de Inversión (Opción N°4).....	71
46	Costos Totales Anuales (Opción N°4).....	72
47	Datos Técnicos (Opción N°5).....	73
48	C.E.C. y Potencias corregida (Opción N°5).....	73



Tabla		Pág
49	Costo total de Inversión (Opción N°5).....	74
50	Costos Totales Anuales (Opción N°5).....	74
51	Datos Técnicos (Opción N°6).....	76
52	Costo total de Inversión (Opción N°6).....	79
53	Costos Totales Anuales (Opción N°6).....	80
54	Rentabilidad del Proyecto.....	82



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura		Pág.
1	Sistema Interconectado nacional.....	4
2	Sistema troncal de Transmisión del S.I.N.....	5
3	Representación gráfica del número de fallas.....	9
4	Tasa de cambio referencial y Tarifa eléctrica (1993-2001)	13
5	Distribución de probabilidad de fallas anuales.....	18
6	Distribución Binomial.....	19
7	Distribución de frecuencia para el tiempo medio anual.....	20
8	Tasa de cambio referencial y Tarifa eléctrica (2002-2016)..	21
9	Costo de falla a futuro para Planta Centro y el S.I.N.....	25
10	Curvas de arranque de las unidades de Planta Centro (Temperatura y Presión).....	30
11	Curvas de arranque de las unidades de Planta Centro (Carga).....	31
12	Ventilador de tiro Forzado (unidad N° 3, 4 y 5).....	34
13	Bombas secundarias de agua refrigeradora.....	37
14	Bomba para Alimentación de caldera (Unidades 1 y 2).....	39
15	Representación porcentual del consumo por equipo de las unidades 3, 4 y 5.....	42
16	Curva de Carga del proceso de Arranque en caliente.....	42
17	Diagrama unifilar del sistema de los servicios auxiliares....	43
18	Sub-estación principal de gas.....	53
19	Tanque de combustible liviano (Gas-oil).....	54
20	Conjunto de distribución diaria de combustible liviano.....	55
21	Sub-estación Planta Centro 400 / 230 / 115 kV.....	56
22	Ejemplo de una instalación de Turbina a Gas.....	62
23	Consumo de Combustible según la Potencia generada.....	77



Figura		Pág.
24	Motor Diesel Caterpillar- Modelo 3616TA.....	78
25	Valor Presente Neto para Planta Centro.....	82
26	Valor Presente Neto para el S.I.N.....	83



ABREVIATURAS

AC: Corriente alterna.

DC: Corriente continua

CADAFE: C.A. de administración y fomento eléctrico.

C.E.C: Consumo específico de calor [BTU/kW-hr].

EDELCA: C.V.G. Electrificación del Caroní.

ENELBAR: C.A. Energía eléctrica de Barquisimeto.

ENELCO: C.A. Energía eléctrica de la costa oriental

ENELVEN: C.A. Energía eléctrica de Venezuela.

Fig.: Figura.

I.E.E.E.: Institute of Electrical and Electronics Engineer.

N.F.P.A.: National Fire Protection Association.

O.P.S.I.S.: Oficina de Operación de Sistemas Interconectados.

ppm: Partes por millón.

S.A.A.: Sistema Autónomo de Arranque.

S.I.N.: Sistema Interconectado Nacional.



RESUMEN

Duarte Amarista César Augusto

Pino Betancourt Leonardo

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA INSTALACIÓN DE UN SISTEMA AUTÓNOMO DE ARRANQUE (BLACKSTART) EN “PLANTA CENTRO”

Tutor académico: Ing. Fabián Flores Tutor industrial: Ing. Gladys Colina

Tesis: Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Mecánica.

2002. N° de páginas: 119

Centrales energéticas – Turbinas a Gas – Motores Diesel – Producción

El propósito de este Trabajo Especial de Grado es el planteamiento de una solución para los problemas de autonomía en el arranque que presenta Planta Centro, al momento de ocurrir una falla en el Sistema Interconectado Nacional (S.I.N.), proponiéndose, para tal fin, la instalación de un sistema que le otorgue a la Planta la autonomía suficiente para minimizar los efectos de las posibles fallas a futuro en el S.I.N.

Para cubrir esta necesidad se propuso instalar una Turbina a gas rehabilitada, perteneciente al parque térmico indisponible de CADAFFE, en las adyacencias de la Central, la cual cubriría las necesidades de arranque de la Planta. Se calcularon los costos de dicha instalación, y por último se revisaron los beneficios que produciría la instalación del Sistema Autónomo de Arranque, tanto para la Planta como para el S.I.N.

Con la instalación de este equipo se espera obtener mejoras en la efectividad, confiabilidad y disponibilidad de la generación de Planta Centro.



INTRODUCCIÓN

Dado los problemas de autonomía en el arranque, presentados en los últimos años en Planta Centro, al momento de una interrupción del servicio eléctrico en el Sistema Interconectado Nacional (S.I.N.), se realizó un estudio de factibilidad técnico-económica para la implantación de un sistema autónomo de arranque en la Planta, tomando como opciones principales, la instalación de ciclos de generación con Turbinas a Gas o Máquinas de Desplazamiento Positivo (Motores Diesel). De ésta manera, se puede prevenir la falta de alimentación de punta para el arranque de la Planta.

Se hizo una descripción del arranque de la Planta basado en curvas de aumento de presión y temperatura, en función del tiempo durante el arranque y el consumo de los equipos auxiliares principales presentes en el arranque de cualquier unidad.

Posteriormente, se hizo un análisis técnico-económico, en donde se conceptualiza el S.A.A., después se selecciona el equipo de generación, se ubica el equipo dentro de la Planta, para luego calcular el costo de la inversión.

Finalmente, se determinó el beneficio de la instalación dentro del tiempo que este en servicio el sistema propuesto, obteniendo que el mismo resulta más beneficioso para el Sistema Interconectado Nacional que para la Planta.



1.-EL PROBLEMA

1.1.- Generalidades

El presente capítulo comienza por plantear el problema que da razón a este trabajo. Seguidamente se describe la parte del S.I.N. asociada a Planta Centro, para entender la importancia de la Planta dentro del mismo.

Posteriormente, se muestra el análisis estadístico que permitió establecer el número de fallas por año en el S.I.N, que afectaron a Planta Centro, en los últimos nueve años, y que generaron costos tanto para la Planta como para el sistema.

Por último se presentan los costos que se generarán en el futuro por la falta de un S.A.A. en Planta Centro.

1.2.-Planteamiento del Problema General

Actualmente Planta Centro, al momento de ocurrir una falla en el S.I.N., específicamente en las líneas de transmisión de la zona central, o de presentarse problemas en el Complejo Hidroeléctrico del Bajo Caroní, sale fuera de servicio por motivos de operación en el sistema. Pero al instante que se solventa la causa que produjo dicha falla, Planta Centro debe esperar la tensión de punta, necesaria para poner en servicio sus principales equipos auxiliares y poder iniciar el ciclo nuevamente.

Mientras este tiempo transcurre, en el cuál se espera que cualquiera de las unidades disponibles comience a funcionar, se empiezan a generar costos por el orden de millones de bolívares tanto para la central, por no suministrar energía eléctrica, como para la zona centro-occidental del país, por no tener el servicio eléctrico. Los costos generados en la zona central, se deben a que es la zona con mayor influencia de Planta Centro; y los generados en la zona occidental se deben a la dependencia de



cierta energía reactiva, que suministra la Planta para la exportación de energía eléctrica de Guayana al occidente del país.

1.3.-Descripción general del Sistema Interconectado Nacional (S.I.N.)

Para entender lo que significa la conexión de Planta Centro con el Sistema Interconectado Nacional, se hará una breve descripción del mismo.

El Sistema Interconectado Nacional (Fig. N°1), está conformado por los sistemas de transmisión de las empresas eléctricas CADAFE, Electricidad de Caracas, ENELVEN y EDELCA, que operan a niveles de tensión igual o superior a 230 kV, y dada su extensión posee un ámbito de carácter nacional. La operación conjunta se regula a través de un despacho central que mantiene comunicación permanente con los despachos de carga de las empresas miembros del S.I.N.

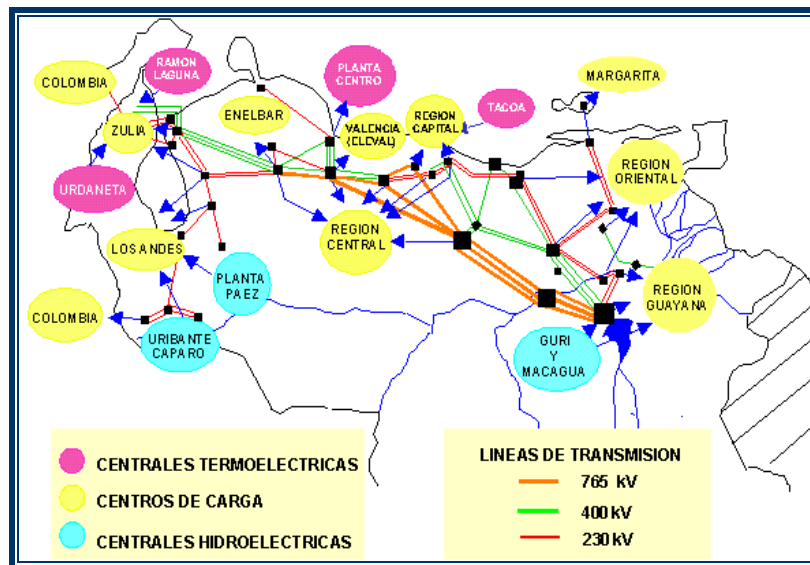


Fig N°1 Sistema Interconectado nacional

Los desarrollos hidroeléctricos construidos por EDELCA en la región de Guayana, satisfacen los requerimientos de energía de los grandes y medianos consumidores radicados en la zona, así como parte de los requerimientos del resto del



país, los cuales son suministrados mediante un sistema de transmisión que opera a 765 kV, 400 kV y 230 kV. Esta red de transmisión se interconecta a su vez con los sistemas eléctricos propiedad de otras empresas como CADAFE, Electricidad de Caracas, ENELBAR, ENELVEN y ENELCO, las cuales finalmente llevan el servicio eléctrico a sus clientes a lo largo de toda la geografía nacional.

La red a 765 kV, propiedad de EDELCA, es el medio por el cual se exporta la energía generada en el Complejo Hidroeléctrico del Bajo Caroní, hacia el resto del país. Las redes a 400 kV y 230 kV propiedad de CADAFE, Electricidad de Caracas, ENELBAR, ENELVEN y ENELCO, tienen como finalidad, enlazar las diferentes áreas de consumo entre sí con los centros de generación termoeléctrica e hidroeléctrica del país.

En el sistema central se encuentran dos redes a 400 kV que no tienen interconexión entre sí. La primera red está representada por la interconexión a 400 kV entre las subestaciones San Gerónimo - Santa Teresa - Ciudad Lozada.

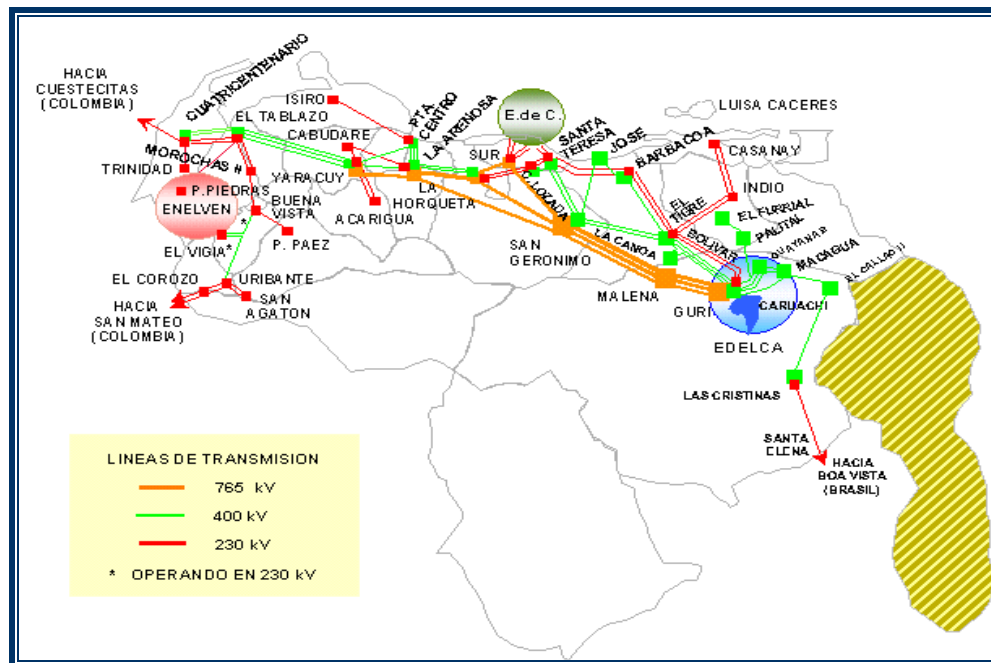


Fig N°2: Sistema troncal de Transmisión del S.I.N.



La segunda red a 400 kV en el sistema central, está conformada por las subestaciones La Horqueta, La Arenosa, Planta Centro y Yracuy. Las dos primeras se encuentran interconectadas mediante dos líneas de transmisión, mientras que la subestación Planta Centro se interconecta con la subestación La Arenosa a través de tres líneas de transmisión a 400 kV. Desde la subestación Planta Centro se extiende otra línea hasta la subestación Yracuy a 400 kV, ésta última subestación presenta un nexo adicional a 400 kV con la subestación La Arenosa.

La exportación de energía hacia la zona occidental se realiza desde la subestación Yracuy 765/400/230 kV, por medio de tres líneas a 400 kV hasta la subestación El Tablazo, de donde salen dos líneas a 230 kV hasta la subestación Las Morochas II.

1.4.- Importancia de Planta Centro dentro del S.I.N

Planta Centro dentro del Sistema Interconectado Nacional juega un papel muy importante ya que:

- La generación en Planta Centro permite una mayor exportación desde el Complejo Hidroléctrico del Bajo Caroní hacia el centro y occidente del país, debido a que permite solventar, con su aporte de reactivos, un fenómeno físico que consiste en el desfase permanente entre las tensiones y corrientes de ambos extremos de la línea transmisión.
- En condiciones de emergencia, estando la Planta 100% disponible, la misma podría alimentar la totalidad de la demanda del sistema central, específicamente los estados Carabobo y Falcón.
- Dada la ubicación geográfica de la Planta dentro del país la misma representa un polo alternativo importante de generación en el centro del país.



1.5.- Interrupciones en el S.I.N. que dejaron fuera de servicio a Planta Centro.

Uno de los motivos por los cuales se ha requerido un arranque en caliente en Planta Centro, ha sido la interrupción del servicio eléctrico en el S.I.N., específicamente en la región central del país.

A continuación se puntualizan las causas que producen éstas interrupciones, se cuantifican las fallas que han afectado el suministro eléctrico de tensión de punta a la Planta, y se presenta el tiempo de falla promedio anual de la Planta, basado en los datos históricos expuestos en los Anexos N°2 y N°3, para finalmente estimar los costos que se han generado por no tener un S.A.A. en Planta Centro.

1.5.1.- Puntualización de las causas

Para establecer las causas que provocan la salida del sistema de Planta Centro, se revisaron los informes emitidos diaria, mensual y anualmente por la Planta y los informes anuales emitidos por O.P.S.I.S..

A.- Fallas de Transmisión:

Son las fallas ocurridas en la Red Troncal de Transmisión del S.I.N., bien sea por problemas en las subestaciones que la componen, o por problemas propios de las líneas de transmisión del sistema. A continuación se resumen las causas más comunes de las fallas de transmisión:

- Explosión de Auto-transformadores, transformadores y disyuntores en las subestaciones.
- Funcionamiento incorrecto de los interruptores de las sub-estaciones.
- Líneas caídas por causas ambientales lluvias, fuertes vientos, incendios forestales, etc.
- Cortocircuito en líneas transmisión.



- Sobrecarga en el sistema.

B.- Fallas de Generación:

Se habla de fallas de generación cuando se presentan problemas operativos en los principales centros energéticos del país, específicamente en las casas de máquinas del Complejo Hidroeléctrico del Bajo Caroní, el cual satisface el 60 % de la demanda energética. A continuación se muestran las causas más comunes de este tipo de fallas:

- Falla en sistema de drenaje del pozo sumidero de la casa de máquinas del Complejo Hidroeléctrico “Raúl Leoni” en Guri.
- Falla en los interruptores principales de las unidades generadoras de Complejo Hidroeléctrico “Raúl Leoni”.
- Falla en las unidades generadoras de Complejo Hidroeléctrico “Raúl Leoni”.

A nivel de transmisión las fallas estuvieron reflejadas en su mayoría en la zona central del país, específicamente en las subestaciones de La Arenosa y Yaracuy. A nivel de generación, las fallas se debieron a problemas en la casa de máquinas de Guri, cuya generación es importante para la estabilización del sistema por su gran aporte energético.

1.5.2.- Cuantificación de fallas que afectaron el suministro de tensión de punta a Planta Centro

En la tabla N°1, se muestra el total de falla por año, diferenciadas en generación y transmisión, las cuales fueron tomadas desde el año 1993 hasta el año 2001, período en el cual se mostró la mayor incidencia de fallas en la zona central del S.I.N.



TIPO DE FALLA			
AÑO	Transmisión	Generación	TOTAL
1993	2	2	4
1994	0	0	0
1995	3	0	3
1996	4	0	4
1997	3	0	3
1998	8	0	8
1999	1	0	1
2000	3	1	4
2001	4	0	4
TOTAL	28	3	31

Tabla N°1: Cuantificación de fallas

La descripción general de estas fallas se presenta en los Anexos N°2 y N°3, en donde se observa que en cada una de ellas, Planta Centro quedó fuera de servicio en su totalidad, requiriéndose tensión de punta para el restablecimiento del circuito de servicios auxiliares de cualquier unidad.

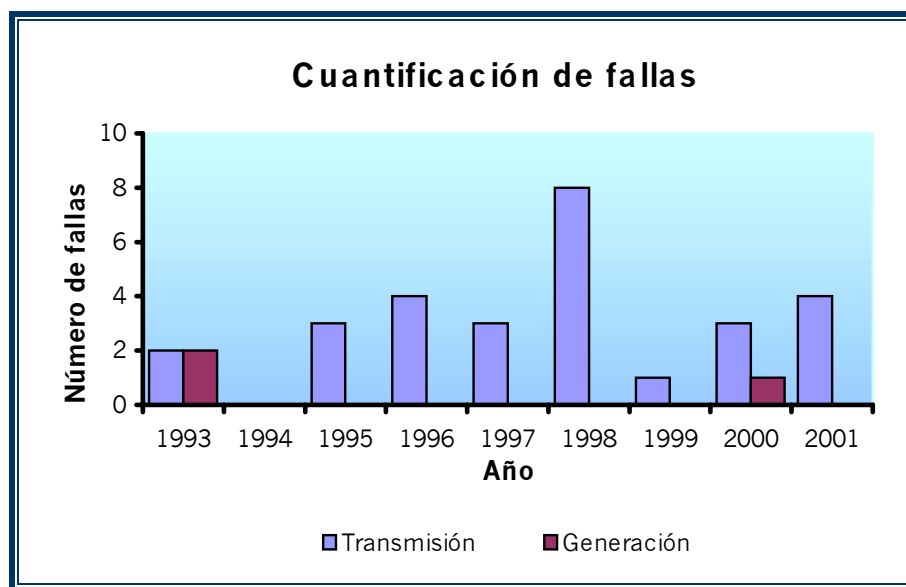


Fig. N° 3: Representación gráfica del número de fallas



1.5.3.-Tiempo de falla y carga anualizado

Se hace necesario obtener valores representativos de los tiempos de falla y carga al momento de la interrupción en Planta Centro, por medio de medidas de tendencia central, para ser usados en el cálculo del costo de falla por no tener el S.A.A. instalado en dicha Planta.

En la tabla N° 2, se muestran los valores de tiempo y carga, extraídos de los registros de la Planta (Anexo N°3). Cabe resaltar que los tiempos que se mostrarán a continuación, representan el menor tiempo en que la planta estuvo fuera de servicio por motivo de la interrupción.

Año	Fecha	Tipo de Falla	Duración [h]	Carga [MW]
1993	Agosto 7	Transmisión	0,44	560
	Octubre 29	Generación	10,08	580
	Noviembre 5	Transmisión	3	450
	Noviembre 6	Generación	2,16	420
Promedio anual			3,92	502,5
1995	Julio 1	Transmisión	4,05	594
	Agosto 25	Transmisión	3,42	380
	Noviembre 18	Transmisión	5,13	380
Promedio anual			4,2	451,33
1996	Enero 20	Transmisión	1,57	360
	Abril 24	Transmisión	23,13	360
	Abril 26	Transmisión	31,34	160
	Octubre 17	Transmisión	5,23	350
Promedio anual			15,32	307,5
1997	Mayo 8	Transmisión	5,82	380
	Agosto 25	Transmisión	14,16	140
	Septiembre 17	Transmisión	3,45	300
Promedio anual			7,81	273,33

Tabla N°2: Registro de tiempo de falla y carga al momento de la interrupción



1998	Enero 17	Transmisión	49,55	300
	Marzo 17	Transmisión	2	300
	Marzo 19	Transmisión	10,72	200
	Julio 14	Transmisión	4,47	300
	Octubre 3	Transmisión	8,58	300
	Octubre 11	Transmisión	5,78	300
	Octubre 22	Transmisión	6,83	250
	Diciembre 23	Transmisión	2,35	150
Promedio anual			11.16	262.5
1999	Diciembre 27	Transmisión	5,33	300
Promedio anual			5.33	300
2000	Agosto 18	Generación	3,88	460
	Octubre 15	Transmisión	201,83	300
	Noviembre 18	Transmisión	31,20	360
	Diciembre 12	Transmisión	5,33	250
Promedio anual			63,06	342,5
2001	Marzo 7	Transmisión	7,12	300
	Abril 21	Transmisión	3,87	360
	Octubre 26	Transmisión	3,60	360
	Agosto 19	Transmisión	3,5	220
Promedio anual			4,52	310

Tabla N°2 (Continuación): Registro de tiempo de falla y carga al momento de la interrupción

1.5.4.-Costos de Falla del servicio eléctrico.

Para atender la demanda de electricidad se requiere de un criterio económico que de alguna manera permita lograr un balance entre el riesgo de admitir una falla en el sistema eléctrico y el costo que implica obtener el nivel de seguridad deseado. En otras palabras, se trata de optimizar el índice de costo/beneficio, con la finalidad de racionalizar los criterios de confiabilidad utilizados. Con dicho balance, se lograría una mayor coherencia desde el punto de vista de planificación y operación del sistema eléctrico, así como un manejo financiero más eficiente por parte de las empresas que se encargan de planificar expansión de generación y transmisión de energía eléctrica.



El costo de falla, representa el costo económico que ocasiona el racionamiento de la energía eléctrica dentro del sistema, el cual se manifiesta tanto en las deficiencias en la calidad del servicio como en las interrupciones del mismo.

La importancia de tener buenas estimaciones de costo de falla radica en el hecho de que éstas tienen un efecto significativo en los planes de expansión de generación y transmisión. Y es que conocer el costo de falla, en cierta forma, permite sopesar la decisión entre invertir en el sistema o asumir el costo económico de la interrupción.

En nuestro caso, el considerar los costos por concepto de interrupción tanto para la Planta como para el S.I.N, nos permite establecer cuan importante resulta invertir en la autonomía de Planta Centro como Planta de generación estratégica dentro del sistema.

1.5.4.1.- Costo de Falla para Planta Centro.

El costo de falla para la Planta será la cantidad de dinero que se deja de percibir por concepto de generación en el transcurso de la falla, calculado con una tarifa vigente y un tipo de cambio referencial para los respectivos años de estudio, como se muestra a continuación:

Año	Tarifa promedio Anual (Bs/kW-h)	Tipo de cambio referencial (Bs/\$)
1993	3,41	91,05
1994	5,31	148,91
1995	6,74	176,40
1996	9,97	416,35
1997	16,54	487,59
1998	22,74	546,55
1999	27,35	604,69
2000	32,40	658,93
2001	35,52	722,67

Tabla N°3: Tarifa eléctrica y Tasa de cambio referencial (1993-2001)

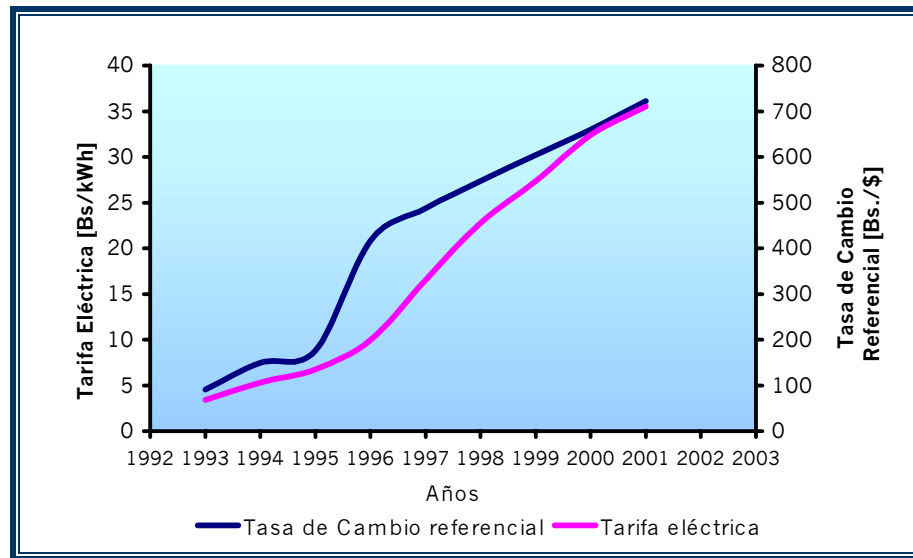


Fig. N°4: Tasa de Cambio Referencial y Tarifa eléctrica (1993-2001)

A continuación, se plantea un cálculo estimado de costo para un año corriente de generación en Planta Centro:

$$\text{Costo de Falla}_{\text{planta}} = G.P * T.M.F.A * \text{Tarifa}$$

Donde:

G.P: Potencia promedio generada por las unidades al momento de la interrupción [kW].

T.M.F.A: Tiempo medio de Falla anual [h/año].

Tarifa: Precio del suministro eléctrico

$$\text{Costo de Falla}_{\text{planta}} = (502.500 \text{ kW} * 3,92 \text{ h}) * 1/\text{año} * 3,41 \text{ Bs./kWh} * (1/91,05) \text{ $/Bs)} * 1/\text{año}.$$

$$\text{Costo de Falla}_{\text{planta}} = 73.772,85 \text{ $/año}$$

En la tabla N°4, se muestran los costos de falla para un año corriente de generación:



AÑO	T.M.F.A. (h)	G.P. (kW)	Costo de Falla para la Planta (\$/año)
1993	3,92	502.500	73.772,85
1995	4,2	451.330	72.427,72
1996	15,32	307.500	112.808,15
1997	7,81	273.330	72.413,42
1998	11,16	262.500	121.886,07
1999	5,33	300.000	72.322,43
2000	63,06	342.500	1.061.989,62
2001	4,52	320.000	71.092,10
Total	115,32	2.759.660	1.658.712,35

Tabla N°4: Costo de Falla para Planta Centro

1.5.4.2.-Costo de Falla para el Sistema Interconectado.

En Mayo del 2000, la Corporación Venezolana de Guayana C.A.-EDELCA, presentó un informe en donde se estimaba, para la fecha, un costo de falla para las distintas regiones del país.

Región	Costo de Interrupción [\$/kWh]
Guayana	2,43
Oriente	1,32
Capital	1,97
Central	1,37
Nor-occidental	1,81
Sur-occidental	1,01
Total Nacional	1,74

Tabla N°5: Costo de Interrupción a precios de 1998 (619 Bs/\$)

En la tabla N° 5 se tiene que el valor más alto del costo de falla por consumo de energía se encuentra en la región de Guayana, lo que refleja su alto componente industrial, debido a que allí se encuentran las industrias básicas del hierro, acero y aluminio. En segundo lugar, se muestran agrupadas la región Capital y Central del



país, las cuales representan las regiones con mayor densidad industrial y poblacional.

Seguidamente encontramos a la región Nor-occidental y Oriental, lo que resulta razonable si se toma en cuenta el hecho de ser zonas de producción petrolera con alto consumo de energía eléctrica. Por último se tiene a la región Sur-occidental, que representa, en general, la región agrícola del país.

El costo de falla para el S.I.N. se calculó en función del tiempo que tarda la Planta en arrancar, luego de recibir la tensión de punta, es decir la diferencia entre el tiempo que la Planta estuvo fuera de servicio y el tiempo en que se suministra la tensión de punta a la misma. Dependiendo si la falla de origen es de transmisión o de generación, el suministro de tensión de punta a la Planta, según la experiencia de O.P.S.I.S., es de 30min y 90min respectivamente.

Haciendo el ajuste por inflación para fijar un costo de falla en la zona central a cada año de estudio se tiene:

Año	Costo de interrupción (\$/kW)
1993	1,21
1994	1,25
1995	1,28
1996	1,32
1997	1,35
1998	1,37
1999	1,40
2000	1,45
2001	1,51

Tabla N° 6: Costo de falla para la zona central (1993-2001)

Para el costo de falla asociado al S.I.N. debido al no funcionamiento de la Planta en el momento del suministro de tensión de punta por parte del sistema, se



tiene:

Caso 1: En donde se dan fallas tanto de transmisión como de generación en un año, el costo de falla se obtiene de la siguiente manera:

$$\text{Costo de Falla} = G.P * T.M.F.A. * C.D.I$$

Donde:

T.M.F.A: Tiempo medio de Falla anual [h/año].

C.D.I: Costo de Interrupción (Zona Central).

$$\text{Costo de Falla}_{S.I.N.} = (502.500 \text{ kW} * (3,92\text{h} - 1\text{h})) * 1/\text{año} * 1,21\$/\text{kWh}$$

$$\text{Costo de Falla}_{S.I.N} = 2.010.201,00 \text{ \$/año}$$

AÑO	T.M.F.A (h)	G.P. (kW)	Costo de Falla para el S.I.N. (\$/año)
1993	3,92	502.500	1.775.433,00
2000	63,06	342.500	30.820.547,50
Total	69,98	845.000	32.595.980,50

Tabla N°7: Costo de Falla para el S.I.N. (Caso 1)

Caso 2: En donde solo se dan fallas de transmisión en un año, el costo de falla se obtiene de la siguiente manera:

$$\text{Costo de Falla} = G.P * T.M.F.A. * C.D.I$$

Donde:

T.M.F.A: Tiempo medio de Falla anual [h/año].

C.D.I: Costo de Interrupción (Zona Central).

$$\text{Costo de Falla}_{S.I.N.} = (451.330 \text{ kW} * (4,2 \text{ h} - 0,5 \text{ h})) * 1/\text{año} * 1,28\$/\text{kWh}$$

$$\text{Costo de Falla}_{S.I.N} = 2.137.498,88 \text{ \$/año}$$



AÑO	T.M.F.A. (h)	G.P. (kW)	Costo de Falla para el S.I.N. (\$/año)
1995	4,2	451.330	2.137.498,88
1996	15,32	307.500	6.015.438,00
1997	7,81	273.330	2.697.357,11
1998	11,16	262.500	3.833.602,50
1999	5,33	300.000	2.028.600,00
2001	4,52	320.000	1.942.464,00
Total	115,32	2.759.660	18.654.960,50

Tabla N°8: Costo de Falla para el S.I.N. (Caso 2)

Como se observa en la ecuación utilizada para estimar el costo de falla, producto de la falta de energía en el S.I.N., se supone una carga del sistema equivalente a la potencia que se genera en Planta Centro para el momento de la interrupción. El objetivo de este planteamiento, es establecer una relación entre la Planta y la productividad de la zona central en específico, a fin de medir de manera económica la importancia de la Planta para el sector.

1.6.-Estimación del Costos de Falla a futuro

En esta sección se calculan los costos de falla que se generarían a futuro, por no tener un S.A.A. instalado en Planta Centro; para ello se hizo un estudio probabilístico de las variables involucradas en el cálculo de costos hecho anteriormente.

1.6.1-Estimación del Número de fallas anuales

Con la representación del número de fallas por años (Figura N°3), extraída de la tabla N° 1, se buscó un número de fallas discreto que represente las fallas ocurridas por año, para el período en estudio, por medio de la Teoría elemental de probabilidades.

Aplicando una distribución de frecuencia se tiene:



Nº de fallas anuales	Nº de veces en nueve (9) años
0	1
1	1
3	2
4	4
8	1

Tabla N°9: Distribución de frecuencia de fallas

La probabilidades del número de fallas anuales son las siguientes:

$$P_r \{0,1,8 \text{ _ fallas / año} \} = \frac{1}{9} = 11,11\%$$

$$P_r \{3 \text{ _ fallas / año} \} = \frac{2}{9} = 22,22\%$$

$$P_r \{4 \text{ _ fallas / año} \} = \frac{4}{9} = 44,44\%$$

Según el análisis estadístico realizado anteriormente, se puede tomar como representación del número de fallas ocurridas en el sistema durante el período en estudio, un total de 4 fallas/año, tomando en cuenta el hecho de que es el valor con mayor porcentaje de probabilidad (44,44%), como se muestra en la Figura N° 5.

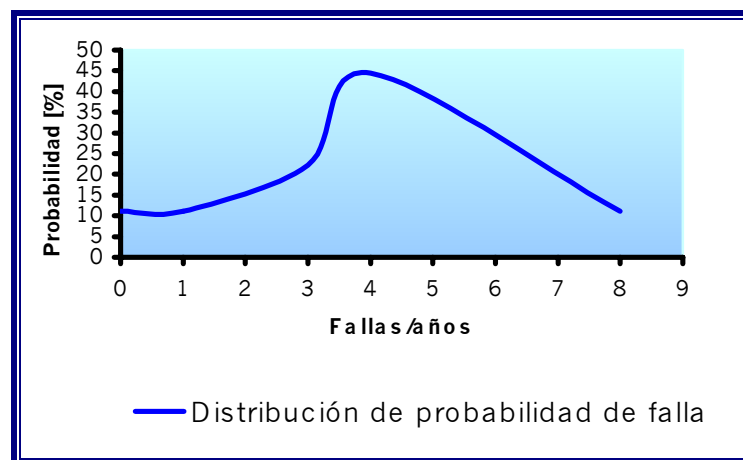


Fig. N° 5: Distribución de probabilidad de fallas anuales



Tomando como premisa 44,44% y 22,22% de probabilidad de ocurrencia para 4 y 3 fallas anuales respectivamente, se hicieron dos distribuciones binomiales para elegir la razón de falla/año con probabilidad de ocurrencia más alta durante el mayor número de años, dentro del rango de tiempo en estudio, (15 años) el cual se espera que opere el S.A.A.

Usando la distribución de probabilidades planteada anteriormente:

$$P_r \{3 \text{ _ fallas / año} \} = \frac{2}{9} = 22,22\%$$

$$P_r \{4 \text{ _ fallas / año} \} = \frac{4}{9} = 44,44\%$$

donde la Distribución Binomial esta dada por la siguiente ecuación:

$$P(x) = \binom{N}{x} * P^x * Q^{N-x}$$

donde:

N: Número de años.

P: Probabilidad de ocurrencia.

Q: Probabilidad de no ocurrencia.

Se tiene el siguiente gráfico de distribución:

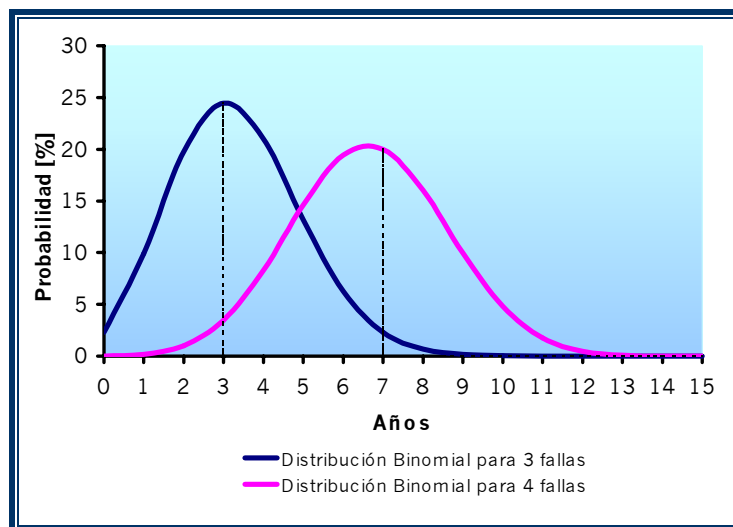


Fig. N°6: Distribución Binomial



Existe un 20% de probabilidad en los 15 años a futuro, que en 7 años se tengan 4 fallas por año, y un 24% de que en 3 años ocurran 3 fallas por año, como se muestra en la Figura N° 6.

De lo expuesto anteriormente se tomó 4 fallas por año por tener la más alta probabilidad durante el mayor número de años dentro del rango de tiempo en estudio.

1.6.2.- Estimación del tiempo medio de falla anual

Según la data expuesta en la tabla N°2 se tienen que, para realizar el análisis de distribución de frecuencia, se hace necesario establecer categorías para el tiempo, dado que no hay presencia de valores iguales.

Categoría [h]	Frecuencia
0 – 10	6
10 – 20	2
20 y más	1

Tabla N° 10: Frecuencia de tiempo promedio por categorías

La Figura N°7 muestra la representación gráfica de las categorías según su marca de clase y la frecuencia para cada una de ellas.

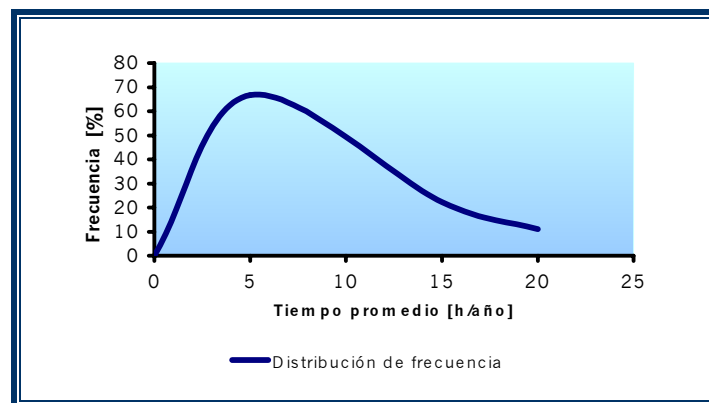


Fig. N° 7: Distribución de frecuencia para el tiempo medio anual



Para efectos de nuestro cálculo, se tomó como premisa el hecho de que, como estos valores son prácticamente dependientes del estado operativo en que se encuentra la unidad, la misma se considera en óptimas condiciones de operación. Es por ello que se tomó un tiempo de duración de interrupción de 10 horas como máximo, para establecer los costos de falla a futuro en la Planta, enmarcado en el intervalo de mayor probabilidad de ocurrencia (66,66%), como se muestra en la figura N° 7.

1.6.3.- Costo de Falla para Planta Centro.

El costo de falla para la Planta será la cantidad de dinero que se deje de percibir por concepto de generación en el transcurso de la falla, calculado con una tarifa y tasa de cambio referencial proyectadas a 15 años por medio del método de tendencia logarítmicas, como se muestra en la Figura N°8.

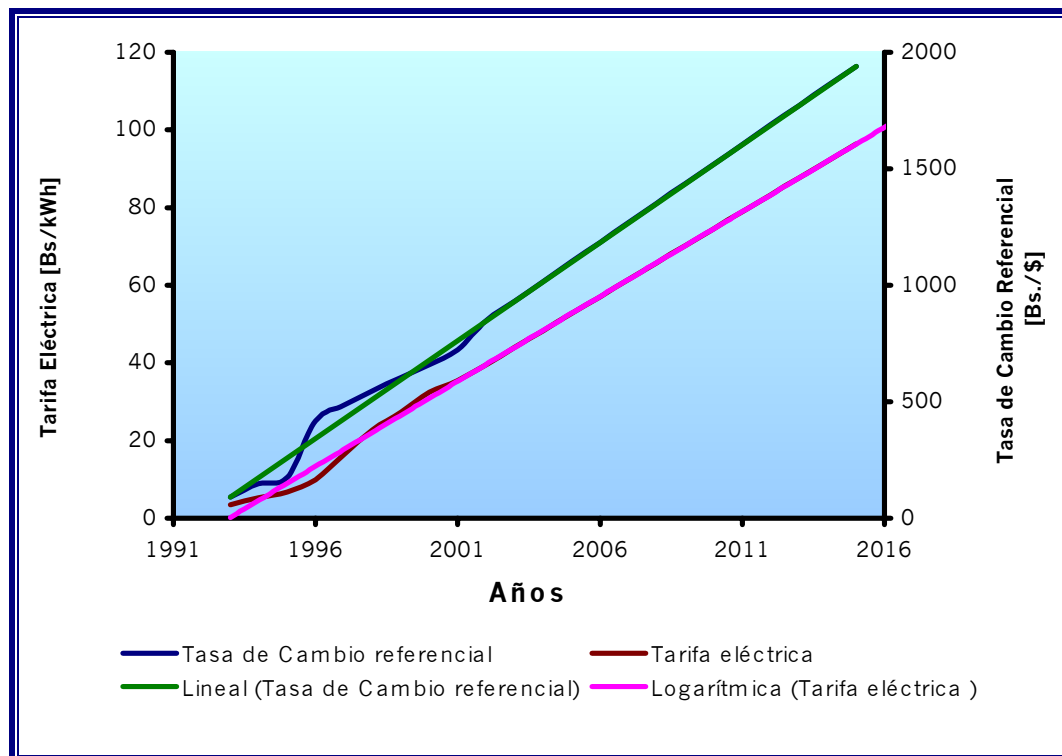


Fig. N°8: Tasa de Cambio Referencial y Tarifa eléctrica (2002-2016)



Año	Tarifa promedio Anual (Bs/kW-h)	Tipo de cambio referencial (Bs/\$)
2002	39,57	848,11
2003	43,95	932,165
2004	48,34	1.016,22
2005	52,71	1.100,28
2006	57,09	1.184,33
2007	61,46	1.268,39
2008	65,84	1.352,44
2009	70,21	1.436,50
2010	74,57	1.520,55
2011	78,94	1.604,61
2012	83,30	1.688,66
2013	87,66	1.772,72
2014	92,02	1.856,77
2015	96,37	1.940,83
2016	100,73	2.024,88

Tabla N°11: Tarifa eléctrica y Tasa de cambio referencial (2002-2016)

A continuación, se plantea un cálculo estimado de costo de falla anual para la Planta, en los próximos 15 años, empleando los datos de tendencia (número y tiempo de falla) calculados en las secciones 1.6.1 y 1.6.2.

Por otro lado estos cálculos se realizaron tomando como carga promedio de Planta Centro 1.200 MW, obedeciendo al criterio de despacho hidrotérmico económico, y al criterio de una máquina en reserva y otra disponible.

$$\text{Costo de Falla}_{\text{Planta}} = G.M * T.M.F.A * \text{Tarifa}$$

Donde:

G.M: Potencia media estimada a generar por las unidades durante los próximos años [kW]

T.M.F.A: Tiempo medio de Falla anual [h/año].

Tarifa: Precio del suministro eléctrico

$$\text{Costo de Falla}_{\text{Planta}} = (1.200.000 \text{ kW} * 10 \text{ h}) * 1/\text{año} * 39,57 \text{ Bs./kWh} * (1/848,11) \text{ $/Bs.}$$



$$\text{Costo de Falla}_{\text{Planta}} = 559.880,20 \text{ \$/año}$$

En la tabla N° 12 se muestran los resultados obtenidos en el cálculo del costo de falla para Planta Centro (2002-2016).

AÑO	Costo de Falla para la Planta (\$/año)
2002	559.880,20
2003	565.779,66
2004	570.703,19
2005	574.874,46
2006	578.352,31
2007	581.463,83
2008	584.099,84
2009	586.427,38
2010	588.497,58
2011	590.276,11
2012	591.948,64
2013	593.394,87
2014	594.710,16
2015	595.849,70
2016	596.953,89
Total	8.753.211,89

Tabla N°12: Costo de Falla para Planta Centro

1.6.4.- Costo de Falla para el Sistema Interconectado.

Se estima que con la recuperación de Planta Centro como principal Planta de generación térmica del país, la misma será capaz de satisfacer la demanda del centro del país. Es por ello que para hacer el cálculo del costo de falla, conforme al futuro del S.I.N., la carga del sistema central será equivalente a la potencia que se estima podrá generar Planta Centro en el futuro.



Se realizó un ajuste por inflación del costo de interrupción para el año 1998 para la zona central, para el período (2002-2016), como se muestra en la tabla N° 13.

Año	Costo de interrupción (\$/kW)
2002	1,51
2003	1,55
2004	1,60
2005	1,65
2006	1,69
2007	1,75
2008	1,80
2009	1,85
2010	1,91
2011	1,97
2012	2,02
2013	2,09
2014	2,15
2015	2,21
2016	2,28

Tabla N°13: Costo de interrupción en la zona central(2002-2016)

$$\text{Costo de Falla}_{S.I.N} = G.M * T.M.A.C * C.D.I$$

Donde:

T.M.A.C: Tiempo medio de arranque en caliente por año suponiendo 50 min (ver capítulo 2) por arranque, a razón de 4 por año.

C.D.I: Costo de Interrupción (Zona Central)

$$\text{Costo de Falla}_{S.I.N} = 1.200.000 \text{ kW} * 4 * (50\text{min} * 1\text{h}/60\text{min}) \text{ h/año} * 1,51\$/\text{kWh}$$

$$\text{Costo de Falla} = 6.040.000,00 \text{ \$/año}$$

El costo de falla para el S.I.N. se muestra en la tabla N°14 para cada año comprendido en el período (2002-2016)



AÑO	Costo de Falla para el S.I.N. (\$/año)
2002	6.040.000,00
2003	6.221.200,00
2004	6.407.836,00
2005	6.600.071,08
2006	6.798.073,21
2007	7.002.015,41
2008	7.212.075,87
2009	7.428.438,15
2010	7.651.291,29
2011	7.880.830,03
2012	8.117.254,93
2013	8.360.772,58
2014	8.611.595,76
2015	8.869.943,63
2016	9.136.041,94
Total	112.337.440,00

Tabla N° 14: Costo de falla para el S.I.N.

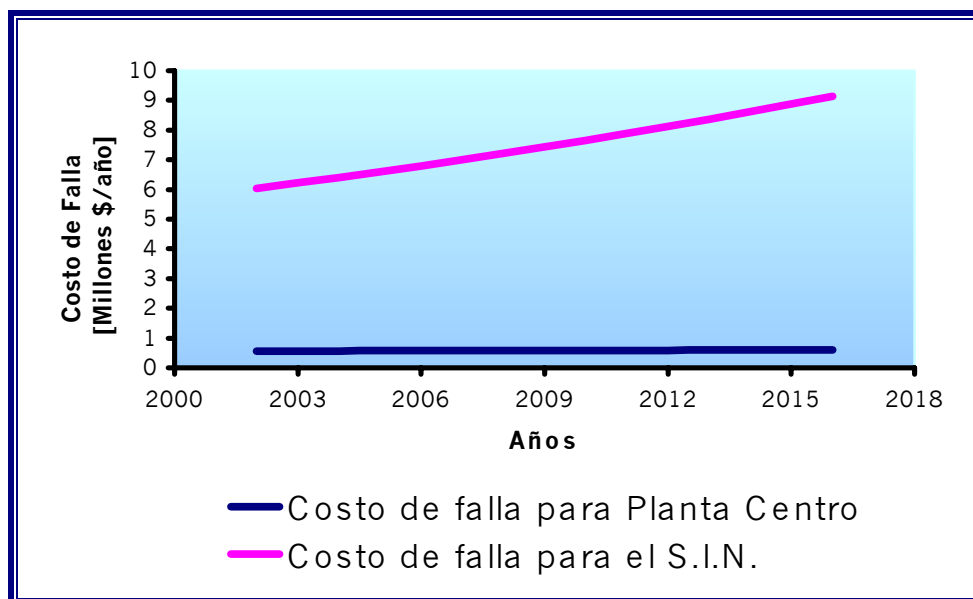


Fig.Nº9: Costo de falla a futuro para Planta Centro y el S.I.N.



2.- DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA

2.1.- Generalidades

En este capítulo se hace una descripción de la Planta, referente al arranque de la misma, a los equipos auxiliares que se pretenden alimentar en un eventual arranque, así como también al sistema eléctrico de los equipos auxiliares de cualquier unidad.

2.2.- Descripción de la Planta

La Planta está constituida por cinco (5) unidades de generación de 400 MW cada una, las cuales utilizan el ciclo Rankine Regenerativo con Recalentamiento como principio básico de funcionamiento, y solo varía de una a otra, el tamaño y forma de los equipos, debido a que las dos primeras son de fabricación alemana y las tres restantes son de fabricación japonesa.

Para describir este ciclo comenzaremos por el pozo caliente; este pozo es el fondo del condensador donde se recolecta el condensado, el cual es succionado por las bombas de extracción de condensado (dos para cada unidad), las cuales se encargan de impulsar el condensado a través de los precalentadores de baja presión, llamados así, por que precalientan el agua, utilizando para ello vapor que toman en las turbinas de baja y media presión, luego se introduce al recipiente de agua de alimentación y desgasificación en donde se mantiene el balance del ciclo en caso de variaciones de carga y se extraen los gases disueltos. El agua, lista para ser introducida al generador de vapor, es bombeada por medio de las bombas de agua de alimentación (tres para cada unidad), las cuales se encargan de mantener un nivel aceptable de agua en el generador de vapor de acuerdo a la carga, no sin antes pasar, a través de los precalentadores de alta presión.

Los generadores de vapor que se utilizan son de circulación natural, de tiro forzado y de horno presurizado, y la transmisión de calor se realiza en el paso



ascendente, en el paso horizontal y en el paso descendente, básicamente por el mecanismo de radiación y convección. El aire requerido para la combustión es suministrado por los ventiladores de tiro forzado, haciéndose pasar por los calentadores de aire regenerativo para efectos de aumentar la eficiencia del ciclo.

Los gases que se producen durante la combustión son aprovechados, una parte, al ser pasados a través de los calentadores regenerativos, para calentar el aire de combustión para luego ser lanzados a la atmósfera a través de las chimeneas y la otra parte vuelve al generador a través de los ventiladores de recirculación, para contribuir en el aumento de la temperatura durante el proceso de combustión.

El agua que contiene el ciclo también debe ser tratada y para ello existe la Planta de pulimento de condensado, la cual opera con un principio de funcionamiento muy similar a la desmineralizadora. El agua de mar que se consume en las plantas es suministrada por el canal de succión mediante bombas de agua de refrigeración, las cuales manejan un caudal de 50.000 m³/h, y la introducen al condensador, donde pasa aproximadamente por 17.500 tubos y permite la condensación del vapor que sale de las turbinas de baja presión.

Parte del agua de mar que no pasa por el condensador es utilizada para enfriar el agua de refrigeración secundaria, la que es impulsada por las bombas del sistema de agua de refrigeración secundaria (tres bombas por cada unidad), a los diferentes equipos que forman la unidad, luego toda el agua de mar es incorporada nuevamente al mismo por el canal de descarga.

En el Anexo N°4 se presentan el esquema del ciclo de potencia de las unidades de generación de Planta Centro.



2.2.1.- Arranque de Planta Centro.

En Planta Centro existen dos tipos de arranques los cuales se realizan según el estado operativo de cada una de las unidades. Hablamos entonces del Arranque en frío y el Arranque en caliente.

En un arranque en frío, se da inicio al protocolo de arranque de una unidad que ha estado largo tiempo fuera de servicio, bien sea, por parada en reserva o por período de mantenimiento. Este protocolo, cuenta con un período de preparativos generales, además de la preparación de los sistemas agua-vapor, gases de humo, aire y combustible, para luego comenzar la conexión de los equipos auxiliares para la puesta en marcha del generador de vapor.

El tiempo de dicho arranque puede tomar (teóricamente) entre cinco (5) y seis (6) horas, en el caso de las unidades 1 y 2, y entre siete (7) y ocho (8) horas en el caso de las unidades 3, 4 y 5. Este tiempo obedece a la razón de elevación de presión y temperatura admisible en el generador de vapor mostrada en las tablas N°15 y N°16 respectivamente.

kg/cm^2	$kg/cm^2 \text{ min}$
0 – 50	1 – 2
50 – 100	2 – 3
100 – 170	3 – 4

Tabla N° 15: Variación admisible de presión en el domo

kg/cm^2	$^{\circ}C/min$
0 – 50	4
50 – 100	6
100 – 170	7

Tabla N° 16: Variación admisible de temperaturas en la salida de alta presión



Como se muestra en las figuras N° 10 y N° 11, las condiciones mínimas de presión y temperatura para comenzar a generar son de 120 kg/cm^2 y 465 °C , para las unidades 1 y 2, y 86 kg/cm^2 y 435 °C , para las unidades 3, 4 y 5. Por otro lado las condiciones necesarias para admitir una variación de carga por más de 100 MW son 170 kg/cm^2 y 540 °C , que viene a ser la condición de operación nominal de todos los generadores de vapor de la Planta.

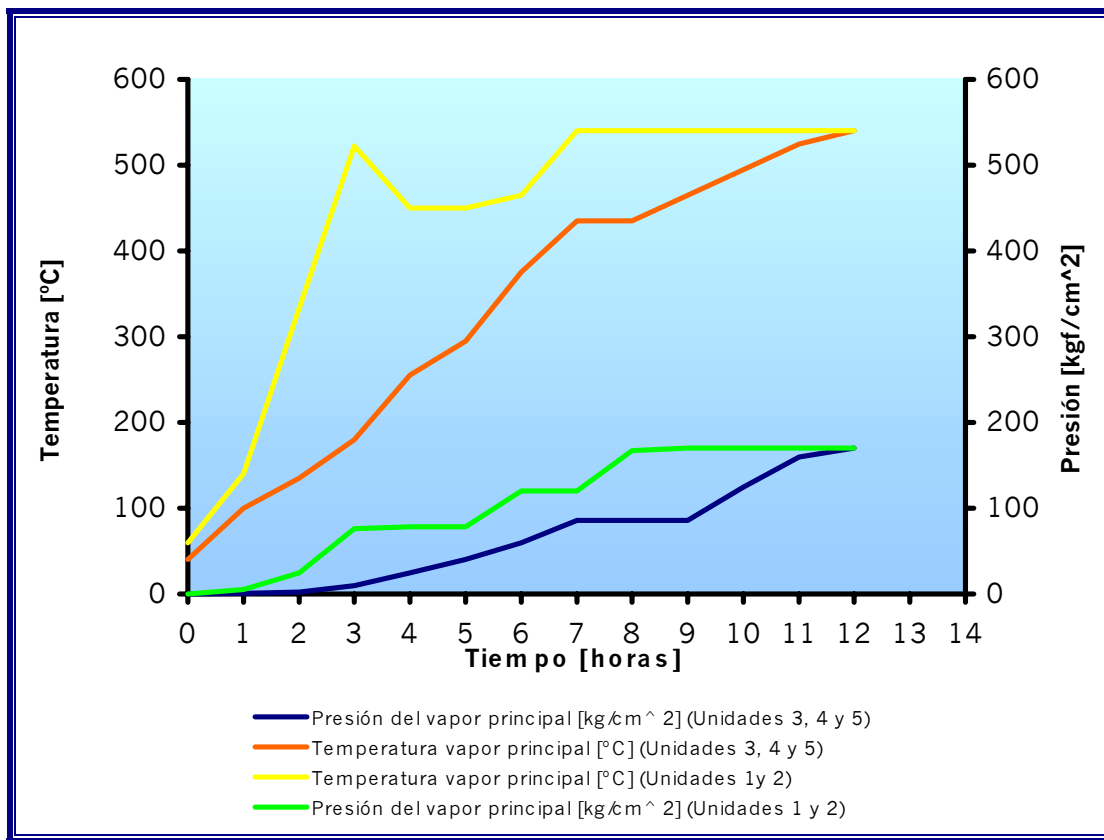


Fig. N°10: Curvas de arranque de las unidades de Planta Centro (Temperatura y Presión)

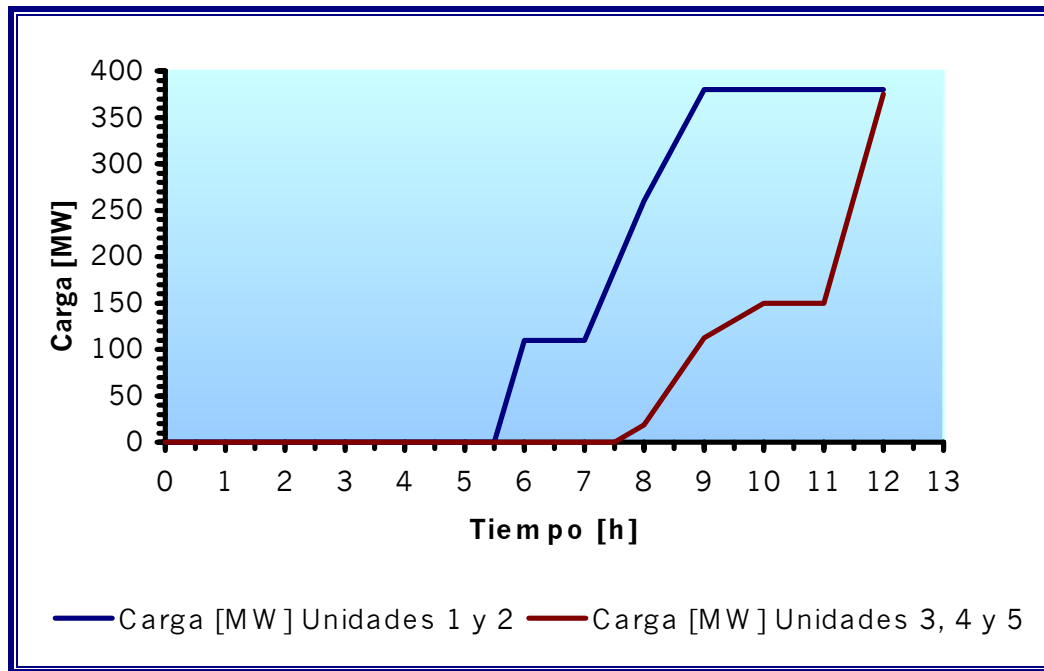


Fig. N°11: Curvas de arranque de las unidades de Planta Centro (Carga)

En un arranque en caliente, el tiempo de arranque resulta mucho menor (40 a 50 min), ya que el flujo de vapor principal al momento del arranque está muy cercano a las condiciones de presión y temperatura adecuada para la generación.

Esta clase de arranque se tiene cuando la unidad a estado en servicio cierto tiempo, y por causa de un disparo interno o externo, la misma logra mantener las condiciones estables de operación (embotellamiento de caldera). Este “embotellamiento” consiste en:

- Cierre inmediato de las válvulas de alimentación de vapor principal.
- Cierre de válvula de purga continua y sobrecalentadores.
- Cierre de alimentación de vapor a deshollinado.



El tiempo establecido de arranque en caliente, representa el tiempo necesario para la puesta a punto de los sistemas agua-vapor y aire-combustible. Cabe destacar que estos valores, están expuestos a variaciones, ya que dependen de las condiciones de “embotellamiento” dadas al momento de las interrupciones, dado que si falla alguna válvula o los equipos remotos no responden a las exigencias del operador, no se podrá realizar el “embotellamiento” y por ende el tiempo de arranque aumentará considerablemente.

2.2.1.1.- Procedimiento de Arranque en Caliente

A continuación se presenta el procedimiento de arranque común de las unidades de generación de Planta Centro luego de conseguir el “embotellamiento” del generador de vapor:

- En primer lugar se observan las condiciones en el domo del generador, específicamente nivel, presión y temperatura en el mismo.
- Se encienden una (1) Bomba de extracción de condensado y dos (2) bombas de agua de refrigeración.
- Seguidamente se enciende una (1) Bomba de agua de alimentación, manteniéndose así el nivel adecuado en el domo.
- Se arrancan dos (2) Ventiladores de Tiro forzado y una (1) Ventilador Recirculador de gases. Estos equipos se pueden arrancar mientras se alcanza el nivel del domo.
- Se arrancan los equipos que componen al precalentador abierto de agua de alimentación o desgasificador.
- Se activa el programa de combustible de arranque (inyección de gasoil).
- Posteriormente se activa el programa de ignición.
- Luego de conseguir el encendido de los quemadores se activa el programa de combustible pesado. Es de notar que para el arranque de la unidad, se requiere



Capítulo 2: Descripción de la Planta

un mínimo de cinco (5) quemadores de combustible pesado y un quemador de combustible liviano.

- Se controla la temperatura del vapor a la salida de los sobrecalentadores mediante la inyección de agua al vapor. Este paso es importante dado que se deben respetar la velocidades de aumento de temperatura presentadas anteriormente.
- Se controla el flujo de vapor del generador por medio de la estación de by pass de alta presión, hasta alcanzar las condiciones de presión y temperatura necesaria para el rodaje de turbinas.

Según este procedimiento de arranque, se puede entonces establecer los requerimientos de energía de cada unidad para el arranque, luego de un disparo. Para ello se determinan los equipos que intervienen en dicho arranque así como la potencia que requieren los mismos para su funcionamiento.

2.2.2.-Equipos principales del circuito térmico que se deben alimentar en un arranque.

2.2.2.1. Ventilador de tiro forzado

Por medio de éste equipo, se inyecta el aire al interior del hogar a través de los quemadores, para llegar hasta la cámara de combustión del hogar. Cada unidad de Planta Centro posee dos Ventiladores del tipo centrífugo como el mostrado en la figura N°12.



Fig N°12: Ventilador de tiro Forzado (unidad N° 3, 4 y 5)

Datos Técnicos del Ventilador:

Características	Unidad 1 y 2	Unidad 3, 4 y 5
Clase de ventilador	Ventilador de tiro forzado	Ventilador de tiro forzado
Tipo de ventilador	1762 AZ/1360	PDAT-CH
Volumen de salida	184,42 m^3/s	198,833 m^3/s
Temperatura de gas	30°C	30°C
Aumento de presión total	1.305 mmWS	1.072 mmWS
Velocidad del ventilador	1.190 min^{-1}	1.180 min^{-1}
Potencia de motor	2.850 kW	2.860 kW
Velocidad de motor	1.190 min^{-1}	1.180 min^{-1}
Tipo de regulación	regulación de pala directriz	Regulación de pala directriz
Tipo de acoplamiento	acoplamiento elástico de pernos	Acoplamiento elástico de pernos
Tipo de soportes	rodamientos de rodillos a rótula	Rodamientos de rodillos a rótula

Tabla N°17: Datos técnicos de los Ventiladores de Tiro forzado



2.2.2.2. Ventilador de Recirculación de gases

Cada unidad posee dos ventiladores y los mismos se encargan de inducir parte de los gases producto de la combustión hacia el calentador regenerativo de la unidad. De esta forma se logra recuperar parte del calor de los gases de escape, mejorando así el proceso de combustión dentro del hogar y por ende la eficiencia del generador.

Datos Técnicos del Ventilador:

Características	Unidad 1 y 2	Unidad 3, 4 y 5
Clase de ventilador	Ventilador de recirculación	Ventilador de recirculación
Tipo de ventilador	1782 AZ/1760/0	PDT-CH
Volumen de salida	250,2 m^3/s	125 m^3/s
Temperatura de gas	297°C	297°C
Aumento de presión total	353,2 mmWS	400 mmWS
Velocidad del ventilador	715 min^{-1}	1180 min^{-1}
Potencia de motor	1.120 kW	700 kW
Velocidad de motor	715 min^{-1}	1.180 min^{-1}
Tipo de regulación	Compuerta de mariposa	
Tipo de acoplamiento	Acoplamiento elástico de pernos	
Tipo de soportes	Cojinetes de deslizamiento	

Tabla N°18: Datos técnicos del los Ventiladores de recirculación de gases

2.2.2.3. Bomba de extracción de condensado

Existen dos (2) bombas de extracción de condensado por unidad. Una trabaja a 100 % de capacidad y la otra permanece en reserva (operación automática, al fallar la bomba en servicio). Éstas bombas se encargan de aspirar el condensado del pozo del condensador y entregarla al sistema alimentador del generador.



Datos Técnicos de la Bomba:

Características	Unidad 1 y 2	Unidad 3, 4 y 5
Líquido de elevación	Condensado	Condensado
Tipo de Bomba	HO250 x 3-de- Kond- VRT-Z	HO250 x 3-de- Kond- IOPT-Z
Capacidad	1.210 t/h	1.100 t/h
Temperatura min/max	42.7/70 °C	42.7/70 °C
Peso específico del líquido	1.0 t/m^3	0,9 t/m^3
NPSH requerido	3,6 m	12 m
Potencia de motor	1.025 kW	921 kW
Velocidad de motor	1.750 min ⁻¹	1.750 min ⁻¹

Tabla N° 19: Datos técnicos de la Bomba de extracción de condensado

2.2.2.4. Bomba de agua refrigeradora

Cada unidad esta provista de tres (3) bombas de agua refrigeradora, las cuales (dos en servicio y una en reserva) llevan el agua proveniente del canal de toma a las superficies de intercambio de calor de los condensadores y luego puestas en el canal de descarga.

Datos Técnicos de la Bomba:

Características	Unidad 1 y 2	Unidad 3, 4 y 5
Líquido de elevación:	Agua de mar	Agua de mar
Tipo	SEZ 1500-1165	Pra 1600/16
Capacidad	22.000 m^3/h	29.000 m^3/h

Tabla N° 20: Datos técnicos de la Bomba de agua refrigeradora



Características	Unidad 1 y 2	Unidad 3, 4 y 5
Temp. min/max	Máx 35°C	máx 30°C
Peso específico del líquido	1.03 $\frac{kg}{l}$	1,02 $\frac{kg}{l}$
Altura de elevación	12,7 m	9 m
Potencia de motor	1.100 kW	869 kW
Velocidad de motor	446 min ⁻¹	355 min ⁻¹

Tabla N° 20 (Continuación): Datos técnicos de la Bomba de agua refrigeradora

2.2.2.5. Bombas secundarias de agua refrigeradora.

En cada unidad se encuentran tres (3) bombas secundarias de agua de refrigeradora (dos (2) en servicio y una en reserva), las cuales son usadas para llevar agua natural a los equipos que la requieren, por ejemplo:

- Sistema de refrigeración del hidrógeno de los generadores eléctricos.
- Sistema de refrigeración del aceite de las turbinas.
- Sistema de refrigeración de los cojinetes de ventiladores, bomba de agua de alimentación de caldera, etc.



Fig. N° 13: Bombas secundarias de agua refrigeradora



Datos Técnicos de la Bomba:

Características	Unidad 1 y 2	Unidad 3, 4 y 5
Líquido de elevación:	Agua natural	Agua natural
Tipo	SEZ 350-410	B24-4/1
Capacidad	$1.200 \text{ m}^3/h$	$1.700 \text{ m}^3/h$
Temperatura min/max	Máx 45°C	Máx 45°C
Peso específico del líquido	1.0 kg/l	$1,0 \text{ kg/l}$
Altura de elevación	66 m	36 m
Potencia de motor	310 kW	219 kW
Velocidad de motor	1.784 min^{-1}	1.790 min^{-1}

Tabla N° 21: Datos técnicos de la Bomba secundaria de agua refrigeradora

2.2.2.6.-Bomba de agua de alimentación de calderas

Estas bombas de tipo centrífugas de alta presión son las encargadas de alimentar el generador y de dar la presión necesaria para el funcionamiento de la turbina. Este circuito consta de tres (3) bombas de las cuales, dos (2) están en servicio y una de reserva. Al fallar una en servicio, automáticamente entrará la de reserva.

Cada unidad de bombas se compone en:

- Pre- bomba o bomba relevadora
- Motor
- Acoplamiento Hidráulico
- Bomba Principal

La potencia requerida por estas bombas de alimento representan el 3% de la generación bruta de la unidad.

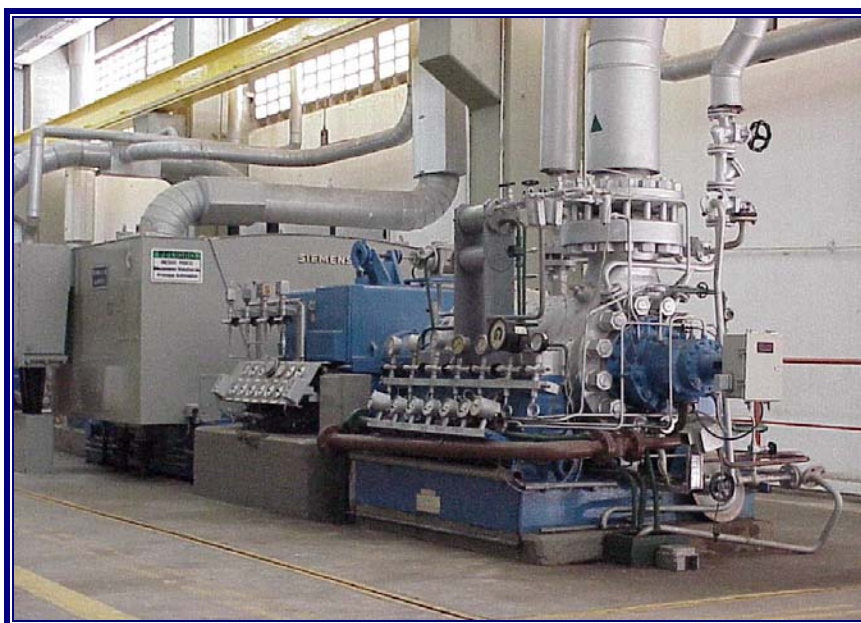


Fig. N° 14: Bomba de agua para alimentación de caldera (Unidades 1 y 2)

Datos Técnicos de la Bomba:

Características	Unidades 1 y 2	Unidades 3, 4 y 5
Pre-bomba y bomba Principal		
Caudal a la descarga de la bomba	735 t/h	894 t/h
Temperatura de servicio	181,4 °C	191,5 °C
Peso específico	0,8	0,85
Elevación de presión	18,90 MPa	18,49 MPa
Presión final de la bomba	20,67 MPa	19,89 MPa
N° de revoluciones de la pre-bomba	Igual a la del motor	Igual a la del motor
N° de revoluciones de la bomba principal	5.986 r.p.m	4.899 r.p.m.

Tabla N° 22: Condiciones de operación de las Bombas de Alimentación para calderas



Características	Unidades 1 y 2	Unidades 3, 4 y 5
Acoplamiento del motor		
Tensión nominal:	6,6 kV	6,6 kV
Corriente nominal	651A	810 A
Potencia adsorbida	6.500 kW	7.700 kW
Nº de revoluciones	1.790 r.p.m	1.188 r.p.m.
Factor de Potencia	0,9	0,92
Acoplamiento Hidráulico		
Nº de revoluciones de accionamiento	1.790 r.p.m	1.188 r.p.m.
Relación de transmisión	3,423	4,13
Nº de revoluciones a la salida	5.986 r.p.m	4.899 r.p.m.

Tabla Nº 22 (Continuación): Condiciones de operación de las Bombas de Alimentación para calderas

2.2.3.-Consumo de equipos auxiliares durante el arranque.

Como se observó en el procedimiento de arranque, es necesaria la alimentación, de tipo eléctrica a los distintos equipos auxiliares que hacen posible que se lleve a cabo tal proceso de conversión. En esta descripción de requerimientos energéticos, se contabilizó tal consumo en función del número de equipos puestos en servicio.

A.-Consumo por equipo

Equipo	Consumo (kW) Unidades 1 y 2	Consumo (kW) Unidades 3, 4 y 5
Ventilador de Tiro Forzado	2.850	2.860
Ventilador Recirculador de gases	1.120	700
Bomba para Alimentación de Caldera	6.500	7.700

Tabla Nº23: Consumo por equipos auxiliares de cada unidad



Equipo	Consumo (kW) Unidades 1 y 2	Consumo (kW) Unidades 3, 4 y 5
Bomba de extracción de condensado	1.025	921
Bomba de agua refrigeradora	1.100	869
Bomba secundaria de agua refrigeradora	310	219

Tabla N°23 (Continuación): Consumo por equipos auxiliares de cada unidad

Para el cálculo del consumo de los equipos auxiliares de una unidad, se toma en cuenta la unidad con mayor consumo, teniendo en consideración un cierto excedente de energía (10 % del consumo total de los equipos auxiliares) para la alimentación del resto de los equipos con menor consumo.

Equipo	N°	Consumo (kW) Unidades 1 y 2	Consumo (kW) Unidades 3, 4 y 5
Ventilador de Tiro Forzado	2	5.700	5.720
Ventilador Recirculador de gases	1	1.120	700
Bomba para Alimentación de Caldera	1	6.500	7.700
Bomba de extracción de condensado	1	1.025	921
Bomba de agua refrigeradora	2	2.200	1.738
Bomba secundaria de agua refrigeradora	2	620	438
Excedente		1716.5	1721.7
Total	9	18.881.5	18.933.2

Tabla N°24: Consumo por unidad

Este consumo de **18.933,2 kW**, establecido para las unidades 3, 4 y 5, está considerado hasta el momento de la sincronización, debido a que posteriormente la unidad aumentará la carga de generación y demandará un mayor bloque de energía para su funcionamiento.



A continuación se muestra una representación porcentual del consumo de los equipos que intervienen en el arranque de una unidad.

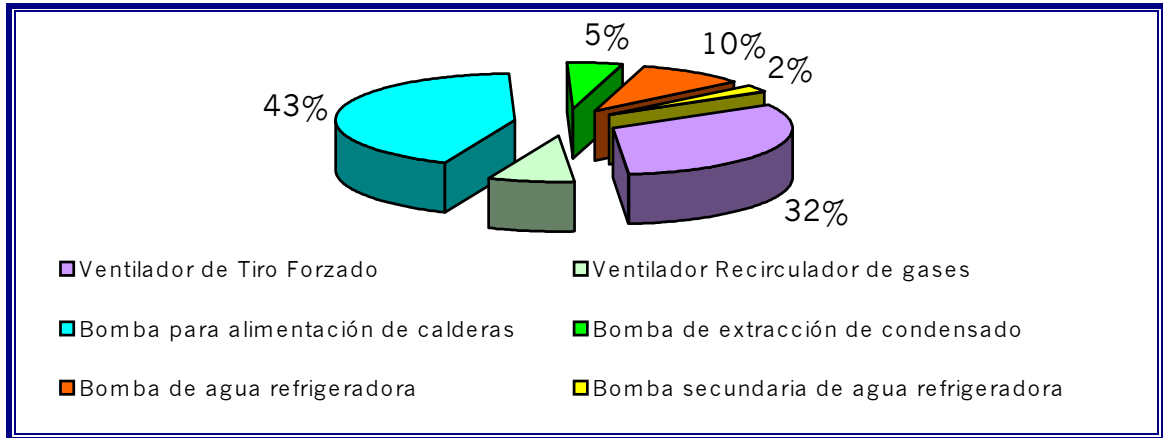


Fig.15: Representación porcentual del consumo por equipo de la unidad 3, 4 y 5

En la Figura N°16, se observa la curva de requerimiento de carga del sistema, en función del tiempo que tarda el proceso de arranque

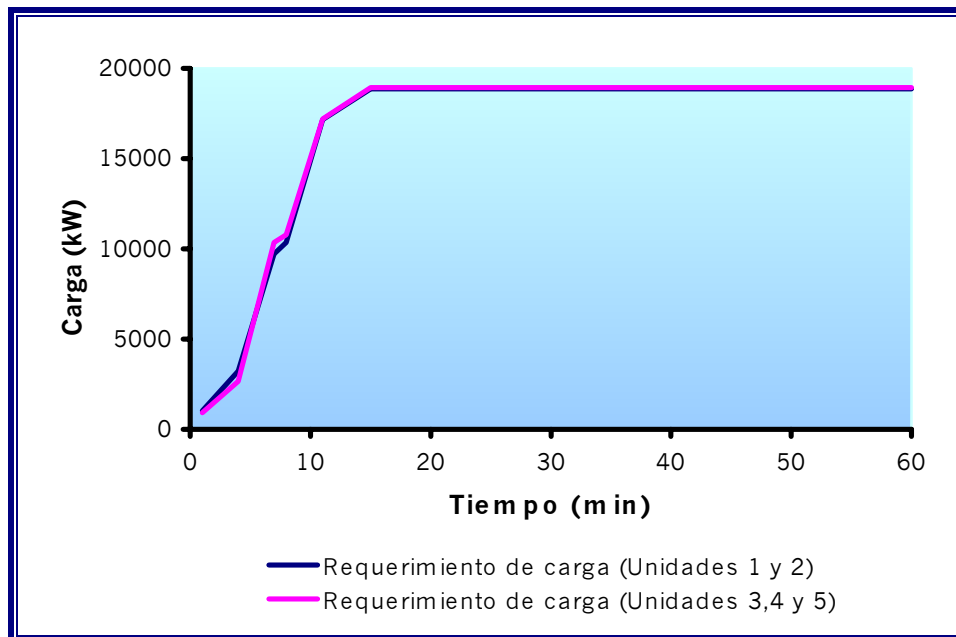


Fig. N°16: Curva de Carga del proceso de Arranque en caliente



2.2.4.-Alimentación de los Equipos auxiliares durante un arranque.

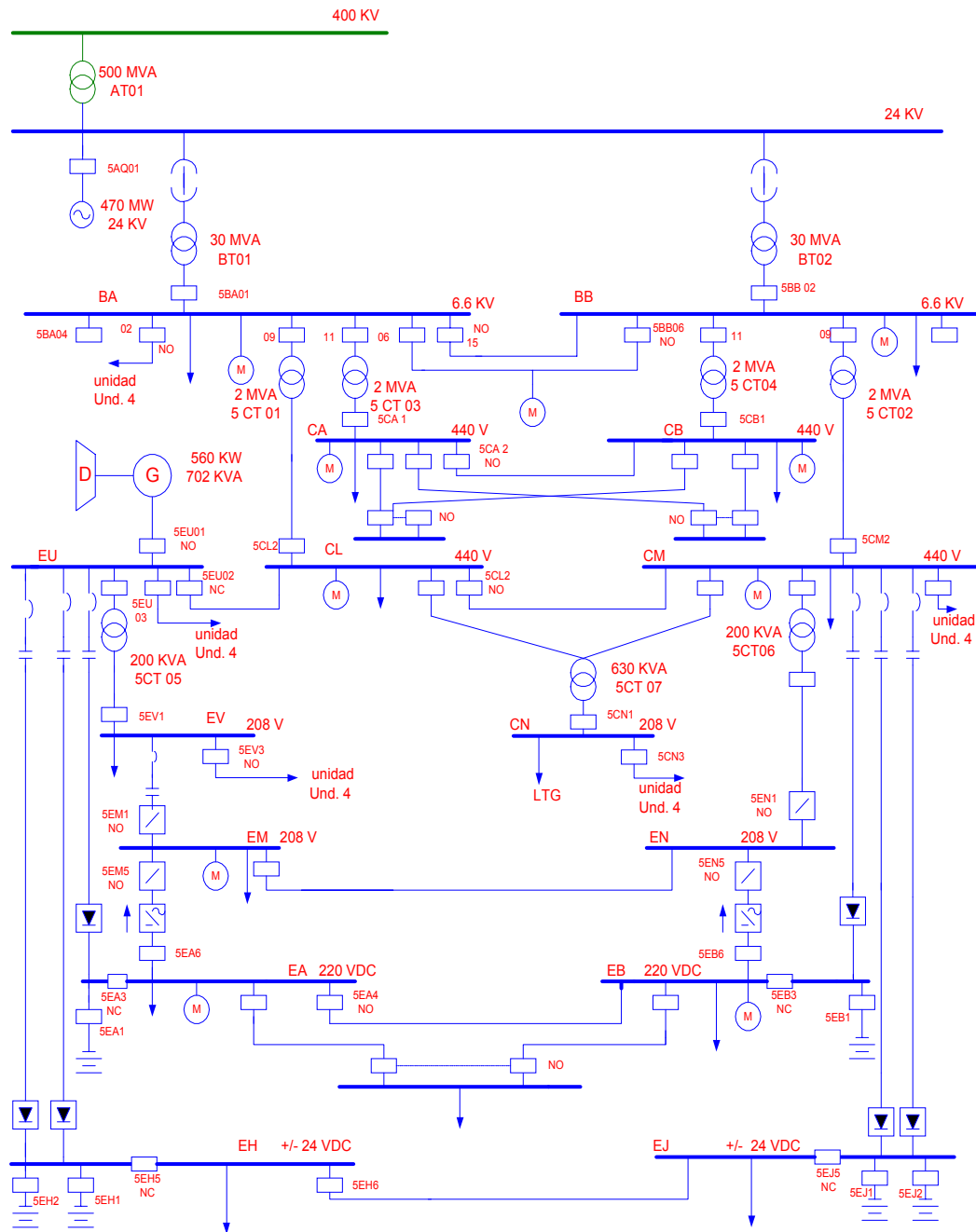


Fig. N° 17: Diagrama unifilar del sistema de los servicios auxiliares.



El sistema eléctrico de servicios auxiliares de la unidades de Planta Centro se muestra en la Figura N° 17, está constituido por un conjunto de equipos necesarios para el correcto funcionamiento de la misma. Para estos equipos es indispensable la continuidad en la alimentación de energía.

SÍMBOLO	LEYENDA
	Barra trifásica
	Generador principal
	Transformador de potencia
	Interruptor de potencia
	Arrancadores (contactores)
	Interruptores estáticos
	Inversores estáticos (Vdc -> Vac)
	Rectificador (cargadores de baterías)
	Banco de baterías
	Motores
	Interruptores termomagnéticos
	Motor diesel
	Generador acoplado a motor diesel

Tabla N°25: Leyenda del diagrama general de los servicios auxiliares

Este sistema ha sido diseñado para satisfacer los requerimientos relacionados con las características y operación de las cargas propias de la unidad. Entre los requerimientos se pueden mencionar:



Capítulo 2: Descripción de la Planta

- El sistema debe soportar el arranque directo de grandes motores de inducción a un voltaje no menor del 80% del voltaje nominal.
- El voltaje en el resto del sistema no debe estar por debajo del 70% del nominal durante el arranque de los grandes motores.
- Cuando ocurre una falla externa, después de solventarla los motores deben recuperar su condición nominal de operación.
- Las cargas deben mantenerse en servicio aun cuando exista una caída de tensión temporal del 30% o menos del voltaje nominal.
- El sistema de distribución ha sido diseñado para una sola contingencia y es capaz de operar a plena capacidad si cualquiera de sus fuentes o de sus transformadores principales sale fuera de servicio.

2.2.4.1.-Esquema de distribución

El sistema de distribución para los servicios auxiliares de las unidades de Planta Centro realiza su función de alimentar a todos los equipos eléctricos de la misma a través de varios niveles de tensión que conforman varios sub-sistemas, los cuales se indican a continuación:

- Nivel de 24 kV AC, Voltaje de salida del generador principal de la unidad.
- Nivel de 6,6 kV AC, Alimentación de los motores de planta, de potencia igual o mayor a 200 kW.
- Nivel de 440 V AC, Alimentación de motores de planta de potencia menor de 200 kW.



- Nivel de 208/120 V AC, Alimentación de tableros de iluminación, motores de 208 V y otras cargas.
- Nivel de 220 V DC, Alimentación de motores y equipos pertenecientes a los servicios esenciales y equipos de control.
- Nivel de +24 y – 24 V DC, Alimentación de los equipos de control.

2.2.4.2.-Alimentación de energía de las unidades de generación en caso de arranque.

El Nivel de 24 kV AC esta conformado por el generador principal de la unidad, cuya salida se lleva al transformador principal AT01 de 500 MVA, quien se encarga de elevar el nivel de tensión a 400 kV y lo transmite al sistema nacional interconectado. Cuando el generador no esta conectado, el AT01 funciona como reductor, ya que toma potencia de la red y la suministra a la unidad, esto se denomina alimentación de punta. En un punto de 24 kV se derivan dos circuitos que alimentan a los transformadores BT01 y BT02 de 30 MVA cada uno, estos bajan el nivel de tensión a 6,6 kV.

La forma en que se alimentan las barras del sistema de servicios auxiliares de las unidades es de tipo secundario selectivo, ya que están alimentadas a través de dos transformadores principales en forma independiente, las barras de alta tensión están conectadas entre si por medio de un interruptor de enlace que esta normalmente abierto en condiciones normales de operación.

Todas las subestaciones, centros de control de motores y tableros de cada unidad tienen la posibilidad de ser alimentadas desde dos o más fuentes. Esto es posible ya que entre todos los subsistemas existen equipos de transferencia automática que permiten la transferencia de carga de un subsistema a otro.



Capítulo 2: Descripción de la Planta

Adicionalmente la unidad puede recibir o suministrar cierta cantidad de potencia a cualquiera de las otras unidades por medio de un sistema de interconexión entre todas las unidades. La mayoría de las barras del esquema en cualquier nivel de tensión cuenta con protecciones de baja tensión.



3.-ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA INSTALACIÓN DEL S.A.A.

3.1.- Generalidades

Como se pudo observar en el capítulo 1, la falta de una fuente de energía autónoma que sea capaz de alimentar en un arranque a los equipos de los servicios auxiliares de cada unidad de Planta Centro, ha traído como consecuencia la pérdida de millones de bolívares por parte del sistema y de la misma Planta. Se hace necesario entonces evaluar las distintas opciones existentes para solucionar el problema citado, que se resume en la instalación de un sistema que aporte la autonomía necesaria a Planta Centro, para que la misma deje de ser susceptible a las perturbaciones del sistema.

En el presente capítulo, se conceptualiza el Sistema Autónomo de Arranque que requiere la Planta para su completa autonomía de arranque, en función de los requerimientos de potencia de los equipos a alimentar, compatibilidad con el circuito de conexión eléctrica de cada unidad, disponibilidad de combustible, disponibilidad de espacio para la instalación de la fuente motriz del sistema, etc., para finalmente plantear las opciones de fuente motriz factibles para la generación de potencia requerida por el S.A.A..

3.2.- Sistema Autónomo de Arranque.

Según el *Institute of Electrical and Electronic Engineer* (I.E.E.E.) en sus normas “*Recommended Practice for Emergency and Standby Power Systems*”, se define a un Sistema Autónomo de Arranque como “Una fuente de energía eléctrica independiente en reserva, que en caso de una falla o salida de la fuente normal, esta es capaz de suministrar energía eléctrica de calidad, la cual permita al usuario continuar su operación con normalidad”.



En éstas normas se encuentran los criterios generales a tener en consideración a la hora de la instalación de estos equipos. En la tabla N°26, podemos observar que, en el caso de los Sistemas mecánicos, existen ciertos tiempos que se deben considerar en la selección del S.A.A., para así asegurar un tiempo de respuesta adecuado por parte del mismo.

Aplicación general	Aplicación específica	Tiempo máximo de tolerancia a la falla	Tiempo mínimo de suministro auxiliar	Tipo de sistema auxiliar	Justificación del sistema
Sistemas Mecánicos	Agua (enfriamiento y usos generales)	15 seg	0.5 horas hasta que llegue la alimentación principal	De apoyo	Continuar la producción
	Calderas de potencia	0.1 seg	1 hora hasta que llegue la alimentación principal	De apoyo y emergencia	Pérdida en la generación eléctrica y de vapor. Producción y mantenimiento. Prevención de daños en los equipos.
	Bombas de Agua	10 seg	Indefinido	De apoyo	Mantenimiento en operación de calderas.

Tabla N°26 : Criterios de instalación para sistema de emergencia

3.2.1.- Consideraciones del sistema

Para establecer el S.A.A. que se adapte mejor, a los requerimientos de nuestra Planta, resulta importante definir dichos requerimientos para facilitar la selección del sistema. Estos requerimientos, se podrían resumir en *Capacidad, Calidad, Confiabilidad y Horas de operación*.



- **Capacidad:**

Uno de las más importantes consideraciones para un sistema de emergencia es la capacidad y la cantidad de energía que el pueda generar. Como se determinó en el capítulo 2, la potencia con la que se determinaría la capacidad del S.A.A., corresponde a la potencia necesaria, para el accionamiento de los equipos de los servicios auxiliares de las unidades N°3, 4 y 5, que resultó ser igual a 18.933,2 kW.

Es importante tomar en cuenta, que la mayoría de estos equipos de servicios auxiliares, a ser alimentados con el S.A.A., poseen motores de considerable amperaje, lo que se traduce en la necesidad de un excedente de potencia eléctrica en el(los) alternador(es) que se decidan acoplar a la fuente motriz del S.A.A.

- **Calidad:**

El sistema de apoyo debe generar energía tal que, sea de igual calidad a la de la fuente principal, o sea frecuencia regulada, voltaje regulado, secuencia de fase correcta, contenido de armónicos y sin ruido de interferencias.

- **Confiabilidad:**

Un sistema de apoyo confiable debe estar en la capacidad de cumplir su propósito sin ningún tipo de problemas. El grado de confiabilidad necesario para este tipo de equipos esta estrictamente relacionado con el tiempo crítico de funcionamiento de las cargas a las cuales son servidas. Muchos factores contribuyen a que el sistema sea confiable, algunos en la preinstalación y otros después de la instalación, tales como mantenimiento efectivo, pruebas y experiencia de los operadores.

Los protocolos de pruebas durante el funcionamiento normal del equipo asegura que el equipo se encuentre en condiciones óptimas para cumplir su función. Los protocolos ayudan a asegurar el funcionamiento bajo una variedad de condiciones tales como sobrecargas, sobretensiones, corto-circuitos y otro que pudieran ocurrir en



funcionamiento. Las pruebas del sistema completo para constatar la compatibilidad y funcionamiento como fueron especificados antes de la instalación también aumentan la confiabilidad.

- **Horas de Operación del S.A.A:**

Según la probabilidad de ocurrencia de fallas en el sistema, calculada en el capítulo 1, el S.A.A. se activará 4 veces al año, dejándose en servicio, cuando se requiera, el tiempo mínimo de operación continuo especificado en las normas ANSI B133.6 (mínimo 5 horas) .

Por otro lado, debido a la alta disponibilidad que deben tener estos equipos, se deben seguir ciertas pruebas de arranque. Para efectos de nuestros cálculos y siendo conservadores, se establecerán como número de horas de pruebas, un 3% de las horas totales del año, es decir, 240 horas que deberán distribuirse a lo largo de todo el año operativo de la Planta.

Debido a que el sistema no funcionaría bajo un esquema de generación continuo, las horas de operación serán calculadas bajo el siguiente esquema:

	Veces/año	Horas/veces	Horas/año
Pruebas de arranque:	48	5	240
Servicio de arranque Para la Planta:	4	5	20
Servicio total anual:	260		

Tabla N°27: Horas de Operación del S.A.A.



Otro aspecto importante a tener en cuenta, es el automatismo del sistema, ya que un sistema de autonomía de energía, como es nuestro caso, debe ser de funcionamiento totalmente automático, ya que además de ser lo más cómodo, estas instalaciones quedan rápidamente en disposición de funcionar, evitando a su vez falsas maniobras por parte de los operadores.

3.3.- Aspectos técnicos a considerar para la instalación del S.A.A.

3.3.1.-Suministro de gas natural y combustible líquido

El suministro de combustible para las instalaciones pertenecientes al S.A.A, en el caso de gas natural, es posible a través de la instalación de una sub-estación de gas adicional a una expansión de la red interna de Planta Centro, la cual suministra actualmente 320.000 m³/h a la unidad N°2.



Fig. N° 18: Sub-estación principal de gas.

En la Figura N° 18 se muestran las instalaciones de suministro de gas, de donde se surte a la planta y posiblemente se surtiría al S.A.A.



Debido a que el S.A.A. se usaría con carácter de emergencia se requiere que opere con un sistema dual de combustible, de esta manera, se espera aprovechar los tanques de almacenamiento de combustible liviano usado para el arranque de las unidades de la central, para sustraer por medio de una sub-estación de combustible, el necesario para solventar una contingencia producida por la carencia del combustible principal que en este caso sería el gas.



Fig. N° 19: Tanque de combustible liviano (Gas-oil)

En la Figura N°19 se presenta uno de los tanques de almacenamiento de combustible liviano disponibles en la planta para un posible suministro al S.A.A. Estos tanques surten de combustible a los tanques diarios de cada unidad, con los que se surtiría de combustible al S.A.A., si así se requiriera.

En la figura N°20 se muestra el conjunto de distribución de combustible diario para el arranque de las unidades de Planta Centro.

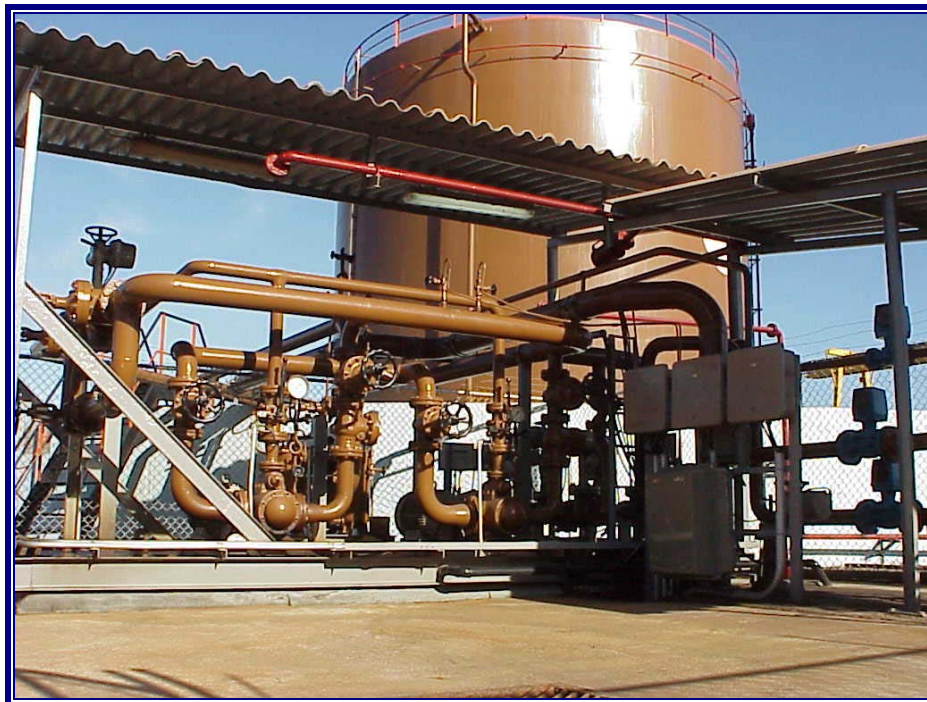


Fig. N° 20: Conjunto de distribución diaria de combustible liviano

3.3.2.- Conexiones de los Servicios Auxiliares.

Como se pudo observar en la Figura N°17 de la sección 2.2.4 del capítulo anterior, la energía eléctrica necesaria para el funcionamiento de los equipos de los servicios auxiliares, es suministrada por dos fuentes en paralelo, es decir, la barra de 6,6 kV, que alimenta a los equipos de los servicios auxiliares de la unidad, está conectada a los transformadores que reducen la tensión de salida de los bornes del generador principal. A su vez existe un generador de servicio interno que alimenta a los equipos de servicios esenciales y que se encuentran en un nivel de tensión igual o inferior a 440V.

La conexión del S.A.A. a la barra de 6,6 kV, resolvería el problema de suministro de energía a los servicios auxiliares, al momento de una contingencia. Sin embargo, dicha conexión se hace muy complicada desde el punto de vista físico, ya que implicaría el rediseño de toda la red eléctrica de cada unidad. Es por ello que este



sistema debería ser acoplado a la red, desde la Sub-estación Planta Centro, aprovechando la conexión existente con la red externa.

Aplicando este criterio, la energía eléctrica sería introducida a la sub-estación Planta Centro, por medio de una conexión acoplada a un transformador elevador de 13,8 kV/115 kV, que a su vez se conectaría a la barra de 115 kV existente en la sub-estación (Ver anexo N° 5: Diagrama unifilar de la sub-estación Planta Centro). De esta forma se obtiene una conexión, que permite tanto, llevar la potencia necesaria para el arranque de la planta, así como exportar energía a las localidades adyacentes a la planta, si así se requiriera.

En la figura N° 21 se muestra la subestación Planta Centro, donde resalta el transformador 13,8 kV/ 115 kV (azul) y los transformadores 230 kV/115kV (rojo).



Fig. N° 21: Sub-estación Planta Centro 400/230/115 kV



3.3.3.-Ubicación del espacio físico de la instalación del S.A.A.

Como premisa en la ubicación del sitio de instalación se tomó en cuenta que los costos por concepto de instalaciones eléctricas serán superiores a los producidos por las instalaciones de tubería de combustible; dicho esto se hace notable que la ubicación del equipo de generación esté cerca de la sub-estación eléctrica Planta Centro, como se muestra en el Anexo N°6.

3.3.4.- Condiciones atmosféricas del sitio de instalación

Para la instalación de cualquier equipo de generación, deben tomarse en cuenta las condiciones de temperatura , altitud y humedad relativa como se muestran en la tabla N° 28.

Altitud [s.n.m]	0
Temperatura media del sitio (°C)	30
Humedad relativa media(%)	75

Tabla N°28: Condiciones Atmosféricas del sitio

3.4.- Alternativas propuestas como Fuente Motriz del S.A.A.

A continuación se presenta la evaluación realizada a las alternativas preseleccionadas como fuerza motriz del S.A.A.. Dichas opciones se resumen en la instalación de una (1), dos (2), tres (3) o cuatro (4) Turbinas a gas, una Turbina a gas rehabilitada o de un conjunto de Motores Diesel en las inmediaciones de Planta Centro.

3.4.1.- Sistema autónomo de arranque accionado por una Turbina a gas

3.4.1.1.- Generalidades

La Turbina a gas trabaja bajo un ciclo llamado Brayton, que consta de una compresión adiabática, calentamiento a presión constante y expansión adiabática.



El ciclo comienza con la acción de un compresor rotatorio que succiona aire de la atmósfera, lo pone a presión y lo envía a la cámara de combustión en un régimen permanente. El combustible inyectado en el aire se quema y aumenta la temperatura de la mezcla de aire y productos de la combustión. Esta mezcla a alta energía circula por la turbina y pierde presión y temperatura conforme actúa contra los álabes. Los gases de desecho salen con presión atmosférica, pero a alta temperatura. La turbina impulsa el rotor del compresor con un eje y también, una carga externa por medio del acoplamiento para la carga.

Las Turbinas a gas se clasifican en Turbinas para trabajo pesado, Turbina aeroderivadas y Turbinas industriales. Las primeras son normalmente de uno o dos ejes. Las paletas y álabes del compresor y la turbina son de construcción fuerte, lo mismo que las toberas, lo que junto con las relaciones de presión y temperaturas moderadas en el gas energizado, permite largos intervalos para las inspecciones y mantenimiento. Para el arranque de estos equipos, se pueden utilizar Turbinas a vapor, un expansor de gases, un Motor eléctrico o un Motor Diesel.

En el caso de la Turbina a gas aeroderivada, la misma consiste en un motor de chorro (Jet) para aviones, en donde los gases energizados, mueven una turbina de potencia. En esta forma, el motor es un generador de gas energizado que se envía a una turbina convencional de potencia para trabajo pesado. En el arranque de este tipo de Turbinas, se puede utilizar un motor de arranque por aire del tipo para motores de automóvil, un expansor de gas o un Motor hidráulico, los cuales se pueden alimentar con el sistema de gas de la turbina, el sistema de aire de la Planta o el sistema de lubricación.

La Turbina a gas del tipo industrial, que no es para trabajo pesado, comparte ciertas características tanto con la Turbina a gas aeroderivada, como con la Turbina a gas de servicio pesado. Puede ser construida en dos ejes, y son requeridas en centrales eléctricas con condiciones estable de operación.



El combustible utilizado, por cualquiera de los tipos de turbinas anteriormente reseñados, puede ser desde gas natural hasta destilados y residuos de petróleo. Pero de éste grupo el combustible ideal para éstos equipos es el gas natural (esencialmente Metano CH₄).

3.4.1.2.- Alternativa N°1 (Turbina a gas aeroderivada)

De acuerdo a la experiencia de CADAFE con los equipos de generación de la casa General Electric, se tomó en cuenta la instalación de una Turbina a gas aeroderivada, modelo LM2500PE de esta marca, siendo esta turbina más liviana que las industriales, con una relación peso-potencia de (0,15-0,3) kg/kW e inercia de arranque de 504 m/kg, lo que hace que ésta máquina tenga una alta velocidad de respuesta. A continuación se presentan las características técnica de una instalación de este tipo.

A.- Datos técnicos de la Turbina:

Modelo	LM2500PE
Marca	GE
Tipo	Aeroderivada
Radio de compresión	18,8:1
Flujo de masa [kg/s]	69
Frecuencia [Hz]	60
Velocidad de la turbina [r.p.m]	3.600
Temperatura a la entrada de la Turbina [°C]	818,33
Temperatura a la salida [°C]	523,33
Peso aproximado [kg]	5.130
Dimensiones (Largo x alto x ancho) [m]	14,5 x 4,0 x 4,5
C.E.C. [BTU/kW-h]	9.226
Potencia ISO Base Rating [kW]	22.920

Tabla N° 29: Datos Técnicos (Opción N°1)

B.- Corrección

Los datos de potencia ISO y C.E.C. de ésta opción han sido tomados de la revista “*Gas Turbine World 2000-2001 Handbook*”. La corrección de dichos datos,



para el sitio de instalación se obtuvieron por medio de los nomogramas de corrección publicados por la revista “*Oil & Gas Turbine Journal*”, para obtener los factores de corrección del C.E.C. y el factor de corrección de potencia, como se observan en los Anexos N°7 y N°8.

Para obtener estos factores de corrección, es necesario conocer la potencia y C.E.C. bajo condiciones ISO de la máquina, temperatura del ambiente de diseño, elevación del sitio y calidad del aire. Luego de conocidos estos datos se procede a escoger la caída de presión a la entrada y la salida de la turbina según la tabla N° 30. Seguidamente se obtienen los factores de corrección de los nomogramas de factor de potencia y factor de C.E.C., ilustrados en los Anexos N° 7 y N° 8.

Caída de presión a la entrada		
Calidad del aire	Caída de presión considerada (mmHg)	Letras usadas en los Nomogramas
Normal	100	A
Contaminado, sucio.	125	B
Marino, Desierto.	150	C
Caída de presión a la salida		
Accesorios a la salida	Caída de presión considerada (mmHg)	Letras usadas en los Nomogramas
Salida a la atmósfera (sólo silenciador)	100	D
HRSG (sin calentamiento)	250	E
HRSG (con calentamiento adicional)	350	F
HRSG (con calentamiento completo)	500	G

Tabla N° 30: Factores de corrección utilizados en el Nomograma



Modelo	C.E.C [BTU/kW-h]	Potencia Corregida [kW]
LM2500PE	9.738,75	20.406,2

Tabla N°31: C.E.C. y Potencia corregida (Opción N°1)

C.- Esquema de instalación

La instalación de una Turbina a gas debe comprender los siguientes componentes:

- **Conjunto Turbo-Generador:**

- Soporte y Cubierta
- Sistema de enfriamiento por aire para el generador
- Ductos de admisión y escape
- Controles estandar y sistema de arranque
- Sistema convencional de combustión
- Tuberías de agua de enfriamiento entre la turbina y el radiador
- Sistema de CO₂ contra incendio
- Bomba de combustible
- Filtros de combustible

- **Generador:**

- Ventiladores.
- Caja de conexiones para instrumentación.
- Tuberías y Válvulas para lubricación de aceite.
- Aislamiento eléctrico.
- Sensores de vibración.

- **Sistema Eléctrico de control :**

El sistema de control de la turbina controlará encendido, parada, velocidad, temperatura de escape, operación del compresor, sincronización del generador al



sistema a auxiliar y control de los equipos auxiliares de la turbina. Este sistema ha de estar comprendido por los siguientes equipos:

- Panel de control de la turbina
 - Panel de protección al generador
 - Panel de excitación
 - Tablero de distribución y centro de control de motores de 125V DC
 - Batería de 125V DC
 - HMI (Interfaces - Humano - Máquina)
- **Esquema de instalación de equipos:**

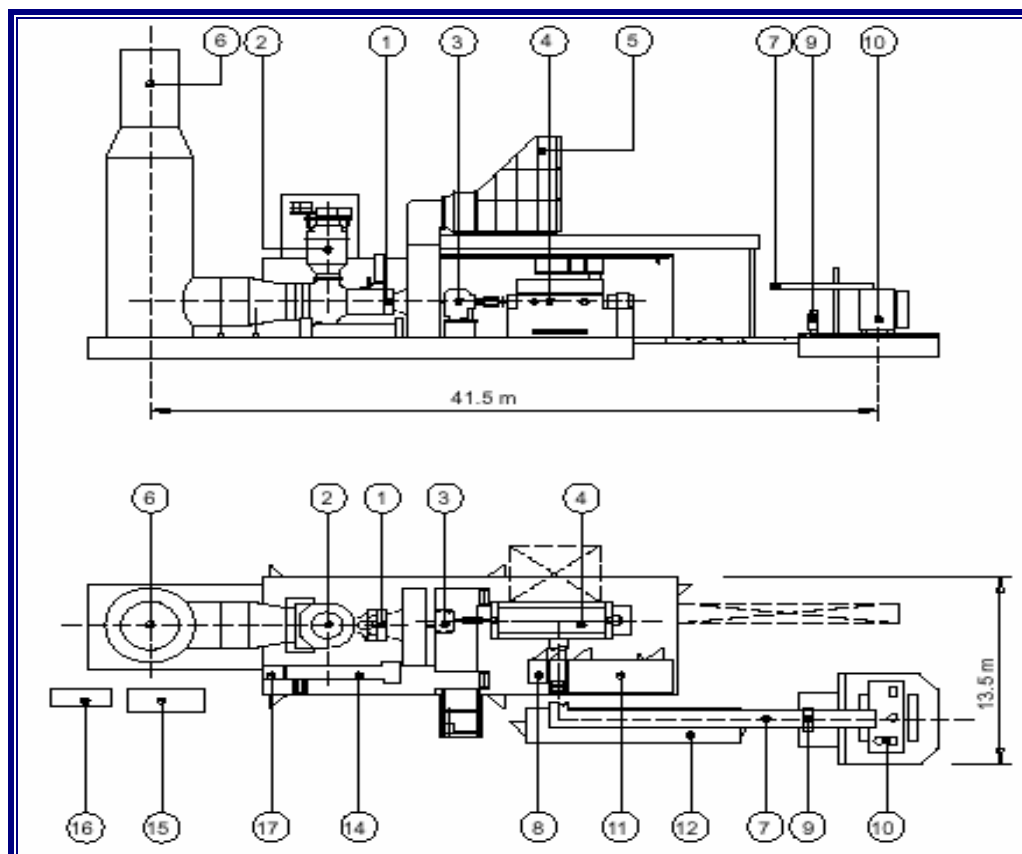


Fig. N°22: Ejemplo de una instalación de Turbina a Gas



1	Turbina a Gas	10	Transformador principal
2	Cámara de combustión	11	Módulo de arranque
3	Bloque de engranajes	12	Módulos de control
4	Generador /Excitador	13	Bloque Auxiliar
5	Bloque de entrada de aire	14	Bloque de enfriamiento
6	Chimenea de escape	15	Bloque de Fuel Oil
7	Ducto de barra del generador	16	Sistema de reducción de NOx Húmedo
8	Modulo interruptor del generador	17	Bloque de válvula de control
9	Transformador auxiliar		

Tabla N°32: Lista de equipos y accesorios referidos ala Figura N°23.

D- Distribución de costos:

En este punto, se realizó una distribución de costos, de la alternativa planteada, según parámetros económicos suministrados por CADAFE a través de la División de Planificación de Proyectos, producto de su experiencia en la realización de este tipo de proyectos, con el fin de que sean usados en la comparación de las alternativas planteadas en este trabajo.

- **Costos de inversión:**

ITEM	Costo [\$]
Precio del equipo (F.O.B)	10.000.000
Nacionalización (15% del F.O.B)	1.500.000
Movilización, almacenamiento y seguro (2% del C.I.F.)	230.000
Preparación para los inicios del trabajo (0,5% del C.I.F.)	57.500
Ingeniería y supervisión (3% del C.I.F.)	345.000
Obras Civiles (5% del C.I.F.)	575.000
Montaje (4% del C.I.F.)	460.000
Costo total de inversión (C.T.I.)	13.167.500

Tabla N°33: Costo Total de Inversión (Opción N°1)



- **Costo de capitalización y producción anuales:**

El costo de capitalización comprende, el cargo fijo anual por concepto de intereses, depreciación y seguro de la inversión.

El factor de capitalización anual, que influye en el cargo por concepto de intereses, se calculó a partir de una tasa LIBOR de 4,85% promediada para los 15 años de capitalización del equipo. Se estableció un cargo por concepto de seguro igual a 0,5 % y una depreciación lineal de 6,6%.

Cargo fijo Anual:

$$C.F.A. = F.C. * C.T.I$$

Donde:

C.F.A: Cargo fijo Anual [\$/año]

F.C.: Factor de Capitalización [%]

Cargo fijo por concepto de interés (C.F.I):

$$C.F.I = \frac{TLIB / 100 * (1 + TLIB / 100)^n}{(1 + TLIB / 100)^n - 1} * 100$$
$$C.F.I = \frac{4,85 / 100 * (1 + 4,85 / 100)^{15}}{(1 + 4,85 / 100)^{15} - 1} * 100 = 9,54\%$$

Donde:

TLIB: Tasa LIBOR [%/año]

C.F.I.: Cargo fijo por concepto de intereses [%/año]

n: Número de años de capitalización.

Factor de capitalización:

$$F.C = C.F.I + \text{seguro} + \text{depreciación}$$



$$F.C = (9,54 + 0,5 + 6,6)[\%/año] = 16,7 [\%/año]$$

Entonces:

$$C.F.A. = (16,7/100) * 1/año * 13,167,500 \$$$

$$C.F.A = 2.198.972,50 \$/año$$

Para los costos de Producción, se deben tomar en cuenta los Costos de energía introducida y los Costo de operación y mantenimiento.

- **Costo de Energía Introducida**

$$C.E.I. = PC * C.E.C_{\text{corregido}} * C.C.A. * \text{horas_de_operación_al_año}$$

Donde:

C.E.I.: Costo total del combustible para un año de operación [\$/año].

PC: Precio del combustible [\$/10⁶ BTU].

C.E.C.: Consumo específico de calor [BTU/kW-hr].

C.C.A: Carga conectada de arranque.

$$C.E.I = 1,4\$/10^6 \text{ BTU} * 9738,35 \text{ BTU/kWh} * 18.933,2 \text{ kW} * 260 \text{ h}$$

$$C.E.I = 67.116,40 \$/año$$

- **Costo de operación y mantenimiento**

Los costos fueron calculados en base a 7 % de los costos de energía introducida, y los mismo fueron ajustados por incremento de la tasa de inflación, según la experiencia de CADAFE con este tipo de equipos.

$$C.O.M = 7\%/100 * C.E.I.$$

$$C.O.M = 7\%/100 * 67.116,40\$ / año.$$

$$C.O.M = 4.698,15 \$/año$$



• **Costo total anual:**

A continuación se presenta el cálculo del costo total anual de la inversión

$$C.T.A = C.F.A. + C.E.I. + C.O.M.$$

$$C.T.A. = 2.198.972,5\$ + 67.116,4\$ + 4.698,14\$$$

$$C.T.A. = 2.271.664,88 \$$$

En la tabla N°34 se presentan los costos totales anuales estimados que se generarán dentro de los próximos quince (15) años, suponiendo una vida útil del equipo de 15 años, en donde se espera que se capitalice la inversión.

Año	Costo del combustible [\$/10 ⁶ BTU]	Costo de energía introducida [\$/año]	Costo de operación y mantenimiento [\$/año]	Costo fijo anual [\$/año]	Costo Total Anual [\$/año]
2002	1,4	67.116,39	4.698,15	2.198.972,50	2.271.664,88
2003	1,4	67.116,39	4.839,09		2.271.805,82
2004	1,4	67.116,39	4.984,26		2.271.950,99
2005	1,4	67.116,39	5.133,79		2.272.100,52
2006	1,4	67.116,39	5.287,81		2.272.254,54
2007	1,4	67.116,39	5.446,44		2.272.413,17
2008	1,4	67.116,39	5.609,83		2.272.576,56
2009	1,5	71.910,42	6.190,85		2.277.951,61
2010	1,5	71.910,42	6.376,59		2.278.137,34
2011	1,5	71.910,42	6.567,88		2.278.328,63
2012	1,5	71.910,42	6.764,91		2.278.525,67
2013	1,5	71.910,42	6.967,86		2.278.728,62
2014	1,5	71.910,42	7.176,89		2.278.937,65
2015	1,5	71.910,42	7.392,20		2.279.152,96
2016	1,5	71.910,42	7.613,97		2.279.374,72

Tabla N°34: Costos Totales anuales (Opción N°1)

3.4.1.3.- Opción N°2 (Dos (2) Turbinas a gas industriales)

Para esta alternativa se tomó en cuenta la instalación de dos (2) turbinas a gas, bajo los mismo parámetros técnicos y económicos, que se siguieron en el planteamiento de la opción N° 1.



A.- Datos técnicos de las Turbinas:

Modelo	PGT10B
Marca	General Electric
Tipo	Industrial
Radio de compresión	14,1:1
Flujo de masa [kg/s]	42
Velocidad de la turbina [r.p.m]	7.900
Temperatura a la entrada de la Turbina [°C]	-
Temperatura a la salida [°C]	483,8
Peso aproximado [kg]	27.000
Dimensiones (Largo x alto x ancho) [m]	9 x 2,5 x 3
Heat Rate [BTU/kW-h]	10.660
Potencia ISO Base Rating [kW]	11.700

Tabla N° 35: Datos Técnicos (Opción N°2)

Modelo	C.E.C [BTU/kW-h]	Potencia Corregida [kW]
PGT10B	11.193	10.062

Tabla N°36: C.E.C. y Potencia corregida (Opción N°2)

B.- Distribución de costos

El cálculo de los costos, para esta alternativa y las opciones N°3 y N°4, fue realizado siguiendo el procedimiento de los cálculos de la opción N°1.

ITEM	Costo [\$]
Precio del equipo (F.O.B)	9.400.000 (4.700.000 c/u)
Nacionalización (15% del F.O.B)	1.410.000
Movilización, almacenamiento y seguro (2% del C.I.F.)	216.200
Preparación para los inicios del trabajo (0,5% del C.I.F.)	54.050

Tabla N°37: Costo Total de Inversión (Opción N°2)



ITEM	Costo [\$]
Ingeniería y supervisión (3% del C.I.F.)	324.300
Obras Civiles (5% del C.I.F.)	540.500
Montaje (4% del C.I.F.)	432.400
Costo total de inversión (C.T.I.)	12.377.450

Tabla N°37 (Continuación): Costo Total de Inversión (Opción N°2)

Año	Costo del combustible [\$/10 ⁶ BTU]	Costo de energía introducida [\$/año]	Costo de operación y mantenimiento [\$/año]	Costo fijo anual [\$/año]	Costo Total Anual [\$/año]
2002	1,4	77.138,63	5.399,70	1.737.493,33	1.820.031,67
2003	1,4	77.138,63	5.561,69		1.820.193,66
2004	1,4	77.138,63	5.728,55		1.820.360,51
2005	1,4	77.138,63	5.900,40		1.820.532,36
2006	1,4	77.138,63	6.077,41		1.820.709,38
2007	1,4	77.138,63	6.259,74		1.820.891,70
2008	1,4	77.138,63	6.447,53		1.821.079,49
2009	1,5	82.648,53	7.115,31		1.827.257,17
2010	1,5	82.648,53	7.328,77		1.827.470,63
2011	1,5	82.648,53	7.548,63		1.827.690,49
2012	1,5	82.648,53	7.775,09		1.827.916,95
2013	1,5	82.648,53	8.008,34		1.828.150,21
2014	1,5	82.648,53	8.248,59		1.828.390,46
2015	1,5	82.648,53	8.496,05		1.828.637,91
2016	1,5	82.648,53	8.750,93		1.828.892,80

Tabla N°38: Costos totales anuales (Opción N°2)

3.4.1.4.- Opción N°3 (Tres (3) Turbinas a gas industriales)

En este punto, se presentan los costos generados al instalar un conjunto de tres Turbinas a gas, que cubran los requerimientos del S.A.A.



A.- Datos técnicos del Turbina:

Modelo	TAURUS 70
Marca	Solar Turbine
Tipo	Industrial
Radio de compresión	15:1
Flujo de masa [kg/s]	25,5
Velocidad de la turbina [r.p.m]	14.951
Temperatura a la entrada de la Turbina [°C]	-
Temperatura a la salida [°C]	492,7
Peso aproximado [kg]	46..303
Dimensiones (Largo x alto x ancho) [m]	10,4 x 2,5 x 2,5
Heat Rate [BTU/kW-h]	11.265
Potencia ISO Base Rating [kW]	7.688

Tabla N° 39 (Continuación): Datos Técnicos (Opción N°3)

Modelo	C.E.C [BTU/kW-h]	Potencia Corregida [kW]
Taurus 70	11.828,25	6.611,68

Tabla N°40: C.E.C. y Potencia corregida (Opción N°3)

B.- Distribución de costos

ITEM	Costo [\$]
Precio del equipo (F.O.B)	7.800.000 (2.600.000 c/u)
Nacionalización (15% del F.O.B)	1.170.000
Movilización, almacenamiento y seguro (2% del C.I.F.)	179.400
Preparación para los inicios del trabajo (0,5% del C.I.F.)	44.850
Ingeniería y supervisión (3% del C.I.F.)	269.100
Obras Civiles (5% del C.I.F.)	448.500
Montaje (4% del C.I.F.)	358.800
Costo total de inversión (C.T.I.)	10.270.650

Tabla N°41: Costo Total de Inversión (Opción N°3)



Año	Costo del combustible [\$/10 ⁶ BTU]	Costo de energía introducida [\$/año]	Costo de operación y mantenimiento [\$/año]	Costo fijo anual [\$/año]	Costo Total Anual [\$/año]
2002	1,4	81.516,48	5.706,15	1.694.056,00	1.781.278,64
2003	1,4	81.516,48	5.877,34		1.781.449,82
2004	1,4	81.516,48	6.053,66		1.781.626,14
2005	1,4	81.516,48	6.235,27		1.781.807,75
2006	1,4	81.516,48	6.422,33		1.781.994,81
2007	1,4	81.516,48	6.614,99		1.782.187,48
2008	1,4	81.516,48	6.813,45		1.782.385,93
2009	1,5	87.339,09	7.519,12		1.788.914,22
2010	1,5	87.339,09	7.744,69		1.789.139,79
2011	1,5	87.339,09	7.977,04		1.789.372,13
2012	1,5	87.339,09	8.216,35		1.789.611,44
2013	1,5	87.339,09	8.462,84		1.789.857,93
2014	1,5	87.339,09	8.716,73		1.790.111,82
2015	1,5	87.339,09	8.978,23		1.790.373,32
2016	1,5	87.339,09	9.247,57		1.790.642,67

Tabla N°42 : Costos totales anuales (Opción N°3)

3.4.1.5.- Opción N°4 (Cuatro(4) Turbinas a gas industriales)

A continuación, se presentan los costos generados al instalar un conjunto de cuatro Turbinas a gas.

A.- Datos técnicos del Turbina:

Modelo	UGT-6000
Marca	Aquarius
Tipo	Industrial
Radio de compresión	13,9:1
Flujo de masa [kg/s]	30,9
Velocidad de la turbina [r.p.m.]	3.000

Tabla N° 43: Datos Técnicos (Opción N°4)



Temperatura a la entrada de la Turbina [°C]	1.015
Temperatura a la salida [°C]	420
Dimensiones (Largo x alto x ancho) [m]	3,2 x 1,6 x 1,8
Peso aproximado [kg]	3.500
Heat Rate [BTU/kW-h]	10.835
Potencia ISO Base Rating [kW]	6.700

Tabla N° 43 (Continuación): Datos Técnicos (Opción N°4)

Modelo	C.E.C [BTU/kW-h]	Potencia Base Rating [kW]
UGT-6000	11.918,5	5.762

Tabla N°44: C.E.C. y Potencia corregida (Opción N°4)

B.- Distribución de costos

ITEM	Costo [\$]
Precio del equipo (F.O.B)	9.200.000 (2.300.000 c/u)
Nacionalización (15% del F.O.B)	1.380.000
Movilización, almacenamiento y seguro (2% del C.I.F.)	211.600
Preparación para los inicios del trabajo (0,5% del C.I.F.)	52.900
Ingeniería y supervisión (3% del C.I.F.)	317.400
Obras Civiles (5% del C.I.F.)	529.000
Montaje (4% del C.I.F.)	423.200
Costo total de inversión (C.T.I.)	12.114.100

Tabla N°45: Costo Total de Inversión (Opción N°4)



Año	Costo del combustible [\$/10 ⁶ BTU]	Costo de energía introducida [\$/año]	Costo de operación y mantenimiento [\$/año]	Costo fijo anual [\$/año]	Costo Total Anual [\$/año]
2002	1,4	82.138,55	5.749,69	2.258.741,33	2.346.629,58
2003	1,4	82.138,55	5.922,19		2.346.802,07
2004	1,4	82.138,55	6.099,85		2.346.979,73
2005	1,4	82.138,55	6.282,85		2.347.162,73
2006	1,4	82.138,55	6.471,34		2.347.351,21
2007	1,4	82.138,55	6.665,48		2.347.545,35
2008	1,4	82.138,55	6.865,44		2.347.745,32
2009	1,5	88.005,58	7.576,50		2.354.323,42
2010	1,5	88.005,58	7.803,79		2.354.550,72
2011	1,5	88.005,58	8.037,91		2.354.784,83
2012	1,5	88.005,58	8.279,05		2.355.025,97
2013	1,5	88.005,58	8.527,42		2.355.274,34
2014	1,5	88.005,58	8.783,24		2.355.530,16
2015	1,5	88.005,58	9.046,74		2.355.793,66
2016	1,5	88.005,58	9.318,14		2.356.065,06

Tabla N°46: Costos totales anuales (Opción N°4)

3.4.1.6.- Opción N°5 (Rehabilitación de una Turbina a gas)

Tomando en cuenta los parámetros económicos, establecidos para la opción N°1, se procedió a evaluar los costos asociados a la rehabilitación de una de las unidades indisponibles del Parque de generación térmica de CADAPE, específicamente una de las unidades instalada en la Planta Termoeléctrica “La Cabrera” ubicada en Maracay, Edo. Aragua. Esta unidad es una Turbina a gas del tipo industrial Marca General Electric- Modelo MS5001.

La rehabilitación de este equipo, contempla el reemplazo de todos los equipos principales y auxiliares del Conjunto Turbogenerador, tales como:

- Álabes, sellos, cojinetes, del conjunto Compresor-Turbina-Generador.
- Acoplamiento y caja de transmisión.
- Ductos de entrada y salida.
- Filtros para la entrada de aire.



- Tuberías de agua de enfriamiento.
- Bombas del sistema de inyección de combustible.
- Auxiliares del Generador sincrónico.
- Sistema de Control.

A.- Datos técnicos de la Turbina:

Modelo	MS5001
Marca	General Electric
Tipo	Industrial
Radio de compresión	10,5:1
Flujo de masa [kg/s]	124,1
Frecuencia [Hz]	60
Velocidad de la Turbina	3600
Temperatura a la entrada de la Turbina [°C]	963
Temperatura a la salida [°C]	482,2
Peso aproximado [kg]	78.900
Dimensiones (Largo x alto x ancho) [m]	11,6 x 3,2 x 3,7
C.E.C. [BTU/kW-h]	12.650
Potencia ISO Base Rating [kW]	26.300

Tabla N° 47: Datos Técnicos (Opción N°5)

Modelo	C.E.C [BTU/kW-h]	Potencia Base Rating [kW]
MS5001	14.737,85	22.628

Tabla N°48: C.E.C. y Potencia corregida (Opción N°5)



B.- Distribución de costos:

• **Costos de inversión:**

Para la evaluación del Costo de inversión de ésta alternativa, se tomaron las siguientes relaciones de $\$/kW_{\text{rehabilitados}}$, obtenidos por CADAFE según experiencia en proyectos similares.

ITEM	Costo [$\$/kW_{\text{rehabilitados}}$]	Costo Total[$\$$]
Repuestos	72	1.893.600
Movilización, almacenamiento y seguro	10	263.000
Preparación para los inicios del trabajo	2	52.600
Montaje	17	447.100
Desmontaje	7	184.100
Ingeniería y supervisión	-	288.000**
Obras Civiles	22	578.600
Revisión, reparación, Mantenimiento y Rehabilitación	20	526.000
Costo total de inversión(C.T.I.)	150	4.233.000

Tabla N°49: Costo Total de Inversión (Opción N°2)

** Se establece un costo aproximado de 48.000 $\$/\text{mes}$ para Servicios de Ingeniería y Supervisión.

Año	Costo del combustible [$\$/10^6\text{BTU}$]	Costo de energía introducida [$\$/\text{año}$]	Costo de operación y mantenimiento [$\$/\text{año}$]	Costo fijo anual [$\$/\text{año}$]	Costo Total Anual [$\$/\text{año}$]
2002	1,4	101.568,62	7.109,80	706.911,00	815.871,62
2003	1,4	101.568,62	7.323,09		816.084,91
2004	1,4	101.568,62	7.542,79		816.304,61
2005	1,4	101.568,62	7.769,07		816.530,89
2006	1,4	101.568,62	8.002,15		816.763,96
2007	1,4	101.568,62	8.242,21		817.004,03
2008	1,4	101.568,62	8.489,48		817.251,29
2009	1,5	108.823,52	9.368,74		825.385,46
2010	1,5	108.823,52	9.649,81		825.666,52
2011	1,5	108.823,52	9.939,30		825.956,02

Tabla N°50: Costos Totales anuales (Opción N°5)



Año	Costo del combustible [\$/10 ⁶ BTU]	Costo de energía introducida [\$/año]	Costo de operación y mantenimiento [\$/año]	Costo fijo anual [\$/año]	Costo Total Anual [\$/año]
2012	1,5	108.823,52	10.237,48	706.911,00	826.254,20
2013	1,5	108.823,52	10.544,60		826.561,32
2014	1,5	108.823,52	10860,94		826.877,66
2015	1,5	108.823,52	11186,77		827.203,49
2016	1,5	108.823,52	11522,37		827.539,09

Tabla N°50 (Continuación): Costos Totales anuales (Opción N°5)

3.4.2.- Sistema Autónomo de Arranque accionado por Motores Diesel

3.4.2.1.- Generalidades

El motor diesel es una máquina de combustión Interna, en la cual el combustible se inflama completamente por el calor resultante de la compresión de aire que se suministra para la combustión. El ciclo que rige el funcionamiento de este motor es llamado Ciclo Diesel. El mismo consta de una carrera de admisión, que admite aire en los cilindros; seguidamente se tiene una carrera de compresión, que aumenta la presión del aire en el cilindro hasta un valor muy alto; luego llega la inyección del combustible produciéndose así la combustión; por último se tiene la carrera de escape que elimina los productos de la combustión, para poder volver a admitir aire y repetir el ciclo.

Estos motores denominados también de encendido por compresión, emplean combustibles líquidos de baja volatilidad, que varían desde combustóleo y destilados hasta petróleo crudo. Se tienen relaciones de compresión entre 11,5:1 y 22:1 y presiones de compresión de 2.760 a 4.830 kPa (400 a 700 psi). En general, no se usan dispositivos de encendido, aunque los motores de más baja relación de compresión y cámaras múltiples pueden requerir auxiliares en el arranque. La carga y la velocidad se controlan al hacer variar la cantidad de combustible que se inyecta. A menudo se emplean sopladores o compresores impulsados mecánicamente o por una turbina, accionada a su vez por los gases de escape, para suministrar aire suficiente y barrer el cilindro y el espacio muerto, y en algunos casos, para supercargar el motor.

**3.4.2.2.- Opción N°6 (Motor Diesel)**

Después de revisar las opciones que proponen la instalación de Turbinas a gas como accionamiento del S.A.A., se procedió a evaluar la factibilidad de instalar Motores Diesel como fuente de fuerza motriz para el S.A.A.

Luego de revisar el estado de arte de los equipos que ofrecen actualmente los fabricantes de este tipo de máquinas se escogió como configuración del sistema, cuatro (4) Motores Diesel Caterpillar Modelo 3616 TA de 5 MW cada uno, que opere con combustible destilado, y en régimen de Standby o de apoyo.

En la Tabla N°51, se exponen las características más importantes del equipo propuesto.

A.- Datos técnicos del Motor:

Modelo	3616TA (Diesel)
Marca	Caterpillar
Tipo	4 ciclos, Turbocargado con enfriamiento y de inyección directa
Número de cilindros	16 en V
Diámetro de los cilindros [mm]	280
Carrera [mm]	300
Desplazamiento [l]	18,5
Radio de compresión	13:1
Velocidad media del émbolo [m/s]	9
BMEP(en régimen Standby de operación) [kPa]	2.577,5
Potencia del motor [kW]	5.565,16
Potencia del salida en el generador [kWe]	5.320
Frecuencia [Hz]	60
Velocidad	900

Tabla N° 51: Datos Técnicos (Opción N°6)



Flujo de Aire [m ³ /min]	435,51
Temperatura en el múltiple de Admisión [°C]	67,78
Temperatura de escape [°C]	606,11
Peso aproximado [kg]	5.130
Dimensiones (Largo x alto x ancho) [m]	10,2 x 3,79 x 2,51
C.E.C. [BTU/kW-h]	9.226
Potencia ISO Base Rating [kW]	22.920

Tabla N° 51 (Continuación): Datos Técnicos (Opción N°6)

En la Figura N°23, se muestra el consumo de combustible de cada Motor Diesel obteniéndose que para la carga requerida en cada arranque, el consumo total de combustible del sistema sería de 4.538 l/h.

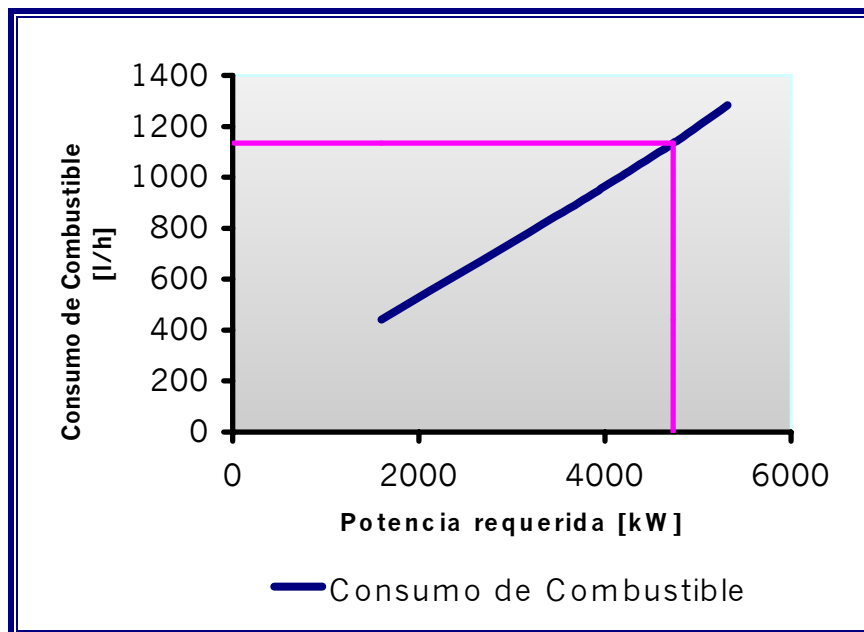


Fig. N°23: Consumo de Combustible según la Potencia generada

B.- Esquema de instalación

La instalación de estos motores comprende los siguientes componentes:

- Base para montaje, con aisladores de vibración.
- Sistema de enfriamiento, combinado o separado del motor.



- Filtros para admisión de combustible, admisión de aire y para aceite de lubricación.
- Tanques para suministro de combustible.
- Gobernador electrónico.
- Bombas centrífugas para aceite de transmisión, sistema de enfriamiento de aceite de lubricación, combustible, agua de enfriamiento del motor.
- Sistema de preparación de aire de arranque
- Generador de 6 polos, aislamiento tipo “F”, capacidad de 10% de sobrecarga por 2 horas y un voltaje de salida en 13,8 kV.

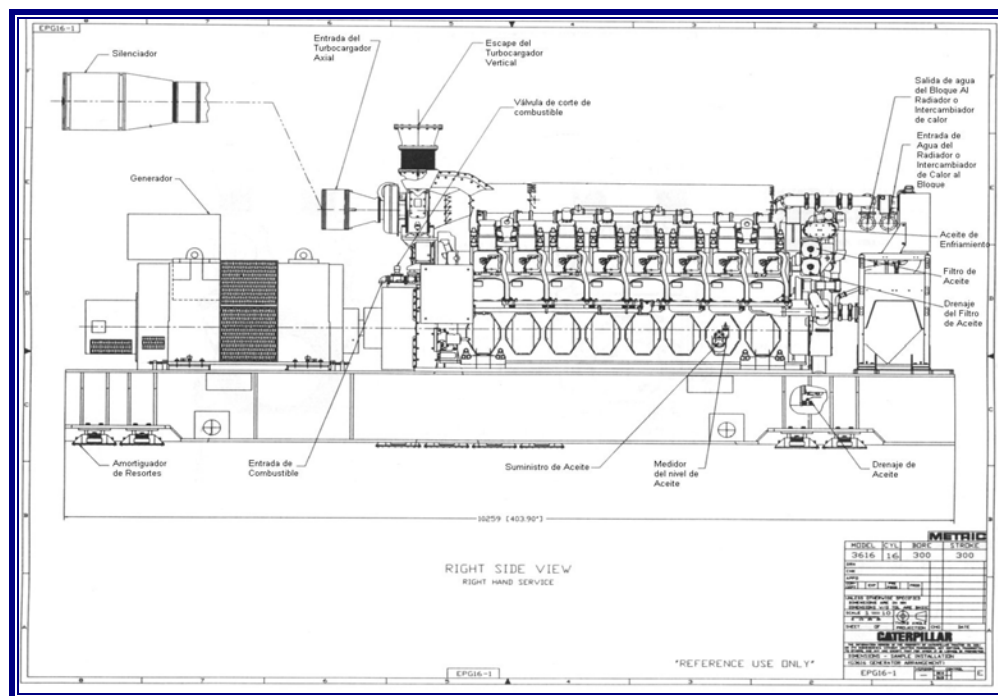


Fig. N°24: Motor Diesel Caterpillar- Modelo 3616TA

En el Anexo N°10, se muestran, otras características técnicas de éste motor.

C.- Distribución de costos:

Los siguientes cálculos, mantienen las premisas económicas establecidas para las opciones anteriormente evaluadas.



- **Costos de inversión:**

ITEM	Costo [\$]
Precio del equipo (F.O.B)	8.800.000 (2.200.000 c/u)
Nacionalización (15% del F.O.B)	10.120.000
Movilización, almacenamiento y seguro (2% del C.I.F.)	202.400
Preparación para los inicios del trabajo (0,5% del C.I.F.)	50.600
Ingeniería y supervisión (3% del C.I.F.)	303.600
Obras Civiles (5% del C.I.F.)	506.000
Montaje (4% del C.I.F.)	404.000
Costo total de inversión(C.T.I.)	11.586.600

Tabla N°52: Costo Total de Inversión (Opción N°6)

- **Costo de capitalización y producción anuales:**

$$C.F.A. = (16,7/100) * 1/año * 11.586.600,00 \$$$

$$C.F.A = 1.934.962,20 \$/año$$

- **Costo de Energía Introducida**

$$C.E.I = N^{\circ} \text{ de Máquinas} * P.C. * C.C. * \text{ horas de operación}$$

Donde:

C.C.: Consumo de combustible [l/h].

$$C.E.I. = 4 * 0,06 \$/l * 1.134,5 l/h * 260 h/año$$

$$C.E.I = 70.792,80 \$/año$$

- **Costo de operación y mantenimiento**

Los costos fueron calculados en base a 10% de los costos de energía introducida, y los mismo fueron ajustados por incremento de la tasa de inflación, según la experiencia de CADAFE con este tipo de equipos.



$$C.O.M = 7\% / 100 * C.E.I.$$

$$C.O.M = 10/100 * 70.792,80 \text{ \$/año}$$

$$C.O.M = 7.469,82 \text{ \$/año}$$

- **Costo total anual:**

A continuación se presenta el cálculo del costo total anual de la inversión

$$C.T.A = C.F.A. + C.E.I. + C.O.M.$$

$$C.T.A. = 1.935.734,64\text{ \$/ año} + 70.792,8\text{ \$/ año} + 7.079,28\text{ \$/ año}$$

$$C.T.A. = 2.013.606,72 \text{ \$/año}$$

Año	Costo del combustible [\$/10 ⁶ BTU]	Costo de energía introducida [\$/año]	Costo de operación y mantenimiento [\$/año]	Costo fijo anual [\$/año]	Costo Total Anual [\$/año]
2002	0,06	70.792,8	7.079,28	1.935.734,64	2.013.606,72
2003	0,06	70.792,8	7.291,66		2.013.819,10
2004	0,06	70.792,8	7.510,41		2.014.037,85
2005	0,06	70.792,8	7.735,72		2.014.263,16
2006	0,06	70.792,8	7.967,79		2.014.495,23
2007	0,06	70.792,8	8.206,83		2.014.734,27
2008	0,06	70.792,8	8.453,03		2.014.980,47
2009	0,1	117.988	14.511,04		2.068.233,68
2010	0,1	117.988	14.946,37		2.068.669,01
2011	0,1	117.988	15.394,76		2.069.117,40
2012	0,1	117.988	15.856,60		2.069.579,24
2013	0,1	117.988	16.332,29		2.070.054,94
2014	0,1	117.988	16.822,27		2.070.544,91
2015	0,1	117.988	17.326,94		2.071.049,58
2016	0,1	117.988	17.846,74		2.071.569,38

Tabla N°53: Valor Presente de los Costos anuales (Opción N°6)

3.5.- Comparación entre las opciones.

Para medir cual de estas opciones es la mas favorable, se comparó por medio del Valor Presente neto, los flujos de efectivos efectuados a lo largo de quince (15) años, esta comparación se llevo a cabo bajo el criterio del valor mas positivo, es decir la opción que arroje el valor mas alto, es la que genera los menores costos de



producción y capitalización anualmente, de esta manera se comparan dichos valores tanto para la planta como para el S.I.N.

Con el S.A.A. el costo de falla para la Planta y para el S.I.N., se establece como un ahorro durante el período de servicio del equipo a proponer. Este ahorro será como un ingreso incluido en los flujos de efectivos que son tomados en cuenta para la comparación de las opciones.

El valor presente neto es calculado con una tasa de retorno de 10 % y de la siguiente manera:

$$V.P.N = \sum_{t=1}^n \frac{(Ahorro_{anual} - C.T.A)}{(1+i)^n}$$

donde:

V.P.N: valor presente neto [\$]

C.T.A.: Costo Total Anual [\$/año]

N: años de vida útil del equipo.[año]

i: tasa mínima atractiva [%]

Para la opción N°1, y haciendo uso de los resultados mostrados en las tablas N°12 y N°34, se tiene un valor presente neto para la planta de:

$$V.P.N_{planta} = \frac{(559.880,20\$ / año - 2.271.664,88\$ / año)}{(1+0,1)^1} + \dots + \frac{(596.953,89\$ / año - 2.279.374,72\$ / año)}{(1+0,1)^{15}}$$

$$\mathbf{V.P.N_{planta} = -28.819.924,62 \$}$$

Para el S.I.N. se tiene un valor presente neto de:

$$V.P.N_{S.I.N.} = \frac{(6.040.000,00\$ - 2.271.664,88\$)}{(1+0,1)^1} + \dots + \frac{(9.136.041,94\$ - 2.279.374,72\$)}{(1+0,1)^{15}}$$



$$V.P.N_{s.i.n} = 25.849.793,65 \$$$

Opción N°	Valor Presente neto para Planta Centro [\$]	Valor Presente neto para S.I.N. [\$]
1	-28.819.924,62	25.849.793,65
2	-21.984.174,53	32.685.543,74
3	-21.376.123,00	33.293.595,00
4	-29.852.585,69	24.817.132,58
5	-6.772.467,43	47.897.250,80
6	-25.108.867,00	33.712.299,88

Tabla N°54: Rentabilidad del Proyecto.

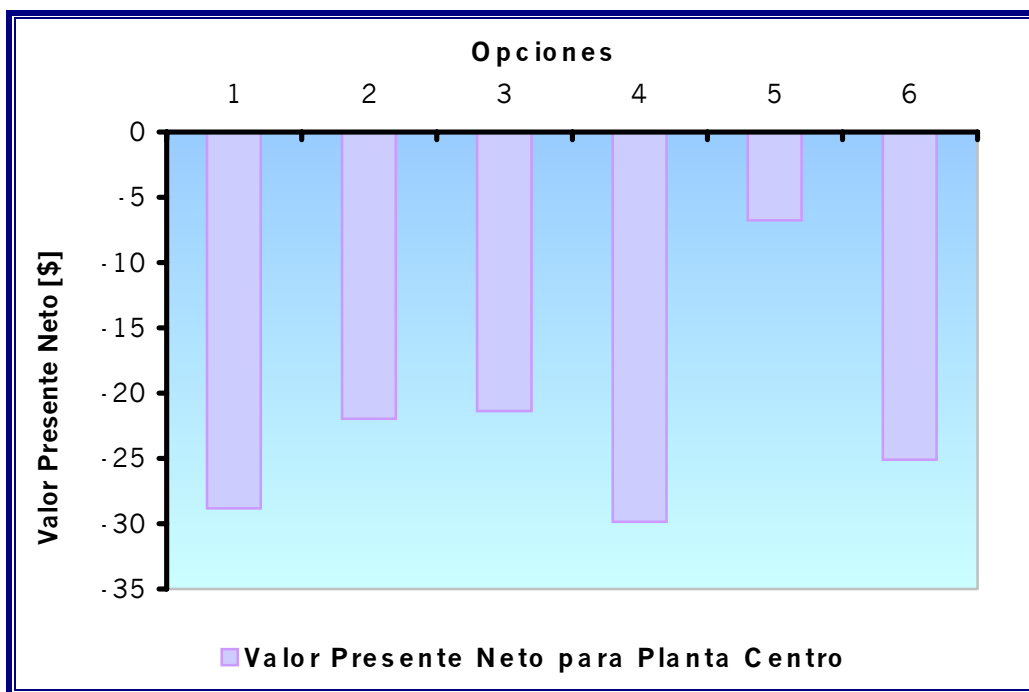


Fig. N°25: Valor Presente Neto para Planta Centro

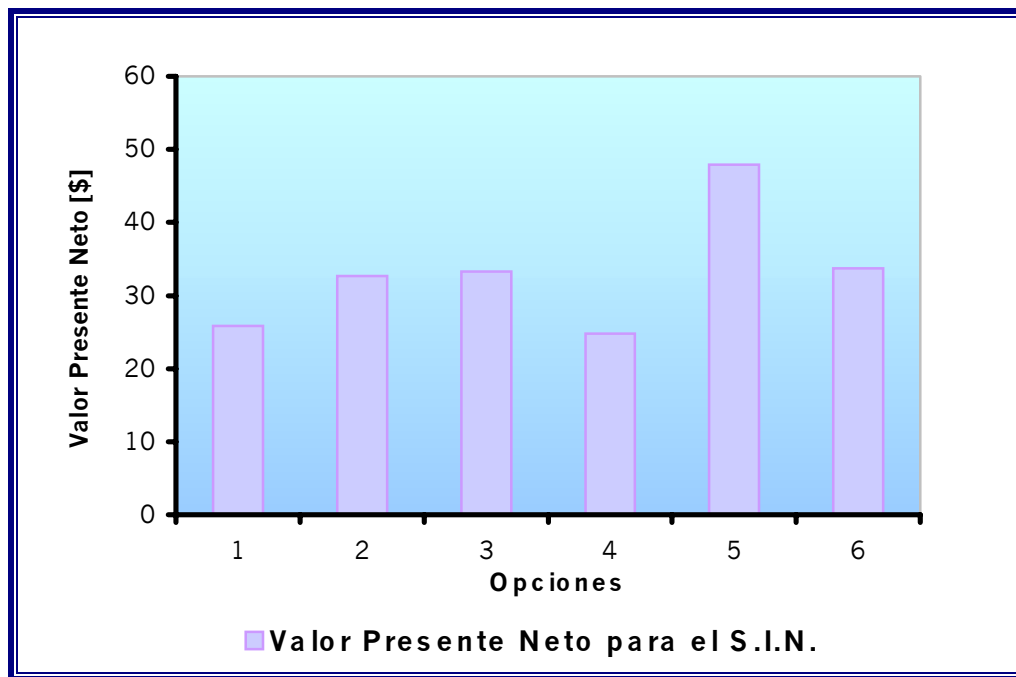


Fig. N°26: Valor Presente neto para el S.I.N

3.5.1 Análisis de los Resultados

De los resultados obtenidos en este análisis, la opción más favorable, es la rehabilitación de una Turbina a gas para generar la energía requerida en el arranque de una unidad de generación en Planta Centro, dado que es la opción que menos costos anuales genera.

Por otro lado, y aunque la diferencia entre los costos es notoria, existe, como segunda opción de generación, la posibilidad de instalar un conjunto de cuatro (4) Motores Diesel, para generar la energía requerida por el S.A.A., ya que representan el segundo valor más alto de Valor presente neto para el S.I.N., y el segundo valor presente, menos desfavorable para Planta Centro.

Es importante destacar, que con la instalación de cualquier opción de las reseñadas anteriormente, Planta Centro no se beneficia tanto como el S.I.N, por lo que ésta inversión podría ser sufragada por las empresas integrantes del S.I.N. para



quienes la instalación del S.A.A. si le resulta rentable, como se muestra en las Fig N°25 y N°26., siendo la opción mas favorable, como se mencionó anteriormente, la rehabilitación de la Turbina a gas de 26.300 kW de capacidad, ubicada en la Planta Termoeléctrica “La Cabrera” en Maracay, Estado Aragua.



CONCLUSIONES

- Se encontró que el costo de falla en la región Central, por no contar con un S.A.A en Planta Centro, fue de 51.250.941 \$ en los 9 años de estudio, y se estima que se incremente en un 145% en los próximos 15 años en los cuales Planta Centro se encuentre en condiciones óptimas de operación.
- Como patrón anual de incidencias de fallas a futuro, causadas por problemas externos a la Planta, se totalizaron cuatro (4) fallas al año, establecidas según una Distribución Binomial de probabilidades.
- Según los procedimientos de arranque en caliente para cada una de las unidades de generación de Planta Centro, se determinó como patrón para los cálculos un tiempo promedio de 50 minutos. Éste tiempo esta sujeto al estado operativo de los equipos y a la pericia del operador de turno.
- Se determinó como consumo de energía eléctrica para el arranque de la Planta una potencia de 18.933,2 MW, correspondiente al consumo de una de las unidades 3, 4 y 5 por ser las que poseen mayor requerimiento energético para su arranque.
- El costo de falla para la Planta es muy inferior al supuesto a la zona Central, lo que indica que la instalación propuesta es más importante para el S.I.N. que para la zona que para la misma Planta.
- La instalación de un S.A.A. que le otorgue potencia de arranque a Planta Centro, puede generar unos ahorros en 15 años, a la misma y a la zona centro-occidental de 8.753.211,89\$ y 112.337.440,00\$ respectivamente.



- Según el método del valor presente neto, la opción que presentó el valor más positivo fue la Rehabilitación de una Turbina a gas MS5001, para un escenario de 15 años de capitalización, es decir que es aceptable.
- Con la implantación del S.A.A. se esperan mejoras en la velocidad de respuesta en la generación de la Planta, lo que redundará en el restablecimiento oportuno del servicio en el área de influencia, y en la disminución sustancial de los costos por concepto de interrupción del servicio.



RECOMENDACIONES

- Instalar una Turbina a gas de tipo industrial Rehabilitada, como fuente de poder para el S.A.A., perteneciente al Parque de generación indisponible de CADAFE.
- La instalación del S.A.A. debe realizarse en un lugar cercano a la subestación Planta Centro, para reducir los costos de instalación del mismo.
- Debe considerarse un S.A.A., con capacidad de generar al menos con dos combustibles (Gas y Gasoil), de forma tal de tener un sistema confiable y disponible desde el punto de vista de los requerimientos de energía para convertir.
- Establecer un protocolo de prueba periódico de arranques del S.A.A., con la finalidad de garantizar el funcionamiento confiable al momento que se requiera.



BIBLIOGRAFÍA

- **ACOSTA M. y RODRÍGUEZ M.** “Cálculo de costo de falla para el sistema eléctrica venezolano”. 2000. División de Planificación de Sistemas Eléctricos C.V.G. electrificación del caroní C.A. (EDELCA).
- **AVALLONE, E. y BAUMEISTER ,T.** “Manual del Ingeniero mecánico”. 1995. México. McGraw Hill.
- **BADEER G.H.** “G.E. Aeroderivative Gas Turbine – design and operating features – G.E. Power systems”. 2001. Evendale OH.
- **BLANK L. y TARQUIN A.** “Ingeniería Económica”. 1999. Santa Fe de Bogotá. McGraw Hill.
- **CADAFE.** “Lineamientos generales del esquema de generación bajo el nuevo marco regulatorio”. 2000.
- **CADAFE.** “Manual instructivo para la operación del Generador de vapor BORSIG”
- **CADAFE.** “Informes anuales 1990 – 2001”. Morón.
- **CÁMARA INDUSTRIA DE LA ELÉCTRICA VENEZOLANA (CAVEINEL).** “Estadísticas Consolidadas: 1991-2001”.
- **CHAPMAN STEPHEN.** “Máquinas eléctricas”. 1987. 3ª Edición. Bogotá. Editorial McGraw Hill Latinoamericana.
- **COSS BU.** “Análisis y evaluación de proyectos de inversión”. 1999. Belderos, México. Editorial Limusa.
- “Decreto con rango y fuerza de ley del Servicio eléctrico con su exposición de motivos” (1999). Ediciones Deboran C.A. Caracas.
- **DHAMADHIKARI SHASHI.** “Charts estimate Gas Turbine site performance”.
- **EDELCA.** “IV Jornadas profesionales de Edelca, esquema de competencia en generación 1998”.
- **GAS TURBINE WORLD 1999-2000 HANDBOOK.**



- **I.E.E.E. Standard 446-1974.** “Recommended Practice for Emergency and Standby Power Systems,”.
- **JOHNSON RICHARD.** “Probabilidad y estadística para ingenieros de Miller y Freund”. 1997. 5ª Edición. México. Editorial Prentice Hall Latinoamericana.
- **MORSE FREDERICK.** “Centrales Eléctricas”. Editorial Continental S.A. México.
- **OP SIS.** “Informes anuales: 1991-2000”.
- **OP SIS.** “ Informe de la perturbación ocurrida en el Sistema Interconectado Nacional el 18/08/2000 a partir de las 14:15 horas”. Caracas. 2000.
- **P.D.V.S.A. SERVICIOS INDUSTRIALES Y FACILIDADES AUXILIARES.** “Manual de estimación de costos Clase V: Turbinas de gas Generación y accionamiento”. 1996. Volumen 2.
- **P.D.V.S.A. ESPECIFICACIÓN DE INGENIERÍA.** “Manual de Ingeniería de diseño: Conjunto generador eléctrico de respaldo con Motor Diesel”. 1993. Volumen 14.
- **RAMÍREZ JOSÉ** “Enciclopedia CEAC de Electricidad - Centrales eléctricas”. 1980. Barcelona-España. Ediciones CEAC.
- “Reglamento General de la Ley del Servicio eléctrico”. Editorial Eduven. Caracas. 2000.
- “Reglamento para el funcionamiento del mercado eléctrico mayorista de Ecuador”. www.conelec.gov.ec.
- **RODRÍGUEZ JULIO.** “Apuntes de Clase”- U.C.V. Caracas 2001.
- **ROSALER R.** Standard handbook of plant engineering. 1983. New York. Mcgraw Hill Book.
- **ROSELLO C.** “Energía y Máquina Térmicas”. México. Editorial Limusa.
- **SCHNEIDER G.** “Motores térmicos; motores de Pistón y Turbinas de gas”. 1981. Bilbao. Ediciones Urmo.
- **SKROTZKI B.** “Steam and gas turbine”. 1950. New York. McGraw Hill Book. Company.



Anexo N° 1: Definiciones

Capacidad de Generación Efectiva:

Se define como el límite máximo de potencia que una unidad o conjunto de unidades, puede suministrar en régimen continuo, teniendo en cuenta todas las limitaciones existentes.

Capacidad Instalada:

Se define como la potencia que una unidad o conjunto de unidades deberían suministrar de acuerdo con la especificación de sus fabricantes. Es también conocida como potencia de placa.

Condición de compra:

Estas condiciones, son el resultado de normas y definiciones establecidas, destinadas a clasificar de la manera más simple posible, las obligaciones a que están sometidos tanto compradores como proveedores en sus relaciones comerciales. Entre las condiciones de compra más comunes están:

- *Free on Board (FOB)-Puerto de embarque convenido*: ésta es una condición de compra utilizada en comercio internacional, mediante la cual, el proveedor foráneo debe transportar la mercancía a su costo y riesgo, desde su empresa o fábrica hasta el punto de embarque convenido, donde será puesta a bordo del buque (este debe ser contratado por el comprador). Una vez depositada la mercancía en el buque, los costos y riesgos que pueda sufrir la misma, será responsabilidad del comprador, el cual deberá tener un seguro para la mercancía y deberá tener contratado el barco para dicho momento de entrega por parte del vendedor.



- *Cost, insurance and Freight (Costo, seguro y flete)- CIF puerto de destino convenido:* En esta condición se impone también ciertas obligaciones tanto al proveedor, como al comprador. Aquí el proveedor extranjero debe pagar el costo y fletes necesarios para trasladar la mercancía hasta el puerto de destino señalado. De igual manera tiene que contratar un seguro marítimo contra riesgos, pérdidas o daños a la mercancía durante el traslado. El proveedor contrata la empresa aseguradora y paga la prima de seguro.
- *Free and site (FAS):* Con ésta condición de compra, las obligaciones del proveedor finalizan cuando la mercancía ha sido colocada al costado del barco en el puerto de embarque convenido. A partir de allí será responsabilidad del comprador asumir todos los costos y riesgos de pérdidas o daños en la mercancía.

Consumo Específico de Calor

Se define como la relación entre la energía suministrada por el combustible y la energía entregada por la unidad de generación.

Costos de combustibles:

Asociado igualmente a los costos de producción de la Planta, se define como el costo referido al consumo de combustible de las unidades de generación de una Planta termoeléctrica. Este costo es directamente proporcional a la cantidad de energía generada y al consumo específico de calor (C.E.C.) de las unidades.

Es un factor importante que influye directamente en la evaluación de la Planta. El precio del combustible dependerá principalmente del sitio donde se instalará la Planta.

**Costo de operación y mantenimiento:**

Agrupado dentro de los costos de producción de la planta, considera las reparaciones y los planes de mantenimiento que no incrementan la capacidad productiva del activo y tampoco prolongan su vida útil. En estos costos se incluyen el salario del personal de operación, materiales y herramientas para el mantenimiento preventivo y correctivo, repuestos, aceite lubricante, agua, productos químicos, servicios de aire comprimido, sistema de extinción de incendio, etc. Estos gastos dependen del tamaño de la planta, tipo de combustible usado, programación de la carga y características de operación.

Los costos de operación y mantenimiento son estimados para un año de operación normal, los cuales se dividen en costos de mantenimiento y mano de obra. Todos los costos de operación están sujetos a la inflación. Los costos de operación son independientes del factor de capacidad de planta, del número de horas de operación al año, o de la cantidad de energía generada al año, y generalmente son expresados en \$/kW-año. Este costo normalmente lo proporciona el fabricante y en él se especifica el alcance del servicio de mantenimiento que se proporcionará.

Depreciación:

El proceso de depreciar un activo, al cual se hace referencia también como recuperación de capital, explica la pérdida de valor del activo debido a la edad, uso y obsolescencia durante su vida útil. Aunque un activo puede estar en excelente condición de trabajo, el hecho de que valga menos a través del tiempo se considera en los estudios de evaluación económica.

La depreciación es una deducción permitida en impuesto incluida en los cálculos de impuesto sobre la renta, por lo que para los negocios (junto con salarios y sueldos, materiales, arriendo, etc.), les permite reducir los impuestos sobre la renta.



Deshollinado:

Es el proceso de limpieza de las superficies de calefacción del generador de vapor , por medio de sopladores de hollín.

Distribución Binomial:

Es la tendencia de probabilidades de un suceso que se presente X veces en N ensayos.

Distribución de Frecuencias:

Es la curva que representa la frecuencia con que se dan ciertos sucesos por categorías de un hecho observado.

Distribución de Probabilidades:

Es la curva que representa la probabilidad de ocurrencia de un hecho, en función de una variable.

Inercia de arranque:

Se refiere a los requerimientos de torque y potencia necesarios para poner en marcha el rotor de la turbina. Se puede decir que dicha inercia es proporcional al tiempo de arranque de la máquina motriz.

Inflación:

La inflación es un incremento en la cantidad de dinero necesaria para obtener la misma cantidad de producto o servicio antes de la presencia del precio inflado. Este fenómeno ocurre porque el valor del dinero se ha reducido, sea por déficit de oferta, exceso de demanda, factores políticos, etc.

Método del Valor Presente Neto:

Es uno de los criterios económicos utilizados en la evaluación de proyectos de inversión. Consiste en determinar la equivalencia en el tiempo cero de los flujos de



efectivo futuros que genera un proyecto y comparar esta equivalencia con el desembolso inicial. Cuando dicha equivalencia es mayor que cero, entonces, es recomendable que el proyecto sea aceptado.

Nacionalización:

Es el costo que se recarga sobre el capital de inversión por la importación de un equipo. En este costo se incluye el flete, gravamen ad-valorem, tasa aduanal, impuesto al consumo suntuario y ventas al mayor, seguro y manejos aduanales.

Potencia Reactiva:

Es la potencia que genera un generador de corriente alterna, producto de multiplicar la rms (Raiz-Cuadrada-Media) de la corriente por el valor rms de la diferencia de potencial y por el seno de la diferencia de fase angular con que la corriente se adelanta o retrasa con respecto a la diferencia de potencial.

Sincronización:

La sincronización forma parte del último paso en el proceso de arranque, debido a que en este punto donde la unidad por medio de su generador sincrónico o alternador, comienza a ser parte de un sistema denominado Sistema Interconectado Nacional, entregando ciertos bloques de energía y auto-generando para así mantener sus equipos auxiliares sin necesidad de fuentes externas. El proceso de sincronización consiste en buscar ciertas condiciones de operación en el generador que son aptas para el acoplamiento del mismo al sistema, dichas condiciones son las siguientes:

- 1.- Los valores eficaces de los *voltajes de línea* del generador y el sistema, deben ser iguales
- 2.- La *secuencia de fase* del generador y el sistema, deben ser las mismas
- 3.- Los *ángulos de fase* de las dos fases a conectar deben ser iguales
- 4.- La *frecuencia* del generador debe ser ligeramente mayor a la frecuencia del sistema.

**Sistema Autónomo de Arranque:**

Una fuente de energía eléctrica independiente en reserva, que en caso de una falla o salida de la fuente normal, esta es capaz de suministrar energía eléctrica de calidad, la cual permita al usuario continuar su operación con normalidad.

Tasa de descuento:

Es el precio que se paga por los fondos requeridos para cubrir la inversión, gastos financieros y los costos asociados a ella. La tasa de descuento representa una medida de la rentabilidad mínima que debe requerir un proyecto de forma tal que el retorno esperado permita cubrir la totalidad de la inversión inicial, los egresos de operación, los intereses que deberán pagarse por aquella parte de la inversión financiada con préstamos y la rentabilidad del proyecto, que viene dado por el riesgo financiero del proyecto.

Tasa LIBOR:

Es la tasa promedio que queda fijada por las operaciones realizadas por los más importantes euro bancos diariamente a las 11a.m (hora de Greenwich) en el mercado de Londres; por lo que se puede generalizar que la tasa Libor refleja el costo de los bancos para financiar sus recursos en dólares.

Valor presente.

El valor presente es una relación entre el interés y el tiempo para precisar el valor del dinero en un instante de tiempo deseado.



Anexo N° 2: Fallas en el Sistema Interconectado Nacional (S.I.N.).

Año 1993.

Agosto 7:

- A las 11:29 horas ocurrieron múltiples contingencias en las áreas central y occidental del SIN, destacándose el disparo de los autotransformadores de 765/400 kV y 765/300 kV en subestación La horqueta, autotransformadores N°1 y N°2 400/230 kV en subestación La arenosa, autotransformador 765/400 kV en subestación Yaracuy, líneas de 400 kV Yaracuy -Tablazo y líneas de 230 Yaracuy – Morochas. Se racionaron 1224 MW durante 1 hora y 30 min., distribuidos de la siguiente manera: CADAFE – Centro 208 MW, CADAFE – Occidente 326 MW, y ENELVEN 690 MW.

Octubre 29:

- A las 13:45 horas se presentó una falla a tierra en el patio de distribución a 765 kV del complejo hidroeléctrico de Guri, derivada de un defecto en el interruptor principal de la unidad generadora N° 15. Este evento, sumado a una contingencia adicional en el equipo de protección de respaldo del interruptor, produjo la desconexión de todas las unidades generadora de la casa de máquinas N°2 y de las líneas de transmisión a 765 kV, ocasionado el corte del suministro del fluido eléctrico desde Guri al centro y occidente del país mientras permanecía la región de Guayana y el oriente del país recibiendo energía desde la casa de máquinas N°1 de la Planta Macagua I. El orden de carga racionada por empresa fue el siguiente: CADAFE 2798 MW, EDELCA 740 MW, EdC 1675 MW, ENELVEN 1145 MW.

Noviembre 6:

- A las 10:45 horas, sucedió una falla en la unidad generadora N° 12 en barras de 765 kV del complejo hidroeléctrico de Guri, la cual, a diferencia de la falla ocurrida el 29/10/93, afectó a un mayor número de unidades de



generación en Guri, pero se pudo conservar parcialmente el suministro de energía en la zona metropolitana de Caracas y en Maracaibo, no así en el oriente y en las industria básicas de Guayana.

La ocurrencia de ésta falla, sumada a la actuación de los otros sistemas de protección, produjo la desconexión total de la casa de máquina N°2 de Guri, de tres unidades de la casa de maquinas N°1 de la planta Macagua I. Esto ocasionó una baja de frecuencia en el SIN y como resultado, se separaron automáticamente las áreas servidas por EdC y ENELVEN, las cuáles permanecieron suplidas parcialmente por la reserva de generación en dichas áreas. Como consecuencia se racionaron durante aproximadamente 40 min. Las siguientes cargas: CADAFE 3040 MW, EDELCA 2205 MW, EdC 515 MW, ENELVEN 534 MW y el Sistema 6294 MW.

Año 1995

Julio 01:

- A la 18:30 horas dispararon las líneas a 765 kV N°1,2,3, Malena – San Gerónimo, Línea N°1 San Gerónimo - La Arenosa, Línea N°1 San Gerónimo - La Horqueta y Línea N° 1 San Gerónimo – OMZ, transformadores N° 1 y N°2 765 / 400 kV en subestación San Gerónimo, Línea de 400 San Gerónimo – El Tigre N° 1 y N°2 y líneas N°1 y N°2 a 230 kV Barbacoa – Santa Teresa. Trayendo como consecuencia el racionamiento de 3444 MW.

Año 1997

Mayo 08:

- A las 13:14 horas falló la línea N°1 a 400 kV Planta Centro – La Arenosa y aunado a ello, el funcionamiento incorrecto de un interruptor en la subestación La arenosa produjo el colapso de la red 400 kV de CADAFE y la interconexión Centro – Occidente ocasionando un racionamiento de 2000 MW en las áreas central y occidente del país.



Agosto 25:

- A las 17:11 horas ocurrió una falla al explotar un transformador de tensión asociado a la línea Guri – Malena N°2 a 765 kV, que afectó a la línea paralela N° 3, trayendo como consecuencia un racionamiento de 7310 MW en el S.I.N durante 1 hora y 49 min, lo que represento un pérdida del 80% de la demanda nacional.

Año 1998

Enero 17:

- Por explosión de un polo en disyuntor M2020, asociado al autotransformador N°1 de 765/230 kV en la subestación la Arenosa, se produjo la caída del sistema de ENELVEN con 1387 MW y parte del sistema de CADAFE con 933 MW.

Año 1999

Diciembre 27:

- Por falla de la línea a 400 kV Yracuy – La Arenosa, salieron de servicio las líneas Yracuy – Plantacentro y Tablazo – Cuatricentenario a 400 kV, línea de 230 kV Tablazo – Cuatricentenario N°1 y 2, La arenosa – Cabudare, autotransformador de 765 / 400 kV en la subestación Yracuy y autotransformadores N°1 y N°2 de 400 / 230 kV en la S/E La arenosa. Todo eso trajo como consecuencia un racionamiento de 1550 MW por 45 min.

Año 2000

Agosto 18:

- Por falla en el sistema de drenaje del pozo sumidero de la casa de máquina N°2 en Guri fue suspendida el 30 % de la demanda del S.I.N. La recuperación del servicio se efectuó progresivamente en el transcurso de 1 hora y 20 min.



Anexo N° 3: Planta Centro Fuera de servicio.

Año 1993:

Agosto 7:

- **Unidad N°2:** A las 12:21 dispara la unidad por rechazo de carga. A las 13:26, disparó la caldera por alta temperatura del SH3
- **Unidad N°5:** A las 12:40 dispara la unidad, por pérdida total de llama. Es de hacer notar que la máquina quedó sin señal. Se dispara turbina desde el pupitre de mando.

Octubre 29:

- **Unidad N°2:** A las 13:48 disparó unidad en 220 MW por baja frecuencia en la red por falla en el SIN. También disparó el tramo de la Unidad 1 y 4.
- **Unidad N°5:** A las 13:50 dispara la unidad, actuando protección baja frecuencia (58 Hz); la unidad estaba en 360 MW.

Noviembre 5:

- **Unidad N°2:** A las 12:12, ocurre disparo de las unidades con pérdida de tensión de punta. La falla se produce por corto en Arenosa I al ser despejada, actúa el SIX despejando la Barra N°2 y debido a problemas en X1420 salen las unidades 2 y 5.
- **Unidad N°5:** A las 12:08, la planta queda sin tensión de punta y la unidad 5 sale con 200 MW. Se embotella la caldera.

Noviembre 6:

- **Unidad N°2:** a las 7:58 dispara la unidad con 200 MW, hubo vibraciones en cojinetes N°2. A las 10:49 hay pérdida de auxiliares.
- **Unidad N°5:** A las 10:48 dispara la 400 MW y dispara la unidad con 200 MW. Se embotella la caldera.



Año 1995:

Julio 01:

- **Unidad N°2:** Problemas en el SIN, baja la frecuencia en la red , no abriendo los interruptores en S/E, disparando la unidad por baja frecuencia. Estaba generando 394 MW.
- **Unidad N°4:** Problemas en el SIN, baja frecuencia de red, abriendo las interruptores de la S/E y operando la reducción rápida de carga (Fast come back), luego ocurre una falla en el mando del Bypass de alta presión que ocasionó que la unidad disparar por bajo nivel del domo. La unidad se encontraba generando 200 MW.

Año 1996:

Enero 20:

- **Unidad N°2:** Ocurre un fuerte rechazo de carga, al disparar las líneas La Arenosa I y II, La Arenosa-Valencia I y II y La Arenosa-Cabudare I y II, ocasionando el disparo de la turbina.

Abril 24:

- **Unidad N°2:** Dispara la unidad al perderse tensión de punta. La falla en la red se origina al ocurrir una falla en la línea Planta Centro-Yaracuy, y no abrir el interruptor asociado en la barra I (X1220) por problemas con el suministro de aire.

Abril 26:

- **Unidad N°2:** Ocurre fuerte rechazo de carga, quedando la unidad en 160 MW y alimentando únicamente al auto transformador 400/230 kv hacia el Isiro y hacia el sistema de 115 kv, quedando interconectada sólo con Planta Punto Fijo. Por otra parte, la única conexión con el resto del sistema interconectado era por la línea Valle Seco- Bárbula, la cual disparó. Al ocurrir esto, aumenta la frecuencia de la unidad, llegando a 62,7 HZ pasando lo mismo con las unidades de la planta Punto Fijo, que trataron de regular frecuencia, disminuyendo su generación, lo que trajo como consecuencia que disparara por sobrecarga la línea los Taques-Punto Fijo II, separándose así la unidad de



Planta Punto Fijo, quedando generando en forma radial, situación esta que se mantuvo por 1 hora y 45 minutos, momento en que se intenta cerrar en la subestación Planta Centro el interruptor X720 asociado a la línea la Arenosa II, pero sin tener condiciones de sincronismo, pues el despachador no había notado que la unidad 2 estaba desconectada de la red, situación esta que hizo actuar la protección de su impedancia del generador, la cual desconecta la alimentación a las barras BA y BB, perdiéndose los sistemas auxiliares y disparando la unidad.

Octubre 17:

- **Unidad N°2:**Disparo de la unidad con pérdida de tensión de punta. La falla se produce al ocurrir un cortocircuito en la línea Planta Centro - Yaracuy y no abrir el interruptor correspondiente, disparando el tramo de la unidad para despejar la falla.

Año 1997:**Mayo 08:**

- **Unidad N°2:** A las 13:00 se pierde la tensión de punto, al caerse el Sistema Central de 400 kV, motivado a falla ocurrida en la S/E Yaracuy. Actúa el relé de rechazo de carga, disparando el generador a los pocos segundos por baja frecuencia. Así mismo se salió el tramo de la Unidad 3 quedando la planta en blackout total.

Agosto 25:

- **Unidad N°1:** A las 8:00, disparan varios quemadores simultáneamente, disparándose la caldera por alta presión de combustible, se decide diferir el arranque de la unidad para tomar la bomba de fluido de control N°2 y colocarla en el lugar de la bomba de fluido de control N°1 de la unidad N°2. el arranque se retardó debido a que hubo blackout general en la Planta y se recibió tensión de punta a las 23:20.



Septiembre 17:

- **Unidad N°2:** Dispara la turbina al ocurrir fuerte rechazo de carga por disparo de la línea Planta Centro - La Arenosa 2. A las 22:50 se pierde tensión de punta. A las 23:14 se recibe tensión de punta.

Año 1998:

Enero 17:

- **Unidad N°2:** A las 3:35 explotó el disyuntor M 2020 en la S/E La arenosa, ocasionando disparo con blackout de la unidad. Se aprovechó la parada para limpiar los bushing y pararrayos, así como para alinear el VTF1, quedando este con altas vibraciones, por lo que se dejó fuera de servicio para trabajar en él.

Marzo 17 (No aparece en registros de OPSIS):

- **Unidad N°2:** A las 16:15 dispara caldera al cerrarse la válvula de gas de la pared trasera.
- **Unidad N°5:** A las 8:57, ocurre un blackout, al dispararse la línea Planta Centro – Yaracuy, estando indisponible el interruptor complementario X – 1420.

A las 18:50, vuelve a disparar línea Planta Centro – Yaracuy estando indisponible el interruptor complementario X –1420. Se recibe tensión de punta al día siguiente por problemas en la Subestación.

Marzo 19:

- **Unidad N°5:** A las 7:40, ocurre un blackout por dispararse la línea Planta Centro – Yaracuy.

Julio 14:

- **Unidad N°2:** Estando la unidad estable en 300MW, se produce un rechazo de carga al dispararse la línea arenosa 1, lo cual provocó el disparo de la unidad con pérdida de tensión de punta.

Octubre 3:

- **Unidad N°1:** Dispara la unidad al quedarse sin tensión de punta.



Octubre 11:

- **Unidad N°1:** Dispara la unidad a quedarse sin tensión de punta.

Octubre 22:

- **Unidad N°1:** Conectado regulador de voltaje en automatico y se produjo Block-out, disparo por la Sub-Estación.

Diciembre 23:

- **Unidad N°3:** Estando la unidad en 150 MW y en proceso de calentamiento de la turbina de BP, se produce fuerte rechazo de carga al salir la línea Arenosa II de 400 KV provocando fuertes variaciones de carga por lo que la caldera dispara por “minino nivel del domo”.

Año 1999

Diciembre 27:

- **Unidad N°3:** A las 12:00, ocurre un fuerte rechazo de carga al salirse todo Yaracuy, trayendo como consecuencia el disparo de la unidad por subida de temperatura en RH al no subir v/v Temperatura By pass de alta presión.

Año 2000

Agosto 18:

- **Unidad N°3:** A las 10:21, disparó la caldera al fallar el transmisor de flujo de aire ramal “B”. El flujo de aire total se bajo a (-15%). El personal de instrumentación y control calibró el transmisor.
- **Unidad N°4:** A las 14:35, disparó la unidad al variar la frecuencia hasta 58,33 Hz. Ésta variación se generó producto del disparo de cinco unidades en el Guri (unidades de 600 MW). Esta falla produjo blackout a Nivel nacional. Se esperó tensión de punta y se dio inicio al arranque.

Octubre 15:

- **Unidad N°2:** Rechazo de carga, Block-Out. Fase “S” del AT01 desprendida. Se cambiaron cables bajante y tornilleria de las fases R-S-T del AT01. Se corrigieron siete fugas de la caldera.

**Noviembre 18:**

- **Unidad N°2:** Rechazo de carga, por block-out al salirse el tramo, Arenosa Nro 2 Planta Centro. Se alimenta eléctricamente la unidad desde la unidad N°5, Se procede a despresurizar (bajar la presión) la caldera para corregir fuga en válvula stop caldera.

Diciembre 12:

- **Unidad N°2:** Disparo de la línea Arenosa Nro. 2. motivado a que hubo BLOCK-OUT en la unidad N° 4 y arrastró a la unidad Nro. 2, después de despejar la falla monofasica (Una sola fase) de la fase R en la línea la Arenosa Nro. 2, 800 mseg después se dispara la unidad Nro. 2.

Año 2001:**Marzo 07:**

- **Unidad N°2:** Disparo de la unidad por fuerte rechazo de carga con perdida de tensión de punta. Las causas de la oscilación de potencia se origina en una falla monofásica en la línea de 400 KV la Arenosa, la Horqueta, el cual no es despejada ni en primera ni en segunda etapa. La falla se prolonga por un espacio de tres segundo tiempo suficiente para que la falla sea despejada por las líneas arenosa Planta Centro. Disparando las unidades 2 y 4 en primera instancia y 45 minutos después la unidad 3.

Abril 21:

- **Unidad N°2:** Disparo de unidad por “mínima frecuencia” al realizarse maniobras de toma de carga en el despacho de CADAPE. Estando la unidad generando 360MW, despacho solicitó bajar la carga a 300 MW con el fin de sacar el autotransformador de 400/ 230KV, al realizarse dicha maniobra, la carga baja a 285 MW y la turbina se fue a 3.715 RPM. En el mismo momento, despacho de carga solicitó subir la reactiva a 150 MVAR para poder mantener la tensión en 25,5 KV.

Al comunicarse sobre esta situación al personal de despacho, estos manifestaron mantener esta condición. Luego de permanecer en la condición



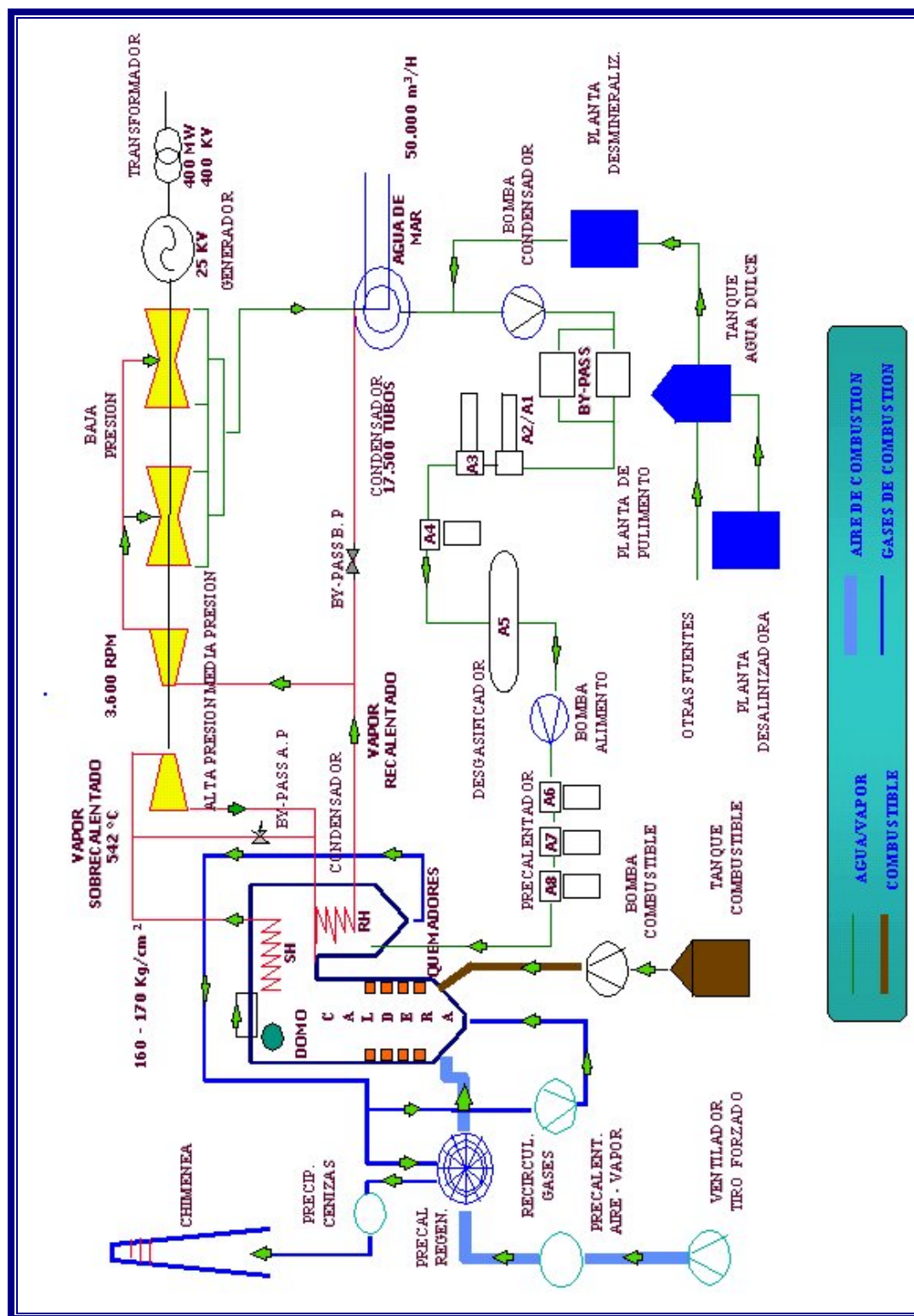
anterior durante aproximadamente 2 horas, se produce nuevamente un bote de carga quedando la unidad en 200 MW aumentando las revoluciones por minuto de la turbina a 3756. Se le comunicó sobre la nueva situación al personal del despacho pero después de 2 minutos se produce un descenso brusco de las revoluciones de la turbina hasta llegar al nivel de disparo por baja frecuencia, motivado a que se trató de conectar carga nuevamente en la red.

Después del Block- Out se procede alimentar el tablero eléctrico de la unidad Nro. 4 del anillo con las otras unidades.

Después que despacho de carga coloca en servicio el auto transformador y envía tensión de punta, se procede a normalizar el tablero eléctrico y reiniciar el arranque de la unidad.

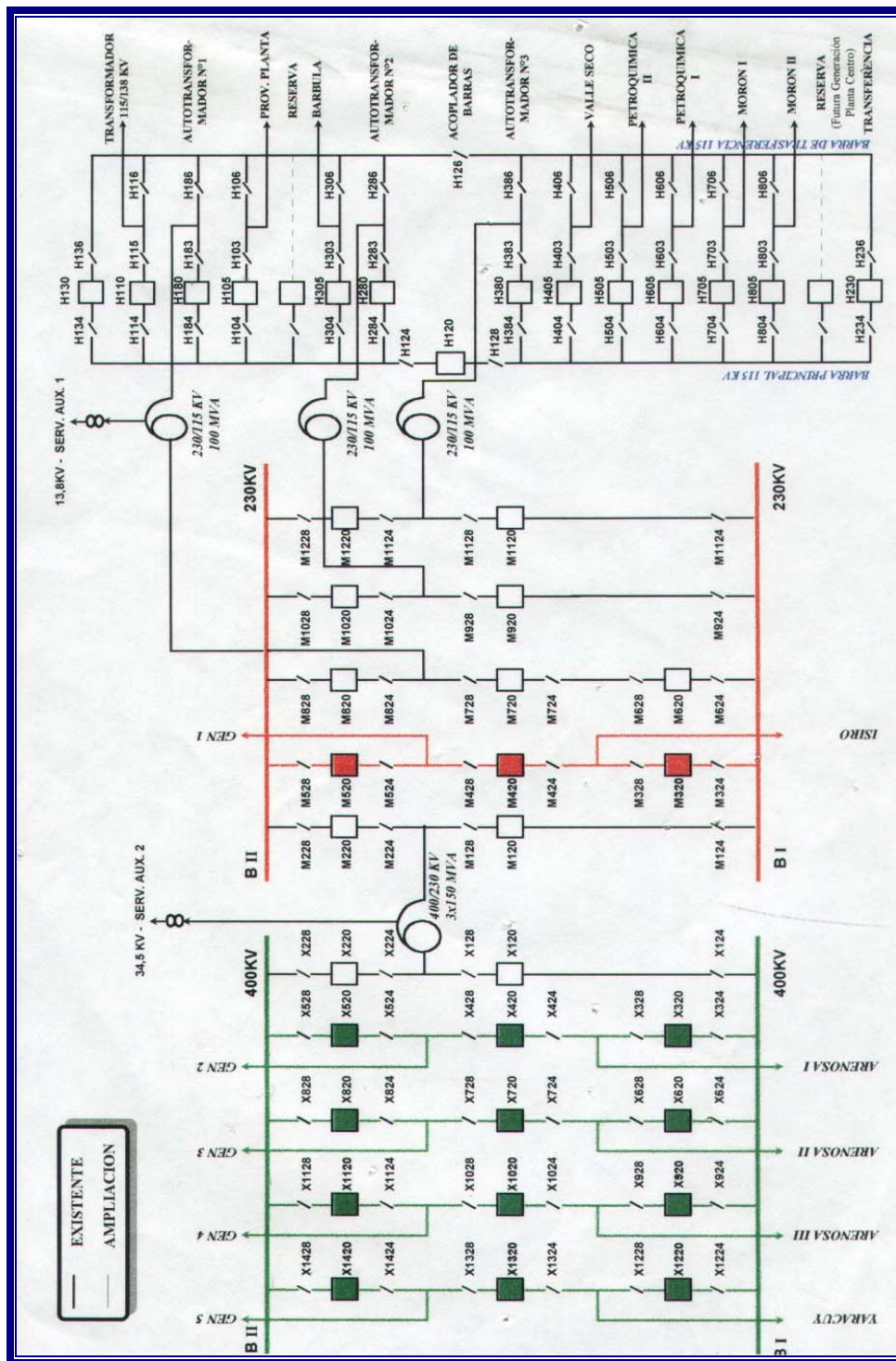


Anexo N°4:Ciclo de Trabajo de la Planta.

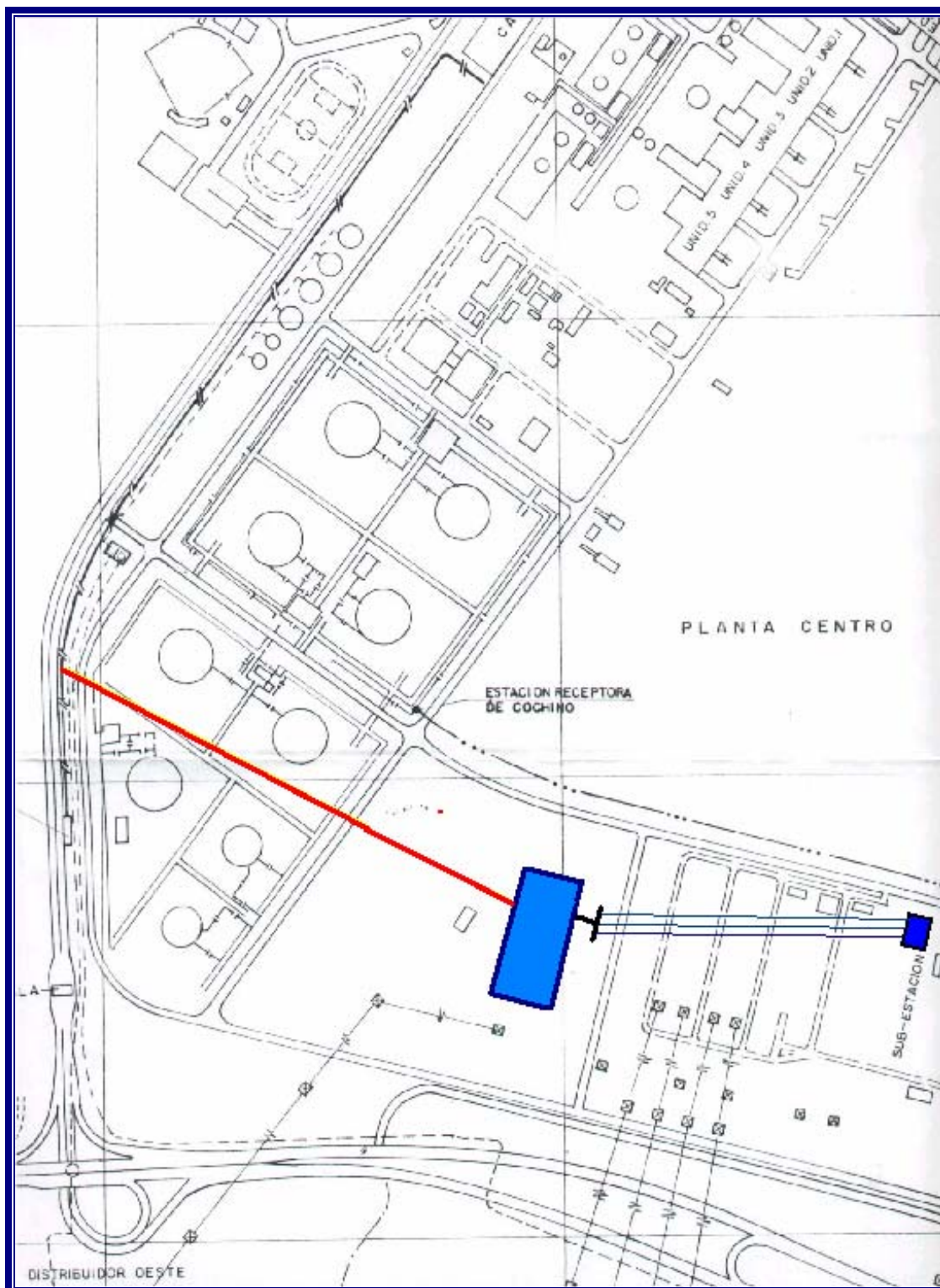




Anexo N° 5: Diagrama Unifilar de la Sub-estación Planta centro.

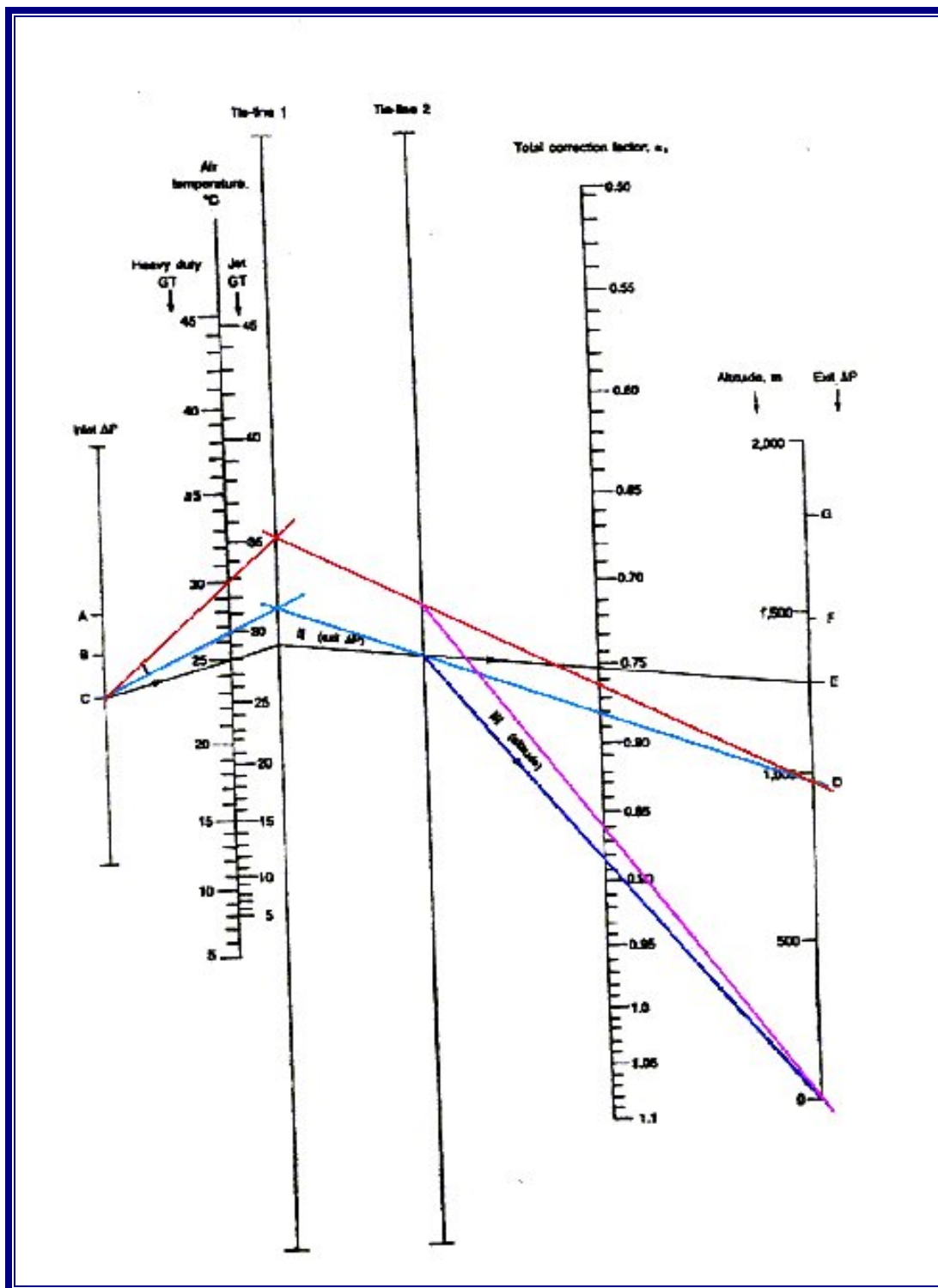


Anexo N° 6: Esquema del Plano de planta de Planta Centro:



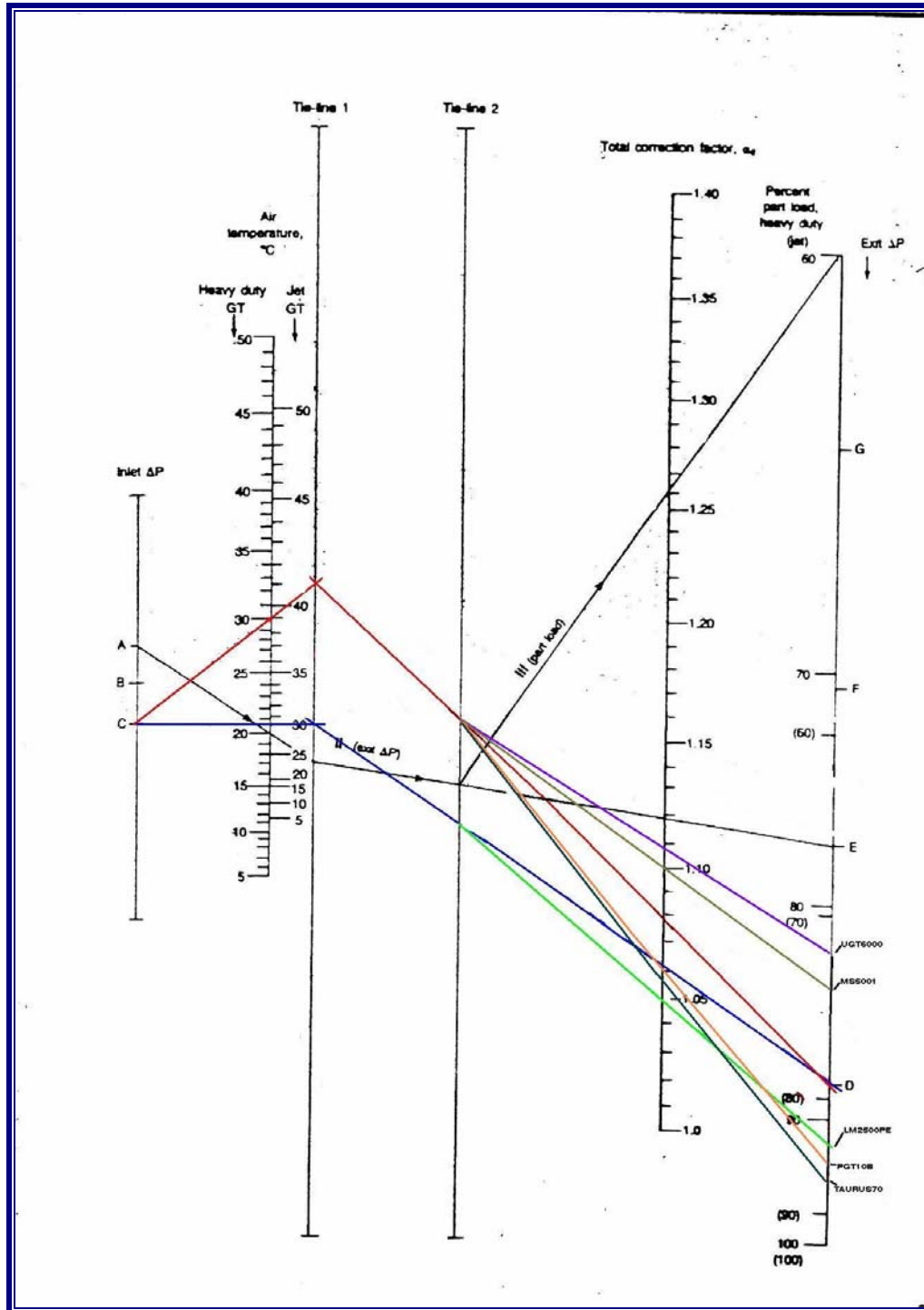


Anexo N° 7: Nomograma para la corrección de Potencia nominal.





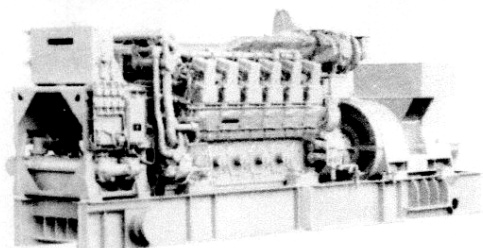
Anexo N° 8: Nomograma para la corrección de Consumo Específico de Calor nominal.





Anexo N°9: Características técnicas del Motor Caterpillar 3616 TA

CATERPILLAR



Generator Sets 3600 Family

1845-7670 hp
1375-5720 kW

CATERPILLAR® ENGINE SPECIFICATIONS

Bore — mm (in)	280 (11.0)
Stroke — mm (in)	300 (11.8)
Displacement — L (cu in)	18.5 (1127)
Aspiration	Turbocharged-Aftercooled
Compression ratio	13:1
Rotation	ccw or cw
Low Idle Speed — rpm	300-400
Rated Speed — rpm	720-1000
Avg. Piston Speed — m/s (ft/s)	7.2-10.0 (23.6-32.8)
BMEP — bar (psi)	
Continuous	20.0-21.7 (290-314)
Prime	22.0-23.9 (319-347)
Standby	24.2-26.3 (351-382)
BSFC (with pumps) — g/kW-h (lb/hp-h)	
Continuous	187-199 (.307-.327)
Prime	186-199 (.306-.327)
Standby	186-199 (.306-.327)

Description – Caterpillar® 3600 Generator Sets are designed to provide reliable and durable service with a wide variety of blended and bunker fuels up to 700 cSt at 50° C.

PERFORMANCE DATA

All Industry Voltages are Available

Generator Set Engine Model	Displacement Liters (cu. in.)	kW at 720 rpm/60Hz			kW at 750 rpm/50 Hz			kW at 900 rpm/60 Hz			kW at 1000 rpm/50Hz		
		Cont.	Prime	Stdby	Cont.	Prime	Stdby	Cont.	Prime	Stdby	Cont.	Prime	Stdby
3606 6 In-line	110.8 6,764	1375	1525	1680	1420	1570	1730	1650	1820	2000	1760	1940	2150
3608 8 In-line	147.8 9,018	1830	2020	2220	1890	2080	2290	2200	2420	2660	2350	2600	2860
3612 12 Vee	221.7 13,527	2750	3050	3360	2840	3140	3460	3300	3640	4000	3520	3880	4300
3616 16 Vee	295.6 18,036	3660	4040	4440	3780	4160	4580	4400	4840	5320	4700	5200	5720

RATING CONDITIONS

Ratings – Generator Set ratings are in electrical kilowatts, operating on distillate fuel.

Continuous – Power and speed capabilities of the engine which can be used without interruption of load — capable of 10% overload.

Prime – For electrical service with variable loads — capable of 10% overload.

Standby – for electrical service during interruption of normal power.

Power – ±5% power tolerance applicable for overload/fuel stop power.

Fuel consumption – is based on ISO3046/1 with +5% tolerance for distillate fuel having an LHV of 42 780 kJ/kg (18,390 BTU/lb) and density of 838.9 g/liter (7.001 lbs/U.S. gal.). Including all associated pumps.

Heavy Fuel continuous ratings are 9% less than distillate fuel. Prime and standby ratings are not available. Fuel viscosity and contaminant capability is CIMAC Class K55 (700 cSt at 50° C) at 720-1000 rpm.



CATERPILLAR®

3600 FAMILY GENERATOR SETS

STANDARD EQUIPMENT

Engine

Accessory module with coolant expansion tank
Base mounting
Base, with lifting provisions and vibration isolators
Breather, crankcase
Circuit cooling system, combined or separate
Cooler, lubricating oil
Duplex filters, right/left hand
fuel, full flow
lubricating oil, full flow
Engine running relay signal
Governor, Electronic 2301A
Instrument panel, includes:
differential pressure gauges – oil filter, fuel filter, and inlet air restriction
digital tachometer
pressure gauges – oil, fuel
temperature gauges – engine coolant, lubricating oil, exhaust stack, and air manifold
Manifold, exhaust, dry shielded
Oil filters, centrifugal
Pumps, gear driven
aftercooler & oil cooler
fuel transfer
jacket water
lubricating oil
Shutoff, electrical 24 VDC, for:
crankcase pressure
high oil temperature
high water temperature
low oil pressure (high & low idle)
overspeed
Single or separate circuit cooling system
Starting, air

Generator

Electrical

3 phase, six leads, WYE
Class "F" insulation
Maximum voltage harmonic – not to exceed 5% total with no single voltage harmonic above 3%
NEMA MG1-22, IEC 34-1
Overload capability 110% for two hours on prime and continuous ratings
Short circuit capability: 300% overcurrent for 10 seconds
Voltage waveform – less than 5% deviation

Mechanical

Bearing, two sleeve, self-lubricating
Enclosure – open drip-proof – guarded (IP23)
Mechanical balance, NEMA
Overspeed: 125% per IEC 34-1 and NEMA MG-1

Package

Performance test to ISO8528

Standard Accessories

Bearing temperature detectors
Space heaters, single phase
Stator temperature detectors
Terminal box for connections

Voltage Regulation: $\pm 1/2\%$ no load to full load

Paralleling capability
Power isolation transformers and/or permanent magnet excitation
Static regulator, 1 or 3 phase sensing

DIMENSIONAL DATA

No radiator is included in table below.

Gen Set	WT		L		H		W	
	kg	lb	mm	in	mm	in	mm	in
3606	34,070	74,970	7950	313	3330	131	2425	96
3608	41,390	91,050	9240	364	3330	131	2425	96
3612	51,230	112,690	8970	353	3710	146	2515	99
3616	64,470	141,840	10,260	404	3790	149	2515	99

All data is for reference only. Data is subject to change without notice. Check TMI or contact factory for confirmation.

Materials and specifications are subject to change without notice.

The International System of Units (SI) is used in this publication.

LEHX5459 (9-95)
Supersedes LEHX5051

© 1995 Caterpillar Inc.

Printed in U.S.A.



-GKGGN1										TMI - ENGINE AND COMP PERF										DATE: 04/26/02						
08 - GEN SET ENGINE PERFORMANCE														TIME: 15:26:43												
3616 DI TA SC DRY MANF TURBO QTY 2														HYDRA GOV												
TM8873-05 GS STANDBY GEN 5320.0 EKW @														900 RPM W/O FAN 60 HERTZ												
A/C TEMP: DEG F 122 CERTIFICATION YEAR														CERT AGENCY												
INFO CODE 01 - GENERAL PERFORMANCE DATA * * * * *																										
GEN		PER	ENG	ENG	S FUEL	FUEL	-----INTAKE-----					-----EXHAUST-----														
PWR		CENT	PWR	BMEP	CONSUM	RATE	MANF T	MANF P	AIR FL	MANF T	STK T	GAS FL														
EKW		LOAD	BHP	PSI	LB/BHP-HR	GPH	DEG F	IN-HG	CFM	DEG F	DEG F	CFM														
5320.0		100	7463	364	.318	338.8	154	74.9	15380	1123	832	38705														
4788.0		90	6716	328	.316	303.1	146	64.9	14073	1080	815	34926														
4256.0		80	5970	291	.317	270.1	138	54.5	12646	1053	813	31289														
3990.0		75	5597	273	.318	254.2	135	49.2	11890	1044	816	29488														
3724.0		70	5224	255	.320	238.5	131	43.9	11135	1035	820	27722														
3192.0		60	4478	218	.324	207.5	125	33.6	9630	1016	827	24120														
2660.0		50	3731	182	.331	176.7	120	24.0	8161	996	831	20483														
2128.0		40	3014	147	.341	146.9	117	15.9	6851	960	817	17057														
1596.0		30	2283	111	.357	116.4	116	9.0	5668	895	775	13596														
1330.0		25	1912	93	.369	100.6	116	6.2	5138	845	738	11972														
1064.0		20	1537	75	.386	84.6	116	3.6	4644	785	691	10383														
532.0		10	776	38	.467	51.7	119	.5	3750	640	573	7310														
INFO CODE 02 - HEAT REJECTION DATA * * * * *																										
GEN		PER	REJ TO	REJ TO	REJ TO	EXH RCOV	FROM	FROM	WORK	LHV	HHV															
PWR		CENT	JW	ATMOS	EXH	TO 350F	OIL CLR	AFT CLR	ENERGY	ENERGY	ENERGY															
EKW		LOAD	BTU/MN	BTU/MN	BTU/MN	BTU/MN	BTU/MN	BTU/MN	BTU/MN	BTU/MN	BTU/MN															
5320.0		100				138763				316481	727138	774568														
4788.0		90				122157				284804	650535	693016														
4256.0		80				109020				253185	579675	617493														
3990.0		75				103389				237375	545553	581153														
3724.0		70				97646				221508	511829	545212														
3192.0		60				85760				189889	445291	474295														
2660.0		50				73305				158212	379095	403833														
2128.0		40				59713				127843	315343	335930														
1596.0		30				44700				96793	249829	266151														
1330.0		25				36738				81096	216049	230152														
1064.0		20				29004				65173	181586	193471														
532.0		10				14957				32928	111010	118232														
INFO CODE 05 - EMISSIONS DATA * * * * * RATED SPEED * * * * * STANDARD TIMING																										
"NOT TO EXCEED DATA"																										
GEN			ENG	NOX		TOTAL		PART	IN EXH	SMOKE	BOSCH															
PWR		%	PWR	(AS NO2)	CO	HC		MATTER	(VOL)	OPAC	SMOKE															
EKW		LOAD	BHP	* * * * *	* * * * *	LB/HR	* * * * *	* * * * *	%	%	NO.															
5320.0		100		233.43	9.28	8.32		5.170																		
2990.0		75		200.54	7.20	6.96		2.450																		
2660.0		50		151.37	7.04	5.36		1.210																		
1330.0		25		93.02	4.52	3.92		1.590																		
INFO CODE 08 - PERFORMANCE PARAMETERS REFERENCE * * * * *																										
TM5738 - 04 GEN SET - DIESEL																										
TOLERANCES:																										
AMBIENT AIR CONDITIONS AND FUEL USED WILL AFFECT THESE VALUES.																										
EACH OF THE VALUES MAY VARY IN ACCORDANCE WITH THE FOLLOWING																										
TOLERANCES.																										
ENGINE POWER						+/-	3%																			
EXHAUST STACK TEMPERATURE						+/-	8%																			
GENERATOR POWER						+/-	5%																			
INLET AIR FLOW						+/-	5%																			
INTAKE MANIFOLD PRESSURE - GAGE						+/-	10%																			
EXHAUST FLOW						+/-	6%																			
SPECIFIC FUEL CONSUMPTION						+/-	3%																			



Anexo N° 10: Precios 2000-2001

Turbogenerator Price Levels

Budgetary average equipment-only price levels for a new basic gas turbine electric power generating package including single-fuel gas turbine, air-cooled electric generator (some H₂ cooled on larger units), skid and enclosure, inlet and exhaust ducts and exhaust silencer, standard control and starting systems, conventional combustion system (unless noted otherwise as dry low emissions), F.O.B. the factory in 1999 U.S. dollars. Prices can vary significantly depending on the scope of plant equipment, geographical area, special site requirements and competitive market conditions.

Model	ISO Base Load	Heat Rate Btu/kW-hr	LHV Efficiency	Budget Price	\$ per kW
ASE8-1000	.548 kW	15,440 Btu	22.1%	\$385,000	\$703
ST6L-813	.848 kW	13,175 Btu	25.9%	\$677,500	\$799
Makila TI	.1050 kW	12,580 Btu	27.1%	\$880,000	\$838
Saturn 20	.1210 kW	13,970 Btu	24.4%	\$675,000	\$558
KG2-3C	.1450 kW	21,620 Btu	15.8%	\$1,070,000	\$738
M1A13D	.1473 kW	14,300 Btu	23.9%	\$940,000	\$638
Hurricane	.1660 kW	13,915 Btu	24.5%	\$1,175,000	\$708
KG2-3E	.1830 kW	21,070 Btu	16.2%	\$1,200,000	\$656
ST18	.1960 kW	11,280 Btu	30.2%	\$1,200,000	\$611
PGT2	.2000 kW	13,650 Btu	25.0%	\$1,230,000	\$615
OGT2500	.2730 kW	12,515 Btu	27.3%	\$1,435,000	\$526
UGT-2500	.2850 kW	11,975 Btu	28.5%	\$1,300,000	\$456
M1T13D	.2900 kW	14,460 Btu	23.6%	\$1,625,000	\$560
ST30	.3340 kW	10,660 Btu	32.0%	\$1,600,000	\$479
UGT-3200	.3400 kW	11,010 Btu	31.0%	\$1,525,000	\$449
Centaur 40	.3515 kW	12,240 Btu	27.9%	\$1,400,000	\$398
TB5000	.3925 kW	13,250 Btu	25.8%	\$1,910,000	\$487
501-KB5S	.3950 kW	11,765 Btu	29.0%	\$1,600,000	\$405
ST40	.4040 kW	10,310 Btu	33.1%	\$1,800,000	\$446
Mercury 50 DLE	.4180 kW	8750 Btu	39.0%	\$1,700,000	\$407
Centaur 50	.4580 kW	11,625 Btu	29.4%	\$1,600,000	\$349
Taurus 60	.5200 kW	11,260 Btu	30.3%	\$1,750,000	\$336
PGT5	.5220 kW	12,720 Btu	26.8%	\$1,900,000	\$364
Typhoon 5.2	.5250 kW	11,300 Btu	30.2%	\$2,020,000	\$385
501-KB7	.5275 kW	11,200 Btu	30.5%	\$1,750,000	\$332
THM1203R	.5320 kW	10,900 Btu	31.3%	\$1,950,000	\$366
M7A-01	.5840 kW	11,230 Btu	30.4%	\$2,310,000	\$396


Turbogenerator Price Levels (continued)

Budgetary average equipment-only price levels for a new basic gas turbine electric power generating package including single-fuel gas turbine, air-cooled electric generator (some H₂ cooled on larger units), skid and enclosure, inlet and exhaust ducts and exhaust silencer, standard control and starting systems, conventional combustion system (unless noted otherwise as dry low emissions), F.O.B. the factory in 1999 U.S. dollars. Prices can vary significantly depending on the scope of plant equipment, geographical area, special site requirements and competitive market conditions.

Model	ISO Base Load	Heat Rate Btu/kW-hr	LHV Efficiency	Budget Price	\$ per kW
501-KH5	.6420 kW (steam injection)	8560 Btu	39.9%	\$2,300,000	\$358
601-KB9	.6450 kW	10,615 Btu	32.1%	\$2,450,000	\$380
GT6001	.6700 kW	10,840 Btu	31.5%	\$2,700,000	\$403
UGT-6000	.6700 kW	10,835 Btu	31.5%	\$2,300,000	\$343
Tornado	.6755 kW	10,820 Btu	31.5%	\$2,750,000	\$407
M7A-02	.6960 kW	11,050 Btu	30.9%	\$2,700,000	\$388
Taurus 70 DLE	.7250 kW	10,400 Btu	32.8%	\$2,600,000	\$358
Tempest	.7720 kW	11,265 Btu	30.3%	\$2,995,000	\$388
601-KB11	.7920 kW	10,350 Btu	33.0%	\$3,100,000	\$391
UGT-6000+.	.8300 kW	10,340 Btu	33.0%	\$2,650,000	\$319
THM1304D	.8970 kW	12,570 Btu	27.2%	\$3,600,000	\$401
Mars 90	.9440 kW	10,880 Btu	31.4%	\$3,600,000	\$381
Mars 100	10,700 kW	10,515 Btu	32.5%	\$4,000,000	\$374
UGT-10000	10,780 kW	9480 Btu	36.0%	\$3,850,000	\$360
PGT10B	11,700 kW	10,660 Btu	32.0%	\$4,700,000	\$402
Cyclone DLE.	12,900 kW	10,070 Btu	33.9%	\$4,980,000	\$386
Titan 130.	13,500 kW	10,250 Btu	33.3%	\$4,700,000	\$348
SB60-1	13,570 kW	11,490 Btu	29.7%	\$5,830,000	\$430
RLM1600	13,690 kW	9710 Btu	35.1%	\$6,930,000	\$506
PGT16	13,750 kW	9670 Btu	35.3%	\$6,750,000	\$491
LM1600PA	13,750 kW	9620 Btu	35.5%	\$7,000,000	\$509
MF111B	14,570 kW	11,020 Btu	31.0%	\$6,000,000	\$412
Avon	14,580 kW	12,100 Btu	28.2%	\$5,175,000	\$355
LM1600-PB STIG.	16,900 kW (steam injection)	8610 Btu	39.6%	\$8,030,000	\$475
UGT-16000	16,300 kW	11,020 Btu	31.0%	\$4,450,000	\$262
GT35	17,000 kW	10,635 Btu	32.1%	\$6,500,000	\$382
GT15000	17,500 kW	9750 Btu	35.0%	\$6,275,000	\$359


Turbogenerator Price Levels (continued)

Budgetary average equipment-only price levels for a new basic gas turbine electric power generating package including single-fuel gas turbine, air-cooled electric generator (some H₂ cooled on larger units), skid and enclosure, inlet and exhaust ducts and exhaust silencer, standard control and starting systems, conventional combustion system (unless noted otherwise as dry low emissions), F.O.B. the factory in 1999 U.S. dollars. Prices can vary significantly depending on the scope of plant equipment, geographical area, special site requirements and competitive market conditions.

Model	ISO Base Load	Heat Rate Btu/kW-hr	LHV Efficiency	Budget Price	\$ per kW
UGT-15000	17,500 kW	9750 Btu	35.0%	\$5,100,000	\$291
UGT-15000+	20,000 kW	9480 Btu	36.0%	\$5,400,000	\$274
PGT25	22,450 kW	9395 Btu	36.3%	\$8,815,000	\$393
LM2500PE	22,800 kW	9275 Btu	36.8%	\$10,000,000	\$439
GT10B	24,700 kW	9985 Btu	34.2%	\$8,925,000	\$361
RB211-6556	25,300 kW	9750 Btu	35.0%	\$8,750,000	\$346
FT8	25,470 kW	8950 Btu	38.1%	\$9,725,000	\$382
PG5371PA	26,300 kW	11,990 Btu	28.5%	\$7,680,000	\$292
UGT-25000	26,700 kW	9350 Btu	36.5%	\$7,350,000	\$275
GT25000	27,500 kW	9710 Btu	35.1%	\$9,270,000	\$337
RB211-6562	27,520 kW	9415 Btu	36.2%	\$9,275,000	\$337
LM2500PH (steam injection)	28,060 kW	8320 Btu	41.0%	\$10,500,000	\$374
LM2500+PK	31,320 kW	8640 Btu	39.5%	\$11,200,000	\$356
MF-221	30,000 kW	10,670 Btu	32.0%	\$10,000,000	\$333
RB211-6761	30,950 kW	8735 Btu	39.1%	\$10,000,000	\$323
IM5000	33,550 kW	9210 Btu	37.1%	\$12,900,000	\$384
PG6561B	39,620 kW	10,710 Btu	31.9%	\$12,500,000	\$315
TG20 B7/8	39,970 kW	11,200 Btu	30.5%	\$11,000,000	\$275
PG6581B	42,100 kW	10,640 Btu	32.1%	\$13,200,000	\$312
LM6000PC	42,600 kW	8280 Btu	41.2%	\$13,600,000	\$319
GTX100	43,000 kW	9215 Btu	37.0%	\$12,900,000	\$300
LM6000PD (DLE)	43,100 kW	8245 Btu	41.4%	\$15,800,000	\$366
LM6000 Sprint (intercooled)	47,300 kW	8250 Btu	41.4%	\$14,100,000	\$298
W251B11/12	49,400 kW	10,440 Btu	32.8%	\$12,800,000	\$259
IM5000-STIG (steam injection)	51,160 kW	7780 Btu	43.9%	\$14,900,000	\$291
Trent DLE	51,190 kW	8210 Btu	41.6%	\$15,500,000	\$303