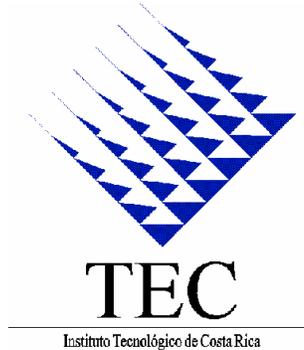


INSTITUTO TECNOLÓGICO DE COSTA RICA

ESCUELA DE INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

PROGRAMA DE PRACTICA DE ESPECIALIDAD
INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA



TESIS DE GRADUACIÓN

PROYECTOS

***-ESTUDIO PARA EL CAMBIO DE CONEXIÓN DELTA A ESTRELLA - 480/277 V-
EN SECUNDARIO DEL BANCO DE TRANSFORMADORES DE Tubotico S.A.***

PROGRAMA PREVENTIVO PARA CALDERA KEWANEE

FAUSTO FABIO ROLDÁN GAMBOA

Cartago, Noviembre 2002

INDICE

INDICE	2
RESUMEN	8
1. INTRODUCCIÓN	10
1.1 LOS PROYECTOS Y SU IMPORTANCIA	10
1.2 ESTRUCTURA GENERAL DEL PROYECTO	12
1.3 HISTORIA DE LA EMPRESA.....	14
1.3.1 GRUPO PUJOL-MARTÍ.....	14
1.3.2 TUBOTICO PAVAS	15
Mercado	16
Localización.....	16
1.3 ESTRUCTURA DE LA EMPRESA	17
1.4.1 Organización.....	17
1.4.2 Descripción de Puestos sobre la estructura del Departamento de Mantenimiento	18
1.4.3 Área de Mantenimiento.....	20
Descripción de Funciones en el Área de Mantenimiento.....	21
1.5 PROCESO DE PRODUCCIÓN.....	24
1.6 JUSTIFICACIÓN DE LOS PROYECTOS.....	26
1.6.1 El Proyecto Técnico	26
1.6.2 Proyecto Administrativo	28
2. OBJETIVOS	30
2.1 OBJETIVOS GENERALES	30
2.1.1 PROYECTO TÉCNICO.....	30
2.1.2 PROYECTO DE ADMINISTRACIÓN DEL MANTENIMIENTO	30
2.1.3 PROYECTO ADICIONAL EN SEGURIDAD	30
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	31
2.2.1 PROYECTO TÉCNICO.....	31
2.2.2 PROYECTO DE ADMINISTRACIÓN DEL MANTENIMIENTO	31
3. METODOLOGÍA	32
3.1 PROYECTO TÉCNICO	32
3.2 PROYECTO ADMINISTRATIVO	34
4. PROYECTO TÉCNICO	35
4.1 MARCO CONCEPTUAL.....	35
4.1.1 DE LA RED ELÉCTRICA NACIONAL.....	35
4.1.2 DE LOS TRANSFORMADORES Y EQUIPOS DE DISTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA	36
TIPOS DE TRANSFORMADORES.....	37
4.2 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN Y CÁLCULOS PREVIOS.....	43
4.2.1 CONDICIONES ACTUALES.....	43
A) BANCO N°1	44
B) BANCO N° 2	45
C) BANCO N° 3	46
D) BÓVEDA DE TRANSFORMADORES	47

4.2.2	<i>Análisis del Consumo de Energía y de las Cargas de la Empresa</i>	49
	DE LA ENERGÍA DEMANDADA Y LA POTENCIA MÁXIMA REGISTRADA	49
	DE LAS CARGAS, SU VALOR MÁXIMO Y EL PORCENTAJE DE AUMENTO DE CARGA DE LOS BANCOS DE TRANSFORMACIÓN.....	52
	DE LAS CARGAS Y SUS CARACTERÍSTICAS DE DESBALANCE.....	55
	El porcentaje de desequilibrio	56
4.3	ESTUDIO DE INGENIERÍA DE LA COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA Y LUZ (CNFL)	58
4.3.1	<i>JUSTIFICACIÓN</i>	58
4.3.2	<i>Desarrollo del Estudio</i>	59
4.3.3	<i>Resultados del Estudio de Ingeniería</i>	60
4.4	SELECCIÓN DE EQUIPO	68
4.4.1	<i>Evaluación de Categorías de Ponderación</i>	68
5.1	RESULTADOS FINALES, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	74
5.	PROYECTO DE ADMINISTRACIÓN DEL MANTENIMIENTO	77
5.1	MARCO CONCEPTUAL.....	77
5.2	EQUIPOS, PARTES, SUBPARTES Y CODIFICACIÓN	80
5.2.1	<i>SELECCIÓN DE LOS EQUIPOS PARTICIPANTES</i>	80
5.2.2	<i>INSPECCIÓN DEL NIVEL DE DETERIORO DE LOS EQUIPOS</i>	81
5.2.3	<i>TRABAJOS CORRECTIVOS PREVIOS</i>	84
5.2.4	<i>REGISTRO Y CODIFICACIÓN DE EQUIPOS</i>	85
5.3	MANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO (MMP).....	93
6.	RECOMENDACIONES SOBRE LA SEGURIDAD OCUPACIONAL, AMBIENTAL Y LA ADMINISTRACIÓN GENERAL(PROYECTO ADICIONAL)	100
6.1	INTRODUCCIÓN.....	100
6.2	EQUIPOS CONTRA INCENDIO Y EL ÁREA DE GALVANIZADO.....	101
6.2.1	<i>De los agentes extintores</i>	101
	POLVOS ESPECIALES.....	103
6.3	RECOMENDACIONES EN SEGURIDAD.....	110
6.4	DE ALGUNOS ASPECTOS ADMINISTRATIVOS.....	111
BIBLIOGRAFÍA	113
APÉNDICES	114

Dedicatoria

- A mis papás Fausto y Nelsie por llevarme de la mano de Dios hasta este gran final de mi vida como estudiante. Que el Señor me los bendiga y me los preste muchos años, los quiero mucho..!!

- A Tía Alice que la quiero con todo mi corazón y con quien comparto este éxito particular, así como los logros acumulados a través de los años, desde el kinder hasta el presente.

A Hellen Dahianna, por ser la persona que inspira todos los retos futuros de mi vida. Te amo..!!

A los Popoyitos....

Fausto Fabio Roldán
Gamboa

Agradecimientos

- A mi profesor guía Ing. Osvaldo Guerrero, gracias por tu consejería.
- A los señores Jesús Barsoza, Asdrúbal Gamboa y Víctor González por la oportunidad y el apoyo brindado.
- A todos los profesores que me enseñaron con paciencia a lo largo de estos años.
- Al personal del Área de Mantenimiento, Bodega y Soda de Tubotico S.A.
- A la Lic. Annie Badilla, Directora de la Escuela de Ciencias del Lenguaje y a las profesoras del departamento.
- Al Ing. Max Buck, Director Actual de la Escuela de Ingeniería Electromecánica.

- A mis amigos y compañeros.

A todos

Muchas Gracias...!

Resumen

PROYECTO TÉCNICO

El proyecto técnico consiste en determinar qué tipo de equipo transformador se debe de instalar, con el fin de eliminar el sistema de conexión actual (delta desbalanceada) en el devanado secundario de los bancos transformadores al servicio de Tubotico S.A. La conexión recomendada para efectos de balancear cargas de forma más eficiente y segura es una estrella a 480 / 277 V.

Los cambios en este tipo de equipos, requieren de un Estudio de Ingeniería de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz, para determinar cuál tensión de servicio está o estará disponible en la zona.

Luego de dicho estudio, se estimó que la zona donde la empresa se ubica será parte de un plan de reconversión de voltaje en las líneas primarias de 13800V a 34500V. Este dato indica que los transformadores actuales no se podrán seguir utilizando y que habrá que sustituirlos.

Tubotico S.A. posee nueve transformadores monofásicos, divididos en tres bancos de 1000 kVA, 500 kVA y 100 kVA. El banco de 1000 kVA es propiedad de la empresa y los demás son propiedad de la CNFL.

La instalación de un solo transformador trifásico es la opción que se sometió a investigación de características y cálculos de factibilidad.

Se estimó la capacidad de potencia aparente (kVA) necesaria del nuevo equipo, **tomando un 20%** en el margen de ampliación de carga, a partir de un **Estudio de Carga Eléctrica promedio** es de **2000 kVA**. Los equipos actuales trabajan a un 80% de carga, pero hay momentos que se llega al **90 o 95% de carga**, casi al punto de saturación

Se determinó que el desequilibrio de corrientes de línea (producto de las cargas), es de un **9.09%**. Este valor está muy próximo al 10% máximo permisible en los datos teóricos. Con una readecuación de las cargas en la nueva conexión en estrella, este valor se reducirá a un 3% como máximo. En la planta de Pavas, las cargas monofásicas de iluminación y algunos motores monofásicos a 220V toman su tensión de trabajo de la derivación central de uno de los devanados de los bancos de transformadores. Esto recarga una de las fases y provoca el desbalance de corrientes mencionado

Ante el cambio inminente que se debe realizar, se recomendó la compra de un TRANSFORMADOR TRIFÁSICO, Marca SIEMENS GEAFOL, modelo 6375-3DA, que por sus características aporta los siguientes **beneficios y mejoras** a la empresa:

Eficiencia en el manejo de pérdidas eléctricas en el núcleo:

Se experimenta una mejora del manejo de pérdidas bajo carga del modelo Geafol respecto de los equipos actuales. También con la nueva capacidad el equipo trabajará con mayor margen

Mantenimiento

Es un equipo TOTALMENTE exento de mantenimiento. No hay que realizar cambios de aceite dieléctrico, ni de partes de ninguna índole a lo largo de su vida útil. Tampoco será necesario la instalación de fosas de recolección de aceite.

Seguridad

Satisface las más severas clasificaciones del ambiente, clima y combustión, además de ser un equipo autoextinguible ante la presente de fuego. Mejora ampliamente las características de los equipos actuales en este aspecto.

Economía

Un ahorro de más de \$15000 por cada cambio de aceite –cada 5 años - respecto un equipo convencional en aceite. En un lapso máximo de 52 meses, se recupera y supera cualquier diferencia de precios respecto a cualquier equipo convencional de aceite, que tienen un precio promedio de \$13000 menos que el equipo seleccionado.

Se recomendó la compra adicional de un transformador seco monofásico de 100 kVA, para conexión 480 / 220 V, en la conexión de las cargas a 220V (básicamente de iluminación y oficina).

Se desarrolló una Investigación de las normativas de bóvedas de transformadores, respecto a la construcción levantada en Tubotico S.A., y se recomendó readecuar varios puntos de falta a las regulaciones de ley. Entre ellos, se indica que la ventilación debe ser mejorara con un mayor área para el flujo de corrientes de aire. Esto se detectó mediante la medición de la temperatura interna de la bóveda y de los cálculo del área mínima requerida según el Código Eléctrico. Los restantes puntos son de tipo constructivo o de obra civil.

-

PROYECTO ADMINISTRATIVO

El Jefe de Mantenimiento de la planta está implementando un sistema de administración de mantenimiento computadorizado con el programa TRICOM®,

El proyecto administrativo consistió en llevar adelante la elaboración de un Manual de Mantenimiento Preventivo para la caldera de la planta ,marca Kewanee, de 350 BHp. Esto incluyó todos los elementos previos a la elaboración del mismo, dado que **no había**, listados de partes, codificaciones, ni división de sistemas, equipos, partes y subpartes.

Este es un proyecto de suma importancia para la empresa, pues tiene la misión de detener el proceso de lento pero evidente deterioro del equipo por falta de un programa de mantenimiento preventivo.

Se realizó dicho manual en forma escrita y adicionalmente se implementó en el programa TRICOM® .

El programa se pondrá en marcha a principios del 2003, luego de realizar todos los trabajos correctivos previos que fueron identificados a raíz del desarrollo del presente proyecto administrativo.

1. INTRODUCCIÓN

1.1 LOS PROYECTOS Y SU IMPORTANCIA

El ahorro y la optimización de los recursos es un punto vital para el desarrollo de las empresas que aspiran a competir en los mercados internacionales.

Una de las armas más utilizadas hoy en día para promocionarse con alguna ventaja competitiva, es dar inicio a procesos de certificación y acreditación por parte de entes autorizados, en normas que se ponen internacionalmente y que sirven como parámetros aceptados para la satisfacción de clientes, de procesos y del entorno.

Entonces, el camino que se emprende para lograr estas metas implica una serie de mejoras en las diferentes áreas de una industria. Desde un punto de vista general, uno de los elementos que mayor atención se le debe prestar, es el sistema eléctrico que supe la energía en la planta. La empresa en estudio tiene un proceso de fabricación donde la energía eléctrica es vital para su funcionamiento; hay altos consumos, con pagos mensuales millonarios y por ende grandes equipos que se encargan de transportar la electricidad hasta los sistemas o máquinas cliente.

Los dos proyectos que serán desarrollados, introducen un concepto muy sencillo, pero muy útil en las empresas: la eficiencia.

En la parte eléctrica, se buscará un tipo de equipo de transformación que permita una conexión superior a la actual.

En el proyecto administrativo se busca que con un determinado programa de mantenimiento, se optimicen los estándares generales de funcionamiento y del uso de la caldera de la planta.

1.2 ESTRUCTURA GENERAL DEL PROYECTO

El desarrollo de estos proyectos será abarcado a través de los siguientes puntos:

- I. **Introducción:** Ubica de manera concreta en los aspectos de mayor relevancia de los proyectos, la importancia de los mismos, además del alcance y la justificación de las soluciones brindadas para cada uno. Incluye, también, una reseña histórica de Tubotico S.A., su estructura organizacional y la descripción de funciones del personal involucrado, se detalla la descripción de puestos y el funcionamiento del Área de Mantenimiento. Esta sección tiene como principal objetivo introducir a los antecedentes de la empresa que influyen ampliamente en el desarrollo de los proyectos.
- II. **Objetivos:** El siguiente capítulo está incluido con el propósito de establecer con claridad el objetivo general y los objetivos específicos que se persiguen para realizar los trabajos.
- III. **Metodología:** En esta parte se explica la forma y bajo qué procedimiento se llegaron a establecer las soluciones de los proyectos. Se mencionará las técnicas de investigación, fuentes y literatura consultada.
- IV. **Proyecto Técnico - Sistema de Transformadores -:** Se detalla el desarrollo del proyecto técnico, donde se analiza la factibilidad de una reconexión o cambio completo, el estudio de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz con la respectiva adaptación e interpretación para la empresa; el estudio económico de los nuevos equipos, su selección y las implicantes de su instalación.

V. Proyecto Administrativo – Programa Preventivo para la Caldera No1-:

En este capítulo, se desarrolla el Manual de Mantenimiento Preventivo de la caldera de la empresa. Se detalla cuáles partes son claves en el funcionamiento eficaz, eficiente y seguro del equipo; además, de los componentes auxiliares para la generación de vapor.

VI. Seguridad y otras recomendaciones: Brinda una óptica global del desempeño de la gestión de la seguridad y la salud ocupacional de la empresa. Quedará como un listado de recomendaciones que serán muy útiles para el manejo profesional ulterior de la Seguridad y Salud Ocupacional.

- **Anexos.** Información técnica y de relevancia que pueda realizar aportes significativos al desarrollo de algunas variables.
- **Apéndices:** Datos, tablas de información y teoría adicional que sirven de aporte al desarrollo del trabajo.

1.3 HISTORIA DE LA EMPRESA

1.3.1 GRUPO PUJOL-MARTÍ

El grupo Pujol – Martí es un conjunto de empresas que se dedican a la comercialización, fabricación, importación, exportación y diseño de una amplísima gama de productos en el ámbito latinoamericano.

En el año 1967, Don José Pujol Martí, empresario de origen español, luego de desarrollar exitosamente la industria de la fabricación y comercialización de abonos de tipo orgánico para uso agrícola, emprende visionariamente el desarrollo de empresas que se especialicen en la fabricación de materiales para la construcción. De esta idea, nacieron muchas de las empresas que hoy en día son líderes en sus respectivos campos. Abonos Agro S.A., Laminadora Costarricense S.A., Trefilería Colima S.A., Galvatica S.A. y Tubotico S.A., entre las más importantes, destacan desde hace muchos años en el mercado nacional. Al mercado internacional también se exporta gran cantidad de productos, especialmente Centroamérica, con la incorporación de la nueva empresa Euroamérica S.A.

Como parte de los planes de crecimiento y desarrollo, el Grupo Pujol ha invertido inmensas cantidades de dinero en la construcción de plantas nuevas en Caldera, para incrementar la producción de Tubotico, Galvatica, Trefilería y Euroamérica. También, en la Zona Atlántica, se construye la nueva planta de Laminadora.

Todas estas inversiones representan el enorme interés que hay en Grupo Pujol, por prevalecer en el mercado nacional, centroamericano y latinoamericano como la empresa más fuerte en sus áreas de producción.

1.3.2 TUBOTICO PAVAS

Tubotico S.A. nace como una de las empresas del mencionado grupo empresarial Pujol – Martí. Desde su fundación, la empresa se ha caracterizado por ser líder en su género no sólo en Costa Rica sino también en el área centroamericana; produce altos volúmenes para abastecer dichos mercados, por lo cual realiza constantes inversiones en renovación de maquinaria para estar acorde con las exigencias del mercado local e internacional.

Actualmente, con miras a enfrentar los retos comerciales que se vislumbran a corto plazo, Tubotico S.A. emprende otro de sus mejores proyectos al construir nuevas instalaciones en la zona del Pacífico Central, lo que ampliará su capacidad de producción así como la diversidad de productos que podrá ofrecer.

La línea de producción de la empresa es exclusivamente de tubos y perfiles en acero, con diversidad de tamaños y está dividida de la siguiente manera:

➤ ***Tubería de acero negro para estructuras***

Tubo con costura y soldadura eléctrica por fusión, clase normal.

➤ ***Tubería de acero galvanizado para cañería***

Tubo con costura y soldadura por fusión, galvanizado en caliente por un sistema de inmersión en zinc, clase normal, adecuada para ser usada en la conducción de fluidos.

➤ ***Tubería cuadrada estructural***

Tubo con costura y soldadura eléctrica por fusión, adecuada para ser usada en estructuras que necesiten alta resistencia mecánica.

➤ ***Tubería Industrial***

Tubo con costura y soldadura eléctrica por fusión, adecuada para ser usada en estructuras de baja resistencia mecánica, más que todo en carpintería metálica.

Como producto adicional también se produce el perfil tipo C, de reborde atiesado conocido popularmente como “perling”. Este producto se fabrica en variadas medidas tanto en acero negro como en acero galvanizado.

Mercado

Los principales clientes de la empresa son los grandes depósitos de construcción dedicados a la venta de este tipo de materiales, también, cadenas ferreteras que manejen estos productos.

Tubotico S.A. prácticamente abarca el 100% del mercado nacional de la producción de tubo metálico. Al ser un grupo económicamente bien consolidado, posee redes de distribución que facilitan las ventas en todo el país.

Localización

Las instalaciones, tanto oficinas administrativas, como planta de producción, se encuentran situadas en la parte oeste de la capital, específicamente en la zona industrial de Pavas, un kilómetro al oeste de Teletica Canal 7, zona estratégica para sus operaciones, ya que cuenta con buenos accesos para recepción de materia prima y despacho de sus productos terminados.

1.3 ESTRUCTURA DE LA EMPRESA

1.4.1 Organización

Tubotico S.A. tiene la Gerencia General, y dos ramificaciones de área: el Área de Producción y el Área Administrativa. Además hay una Auditoría a nivel Corporativo, que trabaja en conjunto con la Gerencia General.

La empresa tiene una planilla de 150 empleados aproximadamente, de los que 12 laboran en la administración. En la figura 1.1, se aprecia el organigrama de Tubotico S.A.

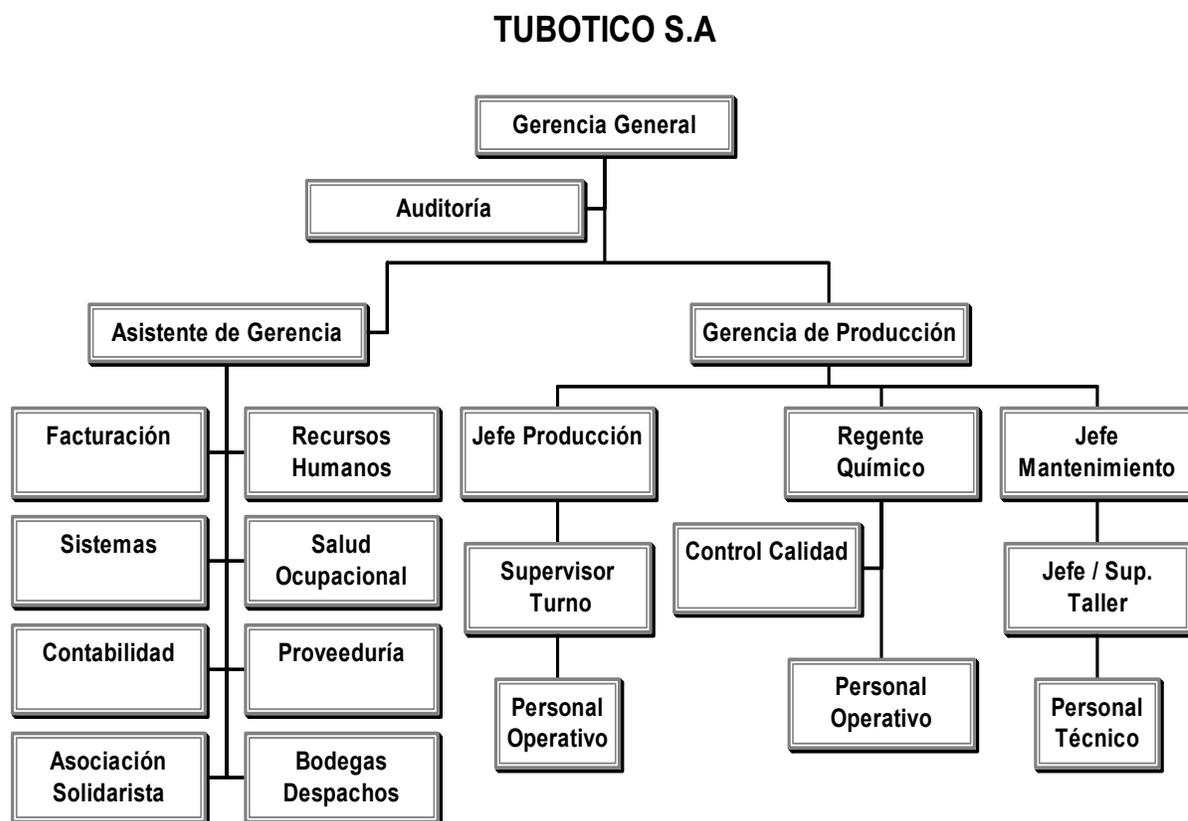


Figura 1.1 Estructura Organizacional de TUBOTICO S.A (Fuente: Gerencia de Producción)

1.4.2 Descripción de Puestos sobre la estructura del Departamento de Mantenimiento

Formalmente, en la empresa, **no existe** una descripción detallada de las funciones de los puestos, ya que el Departamento de Recursos Humanos no maneja tal información.

Por encima de la estructura del Departamento de Mantenimiento, básicamente existen dos puestos de trabajo que serán los que se detallan en sus funciones. También se hablará del Área Química dado que interactúa estrechamente con el Área de Mantenimiento, en el caso de algunos equipos. Las demás áreas y puestos por las razones anteriormente mencionadas no serán tomadas en cuenta en su descripción.

➤ **Gerencia General**

El Gerente General de Tubotico S.A., Ing. Asdrúbal Gamboa, tiene la función de velar por el buen funcionamiento de todas las áreas de la empresa además de la Gerencia de Galvatica S.A.

La labor de la Gerencia involucra coordinar a los diferentes departamentos; además de definir las políticas por seguir, y la toma de decisiones que correspondan según los lineamientos que se indiquen en las instancias superiores del Grupo, a donde su puesto se reporta.

➤ **Gerencia de Producción**

La Gerencia de Producción de Tubotico S.A. tiene a su cargo las tareas de producción, pero también coordina las labores del análisis de procesos de fabricación incluyendo control de calidad y, adicionalmente, asume el departamento o área de mantenimiento. Esta es una estructura organizacional que en tiempos pasados

generó conflicto entre las Gerencia de Producción y Mantenimiento, pero este problema ha sido subsanado.

➤ **Área Química**

El Ing. Carlos Ramírez está a cargo de las funciones relacionadas con procesos de control y análisis químico. Si bien sus funciones no están dentro de la estructura del Departamento de Mantenimiento, ésta área trabaja de manera muy estrecha con Mantenimiento cuando se trata de realizar estudios o trabajos sobre algunos equipos de planta y, entre esos, la caldera con sus equipos auxiliares.

1.4.3 Área de Mantenimiento

Es el área encargada de ejecutar acciones técnicas y administrativas tendientes a garantizar que la producción pueda ejecutar su función eficientemente. Tiene la obligación de ejercer una función de servicio, la conservación de la Planta Física y el funcionamiento eficiente de las máquinas que intervienen en el proceso en general, de manera que se garantice el cumplimiento de las metas de producción bajo condiciones seguras de operación.



Figura 1.2 Estructura Organizacional del Área de Mantenimiento

Descripción de Funciones en el Área de Mantenimiento

➤ Jefe de Mantenimiento

El ingeniero a cargo cumple con las siguientes funciones:

- A. Establecer procedimientos técnicos y administrativos para la correcta ejecución de los trabajos asignados.
- B. Desarrollar, ejecutar, supervisar y actualizar periódicamente Programas de Mantenimiento Preventivo, Correctivo y Programados en las máquinas.
- C. Efectuar las modificaciones necesarias tanto a los equipos como a la maquinaria en general de manera que siempre se persiga mejorar ya sea las condiciones de trabajo o las metas de producción.
- D. Coordinar y ejecutar el correcto montaje de nuevos equipos o reubicaciones de los mismos en los momentos en que sea necesario.
- E. Desarrollar programas de entrenamiento del personal tanto para mantener actualizados los conocimientos que se tienen como para nuevos aprendizajes.
- F. Poner en funcionamiento sistemas de control de los costos de mantenimiento.
- G. Mantener siempre un adecuado control sobre los repuestos de los equipos.
- H. Realizar estudios periódicos para determinar las cantidades óptimas de repuestos y materiales que se deben mantener en bodega.

➤ Jefe / Supervisor de Taller

Es la persona responsable de velar porque se cumplan todas las acciones de mantenimiento coordinadas por la jefatura. Entre sus funciones, se destacan las siguientes:

- A. Directamente, se encarga de coordinar la asignación del personal a los trabajos Preventivos-Correctivos solicitados por los demás departamentos, en conjunto con el Ingeniero o con el Asistente. Así mismo, tiene la obligación de supervisar antes, durante y después la realización de dichas tareas, a las cuales les otorgará su respectiva aprobación.
- B. Como parte de los procedimientos de Mantenimiento, es responsable de emitir su respectiva aprobación para el retiro de materiales y repuestos mediante requisiciones a bodega.
- C. Debe velar porque las labores asignadas se lleven a cabo cumpliendo con todas las normas de seguridad, orden y limpieza.
- D. También es responsable de controlar la disciplina y el buen comportamiento de todos y cada uno de los operarios que estén bajo su cargo.

➤ **Staff (Asistente)**

El asistente, como su nombre lo indica, se encarga de brindar apoyo a las labores del Jefe de Mantenimiento. Sus funciones son:

- A. Su responsabilidad se centra en la recolección y manejo de información importante para las labores diarias del mantenimiento, como por ejemplo el levantamiento de bases de datos de equipos en general, el diseño de planos, dibujos, croquis y diagramas para una mejor interpretación de los procesos.
- B. Así mismo, se encarga, en conjunto con el Jefe de Taller y el Jefe del Departamento, de asignar las labores a los operarios según las solicitudes de trabajo de producción.
- C. Maneja correctamente el programa de Control del Mantenimiento (TRICOM) con el cual se asignan las tareas preventivas de la Planta.
- D. Retroalimenta la información obtenida a través de la experiencia y prepara información para toma de decisiones.
- E. Es el encargado de recibir las solicitudes de trabajo en el turno de 7:00 a.m. a 5:00 p.m. y despacharlas con su respectivo número consecutivo con el cual se generarán las futuras Órdenes de Trabajo.

➤ **Jefe / Supervisor de Taller de Precisión**

Es la persona responsable de velar porque se lleven a cabo todos los trabajos de precisión que se necesiten en planta para los equipos y que están relacionadas generalmente con el mantenimiento correctivo.

Asimismo, colabora también en el desarrollo de nuevos dispositivos para mantenimiento preventivo que influyen a mejorar las máquinas.

➤ **Mecánicos, Electricistas, Lubricadores, Pintores y Albañiles**

De forma general, es el personal que se encarga de ejecutar los trabajos que son solicitados al departamento. Algunos tienen horario rotativo.

1.5 PROCESO DE PRODUCCIÓN

El proceso de producción empieza con la llegada de la materia prima al país vía marítima y el transporte al Valle Central por ferrocarril o plataformas trailers. Se importa acero laminado empacado en forma de bobinas con un promedio de peso de 6 toneladas. A su llegada se pesa el material y se almacena en las bodegas.

De acuerdo con un programa de producción, las variables que se toman en cuenta como tipo de tubo, calibre, pronósticos de venta, etc.; se decide a donde se transportarán las bobinas dentro de las instalaciones para prepararlas en una primera operación de corte, que se determina de acuerdo con las dimensiones del tubo o perfil que se vaya a fabricar. En este punto, las bobinas se desenrollan y se pasan por unos discos cortadores que se separan a distancias estrictamente estandarizadas, que tronzan la lámina con el ancho requerido y obteniendo flejes que se vuelven a enrollar para dejarlos listos para la etapa de conformado. Esta distancia de corte se convertirá posteriormente en la circunferencia del tubo o en el contorno del perfil.

Posteriormente, las bobinas cortadas se transportan a los diferentes acumuladores de las cuatro líneas de formado con las que cuenta la planta. Una vez en los acumuladores, la materia prima empieza a alimentar a las líneas de formado, las cuales a través de una serie de rodillos, van dando forma a los diferentes diámetros de los tubos y así, aproximadamente a mitad del proceso de formado, el material es soldado por fusión por medio de un sistema eléctrico de alta frecuencia.

Acabado el proceso de formado, la tubería, al fabricarse de forma continua, pasa por un sistema de corte automático que hace la operación de cortado cada 6 metros o según se necesite. La pieza que se cortó se deposita en una mesa de embalaje. Una vez que se tienen separados los productos por tamaños, calibres y tipos, se debe decidir si el producto pasa a bodega o al proceso de galvanizado.

Si se somete al proceso de galvanizado, los tubos se sumergen en un baño de zinc y luego se sacan para ser soplados con vapor con el fin de que no queden residuos de zinc en su interior. Posteriormente, se roscan los extremos si es necesario y se empacan para ir a la Bodega de Producto Terminado.

1.6 JUSTIFICACIÓN DE LOS PROYECTOS

1.6.1 *El Proyecto Técnico*

Tubotico S.A. es una empresa con altos consumos de energía eléctrica (por encima de 200000 kWh / mes –[Tabla 4.1](#)-) debido al proceso de producción, el cual se desarrolla en el ámbito de la industria metalmeccánica pesada.

En la fabricación de tubos, se necesitan líneas de producción que tienen varias etapas. En casi todas estas etapas, hay máquinas eléctricas de consumos pesados que trabajan a 460 V ó 240 V en algunos casos.

Para suplir a la planta del servicio eléctrico, la Compañía Nacional de Fuerza y Luz puso a disposición de la empresa, desde hace muchos años, tensión trifásica a 13800 V línea - línea, la cual ingresa por cableado aéreo hasta las inmediaciones de la fábrica, donde baja en la acometida hasta una bóveda de transformadores que contiene tres bancos de equipos monofásicos.

El voltaje primario a 13800 V está en proceso de cambio en el área industrial de Pavas y según el Jefe de Operaciones de la CNFL, Ing. Néstor Rodríguez, la mayoría de abastecimientos industriales de esta zona, se integrarían a las líneas de 34500 V, que Fuerza y Luz está implementando en el suministro de voltaje primario, muy cerca de las instalaciones de Tubotico S.A. Esta es una investigación que hay que conducir detalladamente, dado que apenas se comienza con el cambio de líneas de alta tensión.

Los bancos de transformadores de la empresa, *al parecer*, se reparten de forma desigual las cargas eléctricas; es ahí donde se encuentra la primer señal de un problema dado que un equilibrio es importante para la eficiencia de las máquinas eléctricas. No obstante, pese a que esta instalación eléctrica de alimentación (480-380-240V) ha funcionado mucho tiempo, no significa que sea la óptima y mucho menos que deba permanecer así. Buena parte de los equipos trabajan con tensiones de 440-460V. Esta tensión se está tomando del secundario de los transformadores el cual está conectado en Delta con derivación central.

No se conoce, exactamente, el comportamiento en el tiempo de los consumos de energía eléctrica, dato que serviría a la hora de estimar las mejoras eléctricas que se producirían al perfeccionar el sistema de transformadores –en cuanto a capacidad- y dado que la conexión del secundario de los equipos, no es la recomendada, se presenta como necesidad técnica real, resolver dicha problemática de la instalación eléctrica de Tubotico S.A. El campo de aplicación del proyecto se planea en las áreas de la ingeniería eléctrica, el rediseño y análisis económico de equipos eléctricos. además abarca las áreas que involucren directamente el cambio de la conexión actual del secundario. Se realizará un estudio de cargas, para estimar el consumo promedio diario y obtener los valores de capacidad nominal que el equipo necesita.

Se espera que con las mejoras introducidas se obtenga una conexión que resulte más versátil al momento de repartir y balancear las cargas de la planta, además de eliminar la fase “alta”, que representa un riesgo potencial para el personal y la maquinaria, ya que está sin uso y sin demarcar.

1.6.2 Proyecto Administrativo

En la elaboración del tubo metálico, intervienen diferentes materias primas aparte de los aceros propios de la estructura del tubo. Se tienen dos opciones cuando se ha finalizado la etapa de conformado y soldado del tubo: se empaca y se lleva a bodega de producto terminado o se lleva a galvanizar. Cuando toma este último camino, luego de que se sumerge en zinc líquido junto con otras sustancias, se saca y se sopla interiormente con vapor a presión para sacar cualquier exceso de material galvanizante que quede dentro y de esta forma se produzca un galvanizado interior lo más uniforme posible.

Debido a esta parte del proceso, junto con la calefacción de algunos tanques de enjuague por agua, se tiene en servicio una caldera pirotubular de 350 BHp, que provee el vapor necesario.

El Ing. Víctor González, Jefe de Mantenimiento de la planta y graduado de nuestra Escuela, esta llevando acabo un proceso de implementación de los programas preventivos para el mantenimiento de todos los equipos de la planta, para lo cual está utilizando un software especializado en el mantenimiento, llamado Tricom®, el cual sirve como base de datos y de administración del mantenimiento general y específico de los equipos. No obstante estas acciones uno de los equipos más importantes y costosos es el de producción de vapor y, hasta la fecha, no cuenta con un programa riguroso de mantenimiento preventivo, lo cual acelera el proceso de deterioro normal que toda máquina sufre.

El alcance del Programa de Mantenimiento Preventivo abarca además de la caldera, a los equipos necesarios en la producción de vapor ubicados dentro del área de la caldera o cuarto de caldera.

Antes de comenzar este programa preventivo, se debe estar atento a la corrección de las diferentes fallas o puntos de falla que se están presentando en los equipos, pues sin estas condiciones será imposible implementar este Manual de Mantenimiento Preventivo.

El alcance del proyecto abarcará únicamente elementos que se encuentran dentro del cuarto de la caldera, incluyendo tuberías, válvulas y accesorios. No se trabajará con el contenedor de gas LPG, el cual recibirá atención por la compañía especializada.

Finalmente, debe indicarse que uno de los objetivos que se pretende alcanzar es que en el futuro se aplique dicho programa preventivo de forma rigurosa con el fin de recuperar al equipo de su actual proceso de deterioro. Lo mismo se espera para los equipos auxiliares.

2. OBJETIVOS

2.1 OBJETIVOS GENERALES

2.1.1 PROYECTO TÉCNICO

Realizar un estudio técnico donde se determinen las mejoras para la conexión en delta desbalanceada del secundario, en los transformadores monofásicos al servicio de Tubotico S.A.

2.1.2 PROYECTO DE ADMINISTRACIÓN DEL MANTENIMIENTO

Elaborar un programa de mantenimiento preventivo para atender la caldera de la planta, aprovechando las características de conservación actuales y detener su acelerado proceso de deterioro.

2.1.3 PROYECTO ADICIONAL EN SEGURIDAD

Emitir recomendaciones en áreas específicas de la Seguridad Ocupacional y de la Estructura Organizacional de la empresa.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

2.2.1 PROYECTO TÉCNICO

Los objetivos específicos que comprenden el proyecto técnico son:

- Analizar la conveniencia de instalar un solo transformador trifásico a cambio de los nueve monofásicos actuales y seleccionar el equipo más adecuado a las necesidades.
- Seleccionar la tensión de trabajo del primario del nuevo equipo a 34500 V o 13800 V según se refleje en el estudio a realizar por parte de la CFNL, además de las proyecciones en esta materia que dicha institución tenga para el área de Pavas.
- Revisar las características de la bóveda en relación con Códigos y Normas.
- .Estimar la conveniencia económica del modelo seleccionado.

2.2.2 PROYECTO DE ADMINISTRACIÓN DEL MANTENIMIENTO

Los objetivos específicos de este proyecto son:

- Generar un documento que detalle un Manual de Mantenimiento Preventivo (MMP) para las partes vitales de la caldera de la planta.
- Levantar un listado de equipos, partes y subpartes de los equipos que participarán en el MMP.
- Definir una codificación de tales elementos, que permita su identificación rápida en los archivos que se manejan en el programa computadorizado de mantenimiento TRICOM®.
- Emitir la información necesaria de los pasos previos a la implementación de éste programa .
- Aumentar la vida útil del equipo (mediano y largo plazo)
- Lograr que la caldera funcione de forma eficiente, garantizando una condición de operación segura (mediano y largo plazo).

3. METODOLOGÍA



Para el desarrollo de los proyectos, se necesita el diseño de distintas metodologías (según cada proyecto), que permitan llegar a las soluciones más acertadas

3.1 PROYECTO TÉCNICO

El objetivo plantea buscar la mejor forma de eliminar la delta desbalanceada, por lo tanto se necesitará realizar mediciones, consultas, estimaciones, etc. Por otro lado, ante un cambio de transformadores, será necesario coordinar con la CNFL, puesto que ellos son parte interesada. A continuación, se propone una secuencia de acciones por seguir como metodología.

- a. Observar la carga eléctrica de la empresa, para eso, se utilizarán los recibos del servicio eléctrico, porque en esos documentos aparece los consumos de energía y de potencia de la empresa. Se registrarán los valores en una tabla y se generarán el o los gráficos pertinentes.
- b. Solicitar, a la CNFL, la instalación de un medidor graficador que registre el consumo diario con una frecuencia de cada 10 o 15 minutos, con el fin de observar el comportamiento de las cargas a lo largo del día, por varios días.
- c. Determinar el nivel de carga de los transformadores actuales y determinar cuál es el porcentaje de ampliación disponible en el futuro. Analizar también el desequilibrio entre las líneas alimentadoras.
- d. Realizar una visita a los Ingenieros de Proyectos de la CNFL, para tomar su opinión acerca de la conveniencia de un cambio en los equipos, ya que por tratarse de equipos de subestación, estas personas son las mejor capacitadas para emitir un criterio al respecto.

- e. Solicitar un Estudio de Ingeniería a la CNFL, para determinar qué implica un cambio de equipos a nivel externo en aspectos que Tubotico S.A. se vea implicado. Se trabajará en el campo con el personal que llegue a realizar el estudio y se propondrá, un acercamiento a la etapa de elaboración del informe.
- f. Posteriormente, se analizará la información aportada por dicho informe, además de los datos recogidos del medidor, así como la información general y recomendada por los ingenieros de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz. En los casos de información que se pueda graficar, se tomará una muestra de datos y se incluirá en el informe final.
- g. Solicitar cotizaciones de equipos y características técnicas de los mismos a los agentes que representen las mejores marcas del mercado y se realizará el estudio de dichos equipos, en el caso que sea recomendado su cambio.
- h. Analizar el costo económico para la empresa, según sea la escogencia de un nuevo equipo y las limitantes presentes en caso de conservar el actual.
- i. Revisar las características físicas de la bóveda de transformadores e investigar si está a derecho con las necesidades de un nuevo equipo y con las normativas vigentes.
- j. Definir el o los puntos en los que se pudiera estar incumpliendo las normativas vigentes, respecto a la obra civil de la bóveda de transformadores a partir de los documentos oficiales y de ley.
- k. Finalmente, se correlacionarán todos los puntos de desarrollo de esta metodología y se emitirá las recomendaciones para la implementación de la solución buscada.

3.2 PROYECTO ADMINISTRATIVO

Se requiere un plan de mantenimiento preventivo para la caldera de la planta. Primero se observará cómo se llevan a cabo los mantenimientos de este tipo en la empresa, para elaborar un esquema de mantenimiento que calce con lo que se hace en Tubotico S.A.

Los siguientes son los puntos que se desarrollarán para llevar a cabo el MMP de la Caldera N° 1:

Después de seleccionar los equipos que participarán, se realizarán las siguientes etapas.

- a. Inspeccionar completamente los equipos y determinar su nivel de deterioro.
- b. Listar los trabajos correctivos que haya que realizar antes de cualquier programa de mantenimiento preventivo.
- c. Levantar un registro de equipos, sub-equipos, partes y sub-partes y determinar la codificación que cada elemento de éstos llevará para su identificación.
- d. Ubicar los elementos de mayor importancia para realizar mantenimiento preventivo, por lo costoso de su atención.
- e. Elaborar el Manual de Mantenimiento Preventivo.
- f. Dar las recomendaciones finales acerca de la importancia de la constancia y pertinencia de realizar el MMP en los plazos establecidos.

4. PROYECTO TÉCNICO

Estudio para cambiar la conexión en delta del secundario del banco de transformadores de Tubotico S.A.

4.1 MARCO CONCEPTUAL

4.1.1 DE LA RED ELÉCTRICA NACIONAL

El Sistema Nacional Interconectado (SNI) de Costa Rica se ubica entre los sistemas de distribución, transmisión y generación más desarrollados de la región centroamericana. Costa Rica, es un país con una capacidad hidroeléctrica suficiente como para abastecer el consumo local y además vender energía al exterior. La capacidad instalada es, sin duda, bastante menor a la capacidad potencial que hay a lo largo del territorio nacional. Ciertamente, ante tal capacidad, es importante conocer que hay una extensa legislación que regula el uso, fin de los recursos y medios del aprovechamiento del negocio eléctrico, de un país como el nuestro donde es fácil incursionar en un negocio lucrativo, dadas las características topográficas y climatológicas que predominan.

Hace algunos años, los servicios eléctricos del país eran regulados por el Servicio Nacional de Electricidad (SNE), sin embargo con la creación de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), las funciones asumidas por el SNE, pasaron a manos de ésta última.

ARESEP agrupa y regula la administración de la energía eléctrica por medio de las instituciones y / o asociaciones que están autorizadas para tales fines. El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), La Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), La Junta Administradora del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC) son algunas de las entidades proveedoras del servicio eléctrico, de carácter público, que son reguladas por la ARESEP. También, la Autoridad Reguladora controla la participación

de los co-generadores privados, empresas privadas que se dedican al negocio eléctrico y que pueden intervenir en cualquiera de las partes del suministro de energía (generación, transmisión o distribución).

La legislación con la cual ARESEP regula el funcionamiento de los aspectos relacionados con el Sector Energía del país; se basa en los reglamentos técnicos emitidos por las instituciones competentes, como el Colegio Federado de Ingenieros y Arquitectos (CFIA), el Instituto de Normas Técnicas de Costa Rica (INTECO), entre otros.

De esta forma, en cualquier estudio técnico dentro del país, se deberá revisar que todas las normas establecidas en los diferentes códigos y documentos oficiales, estén siendo aplicadas, sin ninguna desvirtuación de la orientación con las que fueron diseñadas.

4.1.2 DE LOS TRANSFORMADORES Y EQUIPOS DE DISTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

Para definir los límites de un estudio en donde están involucrados equipos transformadores, hay que ubicar, primero, en qué parte de la red eléctrica total están situados, ya que pueden variar las regulaciones para los transformadores de subestación con respecto a los de distribución u otros tipos entre sí.

El segundo paso es ubicar a la empresa o institución que provee el servicio eléctrico, y obtener de ésta la información necesaria en relación con las características del servicio que brindan.

Tercero, se deberán aplicar los reglamentos de ley, como el Código Eléctrico o las normativas más recientes de la ARESEP, en la revisión del caso.

Cuando se trabaja con equipos de transformación, se deben considerar los

aspectos paralelos a cualquier tipo de reforma. En este caso, se habla de todo aquel elemento que tenga relación directa o indirecta con el equipo y su funcionamiento, por ejemplo: bóvedas, soportes, canalizaciones, conductores del primario o secundario, ambiente circundante, etc.

Además, se deberán considerar las labores relacionadas con la atención de los transformadores (mantenimiento, inspecciones, ajustes, etc).

TIPOS DE TRANSFORMADORES

De acuerdo con su uso, los equipos de transformación se puede clasificar en diferentes tipos o aplicaciones.

Estas aplicaciones dependerán de distintos factores, porque la primer diferencia está en si el transformador alimentará líneas de transmisión o distribución.

Otro aspecto muy importante es que la tecnología en la fabricación de estas máquinas eléctricas ha evolucionado bastante, y los problemas ocasionados por la contaminación de los aceites utilizados ha puesto a los fabricantes a buscar soluciones prácticas, al puntos de fabricar transformadores sin aceite.

Estos son los tipos más comunes de transformadores según la aplicación requerida:

a) TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Descripción:

Se utilizan para sub-transmisión y transmisión de energía eléctrica en alta y media tensión. Son de aplicación en subestaciones transformadoras, centrales de generación y en grandes usuarios.

Características Generales:

Se construyen en potencias normalizadas desde 1.25 hasta 20 MVA, en tensiones de 13.2, 33, 66 y 132 kV. y frecuencias de 50 y 60 Hz.



Figura 4.1 Transformador de Potencia

b) TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

Se denomina transformadores de distribución, generalmente los transformadores de potencias iguales o inferiores a 500 kVA y de tensiones iguales o inferiores a 67 000 V, tanto monofásicos como trifásicos. Aunque la mayoría de tales unidades están proyectadas para montaje sobre postes, algunos de los tamaños de potencia superiores, por encima de las clases de 18 kV, se construyen para montaje en estaciones o en plataformas. Las aplicaciones típicas son para alimentar a granjas, residencias,



Figura 4.2 Transformador de Distribución

edificios o almacenes públicos, talleres y centros comerciales.

Descripción:

Se utilizan en intemperie o interior para distribución de energía eléctrica en media tensión. Se aplican en zonas urbanas, industrias, minería, explotaciones petroleras, grandes centros comerciales y toda actividad que requiera la utilización intensiva de energía eléctrica.

Características Generales:

Se fabrican en potencias normalizadas desde 25 hasta 1000 kVA y tensiones primarias de 13800, 15000, 25000, 33000 y 35000 V. Se construyen en otras tensiones primarias según especificaciones particulares del cliente. Se proveen en frecuencias de 50-60 Hz. La variación de tensión se realiza mediante un conmutador exterior de accionamiento sin carga.

c) TRANSFORMADORES SECOS**Descripción:**

Se utilizan en interior para distribución de energía eléctrica en media tensión, en lugares donde los espacios reducidos y los requerimientos de seguridad en caso de incendio, imposibilitan la utilización de transformadores refrigerados en aceite. Se usan en grandes edificios, hospitales, industrias, minería, grandes centros comerciales y toda actividad que requiera la utilización intensiva de energía eléctrica.

Características Generales:

Su principal característica es que son refrigerados en aire con aislamiento clase F, utilizándose resina epoxi como medio de protección de los arrollamientos, siendo innecesario cualquier mantenimiento posterior a la instalación. Se fabrican en potencias normalizadas desde 100 hasta 2500 kVA, tensiones primarias de 13000, 15000, 25000, 33000 y 35000 V y frecuencias de 50 y 60 Hz.



Figura 4.3 Transformador Seco

d) **AUTOTRANSFORMADORES**

Los autotransformadores se usan normalmente para conectar dos sistemas de transmisión de tensiones diferentes, frecuentemente con un devanado terciario en estrella. Los autotransformadores son adecuados como transformadores elevadores de centrales cuando se desea alimentar dos sistemas de transporte diferentes. El devanado terciario en estrella es un devanado de plena capacidad conectado al generador y los dos sistemas de transporte.

El autotransformador no sólo presenta menores pérdidas que el transformador normal, sino que su menor tamaño y peso permiten el transporte de potencias superiores.



Figura 4.4 Autotransformador

D) TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS CON REFRIGERACIÓN POR ACEITE

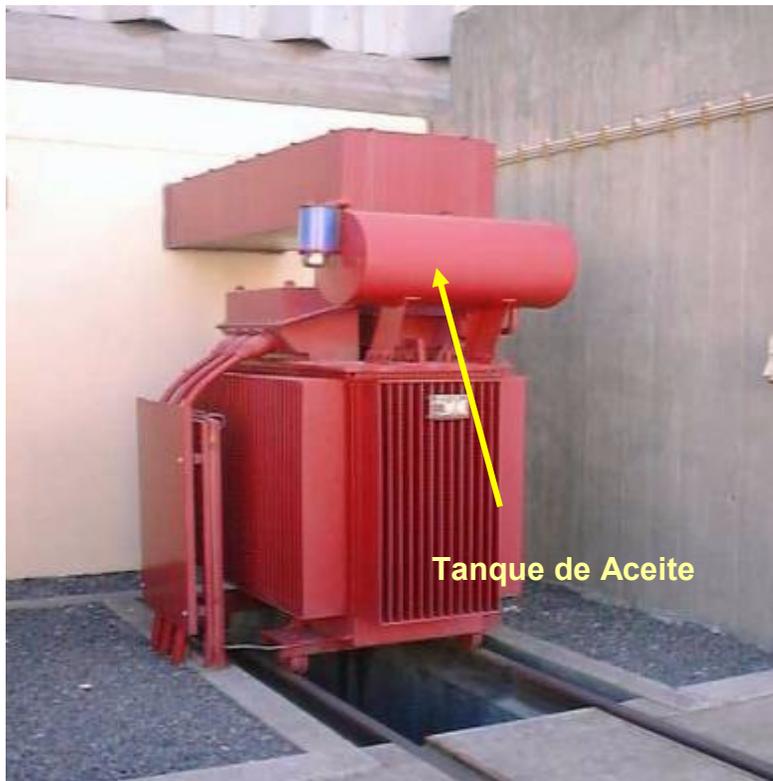


Figura 4.5 Transformador Trifásico “de Aceite”

Este es uno de los tipos más comunes de transformadores usados en las industrias. Se caracteriza por poseer un depósito donde se aloja el aceite refrigerante que además es dieléctrico por lo que cumple con dos funciones básicas. Este aceite tiene la particularidad de ser altamente contaminante y la disposición de desechos de aceite es un tema que no tiene un control específico

en Costa Rica. Un equipo típico

trifásico se le deberá cambiar un promedio de 700 a 2000 litros de aceite cada cinco o cuatro años a partir del inicio de operaciones, hasta un máximo de 4 o 5 cambios antes de desecharlo. Nótese en [la Figura 4.5](#) el volumen del tanque contenedor de aceite.

4.2 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN Y CÁLCULOS PREVIOS

4.2.1 CONDICIONES ACTUALES

Los equipos de transformación de Tubotico S.A. constan de **tres bancos** de transformadores de aceite. Estos bancos se reparten en forma desigual las cargas de la empresa y de hecho tienen capacidades nominales diferentes. (**Ver anexo N° 1 para diagrama unifilar de la distribución de cargas de la empresa**).

Cada transformador tiene marcado en su carcasa, la marca de fábrica o un número de serie, y su capacidad nominal.

Se puede notar, en cada uno de estos bancos, la derivación central en uno de los devanados del secundarios, para tomar el **voltaje de 240 V**.

De esta forma, se tomaron los siguientes datos para cada banco de transformadores:

A) BANCO N°1

Cantidad: 3 unidades

Marca: ABB

Capacidad Individual: 333 kVA

Capacidad Trifásica: 1000 kVA

Voltaje Nominal: 13800 / 480-360-240

Identificaciones:

Transformador 1: Número TP 1260

Transformador 2: Número TP 1261

Transformador 3: Número TP 1262

Perdidas Trifásicas bajo carga: 9468 W

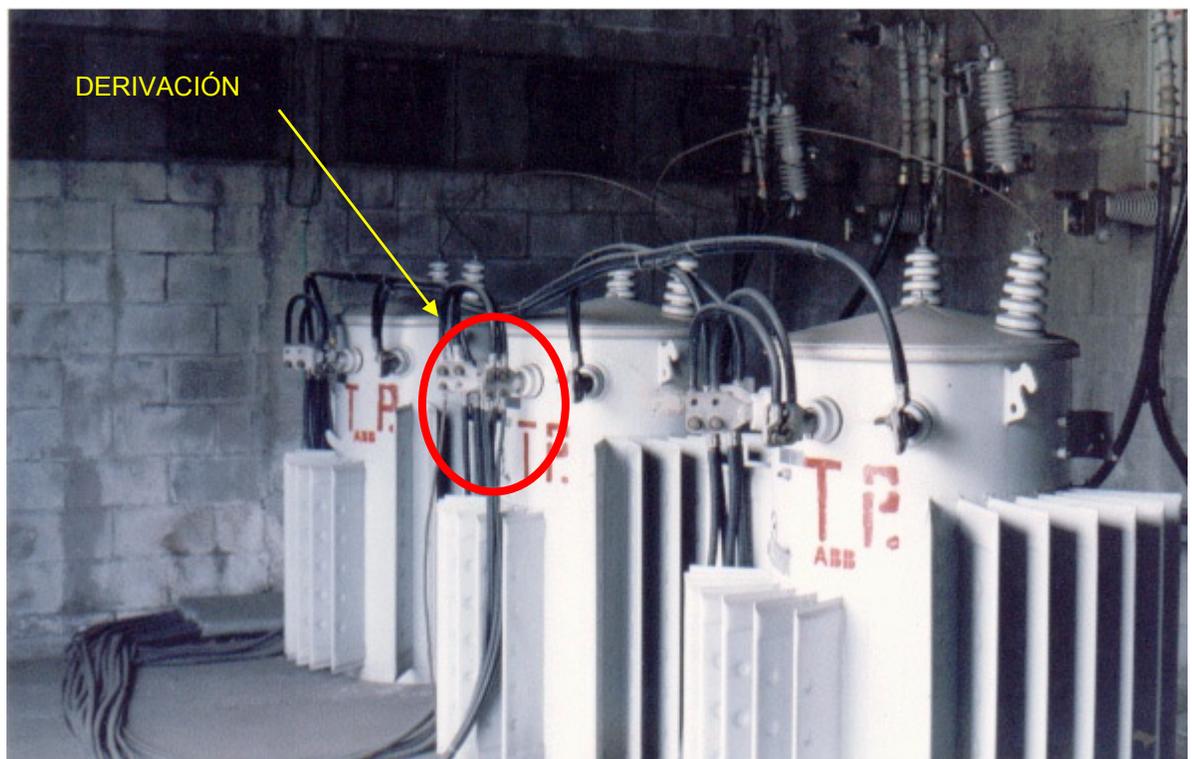


Figura 4.6 Banco de transformadores monofásicos N° 1 de 333 kVA

B) BANCO N° 2

Cantidad: 3 unidades

Marca: Sin Identificación

Capacidad Individual: 167 kVA

Capacidad Trifásica: 500 kVA

Voltaje Nominal: 13800 / 480-360-240

Identificaciones:

Transformador 1: Número 50523

Transformador 2: Número 50351

Transformador 3: Número 50198

Perdidas Trifásicas bajo carga: 5322 W

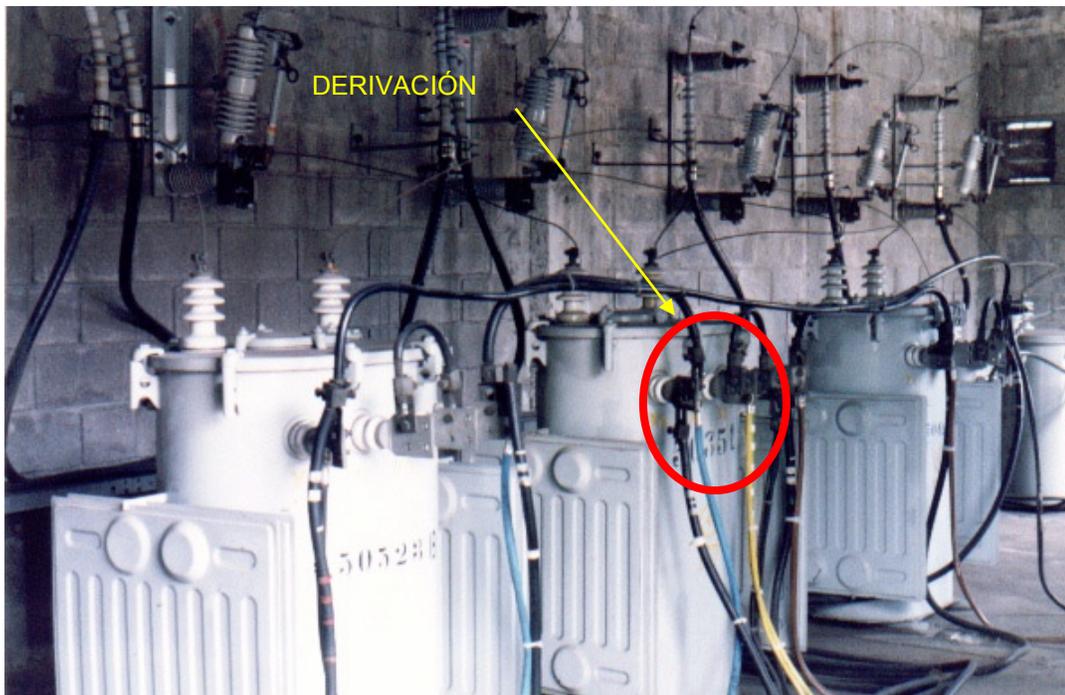


Figura 4.7 Banco de transformadores monofásicos N° 2 de 167 kVA

C) BANCO N° 3

Cantidad: 3 unidades

Marca: Sin Identificación

Capacidad Individual: Dos de 25 kVA, Uno de 50 kVA

Capacidad Trifásica: 100 kVA

Voltaje Nominal: 13800 / 240-180-120

Identificaciones:

Transformador 1 (25 kVA): Número 10528

Transformador 2 (50 kVA): Número 17788

Transformador 3 (25 kVA): Número 17086

Pérdidas Trifásicas: 1419 W

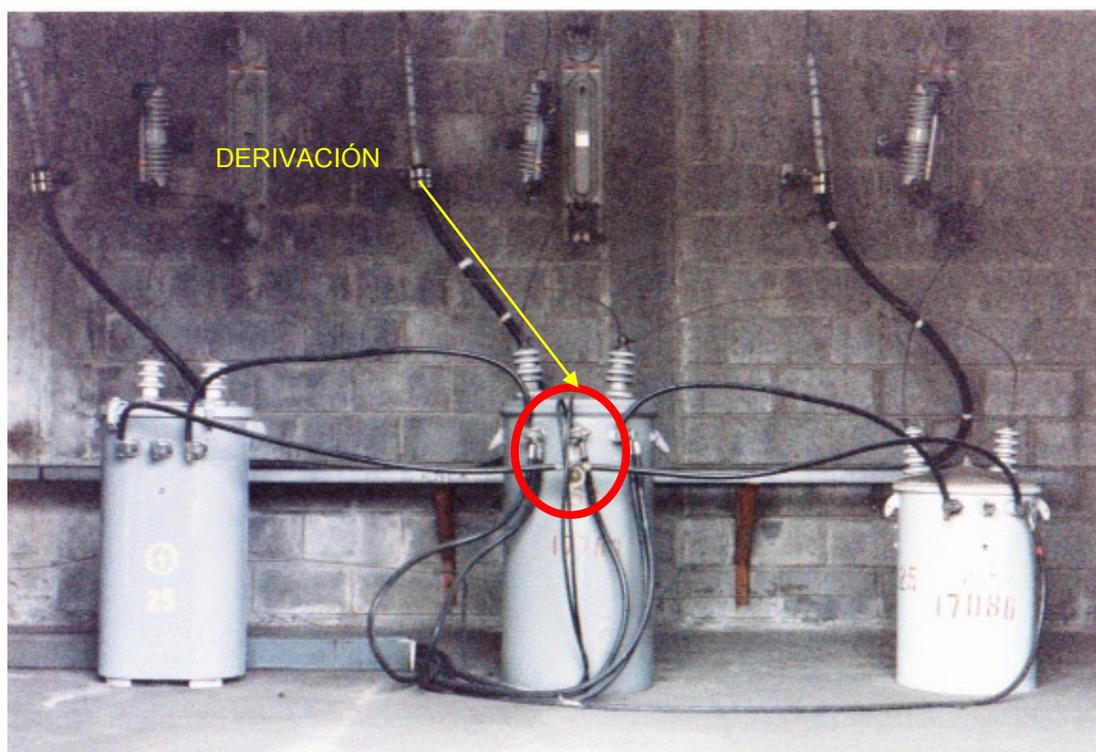


Figura 4.8 Banco de transformadores monofásicos N° 3 de 25 y 50 kVA

D) BÓVEDA DE TRANSFORMADORES

La bóveda de transformadores de la empresa está ubicada al centro de las instalaciones de Tubotico S.A., al costado de la vía principal que divide el terreno que ocupan Tubotico S.A. y Galvatica S.A., como se observa en la Figura 4.9.

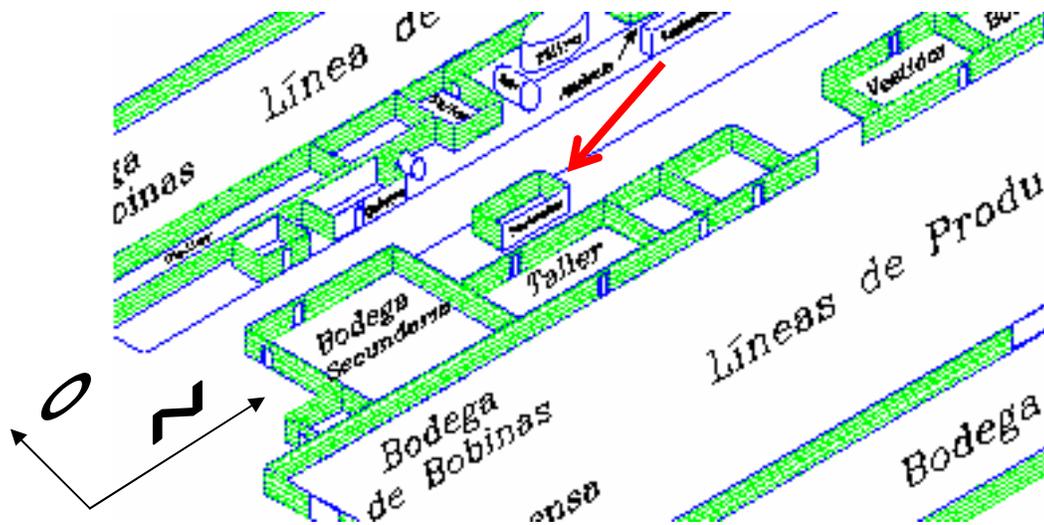


Figura 4.9 Ubicación de la bóveda de transformadores Tubotico S.A.

Hace algunos años, no existía ninguna bóveda, sin embargo, bajo la gestión del Ing. Asdrúbal Gamboa, actual Gerente General de la empresa, se construyó la bóveda que alberga los equipos.

Esta bóveda fue edificada directamente bajo la supervisión de personal de la CNFL, sin embargo, se hará una revisión de sus características en comparación con lo establecido en el Código Eléctrico.

En el costado norte de la bóveda, justo contra la pared de ésta, hay una torre de enfriamiento para el líquido refrigerante que se prepara a partir de aceite soluble, dejando ***prácticamente inutilizadas*** las aberturas para ventilación de ese lado (*uno de los más importantes en cuanto a las corrientes naturales de aire*).

Al costado este (lado posterior), se ubica el Taller de Mantenimiento, con una separación de 4,40 m de la estructura del Taller. En la esquina sur-este de la bóveda, diagonal a ésta, a una distancia de 1,40 m de espacio libre, se ubica un sistema de ventiladores enfriadores, para las máquinas de soldar de la empresa. Finalmente al costado sur y oeste hay espacio libre de 4 metros. Su construcción es en block de concreto de 10 cm de espesor, con aberturas de concreto tipo celosía, cielo raso de concreto y puertas en lámina metálica de **2mm de espesor**.

En la figura 4.10, se especifican las dimensiones de la obra civil de la bóveda.

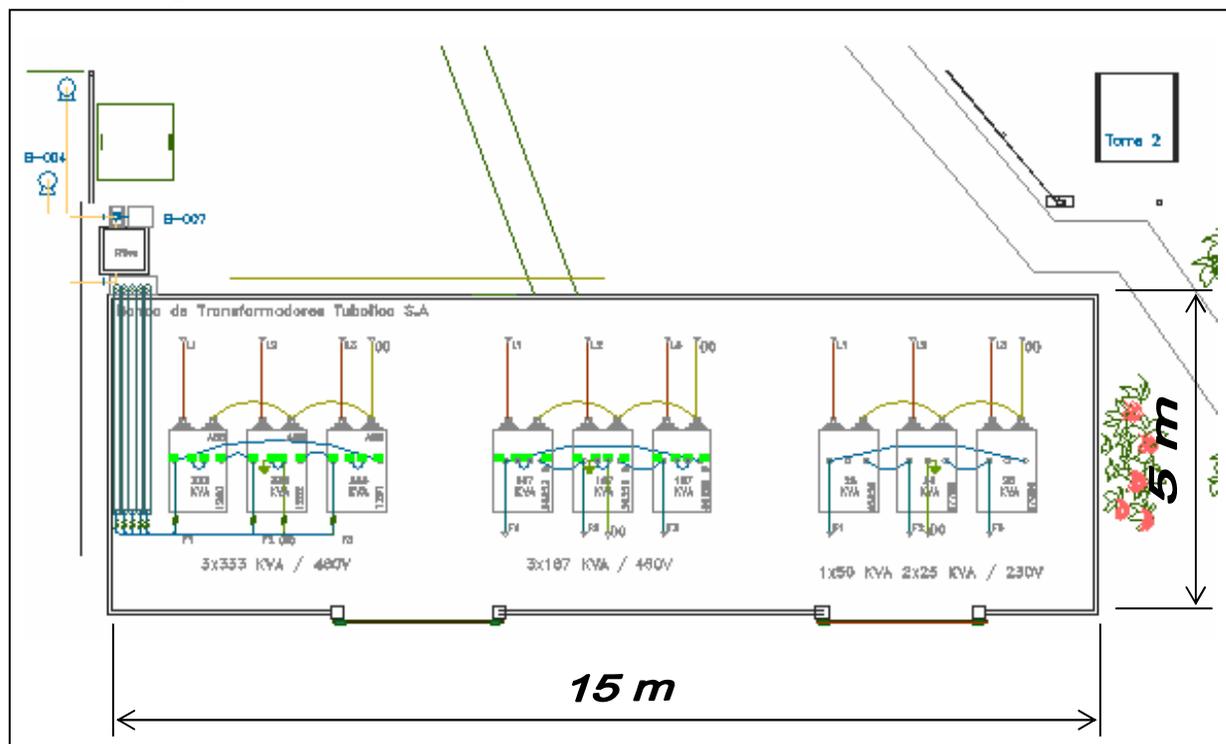


Figura 4.10 Dimensiones de la bóveda

4.2.2 Análisis del Consumo de Energía y de las Cargas de la Empresa

DE LA ENERGÍA DEMANDADA Y LA POTENCIA MÁXIMA REGISTRADA

Por medio de un *estudio de las facturaciones eléctricas* de los últimos 14 meses, se recopiló la información necesaria para determinar el consumo mensual típico, en busca de los *valores de carga promedio* a los que el equipo de transformación se ve sometido porque es posible que en algunos meses del año, las cargas promedio y la energía demandada sea menor que en otros. De mayo del 2001 a junio del 2002, se registraron los siguientes valores del consumo de energía:

Tabla 4.1 Consumo de Energía de Tubotico S.A (Medidor N° 992107 CNFL)

Año	Mes	Consumo (kW - hr)
2001	MAYO	329 400
2001	JUNIO	295 200
2001	JULIO	279 900
2001	AGOSTO	268 200
2001	SETIEMBRE	242 100
2001	OCTUBRE	164 700
2001	NOVIEMBRE	249 300
2001	DICIEMBRE	241 200
2002	ENERO	182 700
2002	FEBRERO	252 900
2002	MARZO	288 900
2002	ABRIL	226 800
2002	MAYO	263 700
2002	JUNIO	293 400
	PROMEDIO	255 600

Fuente: Recibos de Facturación de la CNFL

En los datos reflejados en la [Tabla 4.1](#) muestran un comportamiento típico de descenso hacia final de año. Esta información es ampliamente corroborada por el personal que labora en la planta y que conoce de manera informal la relación de consumo según la etapa del año.

Lo anteriormente descrito se muestra en el siguiente gráfico:

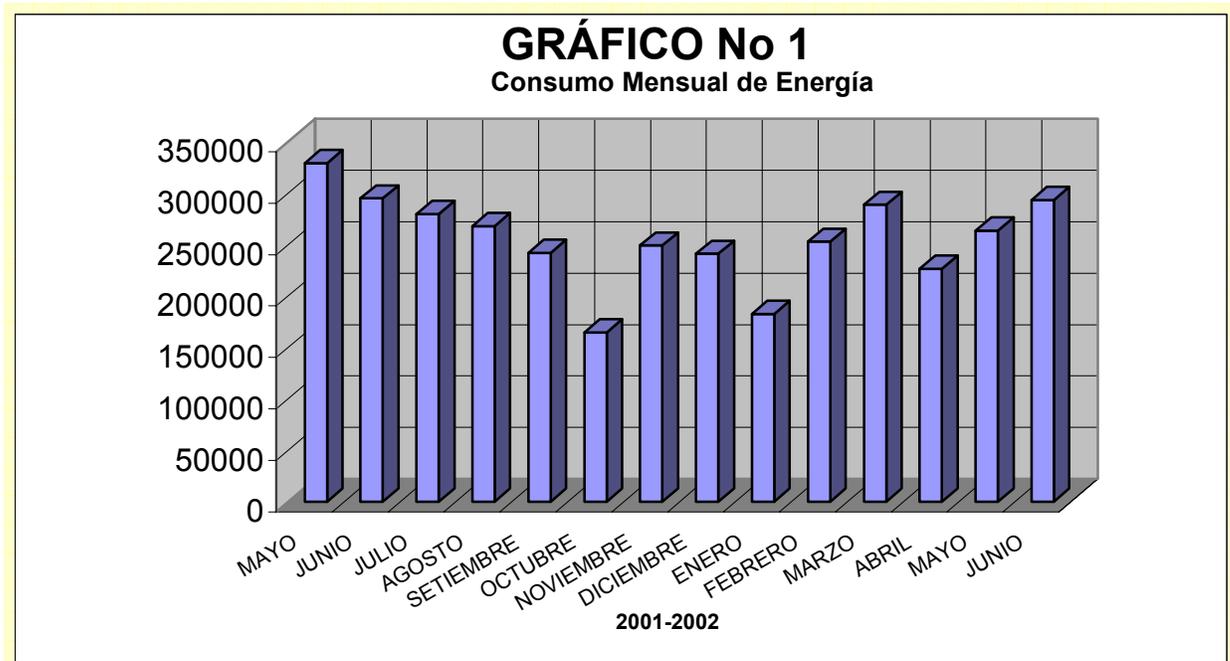


Figura 4.11 Consumo de Energía en Tubotico S.A. del 2001 al 2002

Además de las facturaciones analizadas, se extrajeron los datos correspondientes a la potencia máxima registrada en cada periodo, los cuales siguen un comportamiento equivalente a los valores de energía en cuanto a su disminución a final de año ([Figura 4.12](#)).

De estos datos, se puede deducir la carga efectiva que se utiliza realmente en los procesos de fabricación. En la [Tabla 4.2](#) y en la [Figura 4.12](#), se resume esta información. Los datos de **potencia aparente y reactiva** se deberán obtener a partir de los registros del medidor graficador, de donde se puede inferir el rango de carga

total (kVA) que soportan los transformadores.

Tabla 4.2 Potencia Máxima Registrada (Medidor N° 992107 CNFL)

Año	Mes	Potencia (kW)
2001	MAYO	830
2001	JUNIO	794
2001	JULIO	758
2001	AGOSTO	727
2001	SETIEMBRE	782
2001	OCTUBRE	454
2001	NOVIEMBRE	767
2001	DICIEMBRE	663
2002	ENERO	785
2002	FEBRERO	714
2002	MARZO	795
2002	ABRIL	786
2002	MAYO	811
2002	JUNIO	791
	PROMEDIO	746

Fuente: Recibos de Facturación de la CNFL

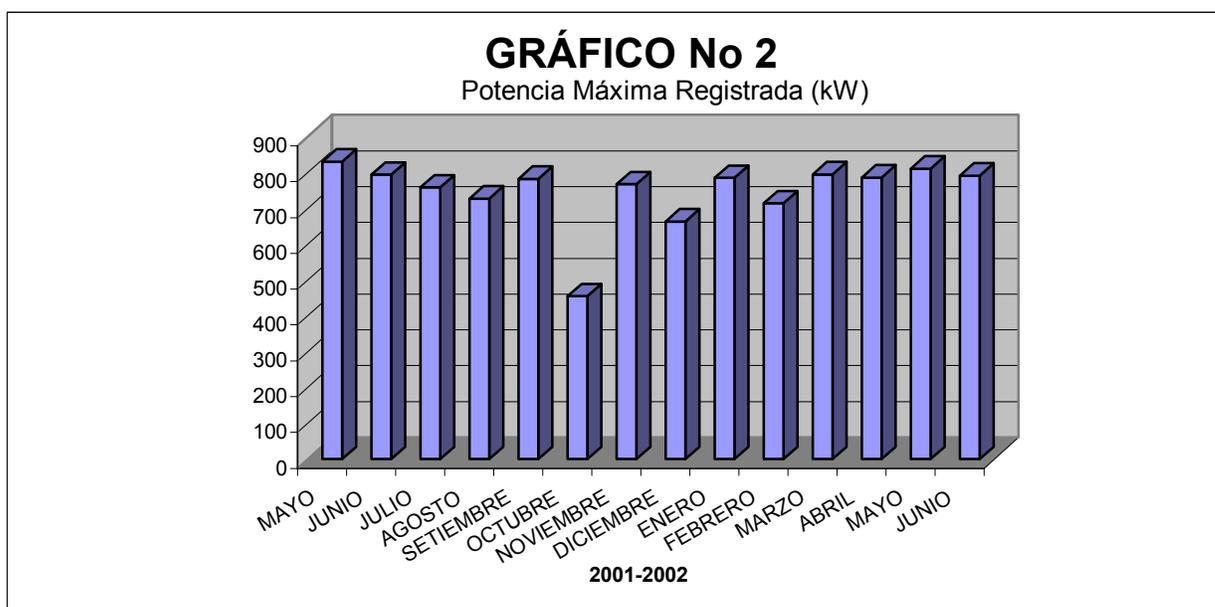


Figura 4.12 Potencia Máxima Registrada por mes (Periodo 2001 2002)

DE LAS CARGAS, SU VALOR MÁXIMO Y EL PORCENTAJE DE AUMENTO DE CARGA DE LOS BANCOS DE TRANSFORMACIÓN

Como parte del estudio de cargas, fue necesario solicitar la instalación de un medidor graficador, carta que fue enviada al señor Alvaro Vásquez de la CNFL quien se encarga de este tipo de solicitudes.

Se recibieron 2 tablas de valores en formato de excel. En anexos, se adjunta una muestra de datos, tomada de forma aleatoria. Con estos valores, fue posible conocer el comportamiento típico de las cargas momento a momento a lo largo del día, en periodos de 15 minutos

De esta manera, fue posible determinar con exactitud el **porcentaje de carga de los transformadores** , además de los valores pico de *potencia trifásica absorbida*.

Esta información se comparó con la que se tomó de las facturas mensuales de electricidad y se estima que los datos de potencia máxima real consumida coinciden con los valores aportados por el medidor. En la figura 4.14, se puede observar el comportamiento de las cargas que absorben potencia real (kW) al sistema. En las figuras 4.15 y 4.16, se observan los valores para las potencias reactiva (kVAR) y aparente (kVA), respectivamente. También es importante interpretar los tres espacios donde cae abruptamente la potencia consumida, que son los momentos del consumo de alimentos a lo largo de las 24 horas.

En los gráficos N° 4, 5 y 6 se muestran los valores de estas potencias, tomados cada 15 minutos durante un mes, por eso el área del gráfico es muy densa de valores, sin embargo son figuras que ayudan a comprender las características globales del sistema de cargas.

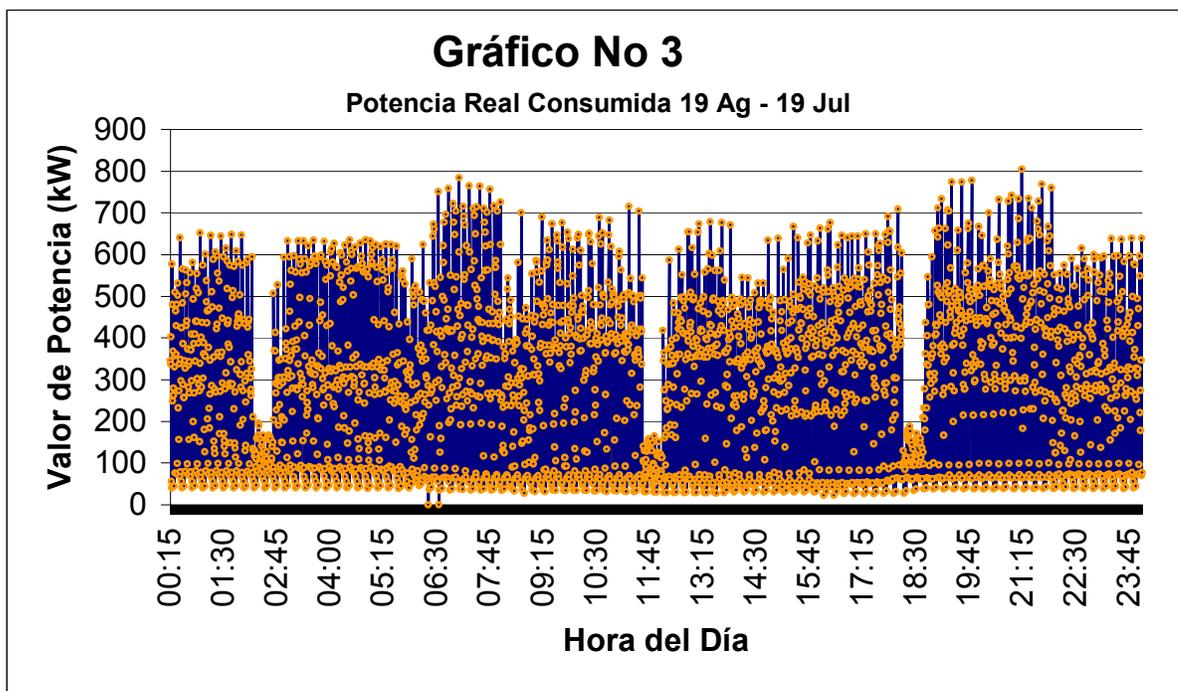


Figura 4.14 Potencia Trifásica Real consumida del 19 de Agosto al 19 de Setiembre del 2002
 Fuente: Datos del Medidor Instalado de la CNFL

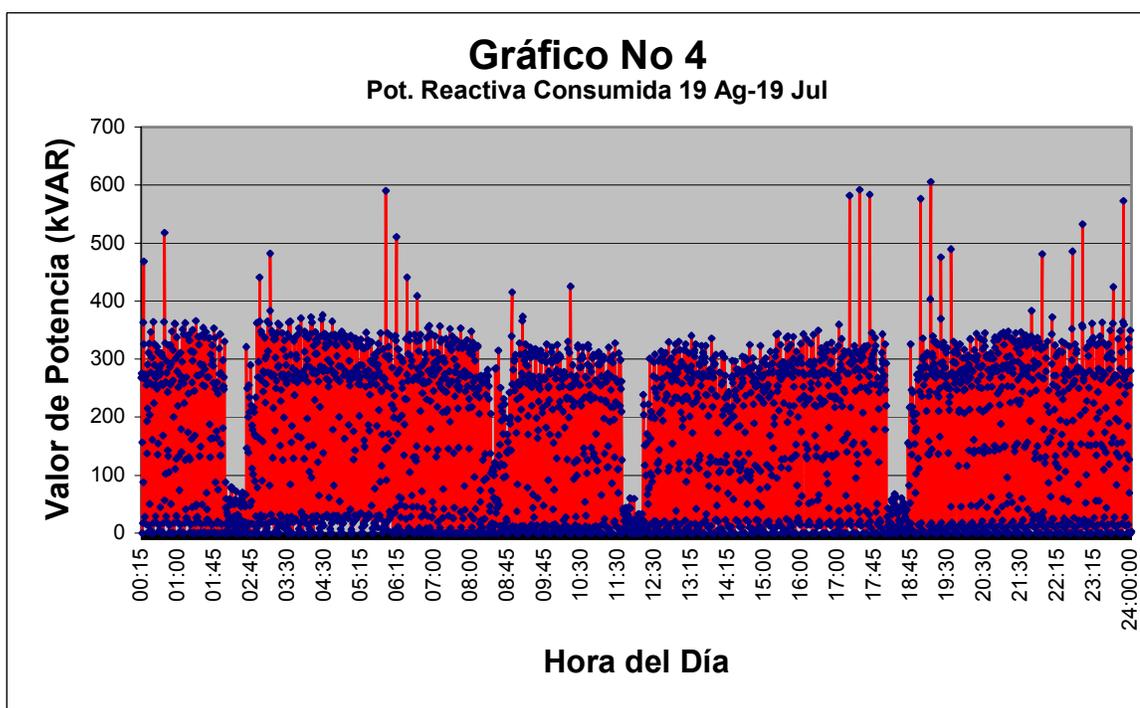


Figura 4.15 Potencia Trifásica Reactiva consumida del 19 de Agosto al 19 de Setiembre del 2002
 Fuente: Datos del Medidor Instalado de la CNFL

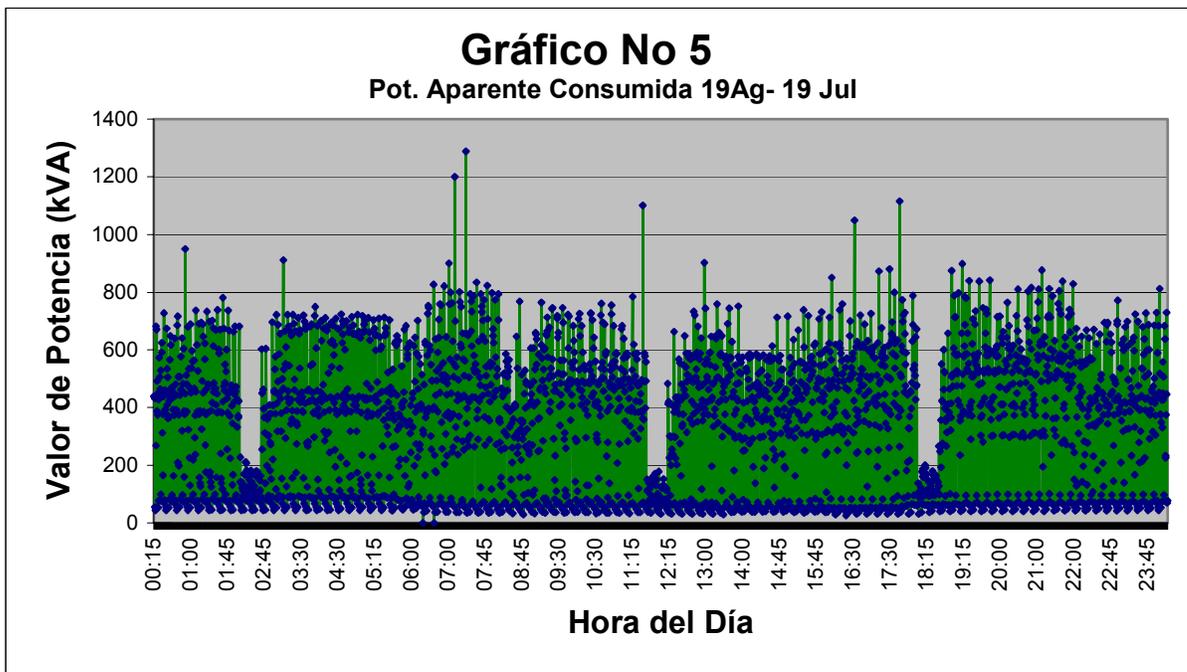


Figura 4.16 Potencia Trifásica Aparente consumida del 19 de Agosto al 19 de Setiembre del 2002
Fuente: Datos del Medidor Instalado de la CNFL

Un análisis más detallado de estos gráficos, muestra que el valor máximo al cual se han sometido los bancos de transformadores, ronda en algunas oportunidades **los 1350 kVA**. Calculando el factor de ampliación con los equipos actuales se tiene:

$$\text{Factor de Ampliación} = \frac{kVA_{\text{dec arg a}}}{kVA_{\text{Totales}}} * 100 \% \quad (\text{Ec N}^{\circ} 2)$$

Esto es: $1350 \text{ kVA} / 1500 \text{ kVA} * 100\% = 90\%$ de carga o bien

10% de ampliación máxima.

Lo anterior significa que los bancos actuales tienen la posibilidad de ampliar su carga un **10% a lo sumo**, para no trabajar en saturación que por supuesto no es recomendable por una eventual sobrecarga.

Si se considera un factor de **20% de ampliación** y se aplica la fórmula anterior, se tiene:

$$(1350 \text{ kVA} / 4 \text{ kVA Totales} * 100) = 80\% \text{ de carga} = \text{kVA Totales} = 1200 * 100 / 60 =$$

1690 kVA

Las capacidades por encima de 1000 kVA, usualmente aumentan en 500 kVA trifásicos por cada modelo (1000, 1500, 2000, 2500, etc), sin importar la marca (para mayor referencia consulte las tablas de capacidades en anexos). Esto indica que un **Banco de 2000 kVA** de potencia trifásica es el valor de capacidad más aproximado **por encima** del valor nominal a **20% de ampliación**.

DE LAS CARGAS Y SUS CARACTERÍSTICAS DE DESBALANCE

Anteriormente, se indicó que las cargas de la empresa están repartidas en forma desigual (**ver diagramas unifilares en anexos**), en los bancos de transformadores. Además, cada banco de transformación experimenta un desequilibrio en las corrientes de sus líneas, por la configuración de las cargas en el secundario.

Hace pocos meses, se instalaron en la empresa equipos de última tecnología (ver anexo), cuya implementación al frente del Ing. Victor González, consiguió el objetivo de corregir el bajo factor de potencia de la empresa, el cual representaba **multas económicas fuertes** para la empresa.

Además, los equipos instalados solucionaron el problema de armónicos en la red. También poseen un sistema que permite monitorear las características o variables eléctricas de la red interna. La información que se obtuvo de estos equipos fue muy valiosa para determinar el nivel de desbalance en las líneas trifásicas. Los datos extraídos son de corriente de línea por fase, de donde se determinó

gráficamente el valor promedio de cada una.

En la [Figura 4.13](#), se puede observar cómo la intensidad de corriente en cada línea es distinta, lo que hace pensar que se deben tomar medidas de precaución con sobrecorrientes en el neutro

Esta medición fue hecha arbitrariamente, en un momento de producción al 75% de la capacidad de la empresa. Los valores medios de la intensidad de la corriente por línea que se estiman serán tomados para realizar un cálculo aproximado del desequilibrio presentado en las líneas.

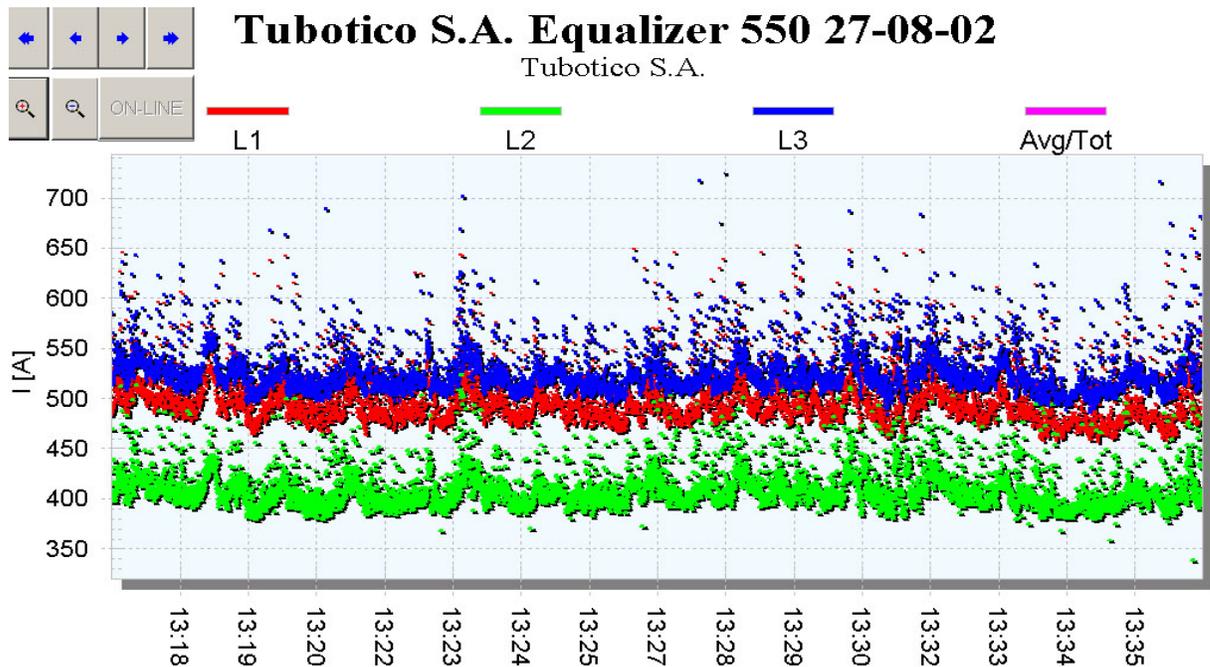


Figura 4.13 Corriente de Línea en los conductores principales -no se muestra el neutro- .
Fuente: Equipos Equalizer con capacidad de grabación de datos

El porcentaje de desequilibrio

La expresión matemática para el cálculo del desequilibrio de corriente es el siguiente:

$$\text{Desequilibrio (\%)} = \frac{| I_{\text{MAX(R,S,T)}} - I_{\text{MEDIA}} |}{I_{\text{MEDIA}}} \cdot 100\% < 10\% \quad (\text{Ec N}^\circ 1)$$

Donde $I_{\text{MAX(R,S,T)}}$ es la corriente máxima de las tres fases. El desequilibrio en corriente no debe superar el 10%.

La expresión matemática para el cálculo de los desequilibrios de tensión es igual para los de corriente; sin embargo, no interesa este punto pues las tensiones no presentan mayores problemas, en cuanto a su desequilibrio.

Los valores promedio individuales son:

$$I_a = 500 \text{ A}$$

$$I_b = 410 \text{ A}$$

$$I_c = 520 \text{ A}$$

El valor de **corriente máxima** $I_{\text{MAX}} = 520 \text{ A}$

El valor de la **corriente media** $I_{\text{MEDIA}} = (500 + 410 + 520) / 3 = 476.66 \text{ A}$

El porcentaje de desequilibrio:

$$\text{Desequilibrio} = \left[\frac{(520 - 476.66)}{476.66} \right] * 100 = 9.09 \%$$

Este valor está muy cercano al límite del 10%, lo que evidencia la necesidad de resolver el problema. La corriente de desequilibrio debe circular por el neutro, lo que podría ocasionar problemas de sobrecalentamiento si la situación no es corregida. **Este valor se corrige por completo con la instalación del secundario en estrella (480/277V), donde es posible balancear las cargas de forma más equilibrada**

4.3 ESTUDIO DE INGENIERÍA DE LA COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA Y LUZ (CNFL) *

4.3.1 JUSTIFICACIÓN

Una empresa, que pretende realizar modificaciones en los equipos de transformación, debe de coordinar con la compañía proveedora del servicio eléctrico.

Es muy común que los transformadores sean propiedad de las empresas que brindan el servicio eléctrico. “La CNFL tiene gran cantidad de transformadores en bóvedas de clientes industriales y comerciales con el fin de garantizar que los equipos utilizados sean de la calidad y con las características que se requieren”, según el Ing. Néstor Rodríguez, Jefe de Desarrollo de Proyectos de la CNFL, Plantel Anonos.

Con el fin de llevar adelante este proyecto, el Ing. Rodríguez recomendó solicitar un Estudio de Ingeniería de la CNFL a la sección respectiva en las oficinas de La Uruca.

También, el Sr. Rodríguez hizo la observación de que hay planes de cambiar la tensión primaria de la zona de Pavas. El circuito que alimenta a Tubotico está a una tensión de 13800 V línea-línea. El objetivo de la CNFL es trasladar los servicios de tensión primaria a 34500 V línea-línea en toda esa zona. Esta es una tensión que tiene mejores características en cuanto a pérdidas y eficiencia en la transmisión y hay tendencia a utilizarla como tensión de distribución en algunas zonas industriales de San José.

Por tal razón, Tubotico S.A. necesita realizar trabajos de investigación y desarrollo en conjunto con la CNFL, ya que por un lado hay planes concretos para el

* Se incluye copia del informe en la sección de anexos

cambio de la alta tensión y por otro lado hay equipos propiedad de la CNFL en funcionamiento al servicio de la planta.

Toda esta información se pretende obtener a partir del informe del Estudio de Ingeniería de la CNFL.

La solicitud del Estudio de Ingeniería fue hecha a través del Sr. Luis León, que guió el proceso previo a la solicitud. Es muy importante saber que es lo que solicita, para tener un resultado que sea de utilidad.

Los requisitos de solicitud son:

- a. Una carta firmada por el ingeniero encargado, especificando claramente el objetivo del estudio en mención.
- b. Una copia del plano de Catastro de la planta.
- c. 35000 Colones.

Todos los requisitos se presentan en las Oficinas de la CNFL de La Uruca

4.3.2 Desarrollo del Estudio

Una vez realizada la solicitud, se coordinó una visita a Tubotico S.A., de los encargados de estudios de ingeniería de la CNFL. El Sr. Ramón Izaguirre estuvo a cargo del estudio y de la visita a la planta, coordinada y planificada con el Sr. Fausto Roldán. Se tomaron diversas medidas y se recopiló información necesaria para determinar la factibilidad de realizar los trabajos para la empresa.

La visita fue realiza el martes 10 de Setiembre del 2002, en horas de la mañana y entre otras, se realizaron las siguientes acciones:

- a. Medición de las dimensiones de la bóveda de transformadores.
- b. Ubicación Catastral de la empresa y de la bóveda en particular.
- c. Ubicación espacial de los siguientes elementos:

- Caja de registro de la acometida en alta tensión.
 - Distancia de los postes a lo interno de las instalaciones entre sí y con la bóveda de transformadores.
 - Caja de registro de la derivación a 34500 V más cercana en las afueras de la planta.
 - Equipos de medición de consumo eléctrico
 - Postería por instalar.
- d. Toma de los datos de serie o número de cada uno de los transformadores
- e. Características de accesorios instalados actualmente (aisladores, tensores, cruceros, soportes, etc).

Posterior a la toma de información realizamos una pequeña reunión para aclarar los detalles del estudio y para solicitar que se pudiera participar en la elaboración del informe.

4.3.3 Resultados del Estudio de Ingeniería

Se realizó la investigación acerca de la propiedad de los transformadores. Se determinó que los bancos 2 y 3 son propiedad de la Compañía de Fuerza y Luz; sin embargo el banco 1 (y el de mayor capacidad), es propiedad de Tubotico. Esta situación es conocida por la Gerencia y la Jefatura de Mantenimiento, pero surgió una confusión pues dichos equipos supuestamente se habían cedido a la CNFL.

La versión brindada por el Gerente General, fue investigada y según el resultado del Estudio de Ingeniería de la CNFL, el banco 1 de 1000 kVA es propiedad absoluta de Tubotico S.A.

El resultado del estudio fue entregado hasta el 1 de noviembre de 2002, por atrasos en la recolección de algunos elementos que faltaban de la información d acerca del punto de derivación de las líneas a 34500V ubicado a unos 50 metros de

la entrada principal, y que al parecer impedían que la CNFL pudiera emitir el informe dada la incertidumbre de la fecha de instalación de los elementos necesarios. Según el Jefe de la Sección de Estudios de Ingeniería, Sr. Orlando Barrantes, la institución no puede emitir ningún documento que tenga algún faltante, porque la CNFL debe asegurar que puede cumplir con determinado servicio una vez que lo ha ofrecido. En este caso, se trató de una regleta de derivación en la caja de registro de las líneas de alta, al frente del nuevo edificio de Acueductos y Alcantarillados (AyA), que no había llegado al país y que momentáneamente no permitía sacar las líneas de Tubotico. Esta situación ya está resuelta.

DE LA OBRA CIVIL Y ELÉCTRICA

El Estudio 02-08-660C destaca que la obra civil tendrá dos actores: La CNFL y el interesado (Tubotico S.A.).

Se destacan los siguientes puntos por realizar por parte de la CNFL:

- a. Llevar hasta la bóveda de transformadores las nuevas líneas de alta tensión a 34500 V. La CNFL asumirá económica, logística y materialmente los costos del proyecto.
- b. Cambiar el aislamiento de los postes “B”, “D”, “E” (ver plano adjunto en anexos), así como la acometida subterránea debido a la contaminación por polución de la red en el sitio. Incluye el **cambio total del aislamiento, conductores y herrajes**; queda a criterio de la unidad de ejecución la reutilización de algún accesorio o material contemplado en el retiro.
- c. Ubicar un nuevo sistema de medición en alta tensión en un aposento que será instalado en la bóveda actual de transformadores de la empresa.
- d. Retirar el equipo de medición actual del poste “B” a 13800 V
- e. Retirar los dos bancos de transformadores propiedad de la CNFL

Puntos que Tubotico deberá asumir:

- a. Coordinar, con la CNFL, el inicio de obras civiles para la contratación de alguna de las empresas privadas autorizadas para realizar trabajos para la Compañía de Fuerza y Luz.
- b. Modificar la bóveda de transformadores para ubicar un cuarto de medición en el interior de la misma. El costo de dicho trabajo deberá ser asumido por el interesado (ver apartado siguiente).
- c. Asumir el costo del transformador trifásico de 2000 kVA, 277/480V para 34500 V. Además del costo de su instalación en la bóveda. El tipo y características del mismo serán de decisión de la empresa y debe cumplir con los requerimientos exigidos por la CNFL.
- d. Construir un foso para recolección de derrames de aceite en caso de adquirir un transformador de pedestal de aceite o de [aceite tipo tradicional](#). Si el transformador es de [tipo seco](#), no será necesario el foso, siempre y cuando se ubiquen los ductos de alimentación del primario como se muestra en el plano.
- e. Retirar los tres transformadores de 333 kVA de la bóveda.
- f. Solicitar, por escrito, el cambio de medidor, por aumento de carga de 1500 kVA a 2000 kVA.
- g. Colocar los ductos, construir la caja de registro y la pared de división (ver plano en anexos).

DE LA BÓVEDA DE TRANSFORMADORES

El espacio de la bóveda pueden ser aprovechado para alojar un cuarto de medición en alta tensión, los accesos permiten tal configuración. La distribución de planta queda como se muestra en la figura 4.17.

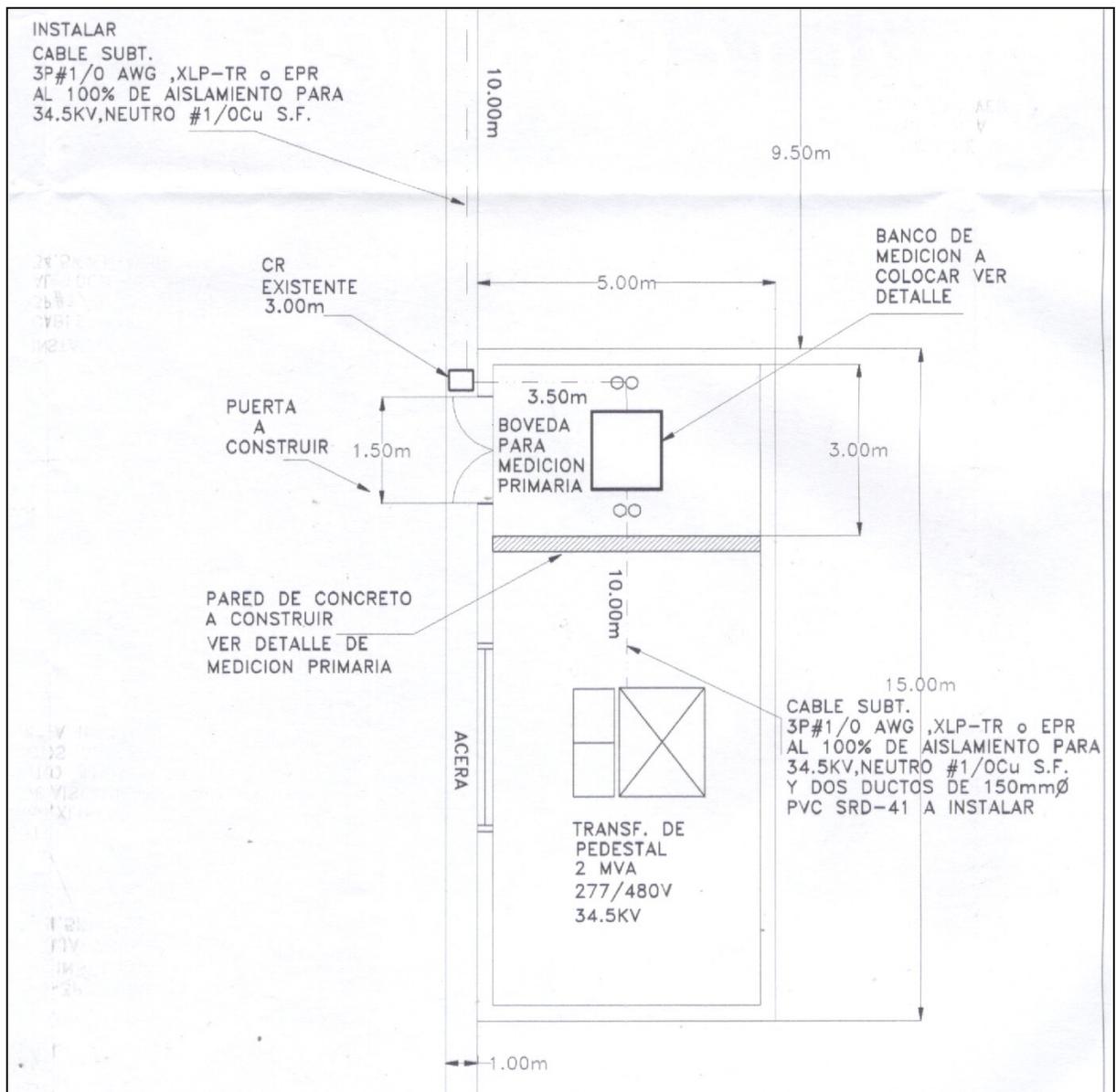


Figura 4.17 Distribución de Planta de la Bóveda de Transformadores con Cuarto de Medición
 Fuente: Plano del Estudio de Ingeniería 02-08-660C de la CNFL

En la figura 4.18 y 4.19, se observa el detalle de la pared por construir y el equipo que Fuerza y Luz va a instalar en el cuarto de medición. Nótese en la figura anterior las dimensiones de los ductos entre aposentos (Dos Ductos de 150mm de diámetro, en PVC y con un SDR-41 de espesor de pared).

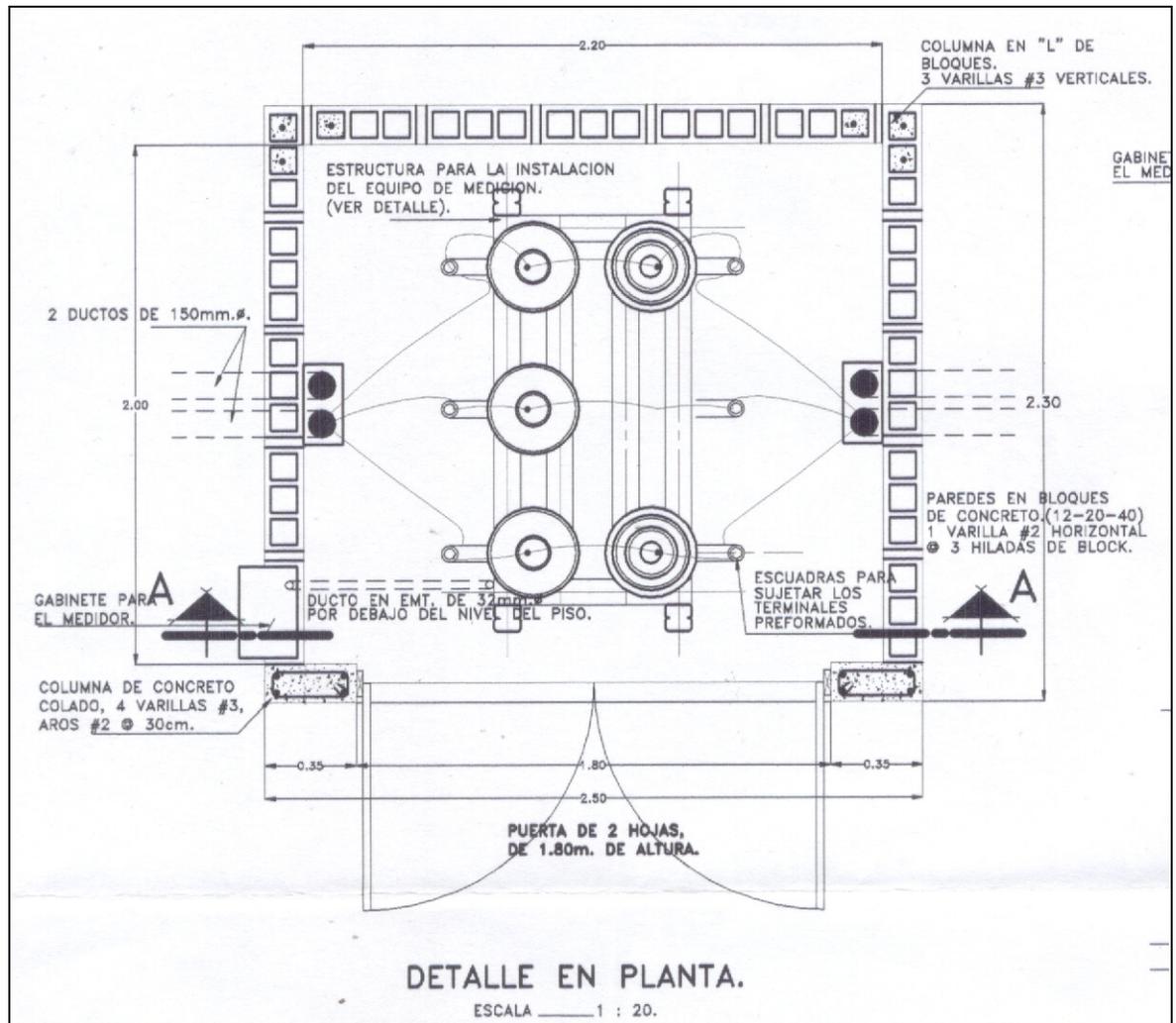


Figura 4.18 Distribución de Planta del Cuarto de Medición

Fuente: Plano del Estudio de Ingeniería 02-08-660C de la CNFL

En la figura 4.18, se puede notar la ubicación central de los ductos que comunicarán este cuarto de medición con el cuarto del transformador. La ubicación del gabinete para el medidor deberá ser estudiada con mayor detalle por parte de la CNFL, por la localización de la Torre de Enfriamiento que está al lado norte de la bóveda.

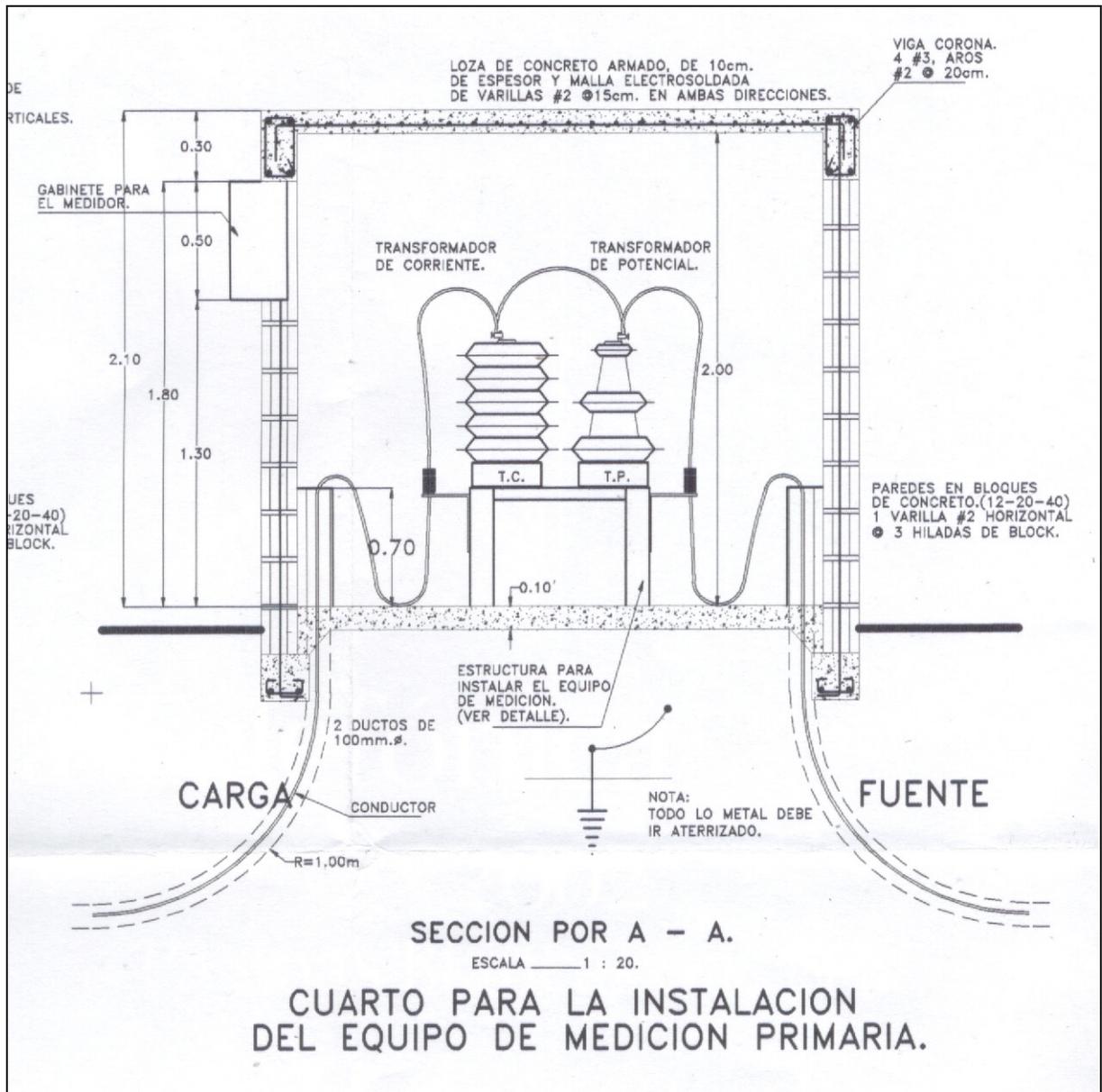


Figura 4.19 Corte Transversal del Cuarto de Medición
Fuente: Plano del Estudio de Ingeniería 02-08-660C de la CNFL

RESULTADOS DEL ESTUDIO DE INGENIERÍA DE LA CNFL

Se estima que existe la opción inmediata de cambiar la tensión primaria de alimentación de 13800 V a 34500 V, por las siguientes razones:

Normalmente la tensión primaria en los sectores industriales o no industriales permanece sin variar durante años. Sin embargo, la decisión de cambiar un equipo de transformación, sin importar cual tipo sea, deberá contemplar cuál es la tensión primaria que la institución del servicio eléctrico está brindando.

En la zona circundante a Tubotico, las líneas de alta tensión a 13800 están rumbo a su desaparición. Esta información es respaldada con los datos estadísticos que maneja el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), donde se observa claramente el aumento de los circuitos de 34500 V en comparación con los circuitos de 13800 V. En la Tabla 4.3, se puede analizar esta tendencia.

Tabla 4.3 *Total de Líneas en Operación en Costa Rica*

Período 1985 - 2000 (Kilómetros)					
Año	4.16 Kv	13.8 Kv	34.5 Kv	Total Primario	Secundario
1985	148	912	586	1.645	1.486
1986	149	907	626	1.682	1.576
1987	143	904	680	1.726	1.630
1988	144	934	740	1.818	1.684
1989	147	967	765	1.879	1.763
1990	154	865	843	1.862	1.864
1991	156	892	888	1.936	1.917
1992	168	914	901	1.983	1.947
1993	170	940	924	2.034	2.002
1994	171	955	965	2.091	2.049
1995	173	970	1.004	2.147	2.115
1996	176	983	1.049	2.201	2.159
1997	176	991	1.093	2.259	2.213
1998	176	999	1.142	2.317	2.256
1999	177	1.019	1.201	2.397	2.316
2000	177	1.030	1.284	2.491	2.390

Fuente: Departamento de Operación, Sección Control Distribución

Entre 1985 y el año 2000, el aumento de las líneas instaladas a 13800 V. Ha sido de un **12,9%**. Para este mismo periodo, el aumento de líneas a 34500 V ha sido de un **119.11%**, por lo que la utilización de este tipo de tensión ha sido en alto grado mucho mayor que la tensión a 13800 V.

Esta información que fue obtenida de una investigación exhaustiva de los datos estadísticos del ICE, aunada con los criterios y resultados producto del estudio de ingeniería, indica que la tensión a utilizar en el devanado primario del transformadora instalar será de **34500 V.**

La CNFL invertirá un estimado cercano a los 6,5 millones de colones en materiales y mano de obra para llegar con las líneas de 34500 V hasta la bóveda de la empresa. Estas líneas serán tomadas de un punto de derivación al frente de las nuevas instalaciones del AYA en Pavas.

4.4 SELECCIÓN DE EQUIPO

Para la selección del equipo trifásico, se tomarán diferentes puntos de evaluación que tendrán un puntaje de uno a diez . Se pondrán a competir dos empresas distintas (prácticamente las únicas que traen equipos de estas características) y se analizará globalmente los beneficios según las siguientes categorías en una tabla de ponderación final.

Los puntos por considerar son:

- a. Tensión primaria ofrecida en los equipos 10%
- b. Tipo de equipo (Aceite o Seco).. 15%
- c. Valor o costo del equipo 15%
- d. Costo de Mantenimiento 45%
- e. Perdidas del Equipo en Vacío y a 75% de Carga 5%
- f. Antecedentes del Proveedor 20%

En cada punto se realizará un análisis de los porcentajes obtenidos.

4.4.1 Evaluación de Categorías de Ponderación

Empresas Participantes

Las empresas seleccionadas en la participación como oferentes del equipo son las únicas con capacidad de importar equipos de transformación trifásica de capacidad igual o mayor a 2000 kVA y dar soporte a los mismos.

Las empresas que responden a estas características son solamente dos:

- Siemens S.A, División Industria, Departamento de Instalaciones Industriales y Servicio. Tel.287-5108.
- Rimel, Producciones JyJ S.A., Tel.215-2244

Categorías (Los datos son tomados por la información en catálogo brindada por las empresas proveedoras)

a) Tensión Primaria Ofrecida en los Equipos

El valor de alta tensión al que los equipos se pueden conectar es fundamental. Existen otras opciones de transformadores secos (en el caso de Rymel) o en aceite, a tensiones como 13800 V, pero no es posible tomar estos equipos en cuenta porque **el suministro se hará a 34500V**. En este caso si las empresas ofrecen equipos con estas características, tendrán 10% en la ponderación de este punto y la posibilidad de continuar participando en la selección.

Alta Tensión a 34500 V

Siemens	Sí (en aceite y seco)	10%
Rymel	Sí (en aceite),	10%

Total

Siemens 10%

Rymel 10%

b) Tipo de Equipo

Los transformadores de tipo seco, tienen muchas ventajas sobre los transformadores de aceite. Entre otros aspectos, proveen **mayor seguridad** contra incendios, ya que no evaporan ningún aceite; son más silenciosos y tienen **menos pérdidas bajo carga** que sus homólogos en aceite (más información en anexos).

Se tomará un 15% para el proveedor que ofrezca transformadores secos y 7.5% si sólo ofrece en aceite

Siemens	Ofrece ambos	15%
Rymel	Sólo aceite	7.5%

c) Costo de Equipos

En este apartado se exponen los precios con que los equipos compiten. Uno de los aspectos de mayor importancia, para la decisión de la compra de un equipo es la **relación costo / beneficio**. De forma general esta relación es la que determinará cuál equipo será escogido. Los beneficios del equipo preferido serán evidenciados a lo largo de todo el estudio de selección y resumidos en el informe ejecutivo. El costo de inversión es **la suma del valor de venta del equipo más el costo por instalación, más las modificaciones adicionales que haya que efectuar.**

Se otorgará un 15% para el ganador en precio según el tipo de transformador y 0% para el segundo lugar

Tipo Seco 2000 kVA

Siemens	Precio: \$38720+ IV	0%
Rymel (Pedestal de aceite)	Precio: \$25000 + IV	15%

Diferencia en precio: \$13720

d) Costo de Mantenimiento

Para un transformador seco, el mantenimiento se limita a monitorear sus funciones eléctricas. No ocupa cambios de aceite, ni la instalación de fosas de recolección en caso de derrame. Se dará un 45% a los transformadores secos por su poco mantenimiento. **Este es uno de los beneficios más importantes de considerar.**

En el caso de los transformadores en aceite, al quinto año se realiza su primer cambio de aceite con un costo aproximado de **\$16000** (para transformadores de 2000 kVA), dicho costo se ponderará en un 10% a los transformadores en aceite. En este caso, la recuperación en el tiempo por costos de mantenimiento versus el costo del equipo se calcula de la siguiente forma:

5 Años = 60 Meses, o bien un costo de **\$266.66 mensuales de aceite**

La diferencia en precio (**\$13720**) dividido entre \$266.66 = 51,5 o bien **cincuenta y un meses y medio** es el **tiempo de recuperación de la diferencia de precios**. Este cálculo estima un lapso *inferior* al primer cambio de aceite en un transformador de este tipo.

Siemens gana el **45%** con su transformador Geafol seco de 2000 kVA 480/277V a 34500 V en el primario.

Rymel gana el **10%** con su transformador de pedestal en aceite de 2000 kVA 480/277V a 34500 V en el primario.

e) Pérdidas en vacío y al 75% de carga

Las pérdidas en vacío representan energía que se desaprovecha cuando el equipo no está en uso. Esto es una realidad en Tubotico, pero sólo los Domingos que son los días que no se trabaja y por tanto los transformadores están sin carga.

Esto indica que se le debe prestar especial atención a los valores de pérdidas bajo carga, porque éste es el régimen mayoritario de trabajo que los equipos experimentan, en una relación de horas de 144 / 24, donde 144 son las horas de trabajo continuo bajo carga y 24 las horas en vacío.

Siemens (Geafol 2000 kVA)

Pérdidas en vacío,: **5100 W**

Pérdidas al 75% de Carga: **15400 W**

Total: 4%

Rymel Pedestal 2000 kVA

Pérdidas en vacío: **6500 W**

Pérdidas al 75% de Carga: **15000 W**

Total: 5%

Mejoramiento de pérdidas respecto a los equipos monofásicos actuales:

El mejoramiento que experimentaría el cambio de los transformadores actuales respecto por los nuevos equipos trifásicos, se deduce en forma porcentual de la siguiente forma:

$$\frac{\text{Perdidas Totales Equipo Trifásico}}{\text{Pérdidas Totales Equipos monofásicos}} * 100$$

Las pérdidas totales de los equipos monofásicos bajo carga son: **16209 W**

Que es la sumatoria de todas las pérdidas individuales de los transformadores monofásicos actuales.

Siemens:

$$15400 \text{ W} / 16209 \text{ W} = 0.95 * 100 = 95\%$$

Significa un **5% de mejor manejo en pérdidas**

Rymel:

$$15000 \text{ W} / 16209 \text{ W} = \mathbf{8\% \text{ de mejoramiento}}$$

f) Antecedentes del Proveedor

La experiencia previa de la compra y soporte que brinda una empresa, es un aspecto de mucho peso en la decisión de escoger un proveedor de un equipo.

Sin embargo, no se debe menospreciar a una compañía “nueva” en términos de proveeduría, es cuestión de investigar los antecedentes de la compañía y los años de operación en el país.

Siemens: 20% (Ha vendido gran cantidad de equipos y cuenta con una historia comercial importante con Tubotico).

Rymel: 10% (Relativamente nueva en el país, esta empresa nunca ha tenido relación comercial con Tubotico S.A.)

Totales Finales

Siemens tiene un porcentaje acumulado, a partir de su equipo Geafol de 2000 kVA de: **94%**

Rymel tiene un porcentaje acumulado a partir de su equipo de pedestal de 2000 kVA de: **57.5%**

5.1 RESULTADOS FINALES, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Se deberá sustituir la conexión en delta desbalanceada del devanado secundario , a través de la instalación de un transformador que permita una conexión delta-estrella, ó estrella-estrella.

- Es más conveniente instalar **un solo transformador trifásico**, dado las ventajas en cuanto *al mantenimiento del equipo, monitoreo del mismo y eficiencia por pérdidas*. En este último aspecto, el transformador trifásico **es 5%** más eficiente en el manejo de las pérdidas con carga que los actuales.

- El equipo por utilizar deberá trabajar a una tensión del **primario de 34500 V**.

- Por las características de las líneas de alta tensión y por las necesidades en planta, si se aniquila la conexión en delta desbalanceada y se trabaja con un sistema en estrella a 480/277 V, **se recomienda la compra de un transformador trifásico tipo seco de la marca Siemens Geafol, Modelo 6375-3DA**, para ser instalado dentro de la bóveda de transformadores de Tubotico S.A. debiendo realizar las modificaciones anteriormente descritas.

- La diferencia en precio del modelo escogido, respecto a su competidor en aceite, quedará pagada en **51 meses** que es un monto inferior a los 60 meses de un cambio de aceite en un transformador trifásico convencional. Por lo tanto, luego de este periodo, la conveniencia económica de este modelo lo hace favorito en la selección (la vida útil de estos equipos ronda los 20 años).

- Se deberá adquirir un transformador seco monofásico de 100 kVA de 480/240-120, el cual tiene un valor aproximado de \$2500 + IV, para las cargas que trabajan a esa tensión y para las cargas de iluminación.

- Las bóvedas de transformadores deben acatar las normas del **Código Eléctrico Nacional**. En Tubotico, se realizó una inspección de sus características en comparación con las normas, y se obtuvieron los siguientes resultados:

- a) *El dimensionamiento general es apropiado para la instalación de los equipos actuales ó de los equipos nuevos seleccionados.*
- b) *El requerimiento de área de ventilación para 1500 kVA es 30000 cm². Actualmente hay 8832 cm² de ventilación. Para 2000 kVA (Capacidad del nuevo equipo), el requerimiento es 40000 cm²*

Por ende, se debe abrir espacio efectivo para ventilación de por lo menos **3,2 metros cuadrados en el área del transformador**, porque actualmente **no se cumple con el Artículo 450-45 “Aberturas de Ventilación, Inciso C, Tamaño” del CÓDIGO ELÉCTRICO NACIONAL** (Diagramas de ubicación de los espacios en anexos).

Adicionalmente, la bóveda de transformadores, no cumple con la normativa vigente en los puntos que se señalan a continuación:

- ***Demarcación de las puertas***
- ***Foso de captación para derrames de aceite (no necesario si se instala el transformador recomendado).***

La torre de enfriamiento ubicada al costado norte de la bóveda representa un riesgo por no permitir la circulación de aire e incrementar el peligro de sobrecalentamiento de los equipos.

Se debe coordinar con la CNFL, la reubicación de los transformadores actuales mientras se realiza la obra civil dentro de la bóveda con el fin de no interrumpir las labores dentro de la empresa, además de todas las labores relacionadas con la obra

civil dentro de la bóveda, para lo cual se debe contratar una empresa autorizada por la CNFL. ***Las obras fuera de la bóveda en la implementación de las líneas de 34500 Voltios, corren por cuenta de la Compañía Nacional de Fuerza y Luz.***

El Valor Total de Inversión del Proyecto por parte de Tubotico S.A. es:

US\$ 38500 del Equipo Siemens Geafol 2000 kVA, 34500 / 480/277 V

US\$ 2400 del Transformador Seco de 100 kVA de 480 / 220 V

Costo de obra civil de la bóveda (por cotizar)

El valor total de inversión de la reconversión de líneas por parte de la CNFL es:

Aproximadamente 7.5 Millones de colones (costo que cubre la CNFL).

5. PROYECTO DE ADMINISTRACIÓN DEL MANTENIMIENTO

5. MANTENIMIENTO PREVENTIVO CUARTO DE CALDERA

5.1. MARCO CONCEPTUAL

El desarrollo de los programas de mantenimiento preventivo se ha ubicado claramente en los objetivos de las empresas que producen bienes, que tienen máquinas y sistemas automáticos o semiautomáticos y que poseen relación directa o indirecta con el personal.

El mantenimiento preventivo consiste en realizar inspecciones periódicas a las máquinas, sistemas e instalaciones, de forma planificada y así minimizar, de manera efectiva, las fallas inesperadas que, por lo general, provocan grandes montos de tiempo perdido.

El Mantenimiento Preventivo abarca también los paros programados para el cambio de partes. Esta actividad se podría desarrollar inmediatamente después de una inspección o bien dejarse para un momento posterior. La decisión de cuándo realizar el trabajo, es generalmente afectada por variables como: la duración del trabajo, la disponibilidad de repuestos, la disponibilidad de personal entrenado para atender el trabajo, el factor económico, la decisión, en última instancia, es tomada por el Jefe de Taller o por el Ingeniero de Mantenimiento.

Una inspección es una operación realizada por parte de personal especializado (electricistas, mecánicos, etc.) que tiene el objetivo de detectar fallas o anomalías, las cuales serán reportadas para tomar la decisión de la forma anteriormente mencionada. La inspección es una herramienta que participa activamente en la retroalimentación del historial de mantenimiento del equipo.

Hay dos tipos de inspección. El primer tipo es aquella que se realiza con la máquina/sistema detenido o desenergizado, donde se necesite tocar, desarmar o extraer partes o subpartes para una observación más completa. El segundo tipo es aquella que se realiza con las funciones de la máquina/sistema en marcha, donde se miden parámetros de funcionamiento como corrientes, voltajes, ruidos, etc.

Para definir el tipo de inspección que se emplee en cada caso, se debe definir el objetivo que se pretende alcanzar con esta acción y luego se establecerá la orientación que recibirá la inspección una vez finalizada. La orientación es la instrucción de lo que se debe de hacer con la información que se obtuvo de la inspección. La orientación tiene por lo general tres opciones por escoger:

- a. **Reportar:** Cuando, por las razones anteriormente explicadas, no se puede hacer nada en ese momento para solucionar determinada falla. Si se tratase de un desgaste, por ejemplo, se pueden controlar los niveles de incremento del mismo y con esto determinar el momento más adecuado para una corrección.
- b. **Corregir si es necesario:** Este tipo de inspección se basa en el “Criterio Preventivo”, el cual está ligado a la persona encargada de ejecutar las inspecciones; implica un análisis técnico del componente al cual se está atendiendo, para tomar una decisión de cambiarlo o dejarlo funcionando. Si se requiere corrección, ésta se realizará inmediatamente, dentro del tiempo de inspección.
- c. **Cambiar:** Bajo esta orientación, el operario cambiará el componente sin mayor análisis.

En un Programa de Mantenimiento Preventivo (MMP), se deben tomar acciones **antes** de la aplicación de las inspecciones y los trabajos, como son: la coordinación con el personal de producción, la coordinación a lo interno del Departamento de Mantenimiento, con la bodega de repuestos o con cualquier otra instancia dentro de la empresa que esté involucrada en una inspección.

También, hay acciones **después** de la inspección como analizar la información suministrada por la misma y correlacionarla con los registros e historiales correspondientes, efectuando los ajustes necesarios en el mejoramiento del MMP.

La implementación del programa varía dependiendo de la empresa en donde quiere ejecutar, especialmente en los aspectos referidos a la disponibilidad que pueda tener el Área de Mantenimiento para realizar las inspecciones con máquina parada y las posibilidades económicas de la empresa.

El MMP, propuesto para Tubotico S.A., tiene una base conceptual que es flexible, es decir, puede acoplarse al momento y a la necesidad de recursos con que cuenta el Área de Mantenimiento, sin que haya un descalabro en la integridad del Programa.

5.2 EQUIPOS, PARTES, SUBPARTES Y CODIFICACIÓN

De acuerdo con la metodología planteada, el desarrollo se sustenta en seis puntos clave, los cuales se ejecutaron en la Planta de Pavas de Tubotico S.A.

5.2.1 SELECCIÓN DE LOS EQUIPOS PARTICIPANTES

Los equipos que participarán de este programa, son:

- a) Caldera Piro-tubular, kewanee de 350 Bhp, año 1998.
- b) Sistema de Alimentación de Agua y Retorno de Condensados.
- c) Sistema de Suavización de Agua.
- d) Sistema de Alimentación de Combustible
- e) Sistema de Alimentación de Aire Comprimido
- f) Sistema de Alimentación de Gas LPG.

Los equipos, que no son la caldera en sí, pero que se encuentran físicamente como paquete de la unidad generadora de vapor (caldera), serán tomados como una parte o sub -parte de la caldera según sea el caso.

5.2.2 INSPECCIÓN DEL NIVEL DE DETERIORO DE LOS EQUIPOS

Tubotico S.A. es una empresa cuya producción es de 24 horas de lunes a sábado. Esto ha provocado que el mantenimiento a la caldera y sus equipos se vea interrumpido por periodos muy prolongados.

En la unidad Kewanee de 350 Bhp, se observan claras evidencias de la falta de un programa de mantenimiento adecuado.

En este año, se realizaron únicamente los trabajos pertinentes a lograr elevar la eficiencia en combustión con el fin de obtener el permiso de funcionamiento del Ministerio de Salud. En esa ocasión, nada más se limpió el lado de fuego y el sistema del quemador. En la Figura 5.1 se muestra el momento de limpieza de los fluses. En la [Figura 5.2](#) se muestra un detalle de los mismos.

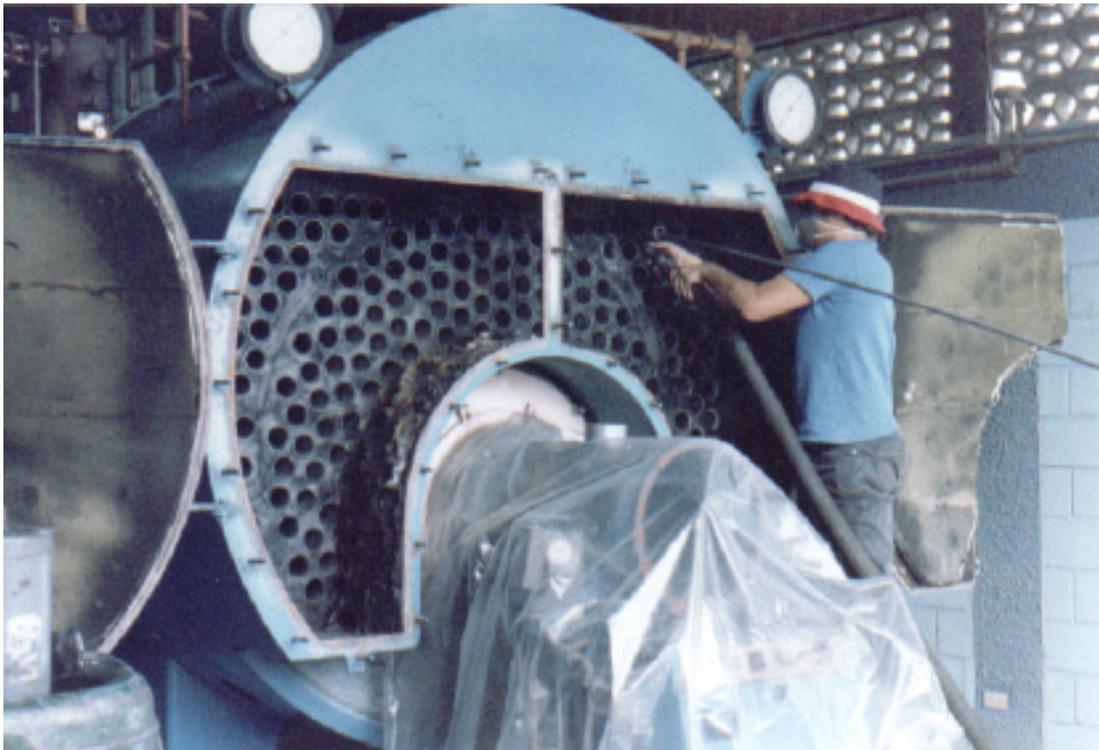


Figura 5.1 Limpieza de Fluses de la Caldera en Estudio

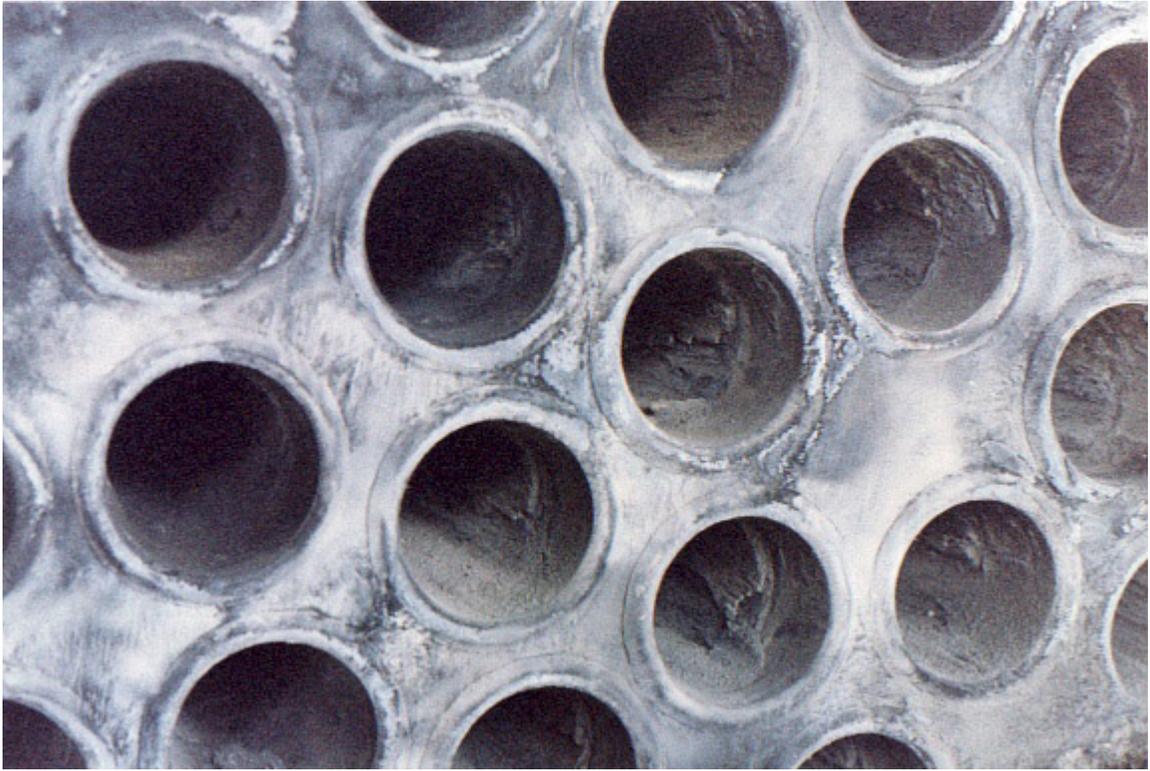


Figura 5.2 Detalle del Nivel de Hollín Impregnado en el Lado de Fuego

Existe un deterioro importante en las tuberías de control de nivel, en las miras de vidrio y en los asientos de las válvulas de dichas miras por donde hay fugas.

El funcionamiento del sensor detector de llama es defectuoso (se utiliza un foco para lograr la señal de excitación al alumbrarlo directamente).

La línea de bunker tiene pequeños puntos de fuga, los cuales se pueden corregir muy rápidamente. Sin embargo, algunos filtros presentan deterioro.

La purga continua de fondo vacía cantidades considerables de vapor. Este punto hay que consultarlo con las especificaciones del fabricante.

Finalmente, se observa un problema muy serio en cuanto a la limpieza del equipo, el cual tiene muchas partes con acumulación de polvo y hollín. Esto mismo se aplica para el resto de equipos que están dentro del cuarto de la caldera.

En el caso de los otros equipos, no hay puntos estrictos de atención inmediata, a excepción de una conexión eléctrica, muy expuesta al vapor producto de la purga continua de fondo. La limpieza de estas partes es deficiente. Se considera un grado de deterioro de 4 en una escala de 1 a 10. Muy alto para el año de fabricación del equipo.

5.2.3 TRABAJOS CORRECTIVOS PREVIOS

Se recomienda que se realicen los siguientes trabajos correctivos previo a la implementación del MMP.

- a) Cambiar tubos de cristal en las columnas de control de nivel.
- b) Reparar las fugas de vapor de las válvulas que conectan dichos tubos.
- c) Reparar o cambiar el cañón donde se aloja el sensor de llama, el cual no detecta la presencia de llama correctamente.
- d) Cambiar las tuberías de vapor y agua que conectan el Sistema Integrado McDonnell & Miller #194. Pintarlas con pintura para alta temperatura anticorrosiva.
- e) Reparar o cambiar el filtro de bunker previo al quemador.
- f) Corregir la tasa de vapor que se desecha en la purga continua.
- g) Cambiar la válvula de seguridad pequeña, ya que hay fuga de vapor.
- h) Cambiar de lugar los tomas o conexiones eléctricas expuestas al vapor.
- i) Corregir fugas de vapor en todas las líneas de abastecimiento a la planta.

5.2.4 REGISTRO Y CODIFICACIÓN DE EQUIPOS

El registro y la codificación de los equipos se realizó de acuerdo con el formato que se va a utilizar en la base de datos que maneja el programa especializado para mantenimiento TRICOM®

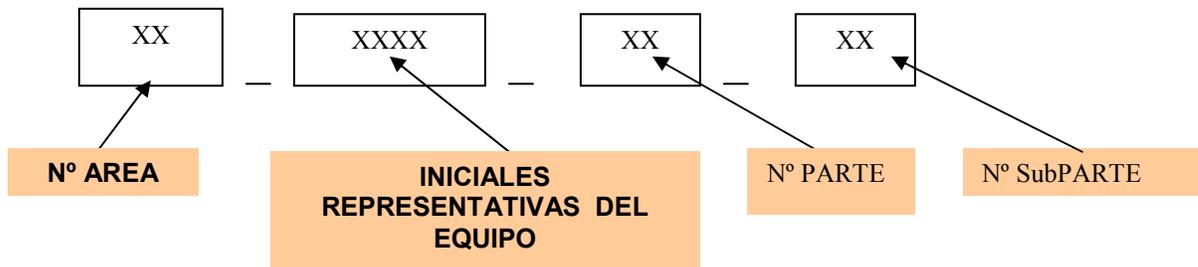
Se realizaron varias inspecciones en el lugar, con el fin de buscar la forma de dividir todos los equipos del cuarto de caldera, según la función que cumplen.

Como se indica en el [apartado 5.2.1](#), los equipos principales corresponden en algunos casos a sistemas completos. La decisión de tomarlos de esta manera es más que todo, por encontrar la manera de ingresarlos al sistema de cómputo manejado por TRICOM®.

El Ing. Víctor González, Jefe de Mantenimiento, indica que este programa - TRICOM®, fue adquirido hace un par de años, pero hasta ahora se está utilizando como herramienta en la administración del mantenimiento. El Ing. González cuenta con personal exclusivamente para atender el ingreso de información al programa, una iniciativa que comienza a dar frutos luego del ingreso en funciones del Sr. González como Jefe de Mantenimiento. Además, aclara que dicho programa ha sido objeto de constantes mejoras, solicitadas por él mismo, dado que tiene limitantes que se han tratado de corregir en la medida de lo posible.

Uno de los puntos de mayor problema es la poca flexibilidad del programa a la hora de formar la división de equipos, sub-equipos, partes y sub-partes. Por esta razón, se analizaron los equipos del cuarto de caldera y los principales son los que se presentan en la [Tabla 5.1](#).

Además, el esquema general del código para los equipos de toda la planta tiene el siguiente formato:



AREA Nº 15 -CUARTO DE CALDERA-

TABLA 5.1 EQUIPOS DEL CUARTO DE CALDERA

NÚMERO DE EQUIPO	CÓDIGO	DESCRIPCIÓN
1	CKEW	Caldera KEW anne Mod. H3S -350 -06
2	LBUN	Línea de Alimentación BUN ker
3	BFWS	Alimentador Agua (B oiler F eed W ater S ystem)
4	WSOF	Suavisadores (W ater S oftener & Filter)
5	LAIR	Línea de AIR e (Incluye, Compresor Atlas Copco L22/10 S)
6	LGAS	Línea de Alimentación GAS (LPG)
7	MODQ	SISTEMA MOD ulador, Q uemador y Equipo Eléctrico

La subdivisión de estos equipos se da en una relación lógica del camino o ruta que siguen los fluidos, desde su punto de almacenamiento hasta el punto de uso de los mismos. (Bunker, Aire, Gas LPG)

En el caso del Alimentador de Agua (Código: 15 - BFWS), la Caldera Kewanne (Código: 15 - CKEW) y el Suavizador de agua (Código: 15 - WSOF), se tomaron como equipos integrales los cuales se subdividieron en las demás partes.

El listado de partes es el que se muestra de la Tabla 5.2 en adelante. La totalidad del listado de partes se realizó en el sitio y con la ayuda de los manuales del fabricante (en azul las partes participantes del MMP).

TABLA 5.2 PARTES DEL EQUIPO N° 1 MECLDERA KEWANNE

PARTE	SUBPARTE	DESCRIPCIÓN
1	-	Manómetros de Presión de Vapor Ø 8 ½" (2 Unidades)
2	-	Sistema Integrado McDonnell & Miller #194 (2 Unidades)
	1	Columna de Agua
	2	Bomba de control
	3	Corte por bajo nivel y switch de alarma
	4	Mira de Vidrio
	5	Válvulas de salida a la atmósfera
3	-	McDonnell & Miller (Remote Sensor) RS -1 -BR -1
	1	Sonda segundo tipo para corte de bajo nivel
	2	Relay de Control Modelo:750-MT-120
	3	Reset Manual
4	-	Honeywell Pressuretrol Controller L404A
5	-	Control de Límite Superior, Honeywell L404C, Reset Manual
6	-	Control de Modulación, Honeywell L91B
7	-	Set de Válvulas de Seguridad Conbraco 2" @ 200 PSIG
8	-	Termómetro de salida de humos
9	-	Válvula de purga rápida 2" Everlasting #4000-A
10	-	Válvula de purga lenta 2" Everlasting #4060- A
11	-	Válvula de Alimentación de agua 2" NIBCO #T-276-AP
12	-	Válvula check horizontal de alimentación 2" NIBCO #T-473-B
13	-	Válvula de Salida Vapor 6" NIBCO #F-667-O
14	-	Fluses 2 ½"
15	-	Coraza de Acero para alta presión
16	-	Espejos Frontal y Posterior
17	-	Refractario del cañón del quemador
18	-	Refractario de los espejos
19	-	Sellos de las puertas
20	-	Pernos y puertas delanteros y posteriores

TABLA 5.2 PARTES DEL EQUIPO N° 1 MECLDERA KEWANNE (CONTINUACIÓN)

PARTE	SUBPARTE	DESCRIPCIÓN
21	-	Chaqueta de acero calibre 22 con aislamiento completo
22	-	Tortugas
23	-	Mira de vidrio y cañón de observación al hogar
24	-	Chimenea
25	-	Perno para la toma de muestras de humos
26	-	Asas, Cables y roldanas de las válvulas de seguridad
27	-	Tuberías a la atmósfera de las válvulas de seguridad

TABLA 5.3 PARTES DEL EQUIPO N° 2 LINEA DE ALIMENTACIÓN DE BUNKER

PARTE	DESCRIPCIÓN
1	Tanque o Depósito
2	Resistencias de Calefacción
3	Termómetro del Tanque. Rango: 0-150 °C
4	Control de Nivel (Pumptrol Class 9036 Type DG2)
5	Válvula de compuerta 1" Purga
6	Válvula de bola 1½" (Salida del Tanque)
7	Motor Eléctrico Baldor Cat. 3104 (al tanque diario)
8	Viking Pump. Inc. Mod. FH432X Serie 10905568 (al tanque diario)
9	Motor Eléctrico Baldor Cat. 3108 (al quemador)
10	Viking Pump. Inc. Mod. FH432X Serie 10721320 (al quemador)
11	Filtro de Bunker (inmediato antes de la bomba)
12	Válvulas de compuerta 150 SWP 300 WOG de ½"
13	Intercambiador de calor
14	Pre calentador eléctrico
15	Filtro del pre calentador
16	Válvula Compuerta de 1/4" "By Pass" del retorno de bunker

TABLA 5.4 PARTES DEL EQUIPO N° 3 ALIMENTADOR DE AGUA

PARTE	SUBPARTE	DESCRIPCIÓN
1	-	Tanque de almacenamiento
2	-	Controles de Nivel
3	-	Motores Baldor (dos)
4	-	Bombas Grundfos (dos)
5	-	Panel Eléctrico
6	-	Manómetros en la descarga de las bombas
7	-	Termómetro del tanque
8	-	Control McDonnell Series 21
9	-	Válvulas varias
	1	Check de Descarga 2" (dos)
	2	Check de Succión ½" (dos)
	3	Válvula de Compuerta Succión 2½" (dos)
	4	Válvula de Bola -purga de bombas 3/4" 600 WOG (dos)
	5	Válvula de Purga del Tanque 1"
	6	Válvula de compuerta de entrada a la caldera 200 SWP 400 WOG 2"
	7	Electroválvula, 240 V. 3/4"

TABLA 5.5 PARTES DEL EQUIPO N° 4 SUAVIZADOR DE AGUA

PARTE	SUBPARTE	DESCRIPCIÓN
1	-	Tanques de sebolita (dos)
2	-	Tanque de Salmuera
	1	Bomba Dosificadora
	2	Milton Roy Liquit Level Switch
	3	Motor Mezclador
3	-	Electroválvulas de 4 vías Kewanee (dos)
4	-	Controlador electrónico de demanda
5	-	Tapones de Limpieza para el tanque (dos)
6	-	Tubería de 1" PVC para purga
7	-	Manómetro de Presión de Entrada de Agua
8	-	Válvulas varias
	1	Válvula de medida de flujo
	2	Válvula Check 1 1/2" eléctricas (dos)
	3	Válvula de Bola 1 1/2" (dos)
	4	Válvula de Bola de Entrada 1 1/2" (dos)

TABLA 5.6 PARTES DEL EQUIPO N° 5 LÍNEA DE AIRE COMPRIMIDO

PARTE	DESCRIPCIÓN
1	Compresor Atlas Copco L 22/10 S 1800 rpm 125 psi
2	Motor Baldor Modelo M3211T
3	Válvula de escape 1/2" Mod. 548-C01-KH set 100 psi Cap.349
4	Tubo flexible (manguera) de 50 cm
5	Trampa - Separador
6	Válvula de compuerta 1/4" Crane Canada Inc. Cat. 88 200/388 °F 400CWP
7	Válvula check de 1/2"
8	Tubería metálica de 1/2"
9	Cruz de 1/2"
10	Tubo flexible (manguera) de 40 cm -Al quemador

TABLA 5.7 PARTES DEL EQUIPO N° 6 LINEA DE GAS (LPG)

PARTE	DESCRIPCIÓN
1	Cilindro de almacenamiento de Gas
2	Manguera 350 psi
3	Regulador de Presión REGO LP-GAS 567FA (12A97) Max. Inlet Press. 250 PSIG
4	Manómetro Regulador - Rango:0 - 30 PSI (0 - 2 kg/cm ²)
5	Válvula de bola de 1/2"
6	Reducción de 1/2" a tubo de cobre de 1/4"
7	Regulador Maxitrol
8	Electroválvula entrada de gas al quemador Type: CBA3 9/G -LP Gas PSI Max. 15
9	Manguera acerada de 40cm 3/8"
10	Tubo de ignición (Caña)

TABLA 5.8 PARTES DEL EQUIPO N° 7 MODULADOR Y QUEMADOR

PARTE	SUBPARTE	DESCRIPCIÓN
1	-	Modulador (Modutrol) Actuador
	1	M9174C1025 . . Honeywell Mod IV motor 120V 75# 90 deg 2-aux switch
	2	Camcommand
	3	Damper
	4	Varillaje del Damper
	5	Motor Ventilador
	6	Ventilador Centrífugo
	7	Válvulas del Modulador
	8	Manómetros del Modulador
	9	Presión de Entrada Bunker 0-160 PSI (0 -11 kg/cm ²)
	10	Temperatura Entrada de Bunker 10-150 °C (50 -300 °F)
2	-	Quemador
	1	Manómetros del Quemador
	2	Entrada de Bunker. Rango 0 -300 PSI (0 -21 kg /cm ²)
	3	Entrada de Aire.... Rango 0 -100 PSI (0-6,8 bar)
	4	Yugo de entrada "Bunker-Aire" al Quemador
	5	Tuberías "Bunker-Aire" anteriores a la boquilla.
	6	Boquilla del Quemador
3	-	Equipos Eléctricos
	1	Panel Eléctrico Principal
	2	Programmer, 120Vac, PFEP:4 or 10 sec, PP:15 sec RM7840L1018 HONEYWELL
	3	Transformador de Ignición
	4	Pressuretrol
	5	Guard Doc Mod,750 Part. No.176207
	6	Dispositivos de maniobras.
	7	Tablero A
	8	L404V1046 Honeywell Pressuretrol SPST 25-150# oil burner (appliance)
	9	L404B1346 Honeywell Pressuretrol SPST 10-150# break on fall
	10	TEMP CONTROL L4006A1827, Hot Water Boiler Aquastst, Operating Control 100-240
	11	Sensor detector de Llama (fotocelda)

5.3 MANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO (MMP)

El trabajo realizado en la planta de Tubotico, ha generado el siguiente Manual de Mantenimiento Preventivo, que tiene el propósito de llevar una continuidad en el seguimiento que se le den a los equipos involucrados, una vez que se inicie su implementación.

En cada tabla, se ubicarán cinco columnas que contendrán los datos esenciales para ubicar y detallar la parte que se va a atender. Además, se tendrá la información de cada cuanto se deberá realizar el trabajo, el tiempo aproximado que se durará en realizarlo y, finalmente, el tipo de personal que puede realizar dicha tarea.

La codificación de campos y de los encabezados de las columnas se indica en la tabla 5.9

Tabla 5.9 Descripción de las Abreviaturas Utilizadas en el MMP

ABREVIATURA	DESCRIPCIÓN
FREC	Frecuencia de la realización del trabajo
Min	Minutos
H	Horas
D	Diario
S o Q	Semanal o Quincenal
M	Mensual
T	Trimestral
E	Semestral
A	Anual
TD	Tiempo de Duración aproximado para cada trabajo
NTOP	Número y Tipo de Operario necesario para cada trabajo
MEC	Mecánico
ELEC	Electricista o Electrónico
ING	Casos que ameritan la presencia del Ingeniero de Mantenimiento
PEXT	Profesional Externo o especializado (Un inspector de calderas, por ejemplo)

Tubotico S.A.

MANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO

AREA N°15 - CUARTO DE CALDERA -

CÓDIGO ELEMENTO	DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO	FREC	TD	NTOPE
15-CKEW-1	Inspeccionar los manómetros de presión de trabajo, verificar que ambos marquen la misma magnitud de presión. Reportar cualquier señal de desgaste, oxidación interna o desperfecto de funcionamiento. No Abrirlos	M	10 Min	1 MEC
15-CKEW-2-3	Comprobar el funcionamiento del corte por bajo nivel de agua y el switch de alarma. Esta operación se realiza cerrando la válvula de ingreso de agua a la caldera. Posición de fuego alto	A	20 Min	1 ING, 1PEXT
15-CKEW-2-4	Revisar la transparencia de la mira de vidrio de la columna de agua. Reportar	3D	5 Min	1 MEC
15-CKEW-5	Comprobar el funcionamiento del control de límite superior de presión. Poner a fuego alto en modo manual y observar el punto de desconexión en los manómetros principales. Ajustar la presión máxima de trabajo si es necesario.	A	20 Min	1 ING, 1PEXT
15-CKEW-7	Realizar prueba manual de salida de vapor por las válvulas de seguridad. Revisar su estado buscando fugas o posibles desperfectos. Reportar	M	15 Min	1 MEC
15-CKEW-9	Realizar purga de válvula rápida. Reportar fugas posteriores. Reportar	3D	5 Min	1 MEC
15-CKEW-10	Inspeccionar la válvula de purga lenta, reportar fugas en las juntas. Controlar la taza de evacuación. Corregirla si es necesario. Reportar	3D	5 Min	1 MEC
15-CKEW-13	Inspeccionar válvula de salida de vapor. Reportar fugas o ruidos extraños.	T	10 Min	1 MEC
15-CKEW-14	Por medio de las tortugas, con la ayuda de una linterna y un espejo, examinar los fluses por el lado de agua y fuego, buscar protuberancias, abultamientos o dobladuras anormales. Observar grado de incrustación / hollín. Limpiar con cepillo de acero el lado de fuego. Reportar	E	3 H	2 MEC 1 PEXT
15-CKEW-16	Examinar espejos, buscar cualquier anomalía en el acero. Reportar	E	30 Min	1 MEC
15-CKEW-17	Examinar el refractario del cañón del quemador, Buscar agrietamientos y rellenarlos de ser necesario con cemento refractario. Sacar el material desprendido	E	1 H	1 MEC
15-CKEW-18	Inspeccionar el refractario de los espejos y del hogar. Buscar agrietamientos y rellenarlos de ser necesario con cemento refractario. Sacar el material desprendido	E	1 H	1 MEC
15-CKEW-19	Revisar el estado de los empaques de las tapas trasera y delantera. Cambiar si es necesario.	E	45 Min	1 MEC

Tubotico S.A.

MANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO

AREA N°15 - CUARTO DE CALDERA -

CÓDIGO ELEMENTO	DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO	FREC	TD	NTOPI
15-CKEW-21	Inspeccionar la chaqueta, buscar indicios de oxidación en el acero. Lavar con agua y jabón. Secar completamente. Realizar con el equipo con 8 horas mínimo de apagado.	E	1 H	1 MEC
15-CKEW-22	Revisar la hermeticidad de los registros de mano (tortugas), sellos y tornillos. Cambiar o reportar	E	10 Min	1 MEC
15-CKEW-26	Inspeccionar minuciosamente las asas, cables y roldanas de las válvulas de seguridad buscando defectos, corrosión o hilos de acero dañados. Corregir si es necesario.	A	20 Min	1 MEC
15-CKEW-27	Inspeccionar las tuberías a la atmósfera de la salida de las válvulas de seguridad, en busca de desperfectos, corrosión, desajuste con las válvulas, etc. Esto se debe realizar especialmente después de un sismo importante. Corregir si es necesario.	A	20 Min	1 MEC
15-LBUN-1	Realizar una inspección visual del tanque de bunker del cuarto de caldera, verificar que el termómetro opere correctamente, que no haya fugas. Reportar.	S	15 Min	1 MEC ó 1 MEC
15-LBUN-7	Verificar que la temperatura del motor sea la normal, además comprobar que no existan ruidos anormales. Medir la corriente del Motor y las RPM. Reportar cualquier anomalía.	Q	20 Min	1 ELEC
15-LBUN-7	Desarme total del motor, examinar estado de rodamientos, estator, rotor, contactos, dar limpieza total, medir aislamiento, aplicar pintura dieléctrica y rearmar.	A	2H	1 ELEC
15-LBUN-8	Inspeccionar Bomba con estetoscopio para detectar ruidos extraños. Reportar	S	10 Min	1 MEC
15-LBUN-8	Desarmar Completamente. Cambiar sellos si es necesario. Comprobar que la presión de salida y la de entrada sean las adecuadas posteriormente, Buscar desgaste excesivo en el (los) impulsor(es). Reportar cualquier daño mayor.	A	2 H	1 MEC
15-LBUN-9	Verificar que la temperatura del motor sea la normal, además comprobar que no existan ruidos anormales. Medir la corriente del Motor y las RPM. Reportar cualquier anomalía.	Q	20 Min	1 ELEC
15-LBUN-9	Desarme total del motor, examinar estado de rodamientos, estator, rotor, contactos, dar limpieza total, medir aislamiento, aplicar pintura dieléctrica y rearmar.	A	2H	1 ELEC

Tubotico S.A.

MANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO

AREA N°15 - CUARTO DE CALDERA -

CÓDIGO ELEMENTO	DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO	FREC	TD	NTOP
15-LBUN-10	Inspeccionar Bomba con estetoscopio para detectar ruidos extraños. Reportar	S	10 Min	1 MEC
15-LBUN-10	Desarmar Completamente. Cambiar sellos si es necesario. Comprobar que la presión de salida y la de entrada sean las adecuadas posteriormente, Buscar desgaste excesivo en el (los) impulsor(es). Reportar cualquier daño mayor.	A	2 H	1 MEC
15-LBUN-11	Cambiar filtro según el historial de cambios de este equipo. Limpiar y dejar como repuesto si está en condiciones aceptables de operación. Reportar	T	20 Min	1 MEC
15-LBUN-15	Cambiar filtro según el historial de cambios de este equipo. Limpiar y dejar como repuesto si está en condiciones aceptables de operación. Reportar	T	20 Min	1 MEC
15-LBUN-0	Inspeccionar toda la línea de bunker con la ayuda de una linterna y un espejo si es necesario. Revisar el funcionamiento de los equipos menores (válvulas, tuberías, etc). Reportar	S	10 Min	1 MEC
15-BFWS-1	Revisar tanque de almacenamiento en busca de fugas, puntos de corrosión, o anomalías.	M	5 Min	1 MEC
15-BFWS-2	Probar los controles de bajo nivel del tanque alimentador de agua, cerrando los accesos al mismo y permitiendo que haya descarga a la caldera. Reportar	E	10 Min	1 MEC
15-BFWS-3	Verificar que la temperatura de los motores sea la normal, además comprobar que no existan ruidos anormales. Medir la corriente de los Motores y las RPM. Reportar cualquier anomalía.	Q	40 Min	1 ELEC
15-BFWS-3	Desarme total de los motores, examinar estado de rodamientos, estator, rotor, contactos, dar limpieza total, medir aislamiento, aplicar pintura dieléctrica y rearmar.	A	4H	1 ELEC
15-BFWS-4	Inspeccionar Bombas con estetoscopio para detectar ruidos extraños. Reportar	S	20 Min	1 MEC
15-BFWS-4	Desarmar Completamente. Cambiar sellos si es necesario. Comprobar que la presión de salida y la de entrada sean las adecuadas posteriormente, Buscar desgaste excesivo en el (los) impulsor(es). Reportar cualquier daño mayor.	A	4 H	1 MEC

Tubotico S.A.

MANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO

AREA N°15 - CUARTO DE CALDERA -

CÓDIGO ELEMENTO	DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO	FREC	TD	NTOP
15-BFWS-5	Verificar que los contactos de todos los cables dentro del tablero estén debidamente ubicados y apretados de forma que exista siempre una correcta conexión eléctrica. Corregir de ser necesario.	E	15 Min	1 ELEC
15-BFWS-6	Inspeccionar los manómetros, verificar que ambos marquen la misma magnitud de presión. Reportar cualquier señal de desgaste, oxidación interna o desperfecto de funcionamiento. No Abrirlos	M	10 Min	1 MEC
15-BFWS-7	Inspeccionar el termómetro. Buscar signos de mal funcionamiento. Anotar la temperatura marcada y comparar este dato con una muestra de temperatura tomada por otro termómetro. Reportar	A	20 Min	1 MEC
15-BFWS-0	Realizar inspección visual de todo el sistema de alimentación. Buscar fugas, deterioros, o corrosión importante en válvulas y accesorios. Reportar	S	10 Min	1 MEC
15-WSOF-2-1	Inspeccionar bomba dosificadora. Reportar cualquier situación anormal o ruido.	S	5 Min	1 MEC
15-WSOF-2-2	Verificar que los contactos de todos los cables dentro del tablero estén debidamente ubicados y apretados de forma que exista siempre una correcta conexión eléctrica. Corregir de ser necesario.	E	15 Min	1 ELEC
15-WSOF-2-3	Realizar inspección completa del mezclador con base en la información del fabricante. Desarmar, limpiar, corregir y rearmar.	E	1 H	1 ELEC
15-WSOF-4	Realizar inspección completa del controlador con base en la información del fabricante. Desarmar, limpiar, corregir y rearmar	E	1 H	1 ELEC
15-WSOF-0	Realizar inspección visual de todo el sistema de suavización. Buscar fugas, deterioros, o corrosión importante en válvulas y accesorios. Reportar	S	10 Min	1 MEC

Tubotico S.A.

MANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO

AREA N°15 - CUARTO DE CALDERA -

CÓDIGO ELEMENTO	DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO	FREC	TD	NTOP
15-LAIR-1	Inspeccionar el funcionamiento del compresor, buscando sonidos extraños, vibraciones anormales o desperfectos evidentes. Revisar nivel de aceite, cambiar filtro de aire y faja de transmisión, cambiar estos elementos si se necesita. Reportar.	3D	10 Min	1 MEC
15-LAIR-1	Desarmar completamente la unidad, cambiar anillos, empaques, retenedores, etc. Cambiar repuestos desgastados, limpiar, rearmar y probar que no hayan vibraciones ni ruido excesivo. Utilizar catálogo para compresor L22	A	2 H	1 MEC
15-LAIR-2	Verificar que la temperatura del motor sea la normal, además comprobar que no existan ruidos anormales. Medir la corriente del Motor y las RPM. Reportar cualquier anomalía.	Q	20 Min	1 ELEC
15-LAIR-2	Desarme total del motor, examinar estado de rodamientos, estator, rotor, contactos, dar limpieza total, medir aislamiento, aplicar pintura dieléctrica y rearmar.	A	2H	1 ELEC
15-LAIR-5	Desarmar y limpiar. Si hay desgaste excesivo de algún tipo cambiar la trampa. Rearmar e instalar	E	1 H	1 MEC
15-LAIR-0	Realizar inspección visual de todo el sistema de aire a presión. Buscar fugas, deterioros, o corrosión importante en válvulas y accesorios. Reportar	S	10 Min	1 MEC
15-LGAS-3	Inspeccionar regulador de presión, buscar desgastes o desperfectos. Reportar o cambiar	E	10 Min	1 MEC
15-LGAS-7	Desarmar y limpiar. Examinar los contactos y reparar cualquier parte afectada por corrosión o fatiga eléctrica.	A	1 H	1 ELEC
15-LGAS-8	Desarmar y limpiar. Examinar los contactos y reparar cualquier parte afectada por corrosión o fatiga eléctrica.	A	1 H	1 ELEC
15-LGAS-10	Extraer y limpiar extremos con líquido penetrante, revisar el electrodo y limpiarlo cuidadosamente.	T	30 Min	1 MEC
15-LGAS-0	Realizar inspección visual de todo el sistema de Gas LPG. Buscar fugas, deterioros, o corrosión importante en válvulas y accesorios. Reportar	S	10 Min	1 MEC

Tubotico S.A.

MANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO

AREA N°15 - CUARTO DE CALDERA -

CÓDIGO ELEMENTO	DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO	FREC	TD	NTOP
15-MODQ-1-2	Desinstalar, desarmar, limpiar detalladamente, revisar, rearmar, y reinstalar, toda la pieza	A	2 H	1 MEC
15-MODQ-1-5	Verificar que la temperatura del motor sea la normal, además comprobar que no existan ruidos anormales. Medir la corriente del Motor y las RPM. Reportar cualquier anomalía.	Q	20 Min	1 ELEC
15-MODQ-1-5	Desarme total del motor, examinar estado de rodamientos, estator, rotor, contactos, dar limpieza total, medir aislamiento, aplicar pintura dieléctrica y rearmar.	A	2H	1 ELEC
15-MODQ-1-6	Verificar ruidos o vibraciones anormales en el ventilador centrífugo. Reportar	Q	5 Min	1 MEC
15-MODQ-1-6	Extraer el ventilador y limpiar detallada y cuidadosamente cada uno de los álabes con agua y jabón o desengrasante. Inspeccionar elementos de sujeción, y o golpes o abolladuras. No Agregar ningún tipo de pieza o material al mismo, para evitar desequilibrios dinámicos. Reportar	E	1 H	1 MEC
15-MODQ-1	Inspeccionar el sistema de modulación, controles, instrumentos de medición y válvulas. Reportar cualquier anomalía.	3D	10 Min	1 MEC
15-MODQ-2	Inspeccionar la forma de la llama por la mirilla de observación. Buscar cualquier alteración permanente o desviación de la dirección del fuego dentro del hogar. Reportar anomalías.	3D	1 Min	1 MEC
15-MODQ-2	Retirar y limpiar soportes y conductos del quemador. Limpiar el difusor y reinstalar el sistema	E	1 H	1 MEC
15-MODQ-2-6	Limpiar la boquilla de aire atomizado cuidadosamente. No utilizar tela abrasiva que pueda dañar la pieza.	M	30 Min	1 MEC
15-MODQ-3	Verificar que los contactos, cables y elementos eléctricos y electrónicos dentro del tablero o dispositivo estén debidamente ubicados y apretados de forma que exista siempre una correcta conexión eléctrica. Buscar corrosión, aislamientos deteriorados, elementos mecánicos dañados o deteriorados. Desarmar y rearmar. Cambiar los repuestos que sean necesarios.	A	24 H	2 ELEC
15-MODQ-3-11	Limpiar el fotosensor y el cañón de alojamiento, verificar su funcionamiento en encendido automático de la caldera.	M	20 Min	1 MEC

6. Recomendaciones sobre la Seguridad Ocupacional, Ambiental y la Administración General(Proyecto Adicional)

6.1 Introducción

El propósito de este capítulo adicional es contribuir con algunos aspectos generales relacionados con la gestión de riesgos como primer tema, y de la organización de la empresa, como un segundo tema.

Ambas ideas nacen del aporte que generan los mismos empleados de la empresa; además, de una investigación de carácter personal en dichos campos.

La parte de riesgos está orientada a la sección de galvanizado con especial atención al manejo de emergencias por incendio en el horno contenedor del zinc.

La parte de la organización de la empresa se incluirá como recomendaciones al final del capítulo, sin mayor desarrollo porque técnicamente le competen a los profesionales encargados.

Enfoque de la Evaluación de Riesgos

La evaluación y el análisis de riesgos con frecuencia son utilizados como sinónimos, pero el análisis de riesgos en ocasiones también se utiliza en un sentido amplio para incluir aspectos de la administración de riesgos. Sin ignorar estas diferencias, los riesgos financieros de Wall Street, los riesgos actuariales de la industria de los seguros, las bajas ocasionadas por un accidente en una planta química, los riesgos de cáncer asociados con las emisiones industriales, la pérdida del hábitat por actividades humanas: todas esas nociones de apariencia distinta tienen en común el concepto de un fenómeno medible llamado **riesgo**. En un

“enfoque unificado”, la evaluación de riesgos puede definirse como el proceso de estimar la probabilidad de que ocurra un acontecimiento y la magnitud probable de los efectos adversos – en la seguridad, salud, ecología, o financieros- durante un lapso específico.

En la evaluación y administración de riesgos, se contempla una situación o escenario y se hacen las siguientes preguntas: ¿Qué puede salir mal y por qué, qué tan factible es, qué tan malo puede ser y qué podemos hacer al respecto?. El riesgo, es una función de la naturaleza del peligro, su facilidad de acceso o vía de contacto (posibilidad de exposición), características de la población expuesta (receptora), la posibilidad de que ocurra, la magnitud de exposición y las consecuencias, así como los valores públicos. Los efectos agudos ocurren de una exposición única, generalmente en altas concentraciones durante un periodo corto y el efecto es evidente en un plazo breve. Los efectos crónicos son el resultado de exposiciones continuas o repetidas durante una parte importante de la vida del receptor y los efectos pueden no manifestarse sino hasta mucho tiempo después de la exposición inicial. Las reacciones de tipo alérgico en individuos sensibles pueden presentarse a niveles de exposición de magnitud inferior a las reacciones de la población en general. En suma, los efectos tóxicos dependen del peligro, de quién lo recibe y de la cantidad

6.2 EQUIPOS CONTRA INCENDIO Y EL ÁREA DE GALVANIZADO.

6.2.1 De los agentes extintores

Algunos metales de uso frecuente en las actividades industriales son combustibles, especialmente cuando están divididos en finas partículas. La combustión de estos metales se desarrolla en condiciones particulares, sin que pueda asimilarse el fenómeno a una oxidación en el aire, sino que constituye un fenómeno de oxidación-reducción, sin presencia de oxígeno en muchas ocasiones.

en el que el intercambio de electrones entre el reductor (combustible) y oxidante (comburente) puede ir acompañado de otras reacciones químicas.

Por ello, esta combustión constituye un caso especial que ha llevado a clasificarla como fuegos **Clase D**.

Los fuegos de Clase D presentan muy diversas posibilidades de desarrollo (por ejemplo, la combustión del magnesio puede desarrollarse en atmósferas de dióxido de carbono (CO₂) o de nitrógeno (N₂) y hacen inútiles los agentes extintores convencionales para lograr su control o su extinción, ofreciendo, incluso, graves riesgos de empleo (por ejemplo, el uso de agua o halones es peligroso en la extinción de fuegos de magnesio).

Además, de las propiedades de los metales combustibles que hacen que sean diferentes sus respectivos tipos de combustión, es preciso considerar de forma particular las características de cada combustión, para extinguirla en la manera más apropiada. Incluso un agente adecuado para ciertos fuegos Clase D puede resultar peligroso cuando se emplea sobre el fuego de otro metal.

Por todo ello, resulta imprescindible, cuando es previsible, tener que combatir fuegos Clase D. *elegir los agentes extintores cuidadosamente* y siempre de acuerdo con las recomendaciones del fabricante. Por otra parte, la cantidad de agente extintor necesaria para la extinción debe determinarse considerando la naturaleza del metal combustible, su superficie y la configuración o disposición del mismo. Pero, el éxito del control o la extinción del incendio de metales dependerá, finalmente, del método de aplicación del agente extintor y de la preparación y experiencia del operador que aplique dicho agente. Aparte de ciertos ensayos muy específicos con algún agente extintor gaseoso de uso muy limitado, el grupo de agentes extintores para fuegos de la Clase D lo constituyen polvos, llamados especiales en el argot de la lucha contra incendios, que son simples productos químicos o mezclas adecuadamente dosificadas de varios de ellos. La aplicación de estos agentes puede efectuarse por diversos procedimientos, entre los que es frecuente el empleo como carga de

extintores manuales portátiles o sobre ruedas. Aunque los agentes extintores de incendios de metales combustibles de uso más frecuente son distintos polvos especiales, también pueden utilizarse en casos particulares ciertos líquidos o gases. En fases terminales del proceso de extinción, puede, incluso, completarse ésta con ciertos agentes extintores convencionales. En esta Instrucción Técnica, se consideran distintos tipos de polvos especiales de más frecuente aplicación y se citan algunos líquidos o gases utilizados, también, en la extinción de fuegos de metales.

POLVOS ESPECIALES

En este grupo, se incluyen aquellos agentes extintores en estado pulverulento y los finamente troceados en gránulos o limaduras, considerando dos grupos: los que son productos no patentados y los que constituyen mezclas de composición y dosificación determinadas y patentadas por sus fabricantes.

Polvos especiales no patentados

Dentro de este grupo y para la extinción de fuegos de metales, se distinguen los siguientes tipos:

- Polvo de talco. El polvo de talco se ha empleado industrialmente en la extinción de fuegos de magnesio. Permite controlar el fuego, más que extinguirlo. La adición de una materia orgánica (como proteína) ayuda a la acción de control, pero no mejora la extinción. El talco actúa como aislante y retiene el calor, en lugar de enfriar.

- Polvo de grafito. El polvo de grafito se emplea en fuegos de metales. Dada su acción refrigerante, actúa como termoconductor y absorbe el calor desarrollado, con lo que si se reduce la temperatura del metal por debajo de su punto de ignición, se produce la extinción.

La extinción es eficaz sólo cuando el polvo de grafito es muy fino y se compacta bien por encima del metal incendiado. En otro caso, el aire puede atravesar la capa de grafito y llegar al metal, retrasando o anulando la extinción.

Puede ser útil sobre fuegos de magnesio seco, titanio, uranio, zirconio, sodio, potasio, litio y aluminio, en determinadas condiciones de disgregación.

- Arena seca. La arena seca puede utilizarse como agente de control o extinción de ciertos fuegos de metales. Algunas veces puede dar buenos resultados. Sin embargo, cuando el metal está caliente puede obtener oxígeno del anhídrido silícico que contiene la arena y continúa la combustión por debajo de la capa de arena.

La arena, además, pocas veces está seca y el metal reacciona con el vapor de agua, por lo que, en ciertas condiciones, se pueden producir reacciones explosivas metal aun la arena fina y seca es útil para aislar fuegos en el perímetro del fuego.

- Limaduras de hierro. Las limaduras de hierro colado (o virutas) que con frecuencia se encuentran en los talleres de metalurgia donde se trabajan metales combustibles, pueden ser utilizadas como agentes extintores. Deben evitarse virutas o limaduras de hierro oxidadas o húmedas para impedir la posible reacción térmica con el metal caliente.

Las limaduras aplicadas sobre un fuego de astillas de magnesio enfrían el metal caliente y contribuyen a la extinción, por lo que permiten dominar pequeños fuegos, cuando no es grande la cantidad de metal combustible.

Algunos polvos extintores adecuados o eficaces sobre fuegos de la clase D pueden resultar peligrosos cuando se emplean sobre fuegos de otro metal o aleaciones.

- Es muy recomendable, cuando es previsible tener que combatir un fuego clase D, comprobar sobre un fuego real la eficacia y el método de aplicación más adecuado del agente extintor.

- Cloruro sódico. Los fuegos de metales alcalinos pueden extinguirse con cloruro sódico siempre que se forme una capa protectora por encima del metal, que impide el contacto de éste con el aire. Con ello, el metal se enfría por debajo de la temperatura de ignición.

El cloruro sódico es útil en la extinción de fuegos de sodio y potasio, se pueden emplear con menos eficacia en fuegos de magnesio.

- Cenizas de sosa. Las cenizas de sosa o carbonato sódico pueden utilizarse con éxito para la extinción de fuegos de sodio y potasio. Su acción es similar a la del cloruro sódico.

- Cloruro de litio. Es un agente extintor eficaz contra los fuegos de litio. Sin embargo, como el cloruro de litio es higroscópico, puede ocasionar problemas debido a la reacción entre el agua y el litio; por ello, su empleo debe reducirse a aplicaciones limitadas.

- Silicato de zirconio. El silicato de zirconio es adecuado para la extinción de fuegos de litio.

- Dolomita. El polvo de dolomita (carbonato de calcio y magnesio) puede ser un buen agente extintor para fuegos de polvo seco de zirconio o de titanio, especialmente difíciles de extinguir. Debe iniciarse el control del fuego rodeando la zona incendiada con polvo de dolomita, para ir añadiendo poco a poco más agente extintor, hasta que la pila incendiada esté totalmente cubierta.

Polvos especiales patentados

Dentro de estos agentes extintores, cabe destacarse los siguientes:

- **Polvo G-1 Pireno**. Es un polvo compuesto de coque de fundición, grafitado y cribado, al que se le añade un fosfato orgánico.

Se emplea con una granulometría que incluye gran variedad de tamaños de partículas para conseguir buenas cualidades aglomerantes cuando se emplea sobre el metal incendiado.

Su primer efecto extintor (como en el caso del grafito) es su poder termoconductor.

El grafito queda compactado sobre el fuego y el material orgánico se descompone con el calor y genera un gas que penetra entre las partículas de grafito impidiendo la entrada de aire.

Este polvo no es tóxico, ni combustible. No se apelmaza, por lo que puede almacenarse en cubos o cajas de cartón.

Las características de aglomeración de este polvo impiden su descarga por extintores.

Debe aplicarse a mano o con pala, extendiéndolo sobre la superficie del fuego en una capa que, como mínimo, ha de tener de 1 a 1,5 cm de espesor para fuegos de polvos metálicos, aumentando el espesor de la capa a medida que aumenta el tamaño de los trozos del metal que arde.

Es un polvo efectivo contra fuegos de: magnesio, sodio, potasio, titanio, litio, calcio, zirconio, hafnio, tório, uranio, y plutonio.

Es recomendable su empleo sobre fuegos de: **aluminio**, **zinc** y hierro pulverizados.

Cuando se piense utilizar este polvo extintor con cualquiera de los materiales antes mencionados, deben realizarse ensayos previos para determinar las cantidades que deben aplicarse y valorar la eficacia real del agente en el caso concreto de su aplicación; deben, asimismo, realizarse ejercicios prácticos de entrenamiento.

- Polvo Metal-Guardo. Es un polvo de idéntica composición al G-1 Pireno. Sólo se diferencian en el nombre comercial.

- **Polvo Met-L-X**. Es un polvo compuesto de cloruro sódico con algunos aditivos. El tamaño de las partículas está controlado para obtener una eficacia extintora óptima.

Los aditivos del cloruro sódico son fosfatos tricálcicos y estearatos metálicos (con lo que se mejoran las características de fluidez y de hidrofugación), y además un material termoplástico (que permite aglutinar las partículas de cloruro sódico en las condiciones del incendio).

El polvo Met-L-X no es combustible, no es abrasivo, ni conductor. No se conocen peligros para la salud derivados de su empleo.

Se puede almacenar en recipientes sellados o en extintores, sin que sufra descomposición ni sus propiedades varíen, por lo que no es necesario renovar periódicamente la carga de los extintores. Existen extintores portátiles manuales (con cartucho de gas propulsor de CO₂) de 12 kg (15 kg en Estados Unidos) o, bien, móviles sobre ruedas de 50, 100 y 150 kg de carga.

Este polvo es apto para atacar fuegos de piezas sólidas (como piezas moldeadas) por su capacidad de adherencia a las superficies verticales calientes.

Existen extintores de .Met-L-X. para incendios de magnesio y sodio (en derrames o en profundidad) y para fuegos de potasio y aleaciones de sodiopotasio.

Se emplea con éxito el polvo Met-L-X en los casos en que el zirconio, uranio, titanio y aluminio en polvo presentan riesgos graves.

- Polvo Na-X. Este tipo de polvo especial apareció ante la necesidad de un agente con bajo contenido de cloruros que pudiera emplearse sobre fuegos de sodio metálico.

El polvo Na-X tiene una base de carbonato sódico, con varios aditivos que reducen su higroscopicidad y mejoran la fluidez, así como un aditivo que se ablanda y forma una costra por encima de la superficie del sodio metálico incendiado.

El Na-X. es incombustible, no es abrasivo ni conductor. No hay referencias sobre posibles peligros derivados de su empleo.

Puede conservarse en recipientes o en extintores portátiles manuales de 12 Kg. (15 Kg. en Estados Unidos> O móviles sobre ruedas de 50 kg y 100 kg de carga. (Está homologado por Underwriters Laboratories-UL para fuegos de sodio metálico). Puede conservarse en los recipientes en que se suministra por la fábrica; puede conservarse sin que sufra descomposición, no siendo necesaria su renovación periódica.

Tabla 6.1 Tipos de Fuego y Medios de Extinción

Fuego	Origen	Medidas Inmediatas	Medios de Extinción
A	Sólidos	Evitar propagación. Desconectar equipos eléctricos cercanos	Agua, espuma, polvo ABC.
B2	Líquidos	Cortar derrames de producto. Absorber con arena. Enfriar recipientes expuestos al fuego.	Espuma. Polvo BC o ABC. Dióxido de carbono. Agua sólo en forma de niebla.
B3	Gases	Cortar flujo de gas. Dispersar nubes de gas con vapor o niebla de agua a presión.	Polvo BC o ABC. Dióxido de carbono. Agua para enfriar equipos expuestos
C	Equipos Eléctricos Energizados	Desconectar equipos o cortar la electricidad por el tablero.	Polvo ABC, CO ₂ , halones. PROHIBIDO USAR AGUA O ESPUMA.
D	Metales	-	Polvo especial (D). PROHIBIDO USAR AGUA, ESPUMA, DIOXIDO DE CARBONO O POLVO ABC.

Fuente: ANCAP (www.ancap.com.uy)

6.3 Recomendaciones en Seguridad

La gestión de riesgos es un asunto que debe concernir ampliamente los esfuerzos de mejoramiento de una empresa. Tubotico S.A. tiene un proceso productivo con una alta tasa de riesgos laborales, por el contacto de los receptores (trabajadores) con los peligros (físicos, químicos, eléctricos o ambientales) y por ende un campo de aplicación bastante amplio en el sector de seguridad y salud ocupacional.

Las labores en materia de seguridad, dada la envergadura que éstas tienen en la planta, deben ser manejadas por una **Subgerencia o Jefatura en Seguridad** que se reporte a la Gerencia General. El perfil idóneo para el experto al frente de dicha área será el de una persona preocupada por llevar adelante un proceso profesional en seguridad y salud laboral a la altura de las mejores empresas que se destacan en este aspecto, además de los atestados curriculares universitarios y profesionales intrínsecos que deberá poseer el candidato.

Actualmente, una de las labores que debería cumplir este departamento está a cargo del personal de Recursos Humanos (manejo de extintores), situación que en sí misma encierra una ilógica asignación de las responsabilidades en esta materia, sobretodo en caso de accidentes graves donde se deban sentar las responsabilidades o los responsables.

Se puntualiza un **avance notable** en la formación de brigadas de rescate o de primeros auxilios, aunque es importante señalar que dichos esfuerzos estarían mejor canalizados si se cuenta con un área profesional que sirva de punto de unión e integración para todos los aspectos afines a esta rama.

Como recomendación muy puntual de este proyecto, y a la luz de la teoría explicada anteriormente, se recomienda la instalación de dos extintores para fuegos

clase D, en el área del horno de galvanizado. Además, se necesita la capacitación del personal que trabaja en esa zona en el manejo de emergencias con el equipo. El hecho de que no hayan ocurrido accidentes en el pasado no significa que no los puedan haber. Este es uno de los más grandes mitos que la gestión de riesgos moderna intenta erradicar de la dirección de las empresas.

Es conocido que los extintores para fuegos clase D son mucho más costosos que los convencionales, sin embargo ante un eventual accidente, hay que recordar que los efectos producidos por una inadecuada aplicación de un agente extintor en un fuego metálico, pueden ser muchos cientos de veces el valor del equipo -en pérdidas-, sin contar que puedan haber vidas de por medio.

El ingeniero químico Carlos Ramírez le ha prestado mucha atención a este tema por lo que se sugiere que se coordine con él para que asesore en la adquisición de dichos equipos.

6.4 De algunos aspectos administrativos

Por la ausencia del análisis formal de los requisitos, funciones, derechos y deberes de algunos puestos, se debe coordinar en algunas ocasiones de manera oral, el alcance que tiene cada puesto con el fin de sentar las fronteras en la gestión del trabajo. Esta manera de coexistir en el ambiente laboral, no ha sido un factor determinante en la calidad de la producción - al menos de forma evidente -, sin embargo ha generado momentos de confusión e incertidumbre acerca de las funciones de cada cual provocando algún nivel de ***dicotomía en las funciones***. Este fenómeno afecta principalmente a los puestos de jefatura y administración, y en menor grado a los niveles técnicos y / u operativos aunque éstos no están libres de escapar a dichas inconveniencias. Se debe pensar en una estimación formal que indique entonces los puntos de desinformación que se anotan anteriormente.

Otro aspecto de importancia es la posición donde el Área de Mantenimiento se ubica en el espacio organizacional. Es importante mencionar que una de las teorías más evolucionadas en Europa y en Estados Unidos, se basa en la *confiabilidad centrada en el mantenimiento* que implica una libertad de acción lo suficientemente alta como para no depender más que de las decisiones de la Gerencia General. En nuestro país se ha manejado una estructura organizacional muy similar a la presente en Tubotico, sin embargo, es una estructura que no es aconsejable en la administración moderna de empresas industriales por cuanto limita la flexibilidad que puede tener y que debe tener el área de mantenimiento de la empresa. Lo mismo sucede con la Gerencia de Procesos que también puede ser un departamento completamente independiente del Departamento de Producción.

Dado que no es un estudio científico, en el sentido de la palabra, se recomienda una revisión de estas ideas, con el fin de encontrar un confort mayor en el desempeño del trabajo.

Bibliografía

Chapman, Stephen. Máquinas Eléctricas. 3ra Edición, Ed.Mc Graw Hill. Bogotá, Colombia. 2000

Colegio Federado de Ingenieros y Arquitectos. Código Eléctrico. Imprenta Nacional.1998.

Kolluru, Rao. Manual de Evaluación y Administración de Riesgos. Ed. Mc Graw Hill. México, D.F. 1998.

Pérez, Ángel. La Amenaza de los Armónicos y sus Soluciones. Ed. Paraninfo. Madrid, España. 2000.

Valverde, Jorge. Administración del Mantenimiento I. ITCR. 1999

Apéndice

TRANSFORMADORES SECOS

Anexos

Nº4
