

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA**



**“MANTENIMIENTO PREDICTIVO EN
CENTRALES HIDROELECTRICAS”**

**INFORME DE SUFICIENCIA
PARA OPTAR ÉL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO MECANICO
ALBERTO NIELS REINA ZEGARRA
PROMOCION 1990 –I**

LIMA – PERÚ

2003

DEDICATORIA

En memoria de mi esposa Carmen y
mi hijo Miguel.

TABLA DE CONTENIDOS

CAPITULO 1. INTRODUCCION	1
1.1. Mantenimiento en Centrales Hidroeléctricas.	4
1.2. La Función de Mantenimiento de Planta.	4
1.3. Responsabilidad del Mantenimiento de Planta.	6
1.4. El Lugar que Ocupa el Mantenimiento en la Planta.	9
CAPITULO 2. TIPOS DE MANTENIMIENTO	11
2.1. Mantenimiento Preventivo.	11
2.2. Mantenimiento Correctivo.	11
2.3. Mantenimiento Funcional.	12
2.4. Mantenimiento Predictivo.	12
CAPITULO 3. ANALISIS Y DIAGNOSTICO DE LAS AREAS INVOLUCRADAS EN MANTENIMIENTO.	14
3.1. Organización.	15
3.1.1. Políticas de la Empresa Sobre Mantenimiento.	16
3.1.2. Aplicación del Estudio de Aplicación y Métodos.	17
3.1.3. El Mantenimiento en el Proceso Productivo.	17
3.1.4. Interrelaciones con Otras Areas.	18
3.1.5. Claridad en la Estructura Orgánica.	20
3.1.6. Trilogía del Mantenimiento Moderno.	21
3.2. Administración.	21
a. Primer Nivel: Gerencial.	21
a.1. Requisitos para Mecanizar la Administración del Mantenimiento.	23
a.2. Principales Componentes que Integran el Presupuesto de Mantenimiento.	24
a.3. Índices de Control de la Gestión de Mantenimiento	
a.3.1. Costos de Mantenimiento.	24
a.3.2. Disponibilidad del Equipamiento.	25
a.3.3. Estado del Equipamiento e Instalaciones.	26
a.3.4. Calidad del Servicio.	26
a.4. Información Referencial de Algunos Índices de Mantenimiento.	27
a.5. Técnicas Gráficas y Control Estadístico.	27
a.5.1. Diagrama de Causa y Efecto.	28

a.5.2. Diagrama de Flujo.	28
a.5.3. Diagrama de Pareto.	31
a.5.4. Gráfico de Línea (Tendencias).	31
a.6. Administración de Riesgos y Seguros en Rotura de Maquinaria.	35
b. Segundo Nivel: Jefaturas	37
b.1. Planificación y Programación de Actividades de Mantenimiento.	37
b.1.1. Descripción de las Funciones en las Diferentes Etapas de una OTM.	39
b.2. Combinación de los Tipos de Mantenimiento.	41
b.3. Identificación de Fallas en los Equipos.	42
b.3.1. Clasificación de las Probables Causas de Fallas en los Equipos.	42
b.3.2. Secuencia de Resolución de Problemas	43
b.3.3. Reporte de Fallas.	43
b.4. Control de la Eficiencia y Eficacia del Personal	44
3.3. Personal.	45
3.3.1. Histograma del personal	45
3.3.2. Motivación (Buscar Satisfacer Necesidades)	45
3.3.3. Evaluación de Funciones y Carga de Trabajo.	46
3.4. Infraestructura y Equipos de Mantenimiento.	46
3.5. Equipamiento e Instalaciones de Producción.	46
3.5.1. Equipos.	46
3.5.2. Instalaciones.	47
3.6. Almacén/Logística.	47
3.7. Servicios de Terceros.	48
CAPITULO 4. EQUIPO USADO EN MANTENIMIENTO PREDICTIVO EN CENTRALES HIDROELECTRICAS	50
4.1. Medidor de Vibración	50
4.2. Analizador de Vibraciones y Colector de Datos.	51
4.3. Termómetro Infrarrojo	52
4.4. Pantógrafo Tridimensional	53
4.5. Análisis de Aceite	53
4.6. Termografía	55
4.7. Medidor de Espesores	58

CAPITULO 5. MANTENIMIENTO PREDICTIVO EN CENTRALES HIDROELECTRICAS.	59
5.1. Técnicas Utilizadas.	62
5.1.1. Vibraciones y Pulsaciones	62
5.1.2. Aislamiento del Alternador.	63
5.1.3. Análisis de Aceites.	68
5.1.4. Diagnóstico del Transformador.	68
5.1.5. Otras Técnicas de Mantenimiento Predictivo.	70
5.2. Registros del Desgaste de los Equipos.	79
5.3. Establecimiento de Estándares.	80
CAPITULO 6. COSTOS RELATIVOS AL MANTENIMIENTO PREDICTIVO.	82
6.1. Influencia del Mantenimiento Predictivo en el costo de Mantenimiento.	82
6.1.1. Costos de mantenimiento Preventivo.	83
6.1.2. Costos de mantenimiento incluyendo tareas predictivas.	89
6.2. Costo de Equipos de Mantenimiento Predictivo.	95
CONCLUSIONES	97
BIBLIOGRAFÍA	98
MATERIAL DE REFERENCIA	
ANEXOS	99

CAPITULO 1

INTRODUCCION

Este trabajo está enfocado a la revisión del estado actual del mantenimiento, en centrales hidroeléctricas, con la finalidad de establecer mejoras en el planeamiento, la ejecución y en la reducción de los costos de mantenimiento, además relacionar el departamento de mantenimiento con las demás áreas de la empresa, con el propósito de mejorar las actividades propias del área y de esta manera obtener la atención oportuna de los requerimientos solicitados.

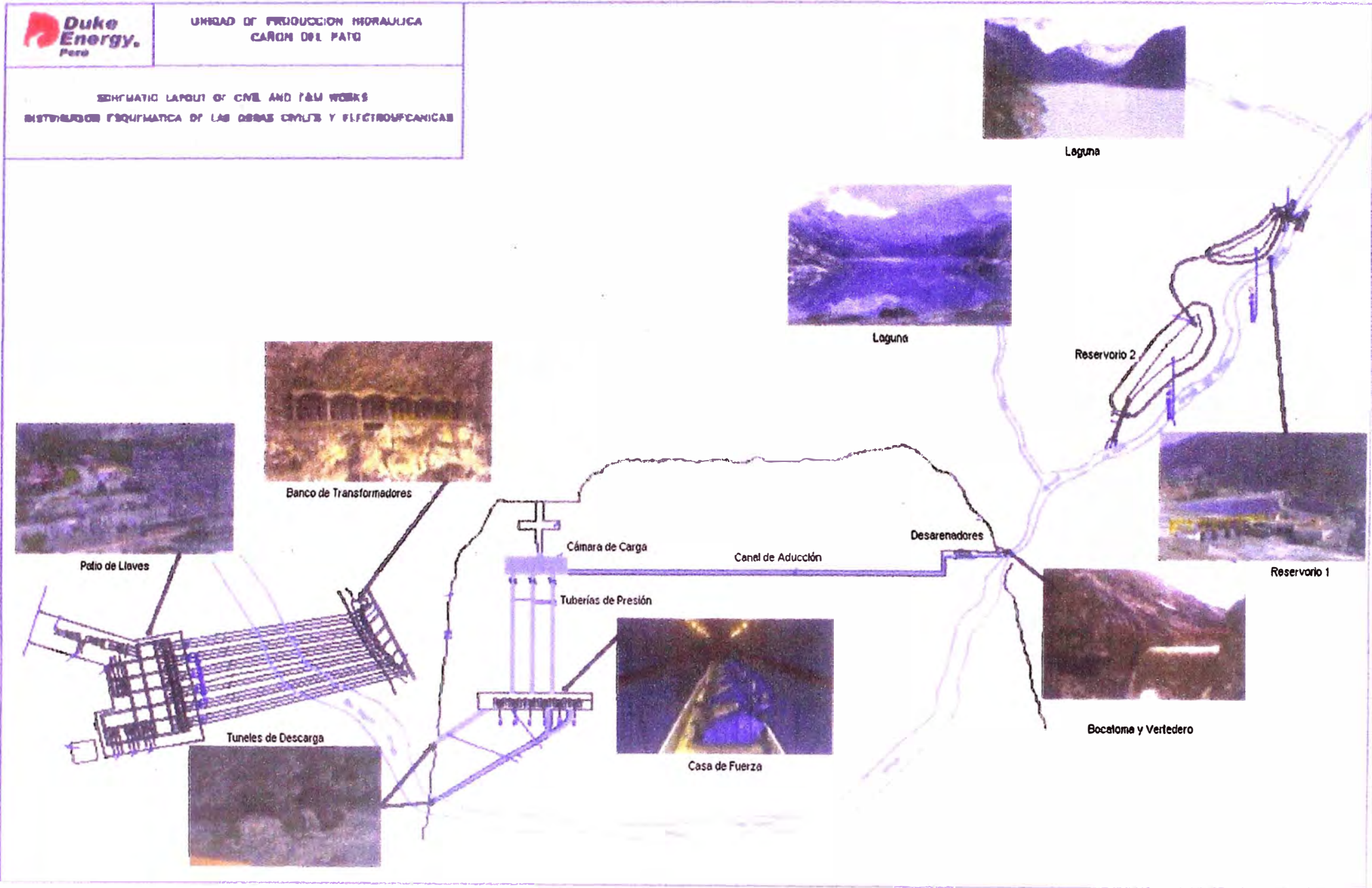
Una vez organizado el mantenimiento, cuyas técnicas inicialmente, por lo general, serán preventivas y correctivas, estas se pueden mejorar y optimizar, mediante la aplicación de técnicas más avanzadas denominadas predictivas, objeto del presente trabajo.

Las técnicas predictivas en el mantenimiento predictivo en general, se aplicará a los equipos críticos de la central, los cuales se determinarán mediante un procedimiento adecuado.

Con la aplicación de mantenimiento predictivo se busca, asegurar el servicio de la central de una manera continua, segura y compatible con el medio ambiente.

Algunos datos generales para la realización de este trabajo, se han tomado de la Central Hidroeléctrica Cañón del Pato, cuyo esquema general se muestra en la figura 1.1.

Figura 1.1. Esquema General de una Central Hidroeléctrica (Cortesía de Duke Energy)



1.1. Mantenimiento en Centrales Hidroeléctricas

El plan de mantenimiento predictivo está previsto para conocer el estado actual y la evolución futura de los equipos principales de la central, obteniendo la máxima información de cómo el funcionamiento afecta a la vida de la **turbina, generador y transformador**, con el objeto de detectar cualquier anomalía antes de que origine un daño y como consecuencia una parada no programada. Este plan de mantenimiento, complementado con el ordinario, se ha convertido en una herramienta fiable para asegurar la disponibilidad de los grupos. Básicamente consiste en la aplicación de las técnicas siguientes:

- Vibraciones
- Termografía
- Aislamiento del alternador
- Análisis de aceites
- Diagnóstico del transformador.

El presente informe se limita a las instalaciones de la casa de fuerza, teniendo como punto más alejado, incluido en ella, la estación de transformación.

1.2. La función de Mantenimiento de planta

La función de la central es la de producir energía eléctrica para vender. Hoy día, con el avance y extensión de los conocimientos técnicos por todo el mundo, las empresas generadoras deben producir

más eficientemente para mantener su nivel de competitividad. Como es fundamental el propósito económico de la empresa, ello exige brindar el servicio de la manera más eficiente. Lo cual se puede expresar como una relación de los recursos salientes a los entrantes, en términos económicos.

Los recursos salientes se pueden interpretar como el volumen de producción, fundamentalmente energía activa, y los entrantes como el costo de capital, mano de obra y materiales para producir este tipo de servicio. Desde luego, en la eficiencia, en el denominador, se incluye el costo del mantenimiento y por tanto parecerá que hay que conservar tan bajo como sea posible el costo total del mantenimiento. Sin embargo, la reducción del mantenimiento puede traducirse en una disminución de la producción lo que a su vez puede originar el aumento del costo del servicio. Una de las responsabilidades del jefe de mantenimiento consiste en establecer el perfecto equilibrio entre los dos extremos.

Se puede presentar un cuadro más claro de los objetos de mantenimiento si lo consideramos formando parte del esquema de la productividad industrial. La función de la dirección de mantenimiento debe consistir en mantener el funcionamiento de la planta a un nivel de productividad conveniente, al mínimo costo posible. Expresado en términos prácticos, esto significa que el trabajo del jefe de mantenimiento consiste en:

- a. Determinar el volumen del trabajo de mantenimiento, en términos económicos.
- b. Reducir el costo de mano de obra y materiales de todos los trabajos al nivel más bajo posible dentro de la calidad y seguridad.

1.3. Responsabilidad del Mantenimiento en la Planta

La primera responsabilidad de la actividad de mantenimiento es alcanzar los objetivos de la empresa de la cual forma parte. Para conseguirlo, se deben establecer sus objetivos dentro del marco de la visión de la empresa. Usualmente, estos objetivos se llevan en forma unificada, dentro de las subdivisiones de la actividad. Eventualmente, forman un vínculo a la tarea cotidiana del trabajador especializado o no, completando el trabajo básico. Así, cada empleado en la actividad del mantenimiento tiene la responsabilidad de cumplir eficaz y eficientemente las labores de su trabajo, de esta manera apoyar los objetivos de la empresa.

Objetivos

Disminuir y evitar las paradas imprevistas.

Mantener y preservar la Capacidad de Producción de la Planta.

Elevar y Mantener la Disponibilidad del Equipamiento.

Contribuir a incrementar la productividad.

Reducción de los costos de mantenimiento correctivo.

Evitar fallas que atenten contra los equipos y personas.

Al igual que para los demás departamentos de la organización, para el Departamento de Mantenimiento, el objetivo fundamental es el de brindar un servicio eficiente y el de generar utilidades.

Si el objetivo es la eficiencia del servicio y la generación de utilidades, las instalaciones de producción se deben mantener a la máxima eficiencia y al mínimo costo. Los corolarios de máxima eficiencia a mínimo costo incluyen:

1. Mantenimiento Preventivo (MP), limpieza, lubricación, ajustes, etc.
(El equipo defectuoso causa pérdidas de calidad y cantidad).

2. El aseo, salud y seguridad de los operarios.

3. El planeamiento debe ser hecho de acuerdo a objetivos de tiempos establecidos:

Errores en el tiempo estimado trastoman los programas.

Errores en el tiempo estimado trastoman las prioridades

Errores en el tiempo estimado trastoman los costos

Errores en el tiempo estimado trastoman la coordinación y sincronización con otros departamentos.

4. El planeamiento se debe basar en costos reales de reparación.
Los errores en los costos laborales trastoman los estimados y crean aumento en el presupuesto.

5. El planeamiento se debe ejecutar tomando en cuenta la disponibilidad de materiales y su costo. Los errores en la disponibilidad de materiales producirán atrasos, con la

consecuente distorsión de programas y prioridades. Los errores en los costos de materiales alteran los estimados y crean aumento presupuestal.

6. Se debe establecer controles cuantitativos para determinar si los planes y el progreso de los mismos es concordante con los objetivos y fines. Se debe hacer ajustes en la ejecución antes de que se produzcan desviaciones que trastornen la producción, el mantenimiento y otros objetivos, debiendo evitar que estas desviaciones imposibiliten la evaluación de la calidad de la operación de mantenimiento.

Cada operación en el Departamento de Mantenimiento debe ser controlada. Si estos controles son ignorados o indebidamente observados, el mantenimiento y la empresa sufren una pérdida que se valoriza económicamente.

Comunicación

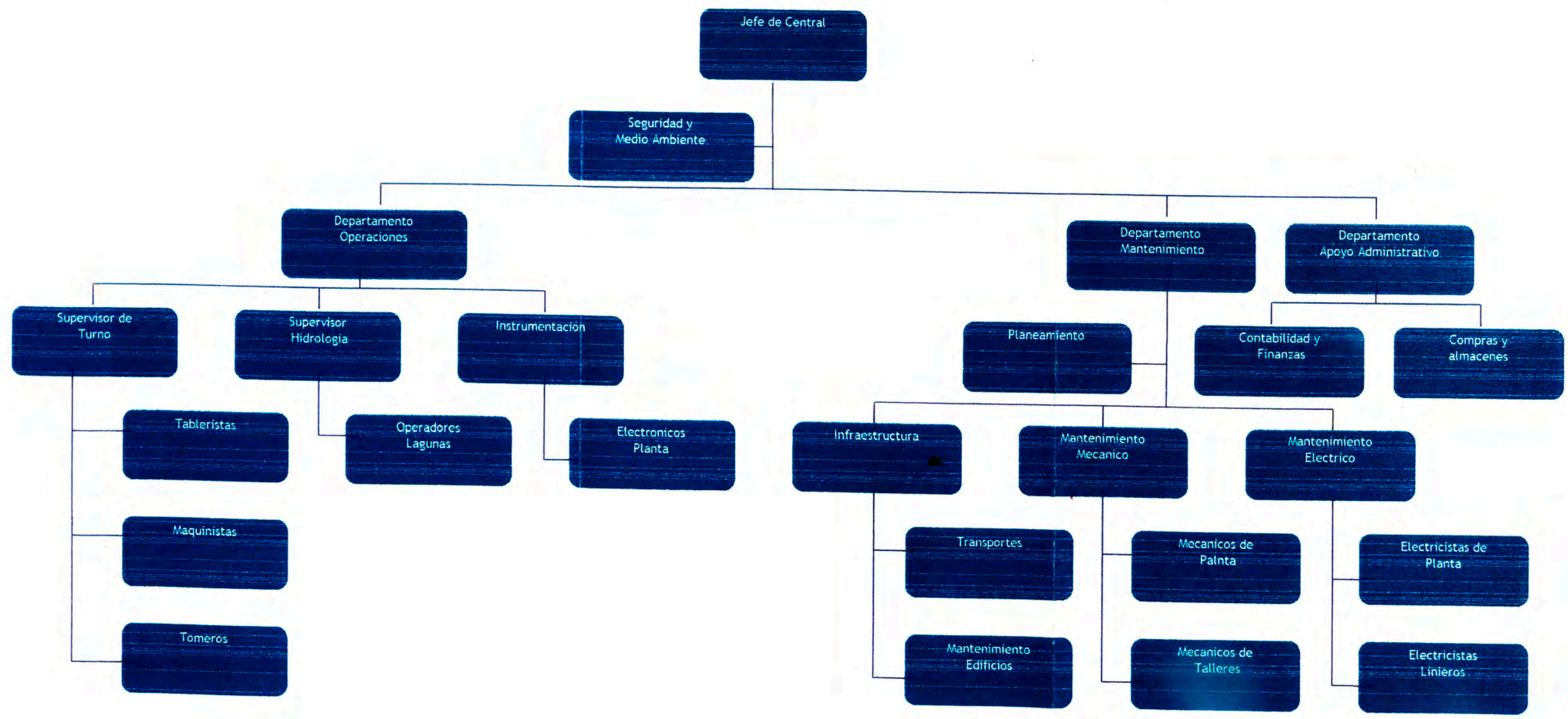
Conforme crece una organización se hace más compleja, haciéndose más importante el flujo fácil de la información entre los departamentos. Este flujo de información es el que se denomina comunicación. Está compuesta de **transmisión** y **recepción**. La comunicación debe ser clara y comprensible. El flujo de información no solamente une las secciones del departamento de Mantenimiento, sino también a éste con los otros Departamentos de la Organización. Si el flujo de información

no es un vínculo en los patrones propuestos por la organización, obstruirá los canales de intercomunicación. Sin una comunicación apropiada, no habrá una coordinación en las actividades que permitan a la organización conseguir sus fines.

1.4. El Lugar que Ocupa el Mantenimiento en la Planta

Respecto del lugar que ocupa el mantenimiento en la organización como un todo, se debe considerar, primero, el lugar como un centro de toma de decisiones y segundo, el lugar del mantenimiento como un sistema operativo físico. Debemos observar en dirección a la administración y estructura organizativa, como así también en dirección al Departamento de Mantenimiento en su forma física. En la figura 1.2 se muestra el organigrama de una central hidroeléctrica, en el que se puede observar la ubicación del departamento de Mantenimiento.

FIGURA 1.2. Organigrama de una Central Hidroeléctrica.



CAPITULO 2

TIPOS DE MANTENIMIENTO

Existen 4 tipos básicos de mantenimiento que se aplican en una central hidroeléctrica:

Preventivo

Correctivo

Funcional

Predictivo

2.1. Mantenimiento Preventivo

La continuidad del servicio se consigue, inspeccionando y reparando antes de que los desgastes puedan producir averías, realizando reparaciones de forma planificada. Este es el llamado Mantenimiento Preventivo.

2.2. Mantenimiento Correctivo

A pesar de aplicarse Mantenimiento Preventivo, no se podrán evitar averías imprevistas, producidas por deficiencias no aparentes y,

por tanto, no detectadas en inspecciones preventivas, o bien por posibles errores o negligencias del personal que utiliza los equipos, por falta de preparación, instrucciones, formación, etc. Cuando esto ocurre, el servicio de mantenimiento ha de intervenir en una reparación de emergencia, llamándose a este tipo de actividad **Mantenimiento Correctivo**.

2.3. Mantenimiento Funcional

Consiste en la búsqueda de fallas no evidentes, fallas que normalmente afectan a los sistemas de protección y consiste en verificar periódicamente que estos funcionan.

2.4. Mantenimiento Predictivo

Consiste en el análisis de parámetros de funcionamiento cuya evolución permite detectar una falla antes de que esta tenga consecuencias más graves.

En general, el **Mantenimiento Predictivo**, consiste en estudiar la evolución temporal de ciertos parámetros y asociarlos a la evolución de fallas, para así determinar en que período de tiempo, esa falla va a tomar una relevancia importante, para así poder planificar todas las intervenciones con tiempo suficiente, para que esa falla nunca tenga consecuencias graves Fig. 2.1.

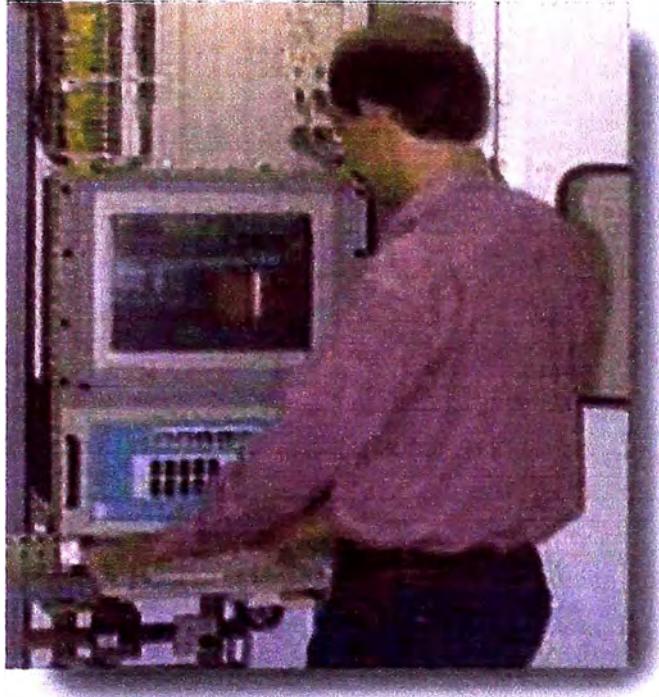


Figura 2.1. Aplicación de Mantenimiento Predictivo

CAPITULO 3

DIAGNOSTICO Y ANALISIS DE LAS AREAS INVOLUCRADAS EN MANTENIMIENTO

La Gestión del Mantenimiento depende de varios factores o áreas en las cuales es importante realizar un Diagnóstico y análisis para determinar los aspectos críticos que influyen en el éxito de estas áreas.

La metodología nos permitirá conocer la situación actual de cada área, identificando sus puntos débiles, lo cual nos permitirá tomar acciones correctivas.

Las áreas que influyen en la Gestión de **Mantenimiento** son:

1. Organización
2. Administración del área de Mantenimiento
3. Personal
4. Infraestructura y equipo de Mantenimiento
5. Equipamiento e Instalaciones de Producción
6. Almacén/Logística
7. Servicios de Terceros.

AREAS INVOLUCRADAS EN LA GESTION DE MANTENIMIENTO



3.1. Organización

Podemos definirla como la relación de autoridad estructurada, y que usualmente es representada por un organigrama en el cual se determinan las funciones y responsabilidades del personal lo cual permitirá cumplir los objetivos de la empresa.

1. Definición de políticas y objetivos de la empresa, respecto a Mantenimiento: escenarios 1 y 2 (página 16).
2. Organización, métodos y procedimientos de trabajo.
3. Nivel del área de Mantenimiento dentro de la Organización de la empresa.
4. Interrelaciones con otras áreas: Logística, Personal, Operaciones, Contabilidad, Seguridad.
5. Claridad en la estructura Orgánica.

6. Organización moderna, debe estar compuesta de pocos niveles jerárquicos dinámicos a los cambios del entorno.
7. Concepto básico de ajuste de la organización.
 - El entorno
 - Estrategias básicas
 - Estructuras básicas
 - Conceptos de Gestión.

3.1.1. Políticas de la Empresa Sobre Mantenimiento

Escenario 1:

Contratación de servicios de terceros para reparaciones de los equipos.

Planificación y programación de las actividades de mantenimiento.

Mantenimiento preventivo y predictivo.

Capacitación del personal.

Implantar una administración moderna de mantenimiento.

Racionalizar los recursos económicos de mantenimiento de acuerdo a la productividad.

Automatización del proceso de producción.

Escenario 2:

Reparaciones por personal propio de Mantenimiento.

Mantenimiento correctivo y preventivo.

Mínimas horas extras del personal.

- Procedimientos

Sistema de medición

- Metas.

3.1.4. Interrelaciones con Otras Areas



Interrelación con otras áreas

Importancia	Area	Aspectos de coordinación
1	Operaciones/ Producción	<ul style="list-style-type: none"> - Programas de Producción - Coordinación del programa de Mantenimiento. - Prioridad de atenciones.
2	Logística	<ul style="list-style-type: none"> - Especificaciones técnicas - Prioridad de Atención
3	Personal	<ul style="list-style-type: none"> - Permisos sindicales - Vacaciones/ Permisos - Capacitación - Beneficios
4	Seguridad	<ul style="list-style-type: none"> - Permisos de seguridad - Ingreso de terceros - Ropa e implementos/ Cascos Guantes, protección auditiva.
5	Contabilidad	<ul style="list-style-type: none"> - Reporte de gastos / Materiales, personal, etc.

3.1.5. Claridad en la Estructura Orgánica

La comprensión de las funciones y responsabilidades del personal, se obtiene mediante uso apropiado de organigramas, descripciones exactas del puesto, la descripción detallada de las relaciones de auditoría y de coordinación e información, lo cual evitará conflictos y rozamientos entre los empleados.

Mantenimiento Tradicional

Ambiente

1. Desmoralización del personal
2. Falta de crédito de mantenimiento
3. Exceso de sobre tiempo
4. Insatisfacción salarial

Resultados

1. Alta incidencia del costo de mantenimiento.
2. Grandes stocks de repuestos.
3. Dotación exagerada
4. Ritmo discontinuo
5. Gran cantidad de tiempo perdido.
6. Repetitividad de fallas.

Administración Moderna de Mantenimiento

Variaciones en el

Ambiente

Amplia mejoría en:

1. Moral del personal
2. Crédito del mantenimiento
3. Sobre tiempo
4. Nivel salarial

Variaciones en los

Resultados

Amplia mejoría en:

1. Costo de mantenimiento
2. Stocks de repuestos
3. Dotación
4. Continuidad productiva
5. Tiempo perdido
6. Repetitividad de fallas

3.1.6. TRILOGIA DEL MANTENIMIENTO MODERNO

- Capacitación Motivacional
- Diagnóstico Predictivo
- Administración Informatizada

3.2. Administración

a. Primer Nivel: Gerencial

1. La utilización de la informática como una herramienta de control y de estadística.
2. Elaboración del Presupuesto Anual de Mantenimiento
 - Control y seguimiento de su ejecución
 - Componentes de la elaboración.
3. Índices de gestión

Disponibilidad.

Estado del equipamiento e instalaciones

Costos de mantenimiento (servicios de terceros, Horas-Hombre, materiales y repuestos).

4. Información referencial de los índices de mantenimiento.

5. Uso de técnicas gráficas y de control estadístico

Pareto

Causa y efecto

Gráfico lineal

Diagrama de flujo

Gráficos de control.

6. Utilización de las pólizas de seguros para rotura de maquinaria.

Principios Básicos de Administración

Planificación : Reunir datos sobre los cuales se pueda elaborar un plan de actividades.

Programación : Distribución de actividades cronológicamente.

Ejecución : Realizar el plan elaborado.

Supervisión : Verificar que las actividades se realicen de acuerdo a las técnicas apropiadas, en el tiempo previsto.

Control : Evaluación de las actividades realizadas para observar el cumplimiento de las metas, en caso necesario reorientar los planes.

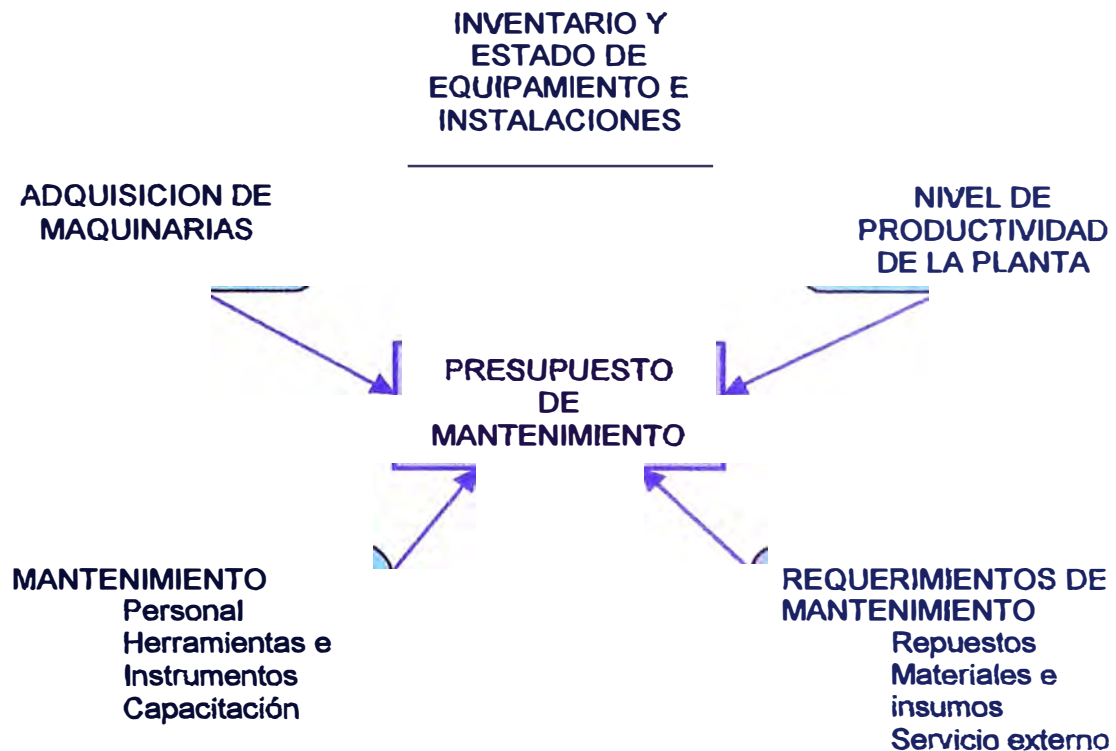
Mantenimiento

- Manual de procedimientos y funciones
- Organigrama actual (funcional y jerárquico)
- Manuales de usuario de los sistemas mecanizados existentes
- Formularios utilizados (Impresos, pre-impresos, reportes).
- Diagrama de flujo de datos por cada sub-sistema.
- Flujograma de procesos por cada sub-sistema
- Estudio de organización y métodos
- Cuadro de asignación de personal por cada área.

**a.1. Requisitos para Mecanizar la Administración del
Mantenimiento.**

- Manual de procedimientos y funciones.
- Organigrama actual (funcional y jerárquico).
- Manuales de usuario de los sistemas mecanizados existentes.
- Formularios utilizados (Impresos, pre-impresos, reportes).
- Diagrama de flujo de datos por cada sub-sistema.
- Flujograma de procesos por cada sub-sistema.
- Estudio de organización y métodos.
- Cuadro de asignación de personal por cada área.

a.2. Principales Componentes que Integran el Presupuesto de Mantenimiento



a.3. Índices de Control de la Gestión del Mantenimiento

Los principales indicadores que permiten evaluar la gestión del mantenimiento son los siguientes:

a.3.1. Costos de Mantenimiento: son todos aquellos gastos que se realizan para atender las Ordenes de Trabajo solicitadas por los usuarios.

- Gasto total de Mantenimiento (I1)

Gasto para repuestos, materiales e insumos (I2)

- Gasto por servicios de terceros **(I3)**
- Gastos de personal de mantenimiento **(I4)**

$$I1 = \frac{\text{Gasto Total de Mantto}}{\text{Gasto de Producción}}$$

$$I2 = \frac{\text{Gasto de Re puestos}}{\text{Gasto Total de Mantto}}$$

$$I3 = \frac{\text{Gasto servicio de terceros}}{\text{Gasto Total de Mantto}}$$

$$I4 = \frac{\text{Gasto del Personal de Mantto}}{\text{Gasto Total de Mantto}}$$

a.3.2. Disponibilidad del equipamiento (D): Es el valor porcentual que indica el tiempo que se encuentra disponible el equipo para producir. Se calcula mediante la fórmula:

Por Grupo:

$$D = \frac{HD_i}{H} \times 100\%$$

Para la Central:

$$D = \frac{\sum (PN_i \times HD_i)}{P \times H} \times 100\%$$

Donde:

Σ : de las magnitudes indicadas de cada una de las unidades "i" de la central.

I : Orden de la unidad generadora.

PN : Potencia nominal de la unidad, en MW.

HD : Cantidad de horas del período que se dispone la unidad "i".

P : Potencia total de la central, en MW.

H : Cantidad de horas totales del período.

a.3.3. Estado de Equipamiento e Instalaciones: Comprobación de su estado de funcionamiento, realizándose dicha evaluación mediante una inspección visual y/o con instrumentos, el equipo puede encontrarse en los siguientes niveles:

- Bueno
- Normal
- Tolerable
- Inadmisible

a.3.4. Calidad del Servicio. Para el caso de las generadoras, en el negocio eléctrico peruano la calidad del servicio está regido por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento.

a.4. Información Referencial de los Índices de Mantenimiento

El ingeniero de mantenimiento debería tener el estado de éstos índices y posteriormente fijarse metas para obtener ahorro en los gastos de Mantenimiento y mejorar la calidad del servicio.

En caso de no contar con estos índices se pueden utilizar algunos parámetros generales.

Costos de mantenimiento

Costo anual de mantenimiento

8 - 13% de los costos de producción

3 - 5% del valor del activo fijo.

Disponibilidad del equipamiento

Generalmente los datos para su cálculo se encuentran en el Departamento de Producción, siendo los siguientes: tiempos programados de producción, paradas mecánicas, eléctricas y los tiempos de paradas operativas.

Disponibilidad óptima: > 90 %

a.5. Técnicas Gráficas y Control Estadístico

Las decisiones deben basarse en lo posible en datos exactos y oportunos, no en deseos o corazonadas.

Los juicios que no están respaldados por datos corren el riesgo de incluir opiniones, exageraciones o impresiones desacertadas.

Objetivos

- Presentar las herramientas básicas de calidad
- Reconocer la variación del proceso
- Saber priorizar los problemas.

a.5.1. Diagrama de causa y efecto (Espina de Pescado). Este gráfico se utiliza en sesiones de tempestad de ideas a fin de examinar los factores que puedan influir en determinada situación.

Un “efecto” es una situación, condición o evento deseable o no deseable producido por un sistema de causas.

Causas con frecuencia están agrupadas alrededor de cuatro categorías básicas: materiales, métodos, mano de obra y maquinaria, como también se pueden usar otros grupos, la Figura 3.1 ilustra el diagrama de causa y efecto.

a.5.2. Diagrama de Flujo. Es una representación gráfica de todos los pasos de un proceso.

El primer paso que da un equipo que está buscando maneras de mejorar un proceso es trazar un diagrama de flujo de ese proceso.

Se considera que no es posible mejorar un proceso, a menos que todos entiendan en que consiste este proceso y se pongan de acuerdo al respecto. El diagrama de flujo es útil para delinear lo que está sucediendo.

Una forma de empezar es determinar como está el proceso, para luego trazar en forma gráfica como está funcionando en realidad. Lo cual nos permitirá descubrir de inmediato fallas tales como la redundancia, la ineficacia o malas interpretaciones, Figuras 3.2.a y 3.2.b.

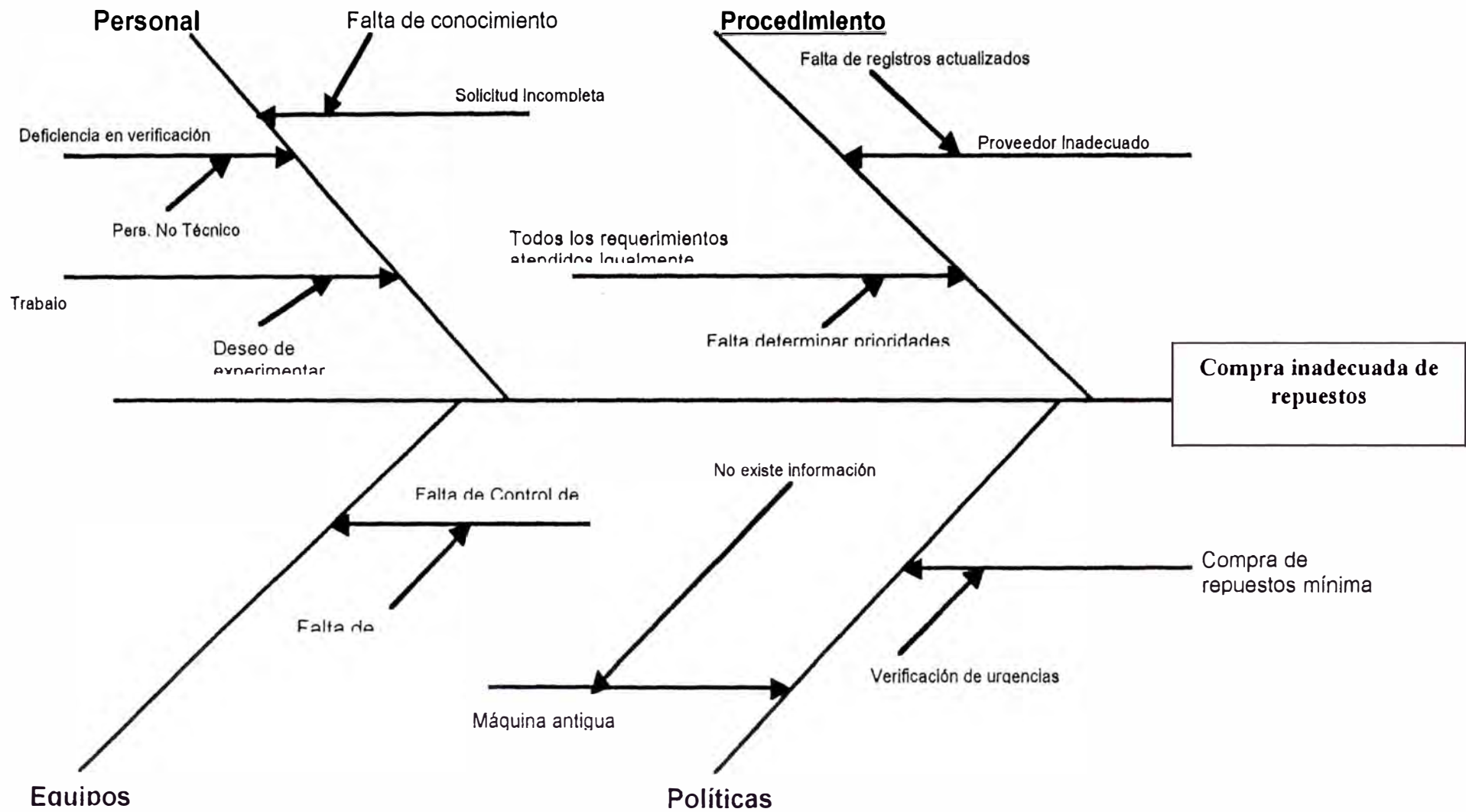


Figura 3.1 Diagrama de causa y efecto (Espina de pescado)

a.5.3. Diagrama de Pareto. Este diagrama se usa para determinar las prioridades. La curva de Pareto se describe a veces como una forma de separar los “pocos vitales” de los “muchos triviales”. Figura 3.3.

Esto nos permite dirigir nuestra atención a esfuerzos verdaderamente importantes.

Se debe tener en consideración lo siguiente:

1. Tormenta de ideas.
2. Uso de información
3. Escoger la unidad de medida adecuada.

a.5.4. Gráfico de línea (Tendencias). Los datos se presentan en forma gráfica a través de un período de tiempo con el objeto de buscar tendencias.

Los gráficos de tendencias son empleados para representar datos usualmente y permiten monitorear un sistema, a fin de observar a lo largo del tiempo la existencia de alteraciones con relación a la medida esperada. Figura 3.4.

DIAGRAMA DE FLUJO (31)

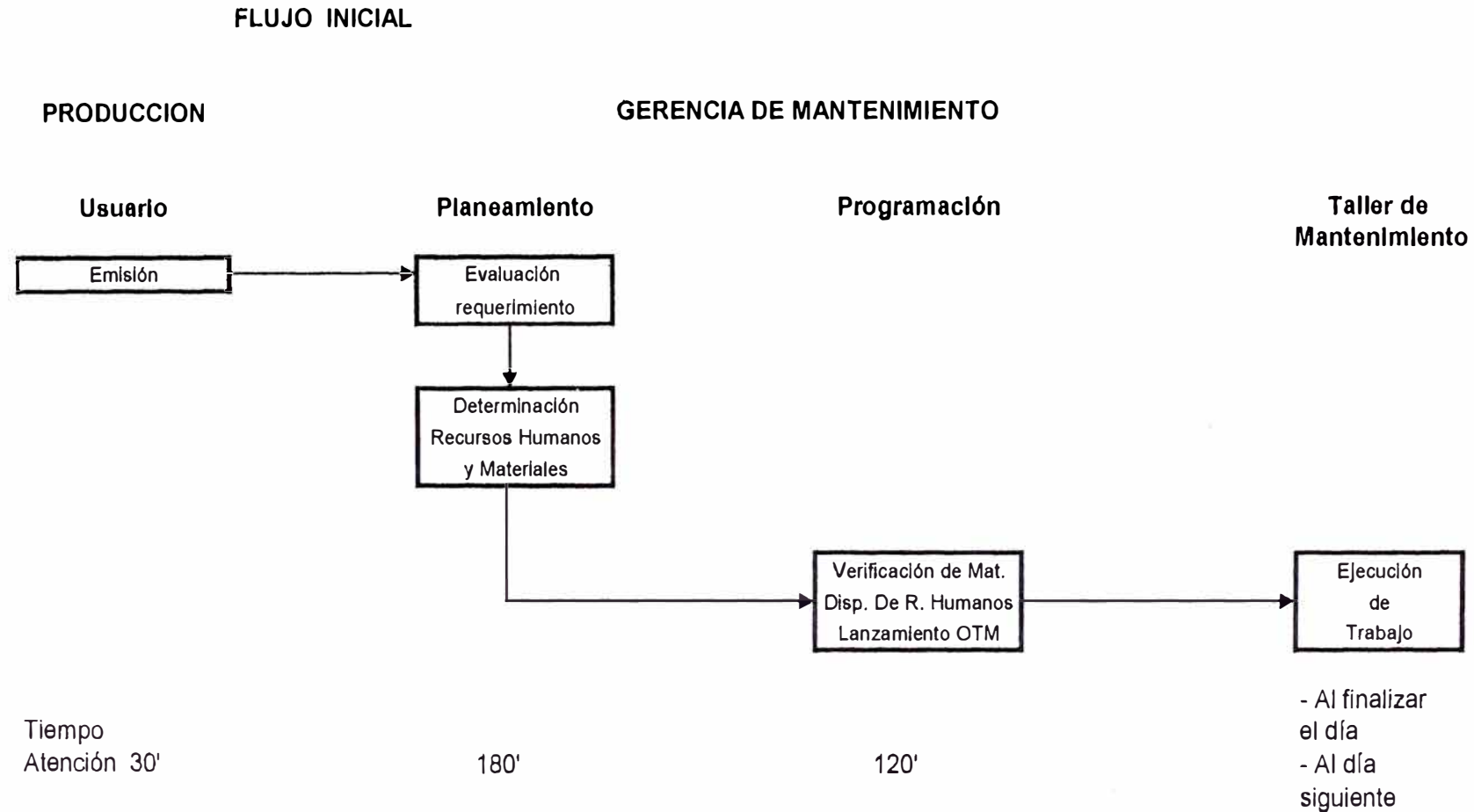


Figura 3.2.a “INADECUADA OBTENCION DE OTM EN EMERGENCIA”

FLUJO MODIFICADO

FLUJO MODIFICADO

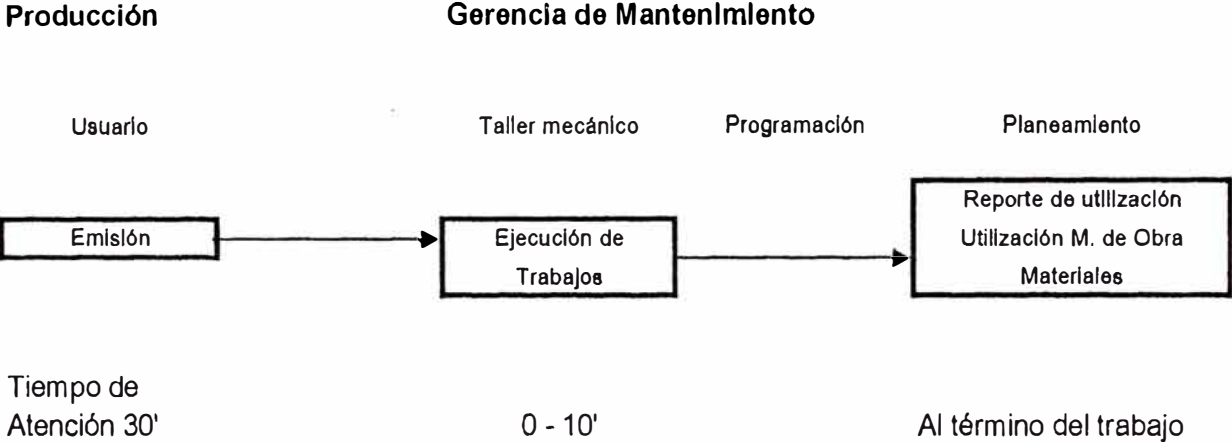


Figura 3.2.b

PARADAS MECANICAS Y/O ELECTRICAS DEL GRUPO

Nº	DESCRIPCION DEL EVENTO	TIEMPO ACUM. DE PARADA (h)	% RESPECTO AL TOTAL	PORNETAJE ACUMULADO
1	Revisión de rodete	8	24,32	24,32
2	Cambio de asiento y agujas de Inyectores	6	18,24	42,55
3	Cambio de bocinas y regulación de deflectores	4,6	13,98	56,53
4	Calibración de sistema de regulación	4	12,16	68,69
5	Lubricación	3,8	11,55	80,24
6	Revisión del sistema de refrigeración forzada	3,5	10,64	90,88
7	Vibraciones en inyectores	3	9,12	100,00
	TOTAL	32,9	100,00	

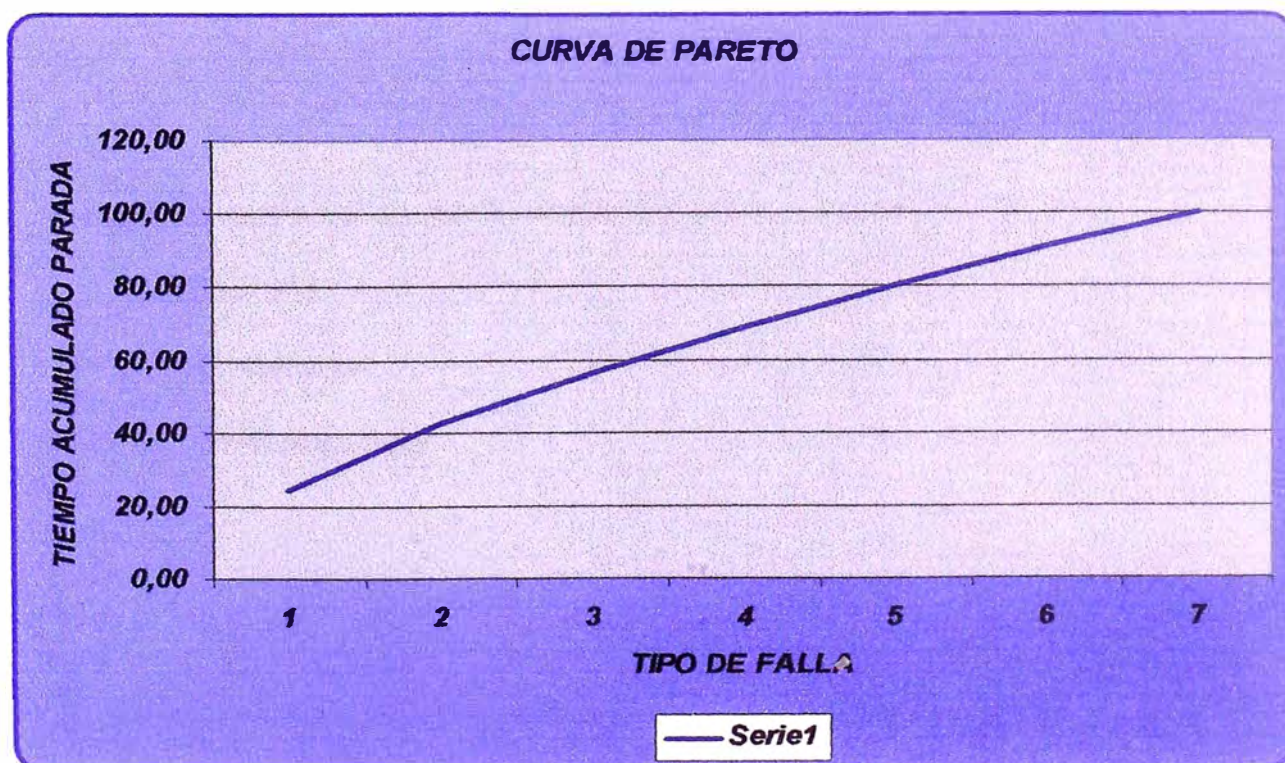
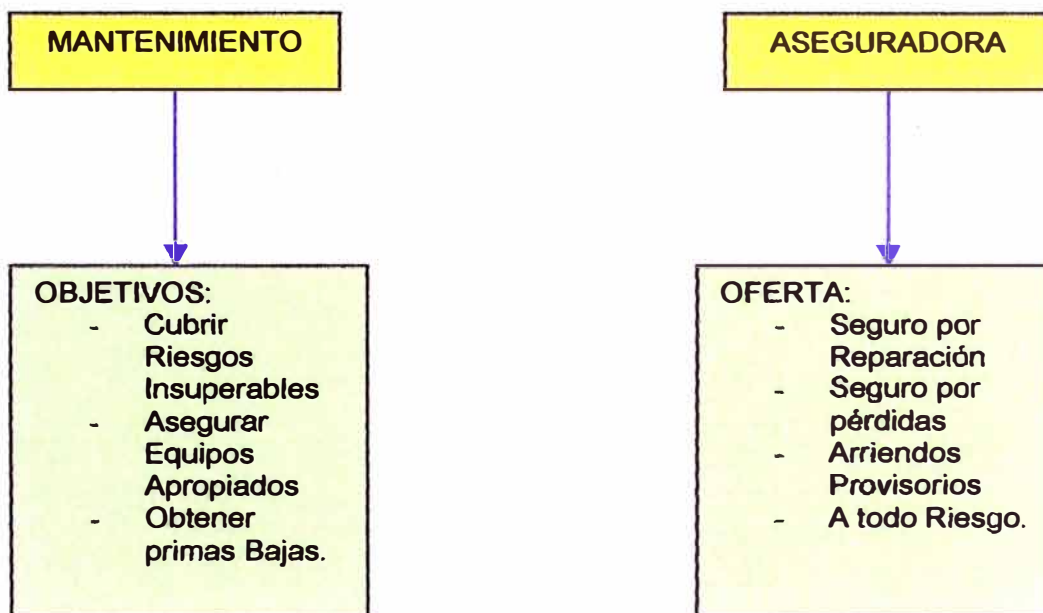


Figura 3.3 Curva de Pareto

a.6. Administración de Riesgos y Seguros en Rotura de Maquinaria



Equipos apropiados para aseguramiento:

- Turbina
- Generador
- Transformador

GRAFICO DE TENDENCIAS: Control Vibracional de una máquina

Fecha	15-ene	30-ene	15-feb	28-feb	15-mar	30-mar
Nivel de vibración mm/s	3	5	3,5	6	9	12

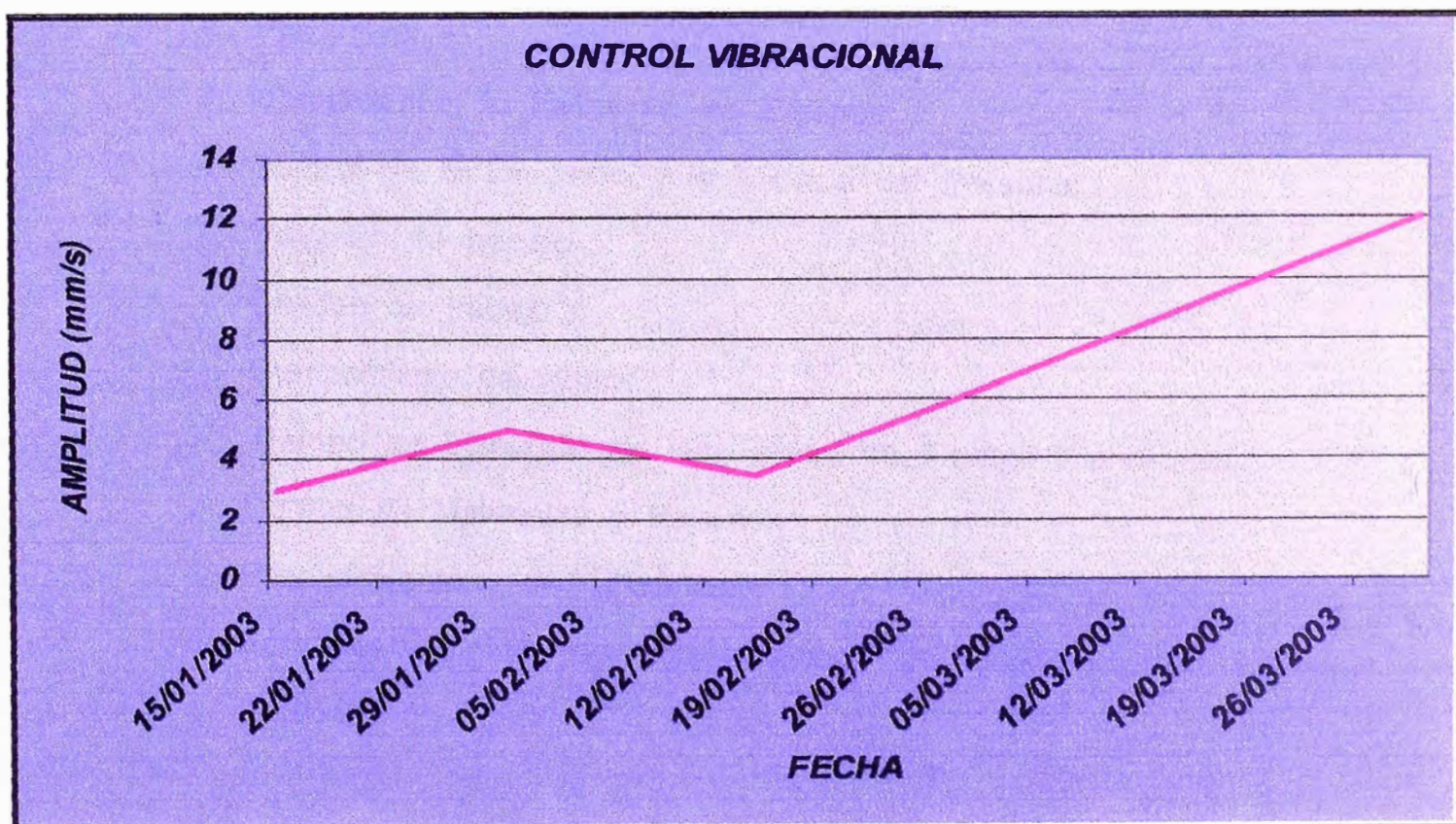


Figura 3.4 Grafico de línea

b. Segundo Nivel: Jefaturas

1. Planificación y Programación de las Actividades de Mantenimiento
OTM =====> Repuestos, materiales, tiempos y prioridades.
2. Tipos de Mantenimiento de Aplicación
Correctivo
Preventivo
Predictivo.
3. Identificación de Fallas en los Equipos.
4. Control de la Eficiencia y la Eficacia del Personal
Volumen de trabajo
Calidad de trabajo
Cumplimiento de planes
Tiempo de Ejecución de las Tareas Vs Tiempo Planificado.
5. Control de Materiales y Repuestos
6. Procedimientos de Codificación de Equipos y contar con
Formatos de los registros históricos de intervenciones, Fichas
Técnicas.

**b.1. Planificación y Programación de las Actividades de
Mantenimiento.**

El objetivo principal del Planeamiento y la Programación de Mantenimiento, es desarrollar las labores de mantenimiento con una atención oportuna, optimizando los costos de mano de obra, materiales y repuestos, así como los servicios de terceros.

PLANIFICACIÓN, PROGRAMACIÓN Y CONTROL DE UNA OTM.

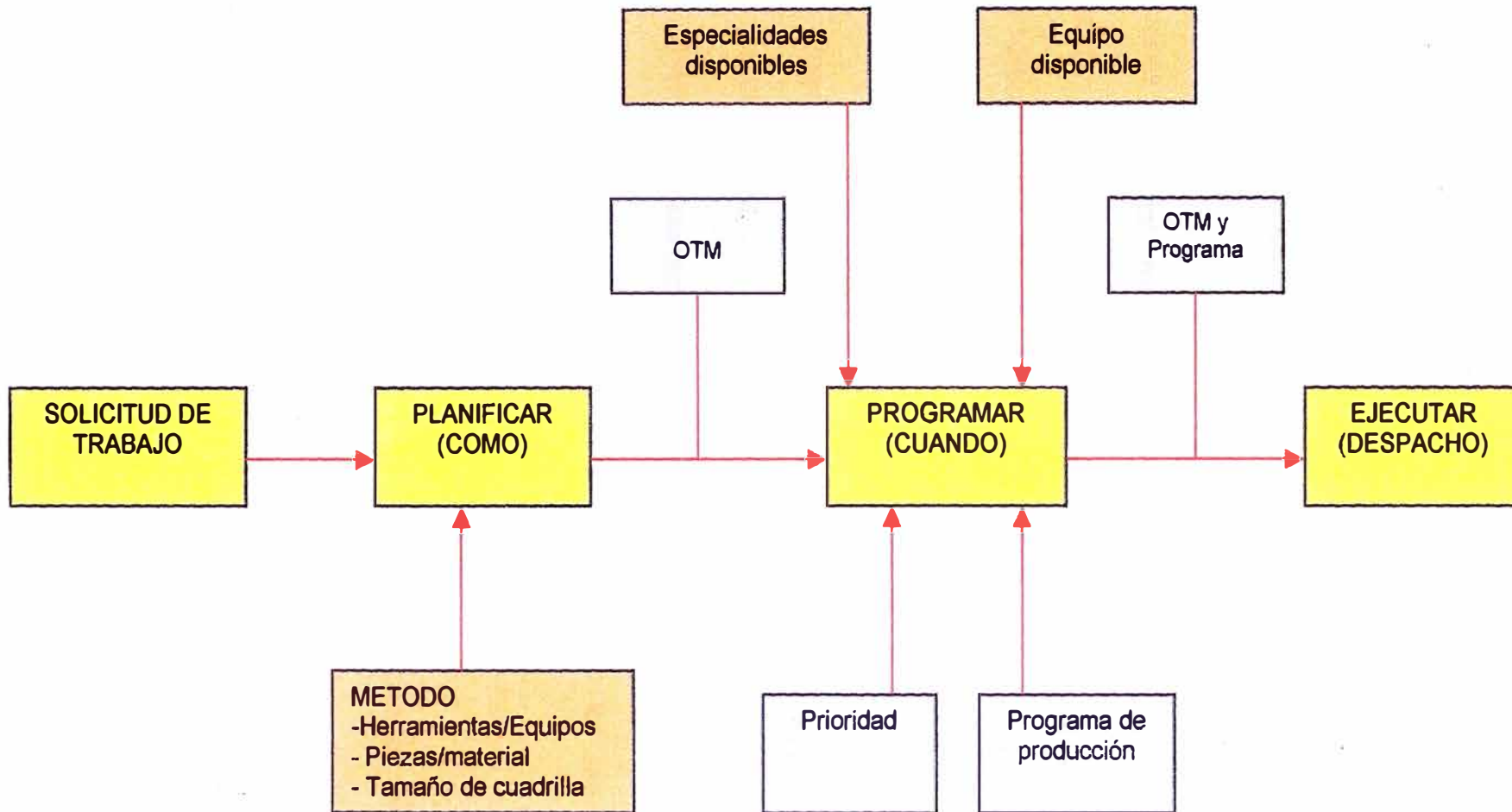


Figura 3.5

El sistema está compuesto principalmente por los siguientes módulos:

Planeamiento

Programación

Almacén de repuestos

Ejecución de órdenes de trabajo

Registro de equipos.

El documento principal del sistema es la Orden de Trabajo de Mantenimiento (OTM), el cual es un procedimiento administrativo que permite programar, ejecutar y controlar los trabajos de Mantenimiento, así como el control de costos. Figura 3.5.

b.1.1. Descripción de las Funciones en las Diferentes Etapas de una OTM.

Los jefes de departamento de las áreas operativas generan las OTM en función a las condiciones operativas de los equipos y/o por sugerencia de los operadores.

Planeamiento regula el flujo de los trabajos solicitados para que éstos sean ejecutados oportunamente, coordina con los usuarios acerca de sus necesidades y verdaderas prioridades de atención proporcionando la información necesaria (dibujos, croquis, información técnica) para su ejecución. En la Figura 3.6 se ilustra el planeamiento de una OTM.

Mantenimiento archiva y agrupa las OTM no ejecutadas de acuerdo a su prioridad, de tal modo que incluya en la planilla de los supervisores de mantenimiento las que tengan mayor prioridad, verifica la disponibilidad de materiales previstos en la ejecución de los trabajos. Con las indicaciones del supervisor de Planeamiento y con la información verbal relativa al avance de los trabajos programados, confecciona programas tentativos de trabajo, para obtener la máxima utilización de los recursos de mano de obra. Mantenimiento supervisa la ejecución de la OTM y distribuye el trabajo diariamente al personal a su cargo, emite los reportes de reparación. Supervisa y efectúa inspecciones a los equipos rotativos y emite recomendaciones para su mantenimiento, efectúa análisis de fallas, revisa y analiza informes de reparación.

PLANEAMIENTO DE UNA OTM

REPARACION DE BOMBA DE 3000 PSI - 15 HP

1.- MANO DE OBRA

Ítem	Descripción	Tiempo (HRS)	Nº de Personas
1	Desmontar partes de la bomba	5	2
2	Tomar mediciones de bocina y eje	1	2
3	Chequear deflexión de los ejes	1	1
4	Hacer bocinas de desgaste	6	1
5	Enderezar o cambiar ejes	1	2
6	Cambio de sellos	1	1
7	Montaje de partes	4	2
8	Instalación en sitio con motor	2	2
9	Prueba	1	2
		36	H-H

2.- MATERIALES

Ítem	Código	Descripción	Unidad	Cantidad
1	39251	Bocina	Pza.	2
2	39252	Eje D 1.5"	Pza	2
3	29560	Sellos	Pza	2
4	35281	Aceita Móvil Heavy Medium	Gl	15

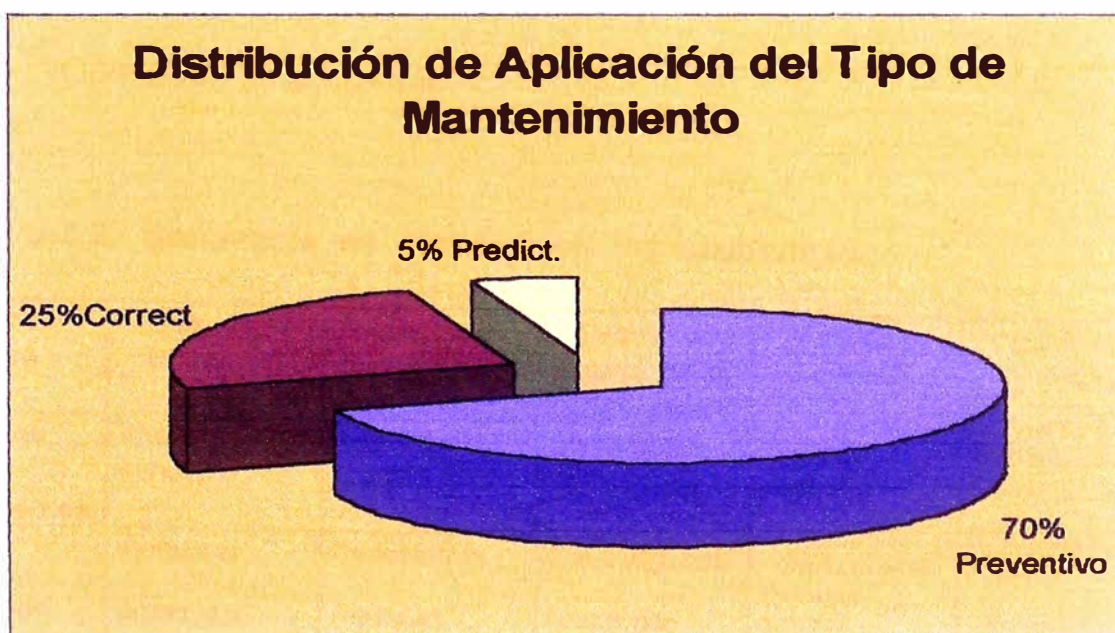
3.- OBSERVACIONES

Figura 3.6

b.2. Combinación de los tipos de Mantenimiento.

La aplicación de un tipo de mantenimiento específico no es el camino para cumplir los objetivos y metas del área, debemos aplicar todos los tipos de mantenimiento para lograr una óptima combinación,

lo cual permite lograr una alta disponibilidad del equipamiento con una reducción de los costos de mantenimiento, los porcentajes de participación son propios de cada empresa.



b.3. Identificación de fallas en los equipos

Objetivos

- Prevención de fallas en el futuro.
- Asegurar la confiabilidad, mantenibilidad y seguridad de la maquinaria a medida que transcurre su ciclo de vida.

b.3.1. Clasificación de las probables causas de fallas en los equipos.

- Deficiencias de diseño
- Defecto en material
- Deficiencias en la manufactura

Error en el ensamblaje

Condiciones de servicio en sobrecarga

Deficiencias en el mantenimiento (negligencia, error de procedimiento)

Operación Inapropiada.

b.3.2. Secuencia de Resolución de Problemas

Preguntas Lógicas	Cuál es el Problema?	Porqué sucedió esto?	Cuales son algunas de las respuestas?	Cuál es la mejor?	Cómo puedo yo evitar el problema?
Técnicas O Procedimientos	Análisis de la Situación	Análisis de la Causa	Elaboración de acciones	Toma de decisión	Planeamiento para el cambio y evitar sorpresas
Resultado	Identificar áreas que Requieran Atención	Descubrir la Relación causa/efecto	Crear algunas soluciones nuevas	- Seleccionar la mejor acción -Conocer nuestros objetivos	Mantener acciones a: - Evitar dificultades - Reducir los daños - Capitalizar las oportunidades de entrada.

b.3.3. Reporte de fallas

Fecha : Marzo 2003

Central : Cañón del Pato

Porcentaje de paradas mecánicas en el mes :

Porcentaje de paradas mecánicas acumuladas :

Porcentaje de paradas mecánicas presupuestadas :

05.03.2003 Falla de mecanismo del deflector (120')

20.03.2003 Rodajes de motor de bomba AC (120')

25.03.2003 Asiento de aguja de inyector (180')

Problemas principales

En la turbina y equipos auxiliares.

Acciones a tomar Abril 2003

Revisión de sistemas de lubricación, de regulación, inyectores y deflectores.

b.4. Control de la Eficiencia y Eficacia del Personal

Mediante estadísticas de las labores de mantenimiento se tiene:

- Relación de órdenes de trabajo terminadas por mes.
- Relación de órdenes de trabajo terminadas por supervisor de mantenimiento.
- Estadísticas de órdenes ejecutadas terminadas por mes.
- OTM programadas
- OTM emergencia
- Horas – Hombre en cada caso
- Distribución de la mano de obra del taller mecánico
- Relación de órdenes de trabajo pendientes por departamento.

Evaluación de Gestión

- Eficiencia de la utilización del personal de mantenimiento en la atención de las OTM.
- Eficiencia de planeamiento.
- Valorización de una OTM (tanto en mano de obra y materiales)
- Evaluación mensual de costos.

3.3. Personal

Conocer la capacidad y la fuerza laboral con que se cuenta.

3.3.1 Histograma del personal

- Edad
- Experiencia
- Formación técnica
- Facilidad para trabajar en equipo
- Colaboración
- Perfil de nuevo personal

3.3.2 Motivación. (Buscar satisfacer sus necesidades)

Beneficios

- Remuneración
- Seguridad laboral
- Seguro médico familiar

Desarrollo

- Grato ambiente de trabajo
- Capacitación
- Reuniones para incentivar la participación y eliminar resentimientos

3.3.3 Evaluación de funciones y carga de trabajo.

3.4. Infraestructura y equipos de mantenimiento

Determina los recursos físicos con que cuenta el área de mantenimiento, permitiendo medir su capacidad de afrontar los problemas de reparaciones así como los ambientes para desarrollar su labor administrativa.

- Áreas físicas
 - Taller
 - Almacén
 - Oficina Administrativa
- Vehículos
- Máquinas Herramienta
- Herramientas y equipos.

3.5. Equipamiento e Instalaciones de Producción.

El estado de los equipos e instalaciones es uno de los principales componentes que determinan el presupuesto de Mantenimiento, así como la carga de trabajo del área.

3.5.1. Equipos: Para determinar su estado se procederá al siguiente esquema:

- Codificación
- Evaluación del estado (con instrumental, inspección visual)

- Nivel tecnológico de la maquinaria
Tecnología de punta
Moderno
Antiguo
Obsoleto
- Determinar los equipos críticos e importantes.

3.5.2. Instalaciones: Realizar una inspección de las instalaciones para determinar partes deterioradas que causen pérdidas, así como la eliminación de zonas de peligro, las áreas involucradas son:

- Red eléctrica
- Red de agua
- Infraestructura.

3.6. Almacén / Logística

Logística: La función principal es atender los requerimientos solicitados por los usuarios, siendo mantenimiento uno de los más importantes clientes del área.

Almacén: Lugar físico de ubicación de los repuestos, materiales insumos y otros.

Una estrategia adecuada de mantenimiento, es el control adecuado de repuestos, materiales y accesorios; un manejo sin planeación incurre

en altos costos de mantenimiento por inventarios sobredimensionados o por falta de repuestos en el momento de la reparación.

Criterios para renovar repuestos

- Análisis estadístico de falla.
- Plazos de entrega.
- Capacidad de recuperación de la pieza.
- Recomendaciones de los fabricantes.

El control de inventarios consiste en regular la cantidad y variedad de productos que se mantienen almacenados.

3.7. Servicios de Terceros

Contar con los servicios de empresas calificadas para mantenimiento, siendo objetivo fundamental reducir costos y tener disponible personal técnico de experiencia para realizar tareas de mantenimiento.

1. Políticas de contratación.
 - Porcentaje del costo de terceros Vs. Total de Mantenimiento.
 - Empresas especializadas.
 - Representantes de los equipos.
2. Selección del contratista, ficha de evaluación.
3. Especificaciones técnicas de los trabajos.
4. Claridad de los procedimientos de contratación.
5. Costos del servicio.

6. Prontitud en la atención.
7. Supervisión del contratista, medición de productividad.
8. Control de recepción, calidad.
9. Garantía.

Las Causas por las Cuales se Recurre al Servicio de Terceros.

1. Máquinas Herramientas y Equipos. Al no contar con la infraestructura adecuada al interior de la empresa para realizar confiablemente el trabajo.
2. Capacitación. Al no contar con el personal idóneo para la realización de un trabajo que requiera especialista.
3. Recursos Humanos. La falta de personal, especializado o no.
4. Costos. Cuando los costos del personal contratado son menores que los del personal estable.

CAPITULO 4

EQUIPO USADO EN MANTENIMIENTO PREDICTIVO EN CENTRALES HIDROELECTRICAS.

4.1. Medidor de Vibración

La piedra angular del mantenimiento predictivo es el análisis de vibración. Esta es una medida de la cantidad de vibración de ciertos componentes en un sistema motriz. Cuando el equipo es nuevo y está correctamente instalado, la vibración es normalmente muy baja. Cuando el equipo comienza a envejecer, las vibraciones aumentan. Si se toman lecturas precisas en intervalos periódicos, se puede graficar el incremento de la vibración. Cuando la vibración alcanza ciertos niveles indicando envejecimiento considerable, el componente se puede cambiar antes de que ocurra la falla.

Mientras que esto parece una sobre simplificación, es un principio básico del análisis de vibración. Este método a la par que las inspecciones visuales, permiten realizar un mantenimiento predictivo a bajo costo. Si un inspector tiene los formatos apropiados y un medidor

portátil de vibración, se pueden lograr resultados alentadores. En la figura 4.1, se muestra un modelo de medidor portátil de vibración.



Figura 4.1. Medidor de Vibraciones

4.2. Analizador de Vibraciones y colector de datos

Las prácticas industriales modernas especialmente las de mantenimiento, requieren decisiones autónomas basadas en hechos contrastados tales como lecturas de vibraciones, mediciones de las rpm y temperatura. Controlar la condición de la máquina, esto es por regla general suficiente para usar un simple colector de datos para almacenar los parámetros característicos (Nivel 1). Si uno de éstos parámetros característicos cambia considerablemente, la causa puede ser investigada y requiere un diagnóstico exhaustivo. Entonces es cuando el analizador de vibraciones (Nivel 2) es de mucha utilidad. Como un instrumento que combina el nivel 1 y nivel 2, este instrumento es ideal para la condición de monitoreo y diagnóstico en máquinas cruciales de producción. En la figura 4.2, se muestra un modelo de analizador de vibración.

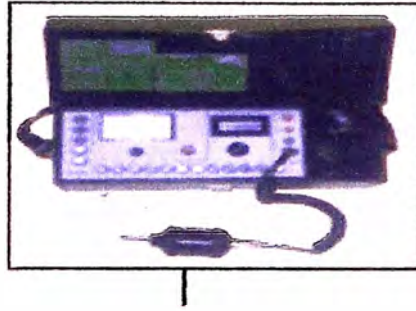


Figura 4.2. Analizador de Vibración

4.3. Termómetros

El termómetro infrarrojo es uno de los dispositivos de medida portátiles más fácil de usar, figura 4.3.a, su lectura es inmediata en tiempo real, se puede calcular la temperatura máxima, el mínimo, la diferencia y temperaturas medias. No es necesario nunca poner en contacto con el objeto para realizar la lectura. Estos instrumentos pueden medir las temperaturas de funcionamiento de un elemento mecánico o eléctrico sin necesidad de detenerlo o de sacarlo de servicio. También se usan termómetros con visor láser, un modelo de este tipo se muestra en la figura 4.3.b.



Fig. 4.3.a. Termómetro Infrarrojo



Fig. 4.3.b Termómetro Láser

4.4. Pantógrafo Tridimensional

Existe un instrumento denominado digitalizador, el cual constituye una herramienta muy completa en la digitalización tridimensional. La aplicación principal del digitalizador en la central, es obtener en forma cuantitativa y cualitativa la pérdida de peso en las cucharas de los rodets tipo péltón, en los diferentes diseños de rodets, sin tener la necesidad de desmontarlos, así como, obtener la representación digital de las cucharas para la evaluación de la eficiencia. Puede verse este instrumento en la figura 4.4.

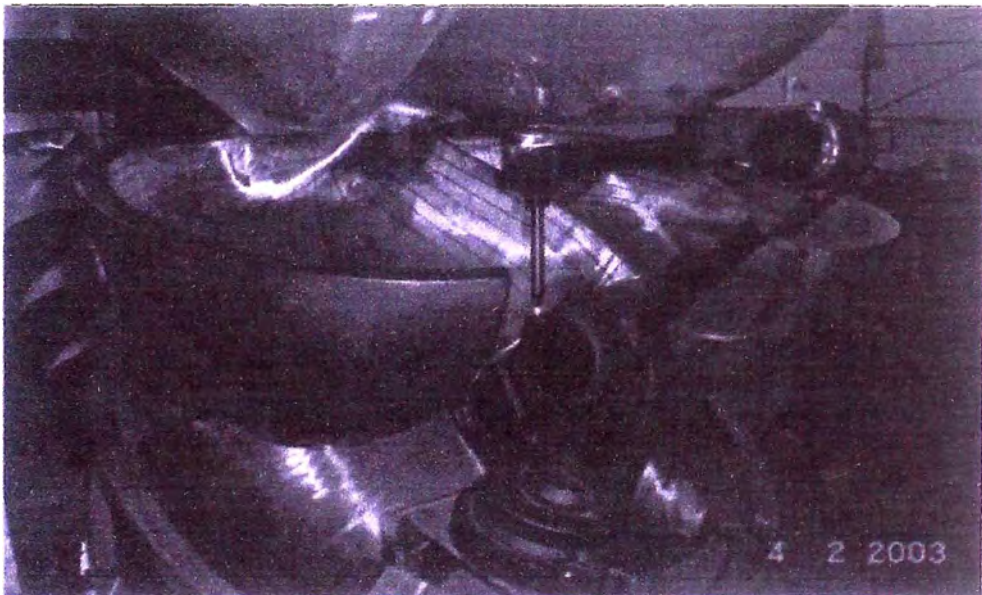


Fig. 4.4 Brazo digitalizador

4.5. Análisis de aceite

Cromatografía

La cromatografía, está definida como un proceso físico-químico de separación. Consiste en inyectar la muestra de gas en un flujo de

gas inerte, el cual sirve como transportador a través de una columna de acero inoxidable que contiene un producto químico granulado finamente. Esta columna deja pasar ciertos gases en distintos tiempos y a otros los absorbe.

A continuación de la columna de separación está el detector de conductividad térmico para los gases inorgánicos, o un detector de ionización por llama, para los componentes orgánicos.

El cromatógrafo debe ser previamente calibrado con gases patrones en proporciones conocidas. El propósito de éste análisis es conocer exactamente las diferentes sustancias que componen los gases disueltos extraídos desde el aceite del transformador.

La muestra de gas que se introduce en el cromatógrafo para su análisis es de aproximadamente de 0.1 a 0.5 cc. Este gas debe estar a la presión atmosférica. La figura 4.5, muestra un equipo de cromatografía.

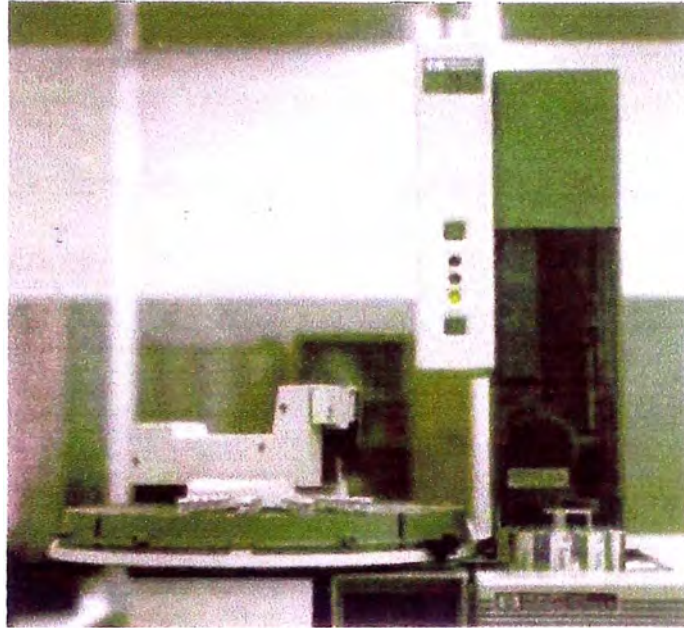


Figura 4.5. Equipo de Cromatografía

El análisis cromatográfico, aplicado fundamentalmente al aceite de los transformadores en las centrales de generación, por la especialización que requiere, normalmente es encargado a empresas especializadas.

4.6. Termografía

Una de las técnicas de mantenimiento predictivo que a lo largo de los últimos años a pasado a ser una de las más utilizadas por parte de las empresas es la termografía infrarroja.

Esta técnica permite detectar, sin contacto físico con el elemento bajo análisis, cualquier falla que se manifieste en un cambio de la temperatura sobre la base de medir los niveles de radiación dentro del espectro infrarrojo.

En general, una falla electromecánica antes de producirse se manifiesta generando e intercambiando calor. Este calor se traduce habitualmente en una elevación de temperatura que puede ser súbita, pero, por lo general y dependiendo del objeto, la temperatura comienza a manifestar pequeñas variaciones.

Si es posible detectar, comparar y determinar dicha variación, entonces se pueden detectar fallas que comienzan a gestarse y que pueden producir en el futuro cercano o a mediano plazo una parada de planta y/o un siniestro afectando personas e instalaciones. Esto permite la reducción de los tiempos de parada al minimizar la probabilidad de salidas de servicio imprevistas, no programadas, gracias a su aporte en cuanto a la planificación de las reparaciones y del mantenimiento. Los beneficios de reducción de costos incluyen ahorro de energía, protección de los equipos, velocidad de inspección y diagnóstico, verificación rápida y sencilla de la reparación, etc.

La inspección termográfica en sistemas eléctricos tiene como objetivo detectar componentes defectuosos basándose en la elevación de la temperatura como consecuencia de un aumento anormal de su resistencia ohmica. Las causas que originan estos defectos, entre otras, pueden mencionarse:

- Conexiones flojas

- Conexiones afectadas por corrosión

- Degradación de los materiales aislantes.

Equipos de Inspección Termográfica

En los inicios la utilización de esta técnica de mantenimiento predictivo estaba limitada por el peso y el tamaño de los equipos.

La evolución tecnológica permitió reducir los equipos, p.ej. en el año 1965, peso superior a 30 kg, a la fecha cámaras portátiles de 2 Kg; capacidad de almacenamiento digital de datos; análisis mediante el uso de computadoras y software específicos; etc. Y lo que es más importante la realización de las inspecciones por una sola persona con el consiguiente ahorro. Los beneficios señalados sumados a las ventajas de esta técnica predictiva ha impulsado su uso generalizado en las instalaciones eléctricas. La figura 4.6, muestra un modelo de cámara termográfica.

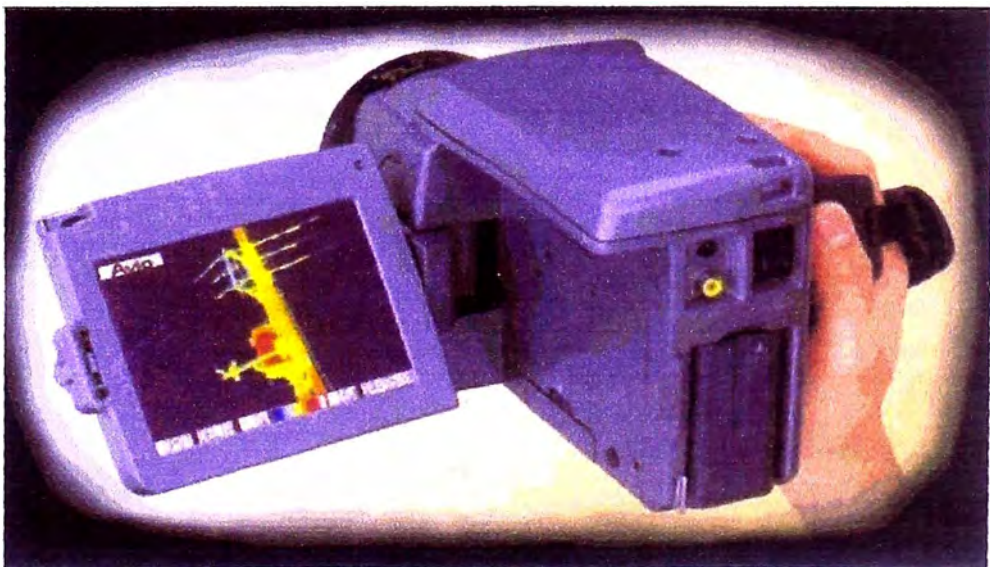


Figura 4.6. Cámara Termográfica.

4.7. Medidor de Espesores

Una de las formas de utilización de este instrumento en la central es la medición de espesores de recubrimientos en agujas y asientos. El medidor digital de espesor es un instrumento pequeño, pero al mismo tiempo muy práctico debido a que nos permite determinar la pérdida de espesores de las agujas y asientos y así poder predecir su punto de recambio sin tener que afectar el metal base. La figura 4.7, muestra algunos modelos de medidores de espesor.

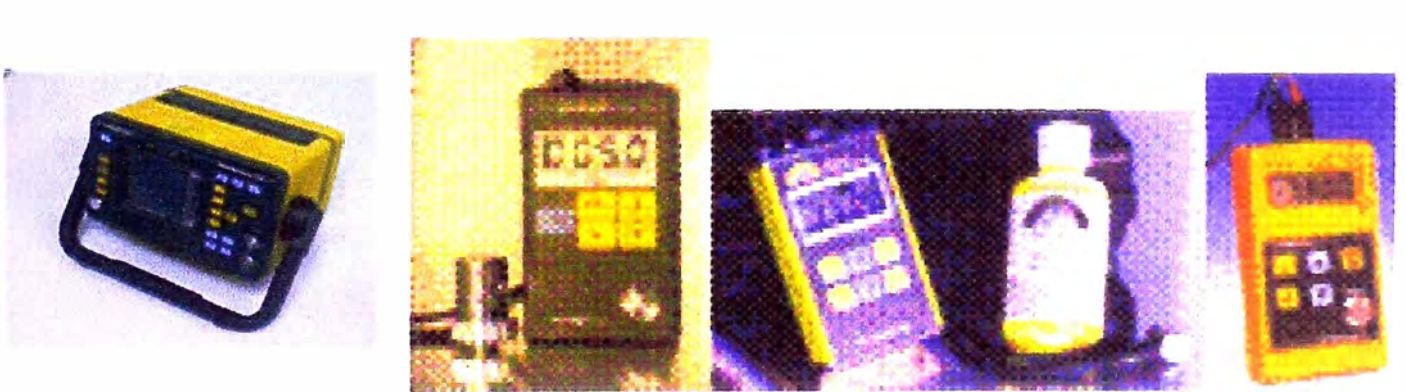


Figura 4.7. Medidores de espesor.

CAPITULO 5

MANTENIMIENTO PREDICTIVO EN CENTRALES HIDROELECTRICAS

Debe practicarse mantenimiento predictivo, en componentes cuyas averías conducirán a largos períodos de parada. Este es un asunto que el ingeniero de mantenimiento debe discutir con el Jefe de la Central. Esto asegurará el máximo de eficiencia del programa.

Se aplica a máquinas o equipos críticos en la producción. Para la selección de equipos críticos de la central, se presenta a continuación un procedimiento para la determinación de criticidad.

DETERMINACION DE CRITICIDAD**Modelo de Factores Ponderados/Basado en la Teoría del Riesgo**

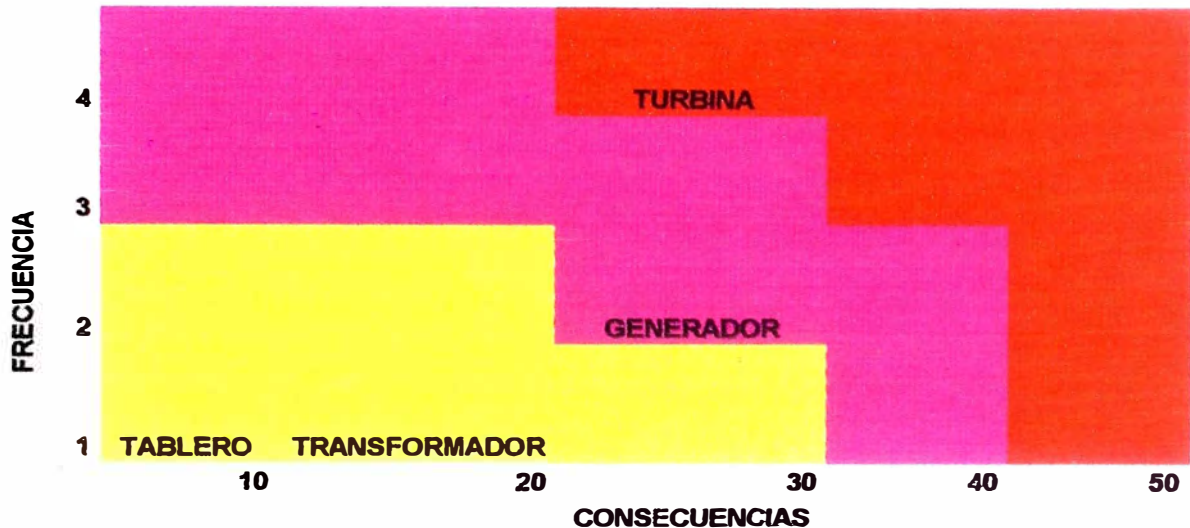
Criticidad total = Frecuencia de fallas x Consecuencias

Consecuencia = ((Impacto operacional x Flexibilidad) + Costo Mantto. + Impacto SAH)

Análisis	Ponderación	Turbina	Generador	Transformador	Tableros
Frecuencia de Fallas					
Parámetro mayor a 4 fallas/año	4	4			
Promedio 2-4 fallas/año	3				
Buena 1-2 fallas/año	2		2		
Excelente menor de 1 falla/año	1			1	1
Resultado de frecuencia de fallas		4	2	1	1
Impacto operacional					
Parada inmediata de toda la central	10				
Parada de la unidad de generación y tiene repercusión en otras unidades	6	6	6		
Impacta en niveles de producción o Calidad	4			4	
Repercute en costos operacionales adicionales asociados a disponibilidad	2				2
No genera ningún efecto significativo sobre operaciones y producción	1				
Resultado de Impacto Operacional		6	6	4	2
Flexibilidad Operacional					
No existe opción de producción y no existe función de repuesto	4	4	4		
Hay opción de repuesto compartido	2			2	
Función de repuesto disponible	1				1
Resultado de Flexibilidad Operacional		4	4	2	1

Costo de Mantenimiento					
Mayor o igual a U.S.\$ 20.000	2	2	2	2	
Inferior a U.S.\$ 20.000	1				1
Costo de Mantenimiento		2	2	2	1
Impacto en Seguridad Ambiente Higiene					
Afecta la seguridad humana tanto externa como interna	8				
Afecta el ambiente produciendo daños Reversibles	6				
Afecta las instalaciones causando daños Severos	4				
Provoca daños menores (accidentes e Incidentes) personal propio	2				
Provoca un impacto ambiental cuyo efecto no Viola las normas ambientales	1	1	1	1	
No provoca ningún tipo de daños a personas Instalaciones o al ambiente	0				0
Resultado de Seguridad Ambiente Higiene		1	1	1	0
Consecuencia		27	27	11	3
Criticidad Total		108	54	11	3

PRESENTACION DE RESULTADOS



Leyenda:

NC: No Crítico

SC: Semi Crítico

C :Crítico

5.1. Técnicas Utilizadas.

En una central hidroeléctrica, el mantenimiento predictivo consiste básicamente en la aplicación de las técnicas siguientes:

5.1.1. Vibraciones

Durante el funcionamiento de una central eléctrica el grupo turbina-generador está sometido a la acción de diferentes fuerzas perturbadoras; el identificar y evaluar las vibraciones presentes en la unidad, separando aquellas que son propias del funcionamiento de la misma, de aquellas otras que tienen su origen en el funcionamiento anómalo de uno de sus elementos, se realiza mediante el estudio y el análisis de dichas vibraciones. El proceso de seguimiento y diagnóstico se realiza en las fases siguientes:

Documentación: Se incluye el espectro base como punto de partida para determinar la aparición de problemas en el grupo, así como los planos y una hoja con los datos más significativos de la unidad.

Conocimiento de la máquina: Las características constructivas y de funcionamiento determinan el tipo de posibles defectos y la vibración resultante de los mismos, lo cual hace necesario el conocimiento profundo de la máquina, de sus condiciones de funcionamiento y de los fenómenos asociados al mismo.

Criterios de valoración: Una vez que un defecto ha sido localizado e identificado, se determina su grado de importancia. Para la valoración se considera tanto el nivel como las características del mismo. El criterio para la evaluación se basa en la existencia de un banco de datos representativo así como en las medidas históricas de la unidad. En la Fig. 5.1.a se puede apreciar un registro de vibraciones, en las figuras 5.1.b, 5.1.c y 5.1.d, se pueden ver los sensores de vibración instalados en un cojinete. El Anexo 1 trata sobre los criterios básicos para el análisis de vibraciones.

5.1.2. Aislamiento del alternador.

El diagnóstico de un alternador supone la obtención de datos sobre el estado de envejecimiento del aislamiento del estator, de su contaminación y de la estabilidad del aislamiento. Su control periódico

permite valorar la evolución de su estado con el número de horas de servicio, permitiendo prever una avería intempestiva que siempre genera indisponibilidad e importantes daños añadidos.

Los criterios de diagnóstico se obtienen sobre diferentes tipos de aislamientos y configuraciones de devanados, estando contrastados internacionalmente por su uso sistemático.

Posicion de los Inyectores y Deflectores del Generador N° 4

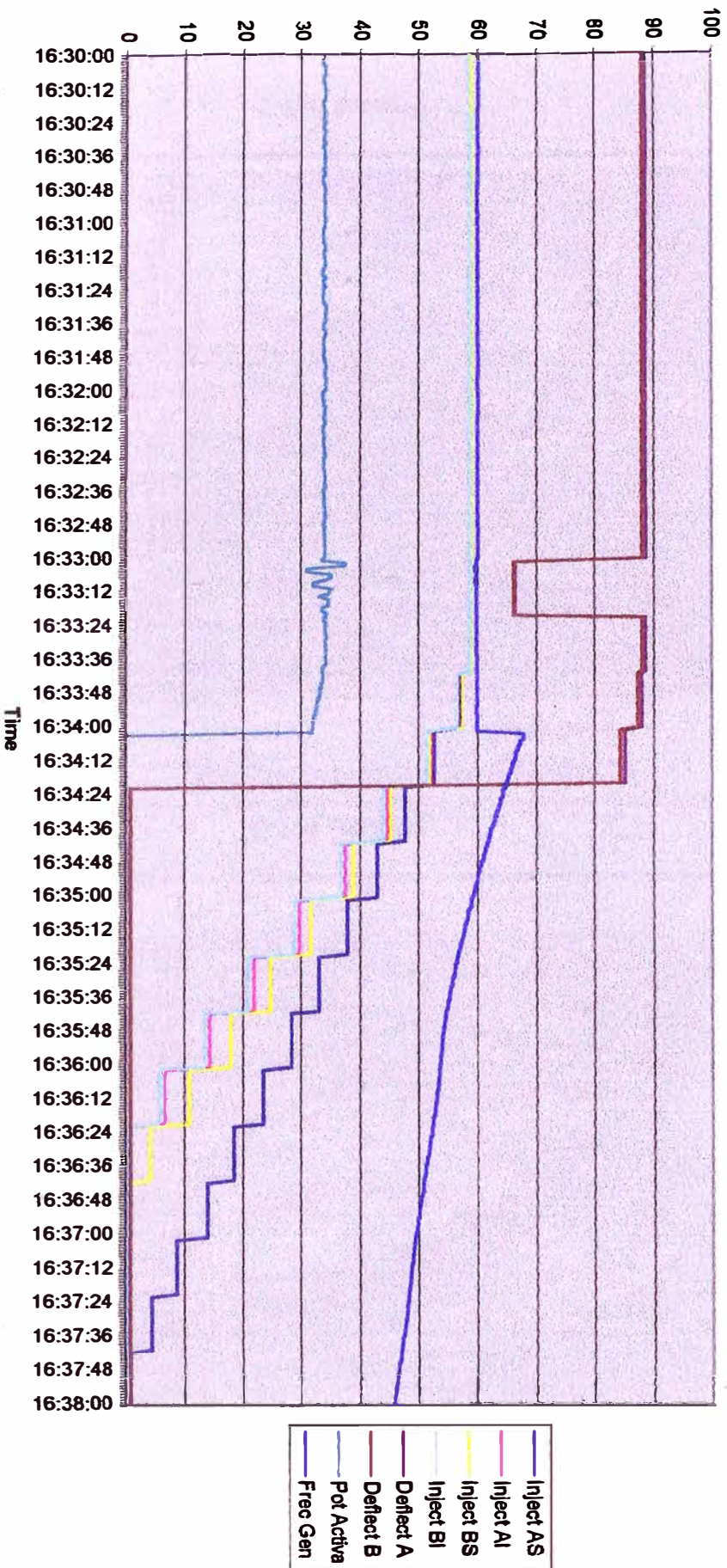


Figura 5.1.a Registro de Vibraciones
Cortesía Duke Energy

**Vibración en dirección radial
Probeta de montura revertida
Posición X & Y**

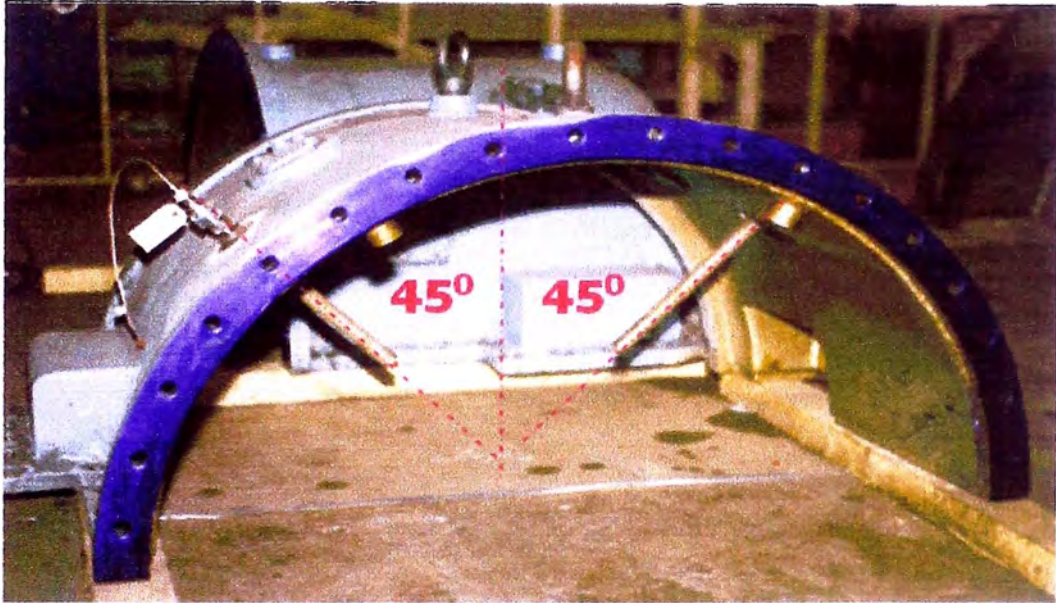


Figura 5.1.b

**Vibración en dirección radial
Posición X & Y**

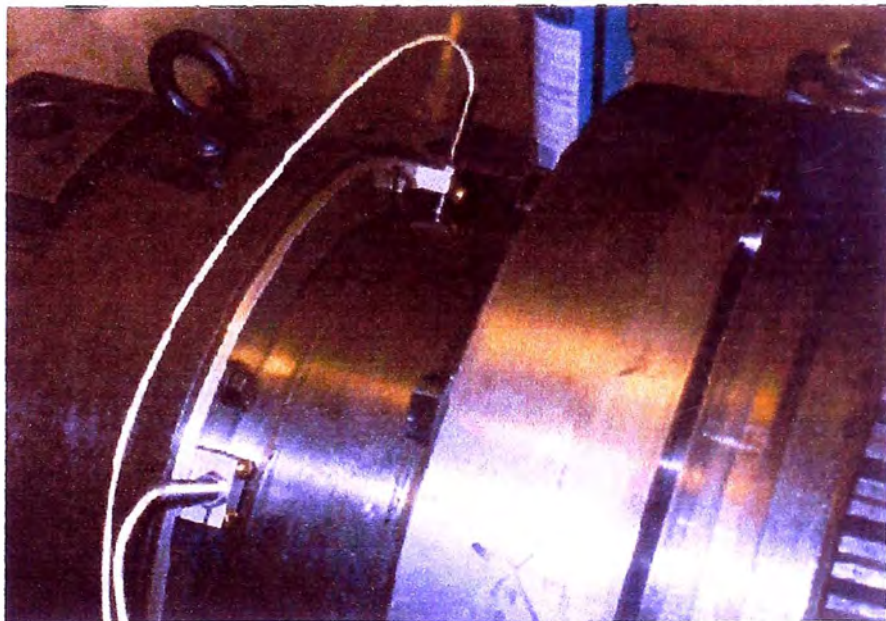


Figura 5.1.c

Probetas axiales & radiales

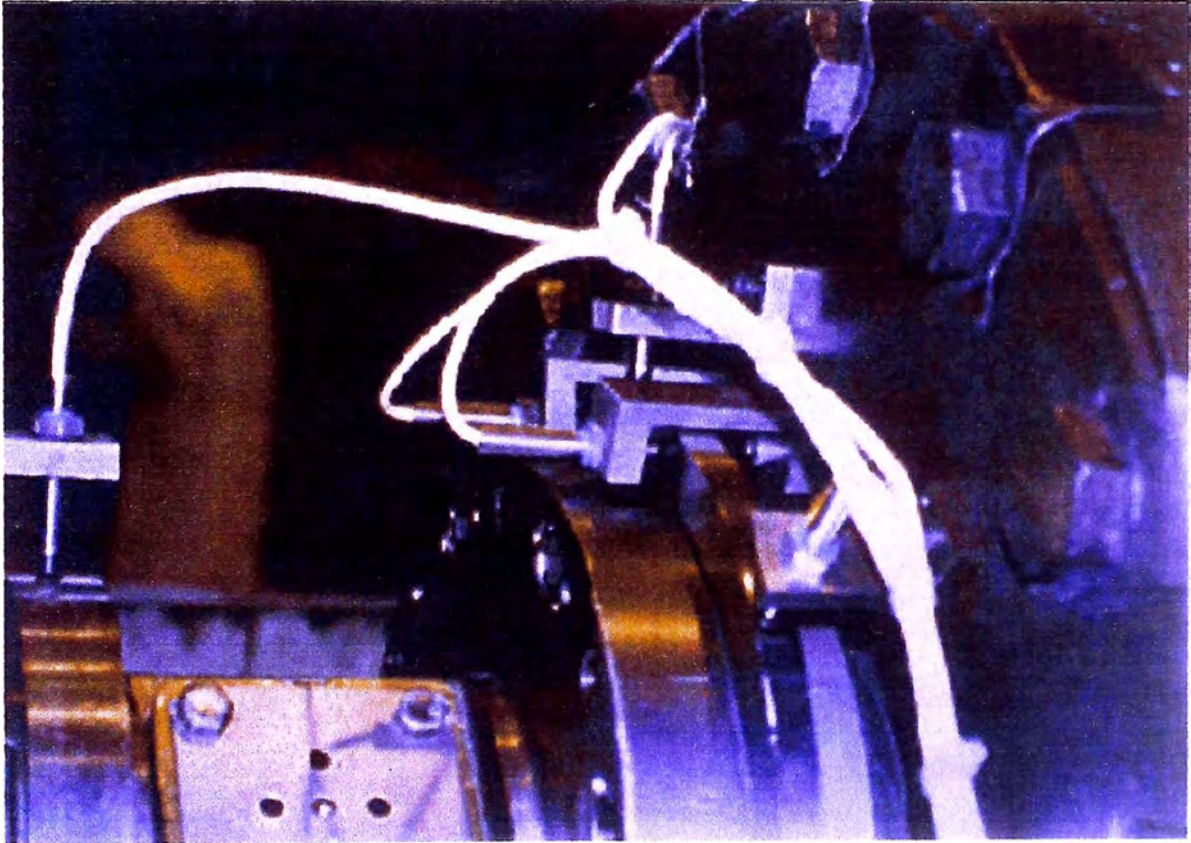


Figura 5.1.d

Los valores de la resistencia de aislamiento, del índice de polarización, de la intensidad de absorción y de la intensidad de conducción, proporcionan criterios objetivos de diagnóstico.

La interpretación de éstos datos comparados con los de máquinas similares y el seguimiento de su evolución permiten detectar con tiempo la degeneración del aislamiento, su contaminación o el exceso de humedad que son los factores de riesgo en la operación de éstos equipos.

5.1.3. Análisis de aceites.

El análisis de aceite lubricante o del aceite de regulación complementa el diagnóstico mecánico del estado de la unidad, los análisis que se realizan sobre la muestra del aceite incluyen las determinaciones de viscosidad cinemática, oxidación, acidez, contenido de agua, aditivos y contenido en metales de desgaste y de contaminación.

5.1.4. Diagnóstico del transformador.

Los transformadores están sometidos continuamente a un tipo particular de esfuerzo cuyo origen es la temperatura y el gradiente de campo eléctrico, provocando un envejecimiento en el aislamiento eléctrico que modifica sus características mecánicas y aislantes.

Lo anterior se traduce en que cuando se produce alguna sollicitación de esfuerzo, (por ejemplo: cambio de carga, sobre tensión, sobre tensión

de origen atmosférico o de maniobra, etc.) el estado de los materiales desde el punto de vista mecánico o de aislamiento no puede resistir el esfuerzo, dando origen a una avería que se denomina latente porque en muchos casos no se manifiesta de manera inmediata.

El análisis de los resultados obtenidos de los ensayos realizados sobre una muestra del aceite, tomada según un procedimiento adecuado, sobre la base de la experiencia y la existencia de un banco de datos amplio y representativo, conduce al diagnóstico del estado del transformador, detectando la existencia o no de un defecto, identificando el mismo y evaluando su importancia.

El diagnóstico del transformador se realiza mediante la aplicación de las técnicas siguientes:

Análisis de los gases disueltos en el líquido aislante (aceite o silicona). Este análisis se hace mediante cromatografía.

Valoración del estado del aislamiento sólido (papel de los bobinados) mediante la determinación del contenido en furfuraldehído.

Calificación del aceite aislante mediante la determinación de los parámetros de rigidez dieléctrica, contenido en agua, coeficiente de pérdidas (tangente delta) y acidez.

Determinación del grado de polimerización promedio del papel aislante.



**Fig. 5.2. Diagnóstico del Transformador.
Toma de muestra de aceite dieléctrico.**

Una de las características más importantes del mantenimiento predictivo es que no debe alterar el funcionamiento normal de la planta mientras se está aplicando.

5.1.5. Otras Técnicas de Mantenimiento Predictivo.

Adicionalmente a las técnicas fundamentales mencionadas anteriormente, se utilizan en una central hidroeléctrica, otras que también están dentro del campo del mantenimiento predictivo, dentro de ellas tenemos:

Control de Sólidos Turbinados. Esta técnica permite determinar la cantidad de sólidos disueltos en el agua, cuyo valor acumulado predice,

según datos históricos de referencia, el desgaste que han sufrido elementos como la aguja del inyector, el asiento del mismo y el rodete fundamentalmente. Con éste dato de referencia la unidad debe parar para su reparación en el momento adecuado. (Fig. 5.3).

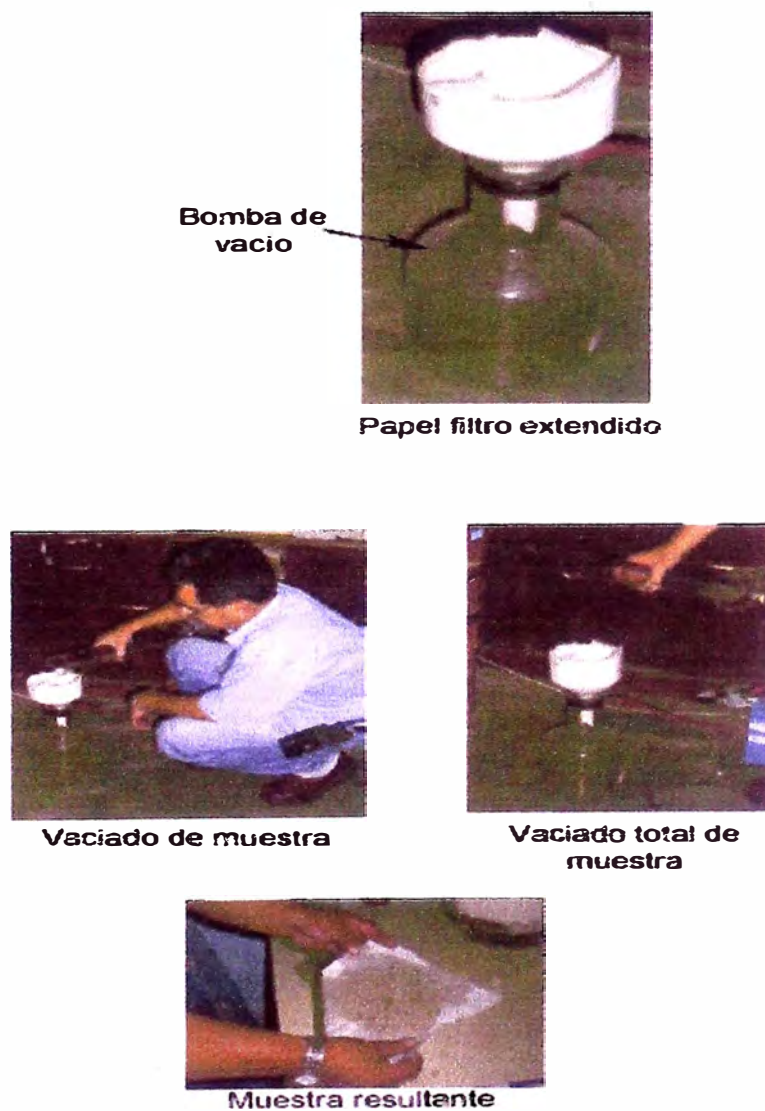


Fig. 5.3. Control de sólidos turbinados.

Digitalización del desgaste de rodetes. Consiste en reproducir la forma de las cucharas del rodete de manera tridimensional, mediante la utilización de un pantógrafo digital, para poder determinar el desgaste por comparación y la pérdida de eficiencia de la turbina, lo que permitirá tomar las acciones correctivas en el tiempo adecuado. (Fig. 5.4).



Figura 5.4.a. Digitalización

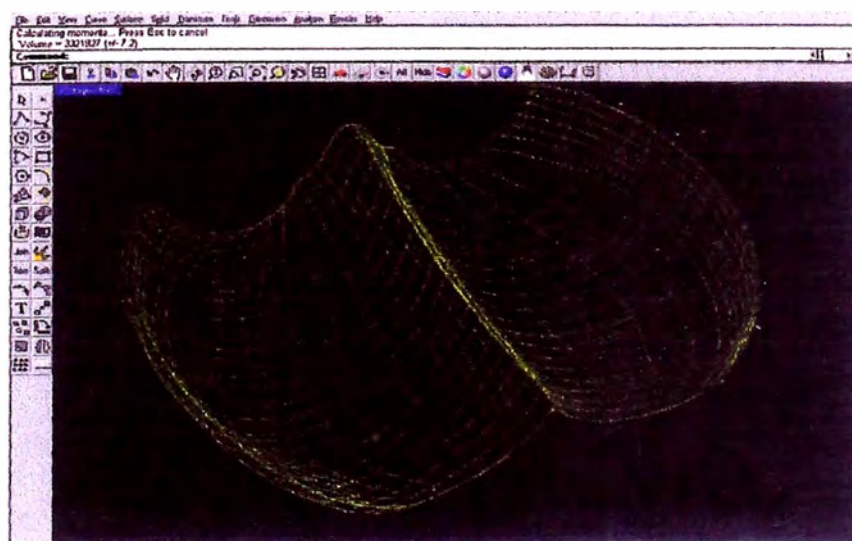


Figura 5.4.b. Reproducción tridimensional.

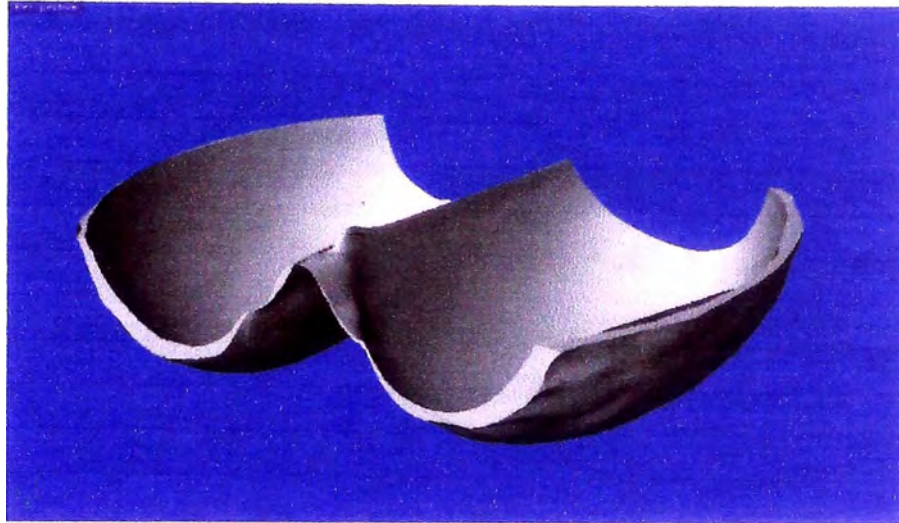


Figura 5.4.c. Reproducción acabada.

Control de Temperaturas del Generador. Se utilizan sensores para controlar la temperatura de las bobinas de los generadores de modo de tener una señal de alerta si las condiciones de operación se ven alteradas por efectos de temperatura elevada de una de las bobinas del generador Fig. 5.5. Esta señal puede controlarse desde los tableros de control y también desde cualquier punto remoto mediante un ordenador. Respecto a este mismo parámetro también se controlan las temperaturas de los cojinetes Fig. 5.6.

Monitoreo Continuo de Descargas Parciales en Hidrogeneradores (PDA).

El aislamiento eléctrico es uno de los componentes más vulnerables de los devanados estáticos de las máquinas de alto voltaje. Para diagnosticar su condición se emplean pruebas con máquina fuera de servicio (Off-Line) para las cuales periódicamente se tiene que desconectar y en muchos casos

desmontar el generador y pruebas que monitorean y ayudan a diagnosticar la condición con máquina en servicio (On-Line).

Las descargas parciales (PD) son una poderosa herramienta para diagnosticar la condición de los devanados de alto voltaje, pues, representan un importante y complejo factor de envejecimiento ya que gradualmente van deteriorando el aislamiento.

Para medir la actividad de las descargas parciales se han desarrollado diferentes métodos, siendo el más usado el Sistema Analizador de Descargas Parciales (PDA) desarrollado por Ontario Hydro el cual automáticamente y en forma continua mide la actividad de las PD en los devanados estáticos de generadores y motores.

TEMPERATURA DE BOBINAS DEL GEN 4

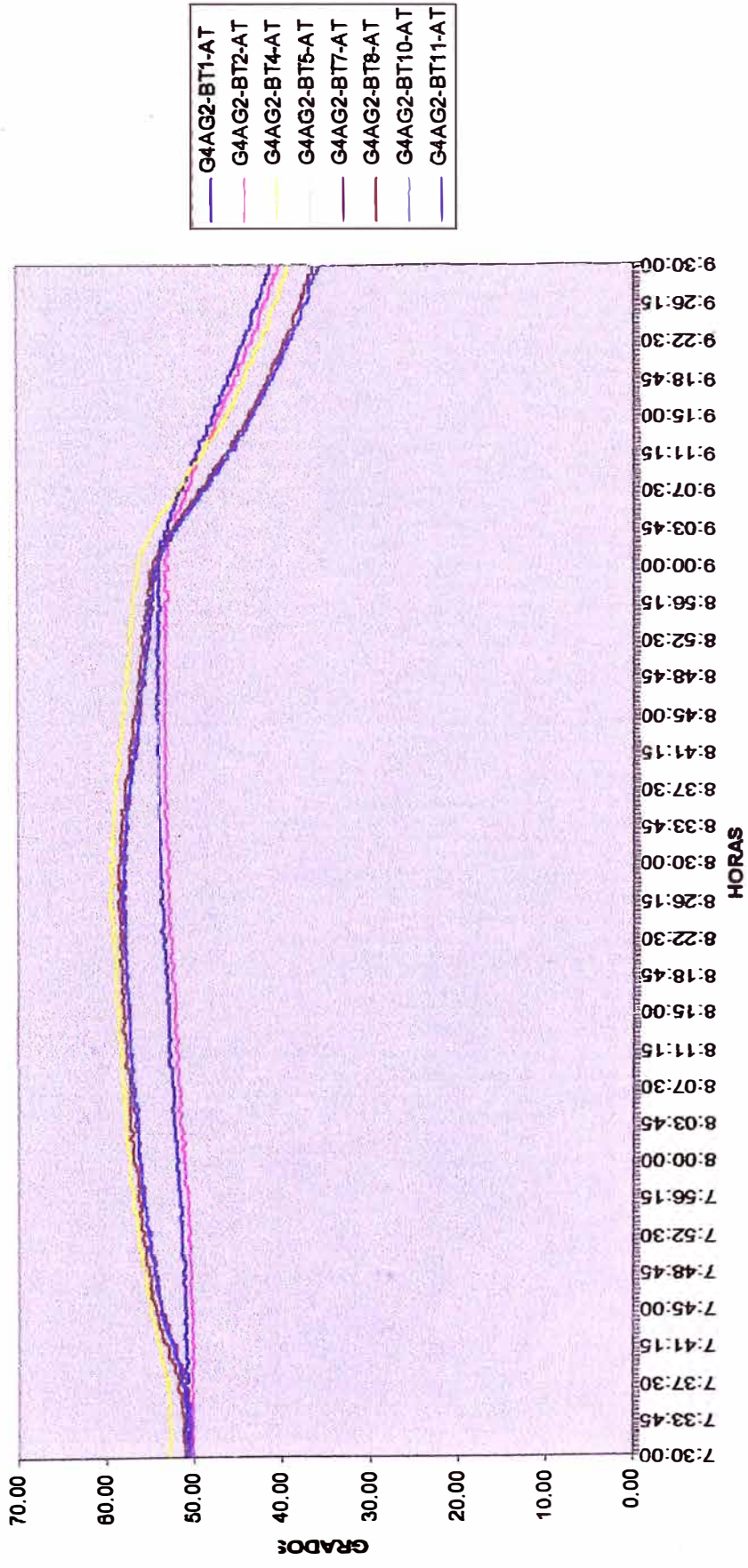


Figura 5.5. Control de Temperaturas del Generador.
Cortesía Duke Energy.

TEMPERATURA DE COJINETES GEN 4

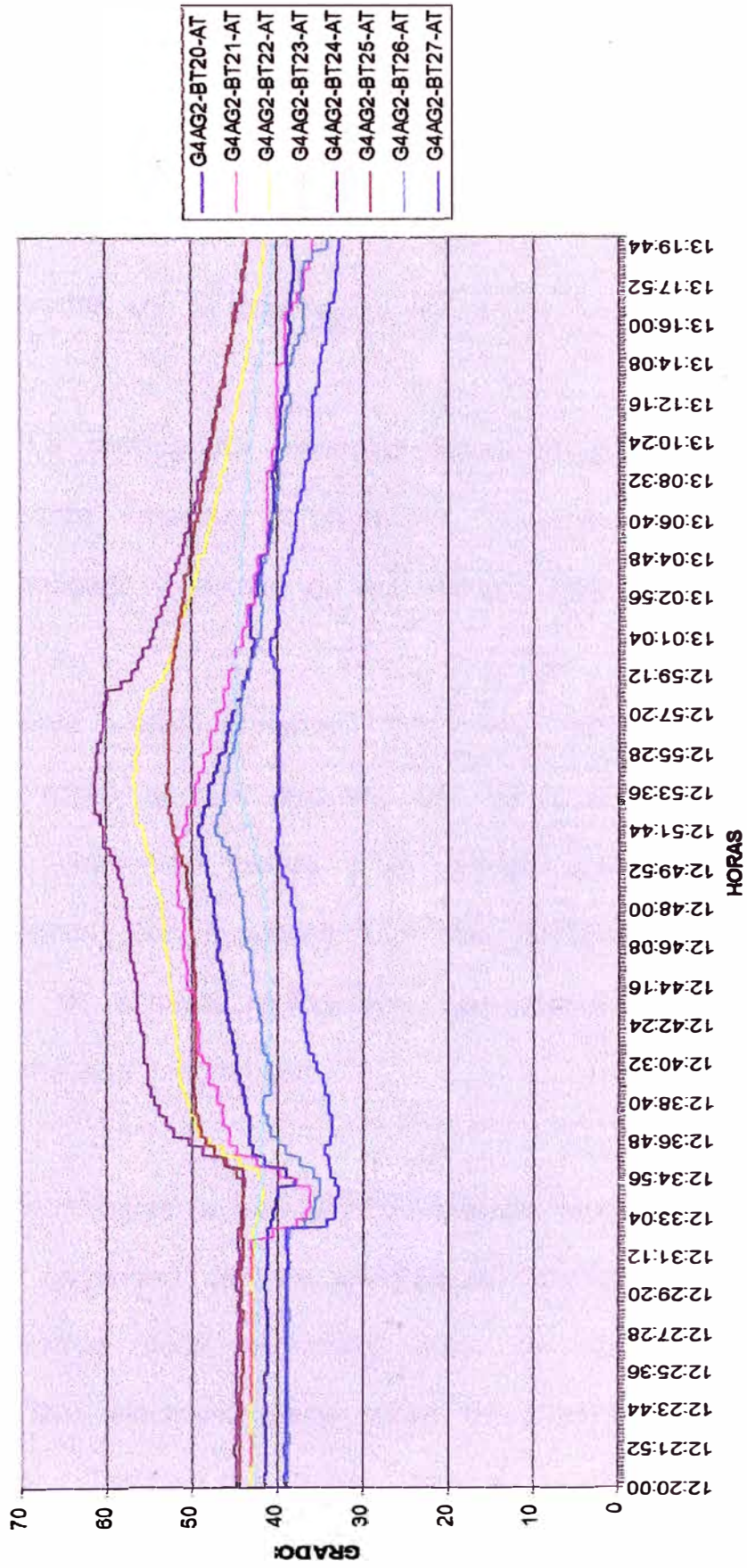


Figura 5.6. Control de Temperaturas de los Cojinetes.
Cortesía Duke Energy.

En el Anexo 2, se describen los métodos utilizados para medir la actividad de la descarga parcial, los motivos que se tuvieron en cuenta para justificar la compra de un sistema de descargas parciales On-Line, su instalación en 18 generadores en tres centrales hidroeléctricas, algunas experiencias en el manejo del sistema y se discuten algunos resultados obtenidos con la prueba de descargas parciales.

Termografía. La termografía infrarroja en el área de mantenimiento predictivo presenta ventajas comparativas inigualables. Quizá sea el ensayo más divulgado y exitoso de los últimos años.

Se complementa eficientemente con los otros ensayos del mantenimiento como son el análisis de lubricantes, el análisis de vibraciones, el ultrasonido pasivo y el análisis predictivo de motores eléctricos. También por supuesto con los ensayos no destructivos clásicos como el ensayo radiográfico, el ultrasonido activo, tintes penetrantes, partículas magnéticas.

De todas las tecnologías la termografía infrarroja sería la que está más vinculada a la seguridad de una instalación. Cuando nos referimos a seguridad queremos decir seguridad tanto de las personas como edilicia. Toda falla electromecánica antes de producirse se manifiesta generando calor. (También se puede detectar pérdidas de frío). Este calor o elevación de temperatura puede ser una elevación súbita, pero,

por lo general dependiendo del objeto la temperatura comienza a manifestarse lentamente. Ahí es donde la termografía se transforma en una herramienta irremplazable. El objetivo es poder detectar a priori fallas que pueden producir una parada de planta y/o un siniestro.



Figura 5.7. Utilizando la cámara termográfica en la subestación.

Esto se traduce o significa reducir costos ocultos por lucro cesante, reducir las pólizas de seguro de la planta en si y los seguros del personal en el área de accidentes de trabajo. Los otros costos que se reducen sensiblemente son los del sector de mantenimiento propiamente dicho, área la cual puede organizar mejor sus tareas pensando a futuro y tratando de disminuir al mínimo posible las reparaciones diarias, las cuales son siempre muy costosas. También reduce los costos de disminución de stock de repuestos y por mejor

control de los proveedores a los cuales pueden reclamar en caso que la disipación de calor no esté conforme a las normas o a sus expectativas.

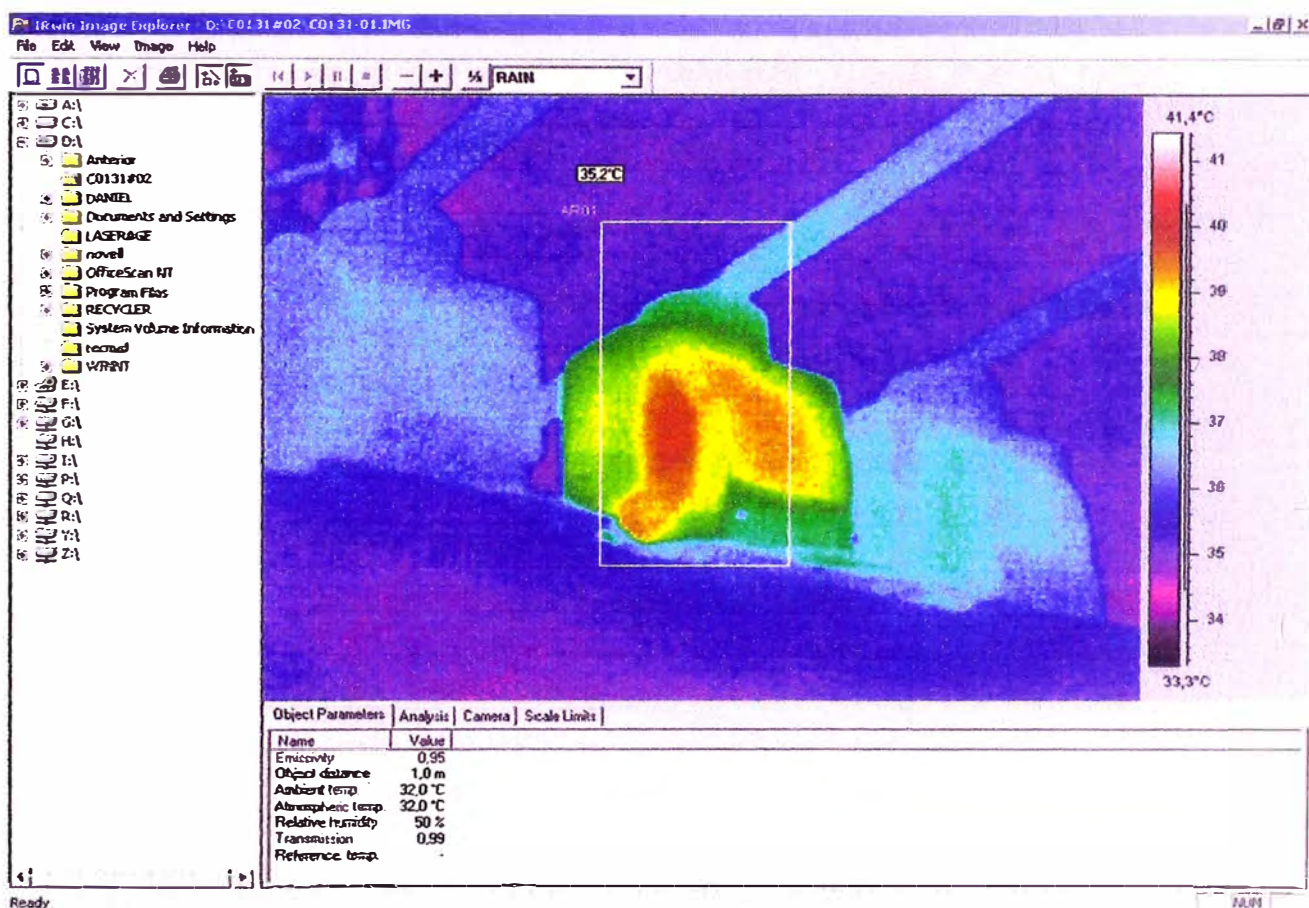


Figura 5.8. Observando un transformador de medición.

5.2. Registros del Desgaste de los Equipos.

El mantenimiento predictivo utiliza los métodos antes mencionados para predecir fallas. Una parte esencial de todo programa de mantenimiento predictivo es el registro de los equipos.

El desgaste de los equipos se debe graficar contra el tiempo. Como las inspecciones muestran el desgaste progresivo, se hace un

diagrama. Cuando el componente falla, es anotado en una carta (ver Fig. 5.9). Cuando el equipo es reemplazado se comienza una nueva carta. A partir de ese momento el componente es observado y es reemplazado cuando se aproxima a la vida útil del último componente, ya que el desgaste se produce aproximadamente a una misma razón. Esto prevé una avería y permite al equipo de mantenimiento la flexibilidad para programar la reparación sin interrupción de la producción, ventaja ésta del mantenimiento preventivo. El proceso no es fácil o simple como se ha descrito líneas arriba. Sin embargo, con un poco de esfuerzo el sistema se puede instituir para complementar un programa de mantenimiento preventivo.

5.3. Establecimiento de Estándares.

Uno de los procedimientos más complicados es el establecimiento de estándares (Fig. 5.10). Si el equipo es reemplazado con mucha frecuencia, los costos aumentan. Si no es reemplazado lo suficientemente frecuente, ocurren averías. El mejor método es investigar la vida del equipo. Notar el tiempo promedio para reemplazos de componentes y probar ese período de tiempo. Si así trabaja sin averías entonces usarlo como período de tiempo. Si no funciona, acortarlo ligeramente, hasta que los reemplazos lleguen antes que las averías. De vez en cuando puede ser necesario dejar que un componente se averíe, para asegurarse de que los períodos de tiempo son aproximadamente correctos.

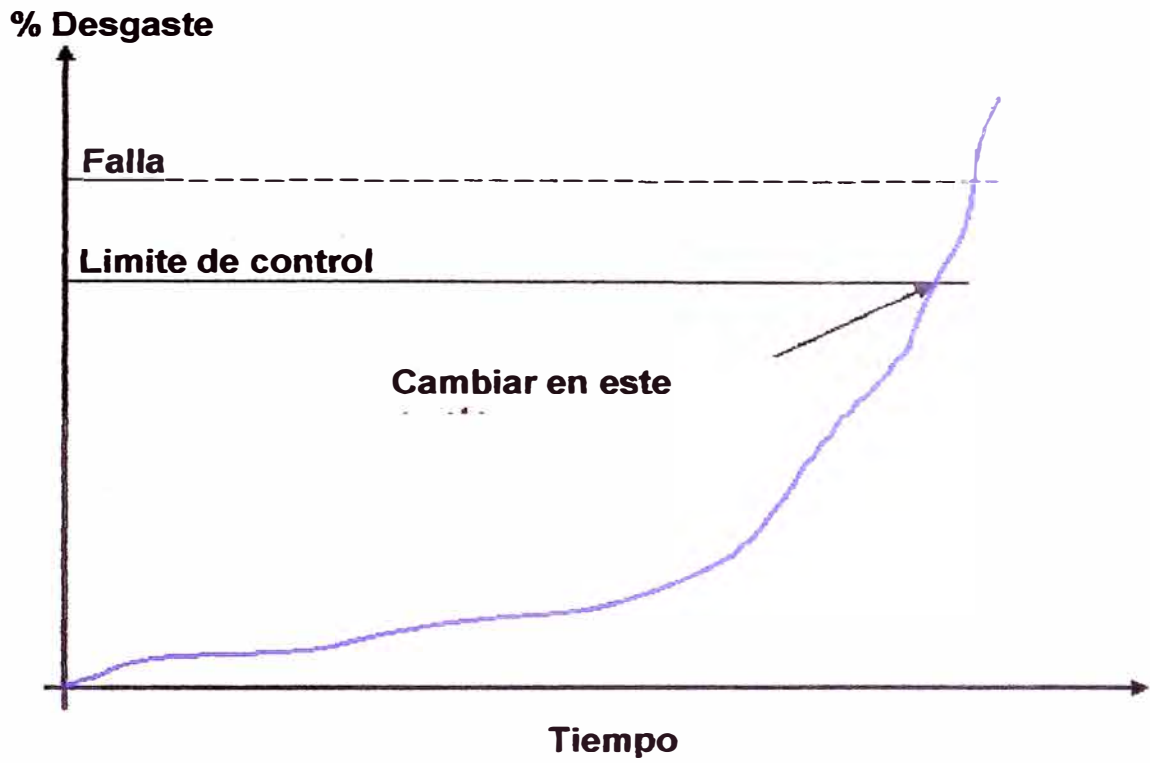


Figura 5.9 Grafico de Limite de control

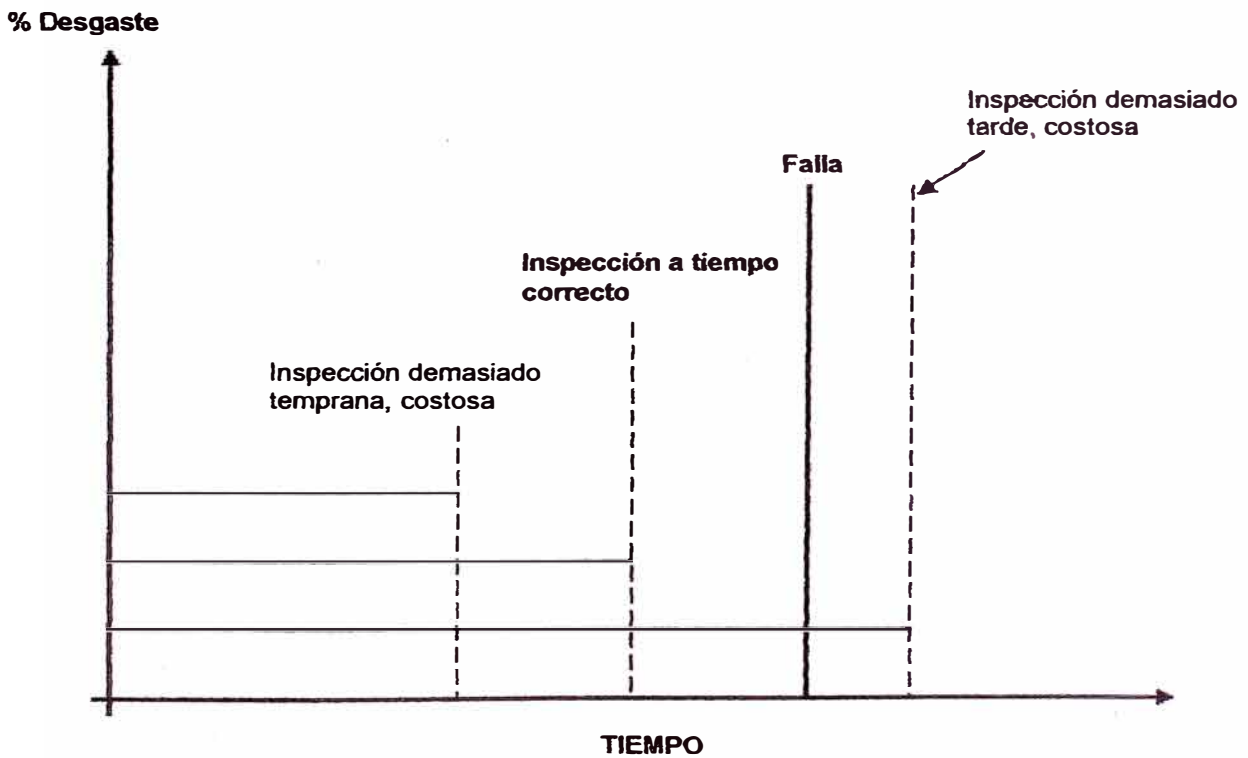


Figura 5.10

CAPITULO 6

COSTOS RELATIVOS AL MANTENIMIENTO PREDICTIVO

6.1 Influencia del Mantenimiento Predictivo en el Costo de Mantenimiento

La implementación de tareas de mantenimiento predictivo, en las labores de mantenimiento de la central, aumenta la calidad del servicio de mantenimiento al pasar de una situación pasiva (prevención en base a períodos de tiempo pre-establecidos de revisiones), a una acción activa (continua medición verificando la evolución funcional de la maquinaria o equipos), lo que permite reducir el número de paradas de los equipos de la central, permitiendo, no solo, beneficiar económicamente a la empresa, con la reducción de las paradas de la producción, sino también contribuyendo a reducir el costo del mantenimiento, por la reducción de tareas preventivas.

6.1.1 Costos de Mantenimiento Preventivo

Para poder apreciar la ventaja de aplicar mantenimiento predictivo en una central hidroeléctrica, se analizan primero los costos de mantenimiento preventivo, aplicado a los equipos críticos Turbina, Generador y sistema de lubricación, como equipo auxiliar del grupo turbina-generador. En los cuadros siguientes, se muestran los costos de mantenimiento preventivo, por componente, tipo de actividad y frecuencia de ejecución.

CUADRO 6.1 COSTOS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Maquina/Equipo: Turbina Hidraulica											
Parte	Actividad		Frecuencia	Mano de Obra	Herramientas	Material	Repuesto	Hrs. Prod.	Subtotal	Veces	Total US \$
Rodete Pelton de 20 cucharas, 20 Ton, 21 MW, 360 rpm.	OPERACIÓN	Purgas en cámara de distribución	Semanal	48	0	0	0	0	48	48	2304
		Limpieza de rejillas en bocatomá	meses)	250	10	10	0	0	270	150	40500
	PARADA	Control dimensional de cucharas	Mensual	84	20	10	0	0	114	12	1368
		Pruebas con tintes penetrantes	Mensual	84		200		0	284	12	3408
RENOVACION	Reconstrucción de cucharas	Anual	180	100	5000	0	5000	10280	1	10280	
Conjunto de inyector: Servomotor, tobera, asiento y aguja.	OPERACIÓN	Inspección de tuberías de drenaje	Diaria	6	0	0	0	0	6	365	2190
		Inspección de niveles de aceite en tanque de HPCU.	Semanal	6	0	0	0	0	6	48	288
		Análisis de aceite	Trimestral	6	0	5	30	0	41	4	164
		Inspección de fugas de Nitrogeno	Diaria	6	0	10	0	0	16	365	5840
	PARADA	Inspección interna de servomotor	Semestral	240		40	50	8000	8330	2	16660
		Ajuste de carrera de servomotor.	Mensual	24	0	0	0	0	24	12	288
	RENOVACION	Cambio eje o bocina desgaste	Anual	768	100	100	12000	16000	28968	1	28968
		Cambio de sellos de cabezal de inyector.	Semestral	384	10	15	2800	0	3209	2	6418
Deflector	OPERACIÓN	Control de apertura de deflector.	Diario	6	5	0	0	0	11	365	4015
	PARADA	Inspección de elementos de fijación de brazo de sincronización.	Mensual	24	10	0	0	0	34	12	408

CUADRO 6.2

Maquina/Equipo: Generador											
Parte	Actividad	Frecuencia	Mano de Obra	Herramientas	Material	Repuesto	Hrs. Prod.	Subtotal	Veces	Total US \$	
Rotor de 20 polos 360 rpm, 800 Amp 120 voltios	OPERACIÓN										
	PARADA	Inspeccion de placas de fijación de barras de cobre entre masas polares	Trimestral	36	0	10	0	0	46	4	184
		Medición de niveles de aislamiento de generador y rotor	Anual	96	50	100	0	0	246	1	246
	RENOVACION	Cambio de seguro de platinas.	Anual	192	25	100	0	8000	8317	1	8317
Cojinete axial y no axial	OPERACIÓN	Cambio de filtros	Semestral	12	10	5	50	0	77	2	154
	PARADA	Inspección de cojinetes	Anual	192	10	0	0	8000	8202	1	8202
		Inspección de asientos de válvulas.	Trimestral	96	10	0	0	0	106	4	424
	RENOVACION	Cambio de aceite	Anual	48	0	1200	0	0	1248	1	1248
Radiador	OPERACIÓN	Inspección de fugas de agua en tubería.	Diario	6	0	0	0	6	365	2190	
		Inspección de fosa de generador.	Diario	6	0	0	0	6	365	2190	

CUADRO 6.3

Maquina/Equipo: Sistema de Lubricación											
Parte	Actividad		Frecuencia	Mano de Obra	Herramientas	Material	Repuesto	Hrs. Prod.	Subtotal	Veces	Total US \$
Intercambiador a placas agua-aceite	OPERACIÓN	Limpieza por contraflujo	Mensual	36	0	0	0	0	36	12	432
	PARADA	Limpieza interna	Semestral	192	10	20	200	8000	8422	2	16844
	RENOVACION	Cambio de placas	Anual	96	15	15	1000	0	1126	1	1126
Electrobomba 220V, 10 HP AC	OPERACIÓN	Inspección de fugas.	Diario	9	0	0	0	0	9	365	3285
		Inspección de acoples	Semanal	24	0	0	0	0	24	48	1152
	PARADA	Medición de aislamiento	Semestral	24	15	10	0		49	2	98
	RENOVACION	Cambio de rodajes	Anual	24	10	10	100	0	144	1	144
		Cambio de acoples	Anual	24	10	0	20	0	54	1	54
Electrobomba 250 V, 15 HP DC	OPERACIÓN	Inspección de fugas.	Diario	9	0	0	0	0	9	365	3285
		Inspección de acoples	Semanal	24	0	0	0	0	24	48	1152
	PARADA	Medición de aislamiento	Semestral	24	15	10	0	0	49	2	98
	RENOVACION	Cambio de acoples	Anual	24	10	0	20	0	54	1	54
		Cambio de rodajes	Anual	24	10	10	100	0	144	1	144
Banco de Baterías de bomba DC	OPERACIÓN	Medición de densidad	Mensual	12	5	10		0	27	12	324
	PARADA										
	RENOVACION	Renovación unidades	Anual	6		5	500	0	511	1	511

Los costos expresados en los cuadros anteriores, se pueden resumir por períodos de aplicación, en los cuadros 6.4 y 6.5. El cuadro 6.4 indica los costos de mantenimiento y el cuadro 6.5 las pérdidas en que se incurre debido a paradas por mantenimiento.

En el cuadro 6.6, se resumen los costos de mantenimiento preventivo y los costos debidos a la pérdida de producción en el período de un año, expresados en forma mensual.

El gráfico 6.1, expresa los costos mensuales de mantenimiento y la pérdida de producción por mantenimiento.

CUADRO 6.4. COSTO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Equipo	Diario	Semanal	Mensual	Trim.	Semestral	Anual
Turbinas	1818	324	2736	1656	3234	109488
Generador	264	0	0	912	462	13302
Sist. Lub.	108	288	378	0	3120	12198
			71262			

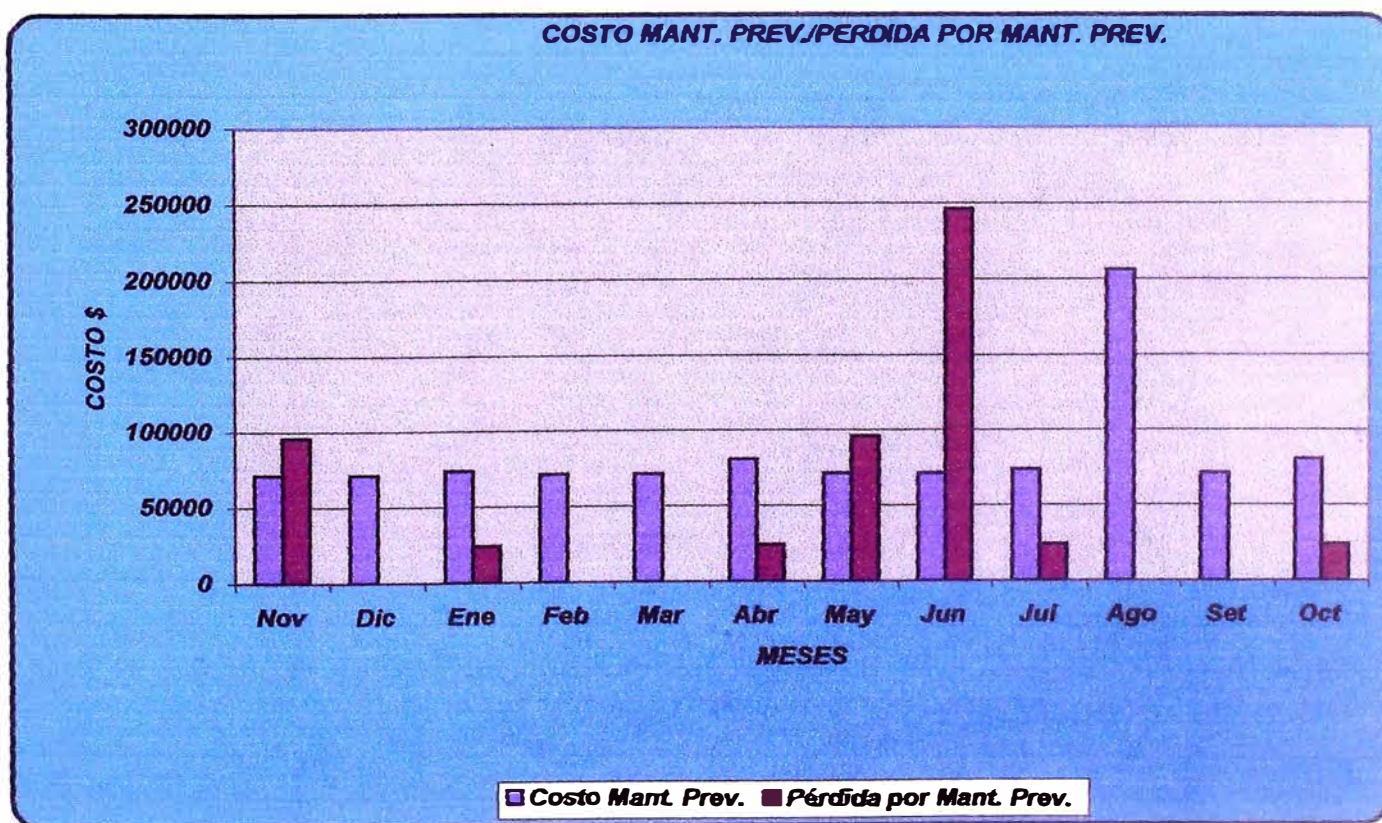
CUADRO 6.5. PERDIDA DE PRODUCCION POR MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Equipo	Diario	Semanal	Mensual	Trim.	Semestral	Anual
Turbinas			0	24000	48000	126000
Generador			0	0	0	0
Sist. Lub.			0	0	48000	0
			0	24000	96000	126000

**CUADRO 6.6. COSTO MANTENIMIENTO PREVENTIVO
PERIODO: UN AÑO**

Mes	Mant. P. US \$	Pérd. Prod. \$	Total
Nov	71262	96000	167262
Dic	71262		71262
Ene	73830	24000	97830
Feb	71262		71262
Mar	71262		71262
Abr	80646	24000	104646
May	71262	96000	167262
Jun	71262	246000	317262
Jul	73830	24000	97830
Ago	206250		206250
Set	71262		71262
Oct	80646	24000	104646
Total	1014036	534000	1548036

GRAFICO 6.1. COSTOS MANTENIMIENTO PREVENTIVO



6.1.2 Costos de Mantenimiento Incluyendo Tareas Predictivas.

En los cuadros que siguen, se puede observar la influencia de aplicar mantenimiento predictivo, a los mismos equipos considerados en el numeral anterior a los que se aplicaba solo mantenimiento preventivo. Algunas tareas preventivas se reducen en cuanto a la frecuencia de aplicación, a la mitad o a la tercera parte, lo cual es posible con el monitoreo continuo, lo que influye en la reducción de los costos de mantenimiento cuando se incluyen tareas predictivas.

CUADRO 6.7 COSTOS DE MANTENIMIENTO INCLUYE TAREAS PREDICTIVAS

Maquina/Equipo: Turbina Hidraulica		Actividad	Frecuencia	Mano de Obra	Herramientas	Material	Repuesto	Hra. Prod.	Subtotal	Veces	Total US \$	
Rodete pelton de 20 cucharas, 20 Ton, 360 rpm, 21 Mw.	OPERACIÓN	Medición de sólidos turbinados	Diaría	12	0	0	0	0	12	365	4380	
		Medición de vibración	Diaría	12	0	0	0	0	12	365	4380	
		Purgas en cámara de distribución	Semanal	48	0	0	0	0	48	48	2304	
		Limpieza de rejillas en bocatoma	Diaría (5 meses)	250	10	10	0	0	270	150	40500	
	PARADA	Control dimensional de cucharas(1/3)	Trimestral	84	20	10	0	0	114	4	456	
		Digitalización de superficie de desgaste de cucharas (1/3)	Trimestral	84	500	15	0	0	599	4	2396	
		Pruebas con tintes penetrantes	Mensual	84		200		0	284	12	3408	
	RENOVACIÓN	Reconstrucción de cucharas	Anual	180	100	5000	0	5000	10280	1	10280	
	Conjunto de Inyector: Servomotor, tobera, asiento y aguja.	OPERACIÓN	Inspección de tuberías de drenaje	Diaría	6	0	0	0	0	6	365	2190
			Inspección de niveles de aceite en tanque de HPCU.	Semanal	6	0	0	0	0	6	48	288
Análisis de aceite			Trimestral	6	0	5	30	0	41	4	164	
Inspección de fugas de Nitrogeno			Diaría	6	0	10	0	0	16	365	5840	
PARADA		Inspección interna de servomotor (1/2)	Anual	240		40	50	8000	8330	1	8330	
		Ajuste de carrera de servomotor.	Mensual	24	0	0	0	0	24	12	288	
RENOVACIÓN		Cambio eje o bocina desgaste	Anual	768	100	100	12000	16000	28968	1	28968	
		Cambio de sellos de cabezal de inyector (1/2)	Anual	384	10	15	2800	0	3209	1	3209	
Deflector	OPERACIÓN	Medición de niveles de vibración	Semanal	12	15	0	0	0	27	48	1296	
		Control de apertura de deflector.	Diario	6	5	0	0	0	11	365	4015	
	PARADA	Inspección de elementos de fijación de brazo de sincronización (1/3)	Trimestral	24	10	0	0	0	34	4	136	
		Ajuste de carrera de deflector.	Trimestral	24	10	0	0	0	34	4	136	
	RENOVACIÓN	Cambio de bocinas de desgaste.	Trimestral	96	15	10	80	4000	4201	4	16804	

CUADRO 6.8

Maquina/Equipo: Generador											
Parte		Actividad	Frecuencia	Mano de Obra	Herramientas	Material	Repuesto	Hrs. Prod.	Subtotal	Veces	Total US \$
Rotor de 20 polos 360 rpm, 800 Amp 120 voltios	OPERACIÓN	Medición de niveles de vibración	Mensual	12	5	0	0	0	17	12	204
	PARADA	Inspeccion de placas de fijación de barras de cobre entre masas polares (1/2)	Anual	36	0	10	0	0	46	1	46
		Medición de niveles de aislamiento de generador y rotor	Anual	96	50	100	0	0	246	1	246
	RENOVACION	Cambio de seguro de platinas (1/3)	Anual	64	8	30	0	2666.67	2768.67	1	2768.67
Cojinete axial y no axial	OPERACIÓN	Medición de niveles de vibración	Semanal	36	10	0	0	0	46	48	2208
		Analisis de aceite de lubricación	Trimestral	15	0	0	0	0	15	4	60
		Cambio de filtros	Semestral	12	10	5	50	0	77	2	154
	PARADA	Inspección de cojinetes (1/2)	Anual	96	5	0	0	4000	4101	1	4101
		Inspección de asientos de válvulas (1/2)	Anual	96	10	0	0	0	106	1	106
	RENOVACION	Cambio de aceite	Anual	48	0	1200	0	0	1248	1	1248
Radiador	OPERACIÓN	Inspección de fugas de agua en tubería.	Diario	6	0	0	0	0	6	365	2190
		Inspección de fosa de generador.	Diario	6	0	0	0	0	6	365	2190
		Control de temperatura de circuito cerrado de agua	Diario	12	20	0	0	0	32	365	11680
	PARADA	Limpieza interna de radiador (1/2)	Anual	72	5	25	0	2000	2102	1	2102

CUADRO 6.9

Maquina/Equipo: Sistema de Lubricación		Actividad	Frecuencia	Mano de Obra	Herramientas	Material	Repuesto	Hrs. Prod.	Subtotal	Veces	Total US \$
Intercambiador a placas agua-aceite	OPERACIÓN	Limpieza por contraflujo	Mensual	36	0	0	0	0	36	12	432
	PARADA	Limpieza interna	Semestral	192	10	20	200	8000	8422	2	16844
	RENOVACION	Cambio de placas	Anual	96	15	15	1000	0	1126	1	1126
Electrobomba 220V, 10 HP AC	OPERACIÓN	Inspección de fugas.	Diario	9	0	0	0	0	9	365	3285
		Inspección de acoples	Semanal	24	0	0	0	0	24	48	1152
	PARADA	Medición de aislamiento	Semestral	24	15	10	0	0	49	2	98
	RENOVACION	Cambio de rodajes (1/3)	Anual	8	3	3	30	0	44	1	44
		Cambio de acoples	Anual	24	10	0	20	0	54	1	54
	Medición de niveles de vibración	Semanal	3	5	0	0	0	8	48	384	
Electrobomba 250 V, 15 HP DC	OPERACIÓN	Inspección de fugas.	Diario	9	0	0	0	0	9	365	3285
		Inspección de acoples	Semanal	24	0	0	0	0	24	48	1152
	PARADA	Medición de aislamiento	Semestral	24	15	10	0	0	49	2	98
	RENOVACION	Cambio de acoples	Anual	24	10	0	20	0	54	1	54
		Cambio de rodajes (1/3)	Anual	8	3	3	30	0	44	1	44
	Medición de niveles de vibración	Semanal	3	5	0	0	0	8	48	384	
Banco de Baterías de bomba DC	OPERACION	Medición de densidad	Mensual	12	5	10	0	0	27	12	324
	PARADA										
	RENOVACION	Renovación unidades	Anual	6		5	500	0	511	1	511

CUADRO 6.10. COSTO DE MANTENIMIENTO INCLUYE TAREAS PREDICTIVAS

Equipo	Diario	Semanal	Mensual	Trim.	Semestral	Anual
Turbinas	1962	486	1848	6138	0	111468
Generador	264	276	102	90	462	11706
Sist. Lub.	108	384	378	0	3120	10998
	2334	1146	2328	6228	3582	134172
			76932			

CUADRO 6.11. PERDIDA DE PRODUCCION POR MANTENIMIENTO

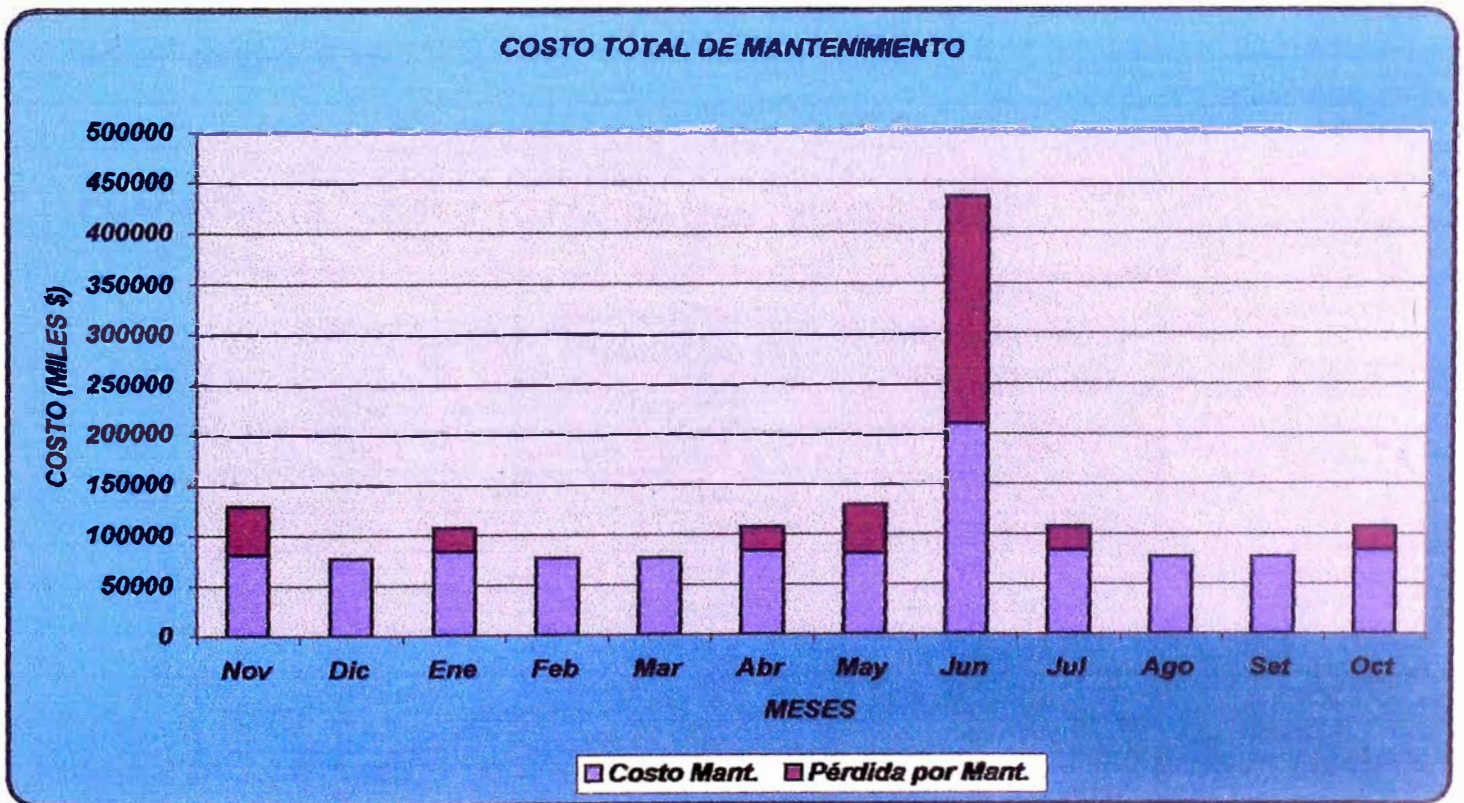
Equipo	Diario	Semanal	Mensual	Trim.	Semestral	Anual
Turbinas				24000	0	174000
Generador				0	0	52000,02
Sist. Lub.				0	48000	0
				24000	48000	226000,02

**CUADRO 6.12. COSTO DE MANTENIMIENTO INCLUYE TAREAS PREDICTIVAS
PERIODO: UN AÑO**

Mes	Mant. P. US \$	Pérd. Prod. \$	Total
Nov	80514	48000	128514
Dic	76932		76932
Ene	83160	24000	107160
Feb	76932		76932
Mar	76932		76932
Abr	83160	24000	107160
May	80514	48000	128514
Jun	209124	226000	435124
Jul	83160	24000	107160
Ago	76932		76932
Set	76932		76932
Oct	83160	24000	107160
Total	1087452	418000	1505452

En los cuadros 6.10 y 6.11, se resumen los costos de mantenimiento incluyendo tareas predictivas, así como los costos debidos a pérdidas de producción. Estos costos expresados en forma mensual, se pueden apreciar en el Cuadro 6.12.

GRAFICO 6.2. COSTOS DE MANTENIMIENTO INCLUYE TAREAS PREDICTIVAS.



6.2 Costo de Equipos de Mantenimiento Predictivo

En base a la comparación de costos entre aplicar mantenimiento preventivo y predictivo, que se muestra en el cuadro N° 6.13, en el que se define un ahorro anual de U\$ 42584.00 dólares americanos, se puede decidir la inversión para implementar de equipos de mantenimiento predictivo, a los equipos críticos de la central, logrando un beneficio anual de US\$ 32,384, durante los cinco años en que se considera la vida útil de estos equipos predictivos, como se muestra en el cuadro 6.15.

CUADRO 6.13. COSTO TOTAL DE MANTENIMIENTO

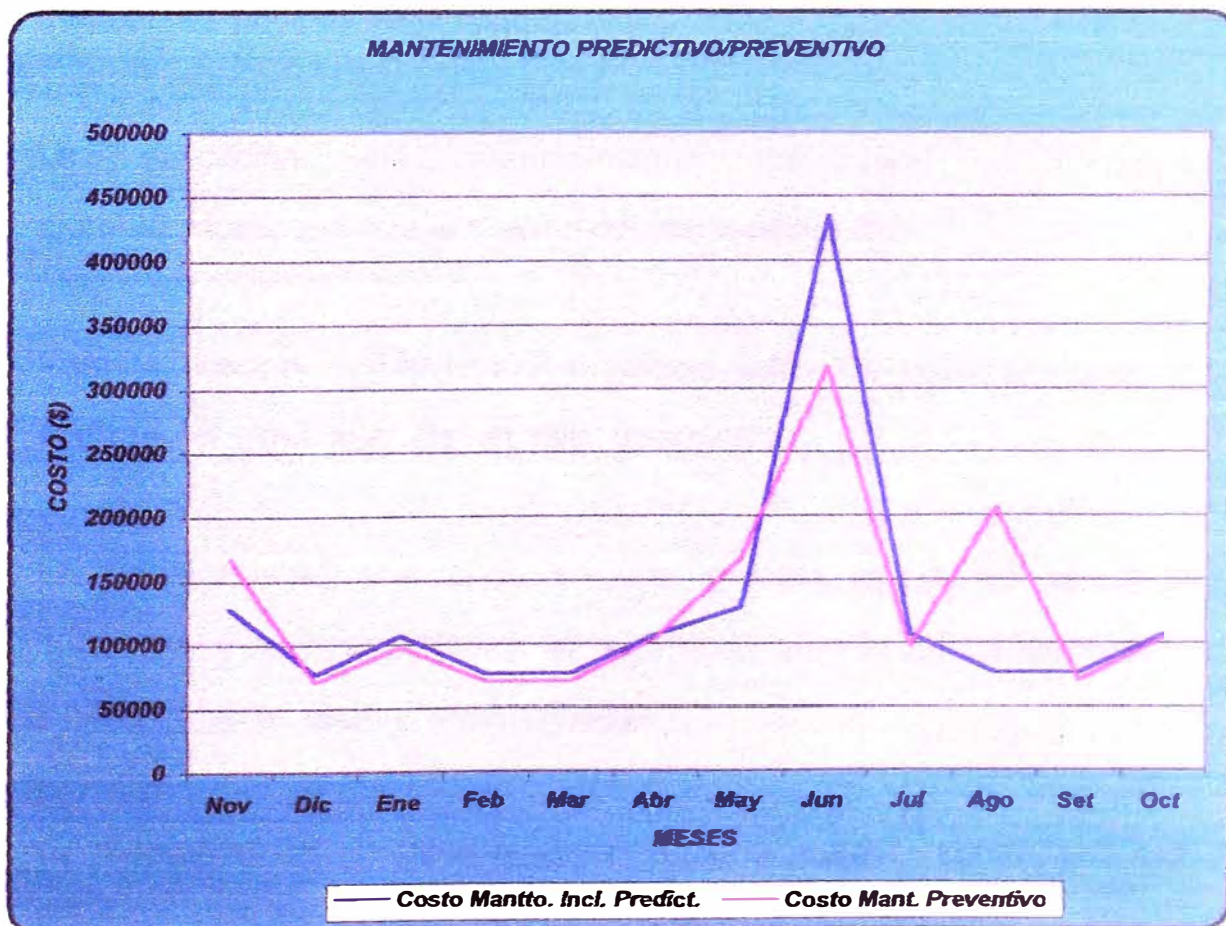
Mes	Mantenimiento Preventivo (\$)	Incluye mantenimiento predictivo (\$)
Nov	167262	128514
Dic	71262	76932
Ene	97830	107160
Feb	71262	76932
Mar	71262	76932
Abr	104646	107160
May	167262	128514
Jun	317262	435124
Jul	97830	107160
Ago	206250	76932
Set	71262	76932
Oct	104646	107160
Total	1548036	1505452
Ahorro por año U.S. (\$)		42584

CUADRO 6.14. COSTO DE EQUIPOS DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO

INVERSION EN EQUIPOS	U.S.\$	VIDA UTIL (AÑOS)
VIBROMETRO	3500	5
EQUIPO MEDICION DE SÓLIDOS TURBINADOS	8000	5
ANALIZADOR MUESTRA DE ACEITE	2000	5
MEGOMETRO	2000	5
PANTOGRAFO	5500	5
ANALIZADOR DE VIBRACION	30000	5
TOTAL	51000	

CUADRO 6.15. BENEFICIO DE LA INVERSION EN EQUIPOS DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO

Años	1	2	3	4	5
Ahorro	42584	42584	42584	42584	42584
Costo Inv.	10200	10200	10200	10200	10200
Beneficio	32384	32384	32384	32384	32384



CONCLUSIONES

1. El mantenimiento predictivo es una herramienta fundamental, para incrementar la productividad en la central.
2. El Mantenimiento predictivo, reduce las paradas imprevistas, de las máquinas y equipos de la central.
3. La aplicación del mantenimiento predictivo en centrales hidroeléctricas, optimiza la gestión del mantenimiento.
4. Permite conocer con exactitud el tiempo límite de actuación que no implique el desarrollo de un fallo imprevisto.
5. El mantenimiento predictivo, en una primera etapa, se aplica a máquinas o equipos críticos de la central, como la turbina, generador y transformador, según nuestro análisis.
6. El mantenimiento predictivo diagnostica el estado actual de una máquina o equipo, lo que permite tomar una decisión oportuna.

BIBLIOGRAFÍA

- Auditoria de Mantenimiento Industrial, Autor: Pedro Vargas Gálvez.
- Manual del Mantenimiento Integral en la Empresa, Autor: Francisco Rey Sacristán.
- Nuevas Técnicas de Gestión de Mantenimiento, Autor: Rubén Gómez Sánchez Soto.
- Planeamiento y Control Microcomputarizado de Mantenimiento, Programa de Capacitación Continua – TECSUP.

MATERIAL DE REFERENCIA

- Mantenimiento Centrado en Confiabilidad, ASME Internacional.
- I Reunión Internacional Generación y Transmisión CIER 1999, Santa Fe de Bogotá.
- Congreso Nacional de Mantenimiento Moderno, IPEMAN.
- Tercer Congreso Peruano de Ingeniería de Mantenimiento, IPEMAN.

ANEXOS

- Anexo 1
- Anexo 2
- Anexo 3
- Anexo 4

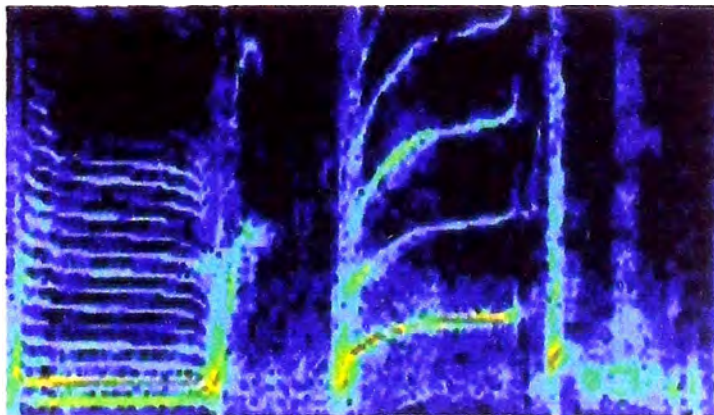
ANEXO 1 CONCEPTOS Y PRINCIPIOS BÁSICOS DE VIBRACIONES

- Principios de Vibraciones y conceptos
- Transductores (Sensores)
- Aplicaciones
- Beneficios

Vibraciones Básicas: Simples pero Complejas

Sonido: vibración de cuerdas vocales Nivel de sonido: **Intenso** o tenue.

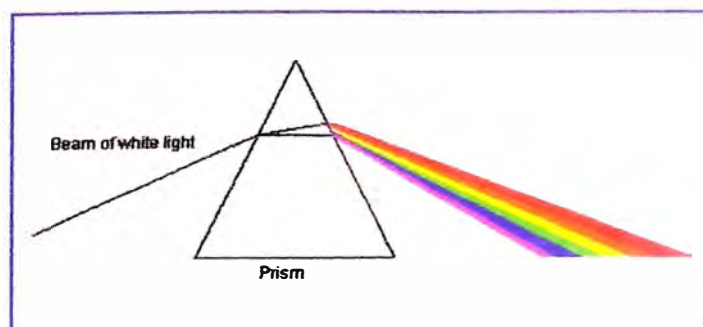
Bastante complejo: Piénselo



Patrón de sonido de las Orcas

Luz: proveniente del Sol : **Radiante** or dim

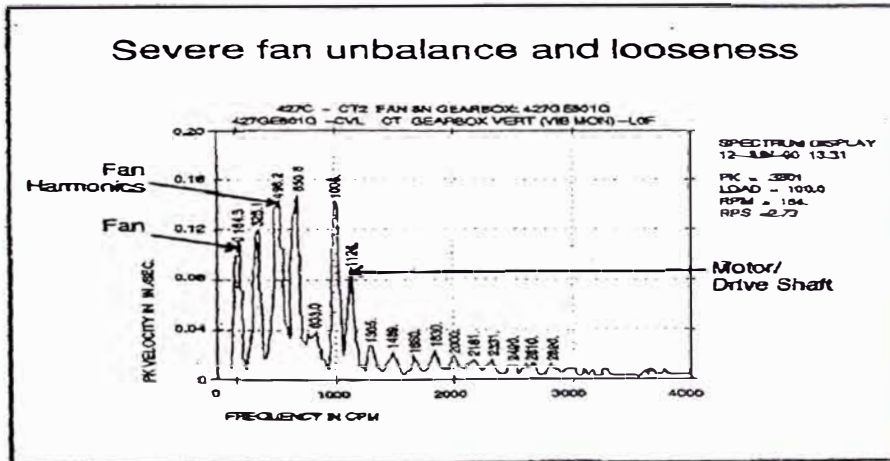
Bastante complejo: Prisma



Vibración: Equipo rotativa8

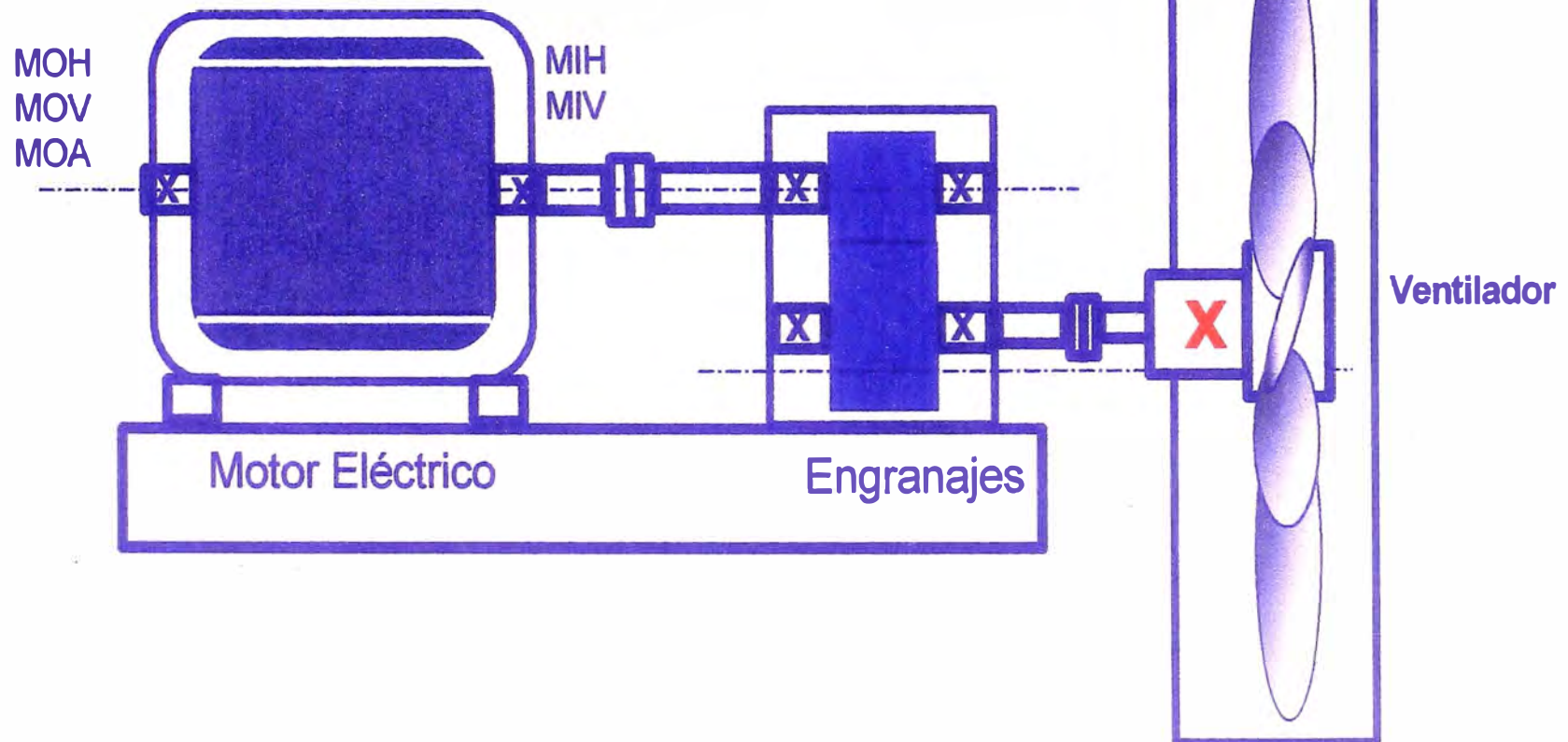
Vibración total: Alta o baja

Bastante compleja: Análisis de espectro

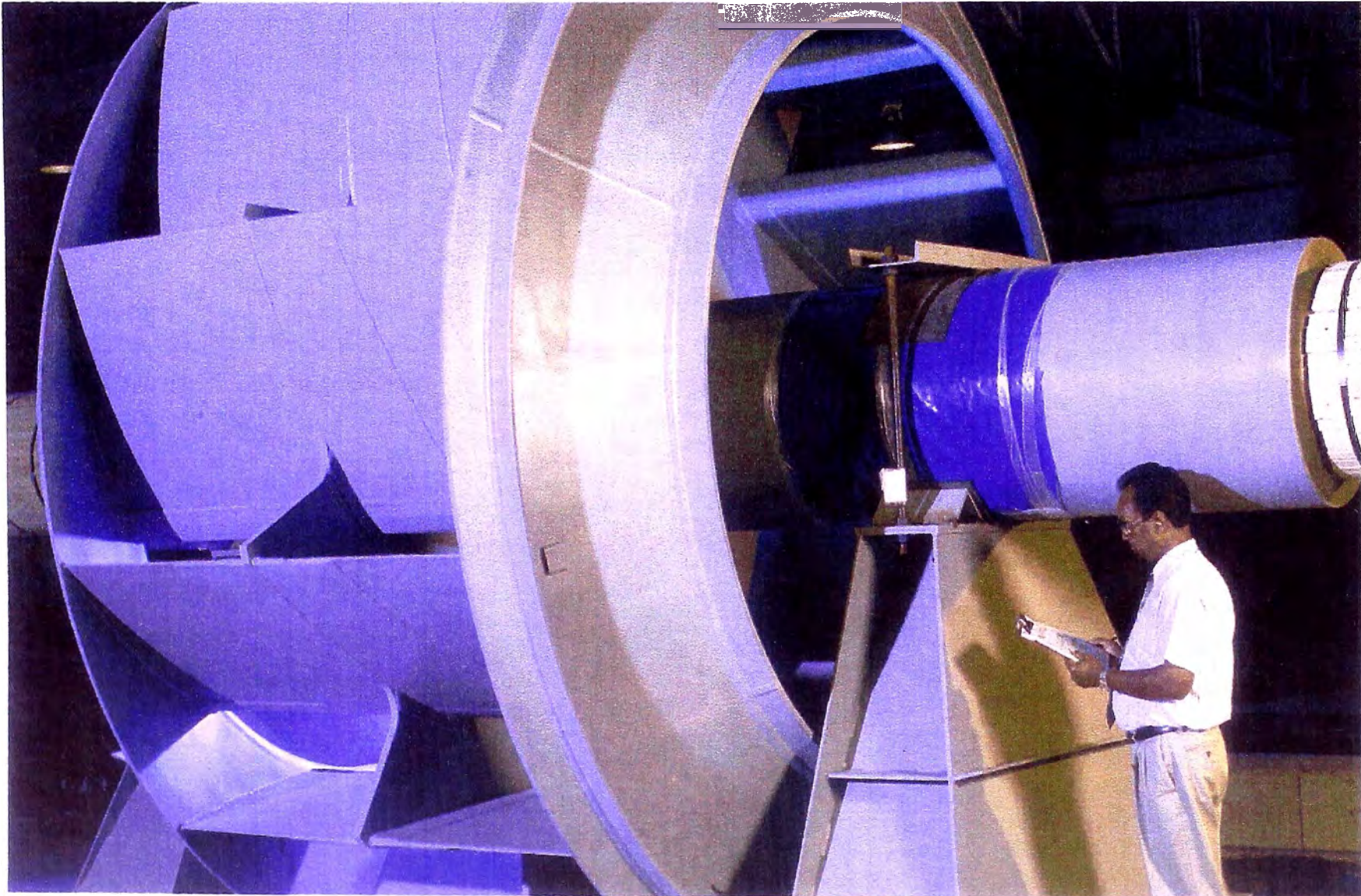


MAQUINA INDUSTRIAL SIMPLE

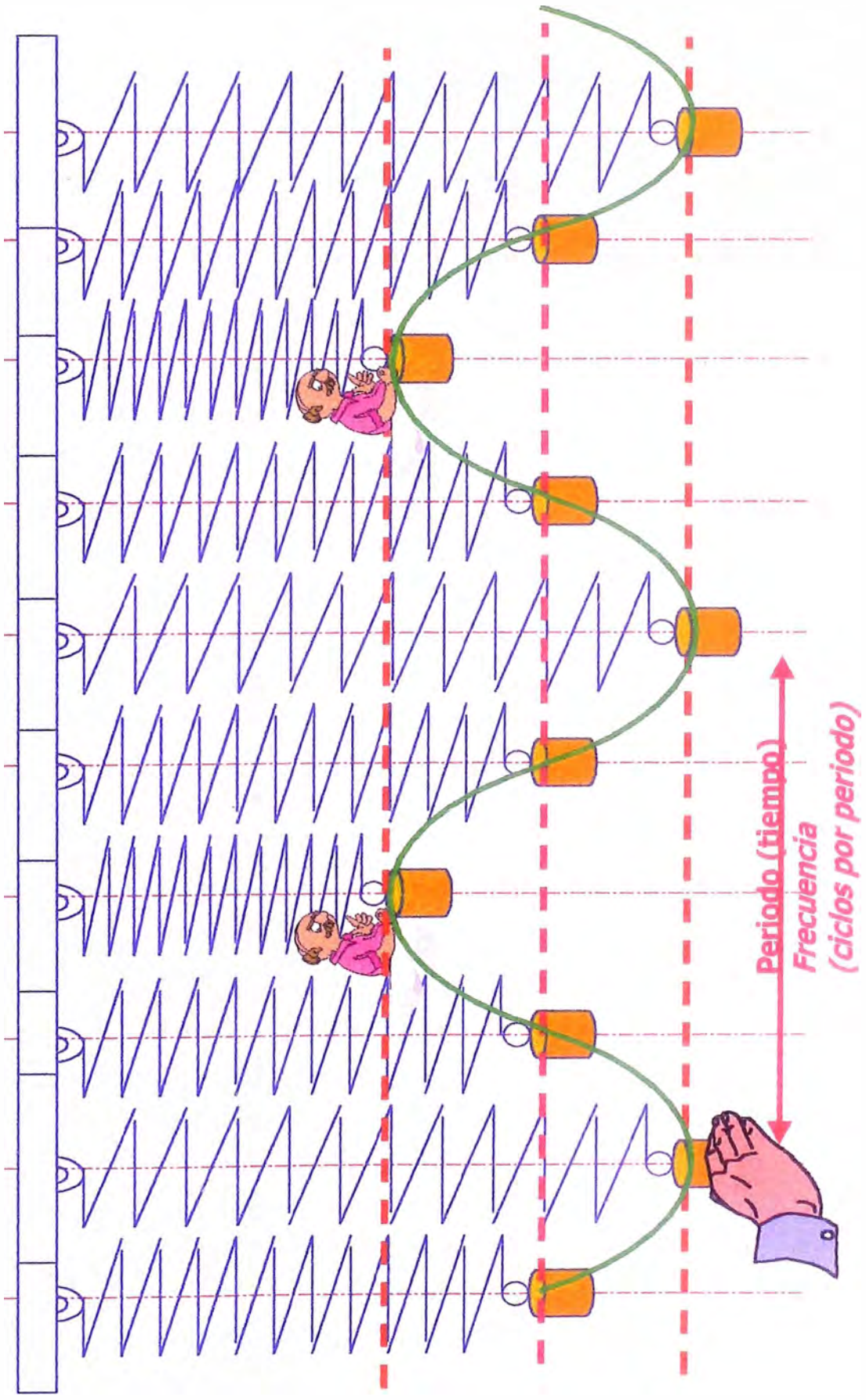
❄ Motor – Engranajes –
ventilador de induccion-
Calderas



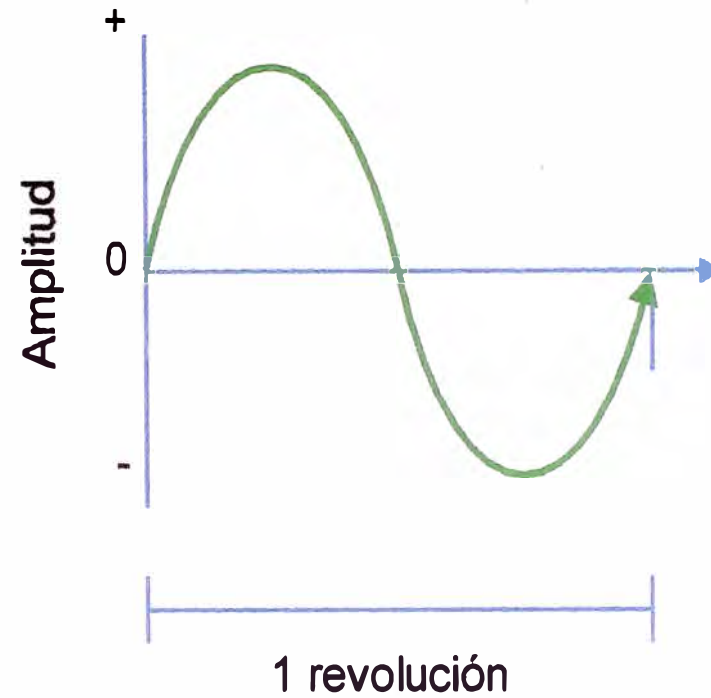
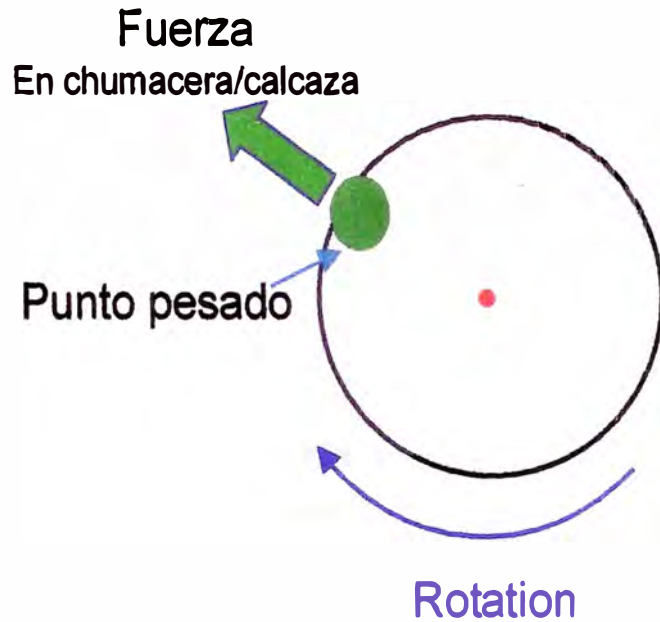
VENTILADOR SIMPLE



MOVIMIENTO DE MASA CON RESORTE (SOMETIDO A UNA FUERZA)



ONDA DE TIEMPO @ COJINETE: DES-BALANCE

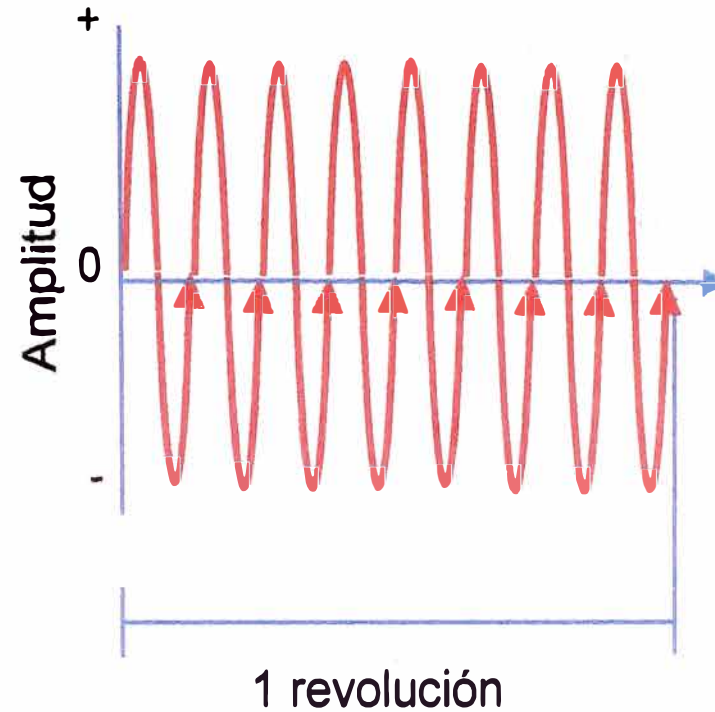
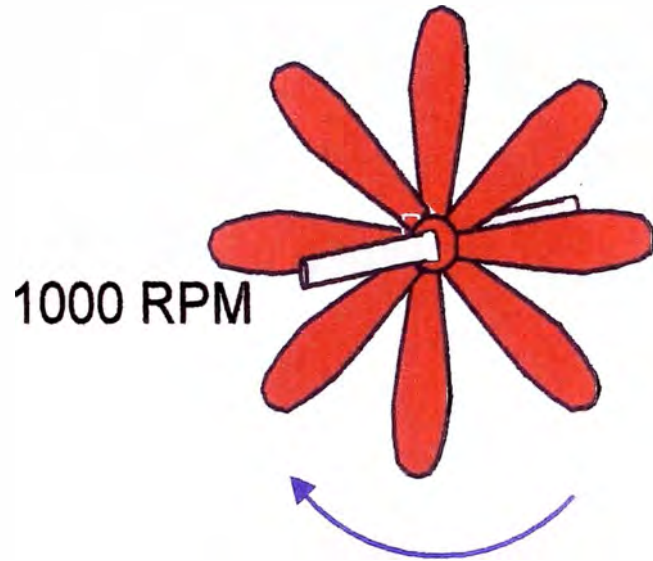


1000 RPM = 1000 ciclos por minuto

17 Hz = 17 ciclos por segundo

1 Ordenada = Una vez velocidad de giro

ONDA DE TIEMPO @ COJINETE VENTILADOR: PASO DE ASPAS



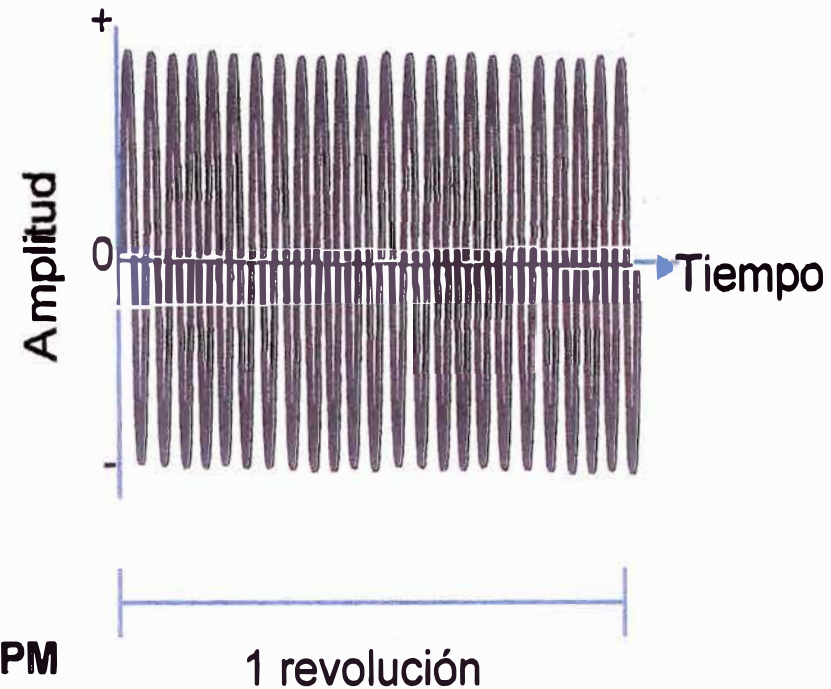
8 aspas = Vibración ocurre a 8 veces por revolución
8 X 1000 RPM - Vibración ocurre a 8000 ciclos por minuto
= 8000 CPM

ONDA DE TIEMPO @ COJINETE VENTILADOR: ENGRANAJES

Entrada de 3580
RPM



Salida de 1000 RPM

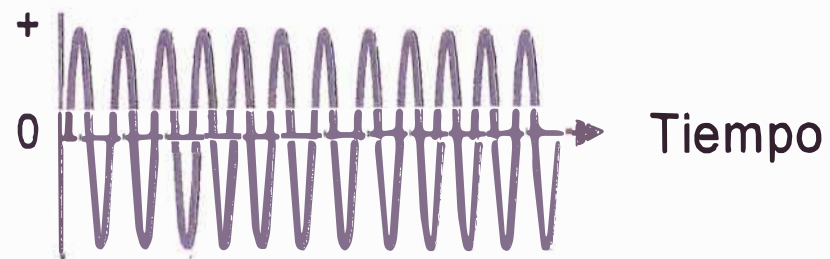
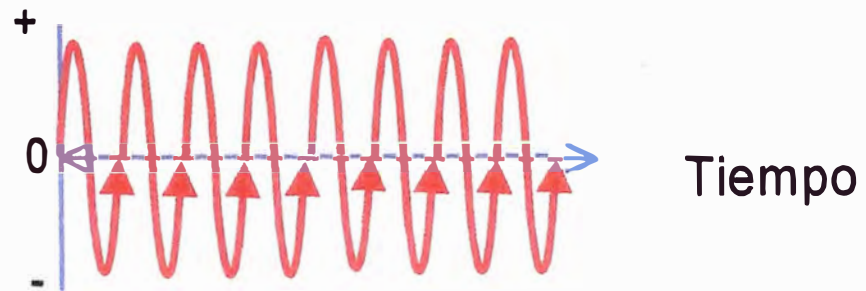
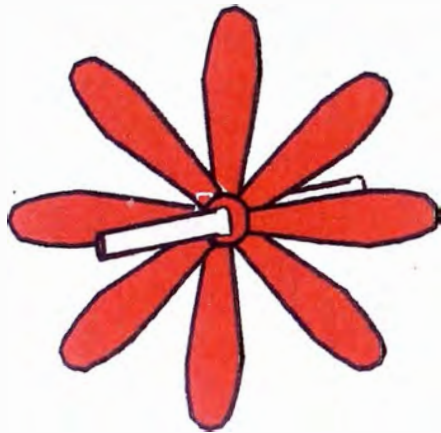
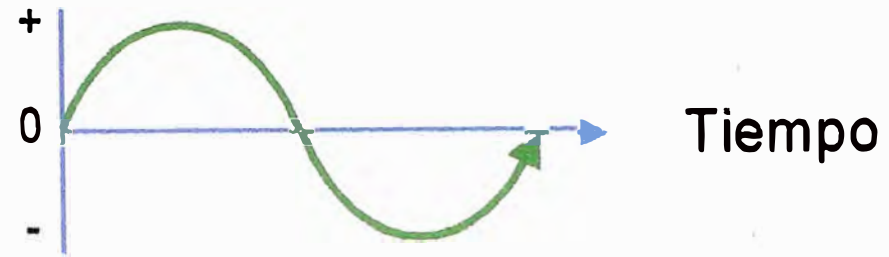
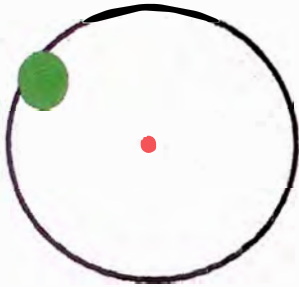


24 dientes are en contacto por cada revolución del engranaje

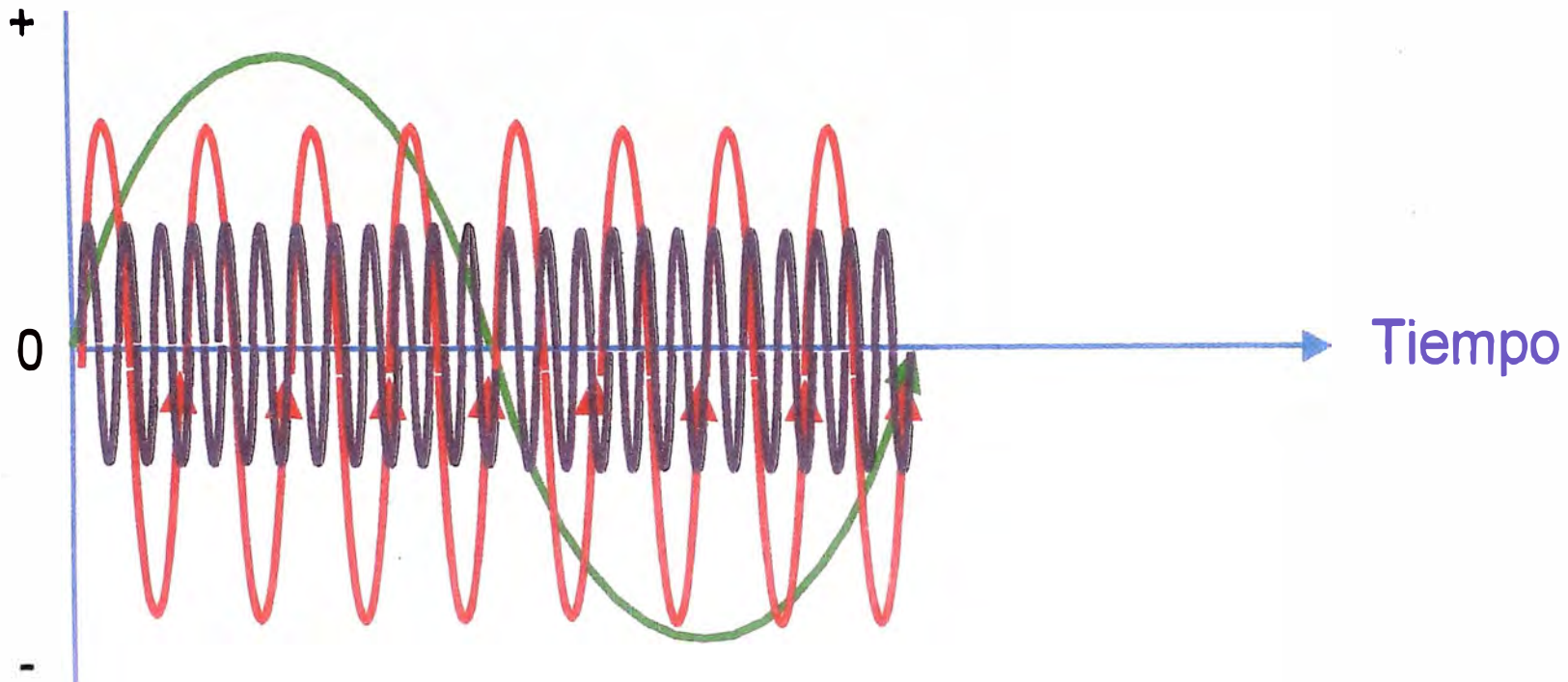
24 x 1000 RPM = vibración ocurre a 24,000 ciclos por minuto

= 24,000 cpm = 200 Hz

COMPONENTES DE ONDA DE TIEMPO @ COJINETE DE VENTILADOR

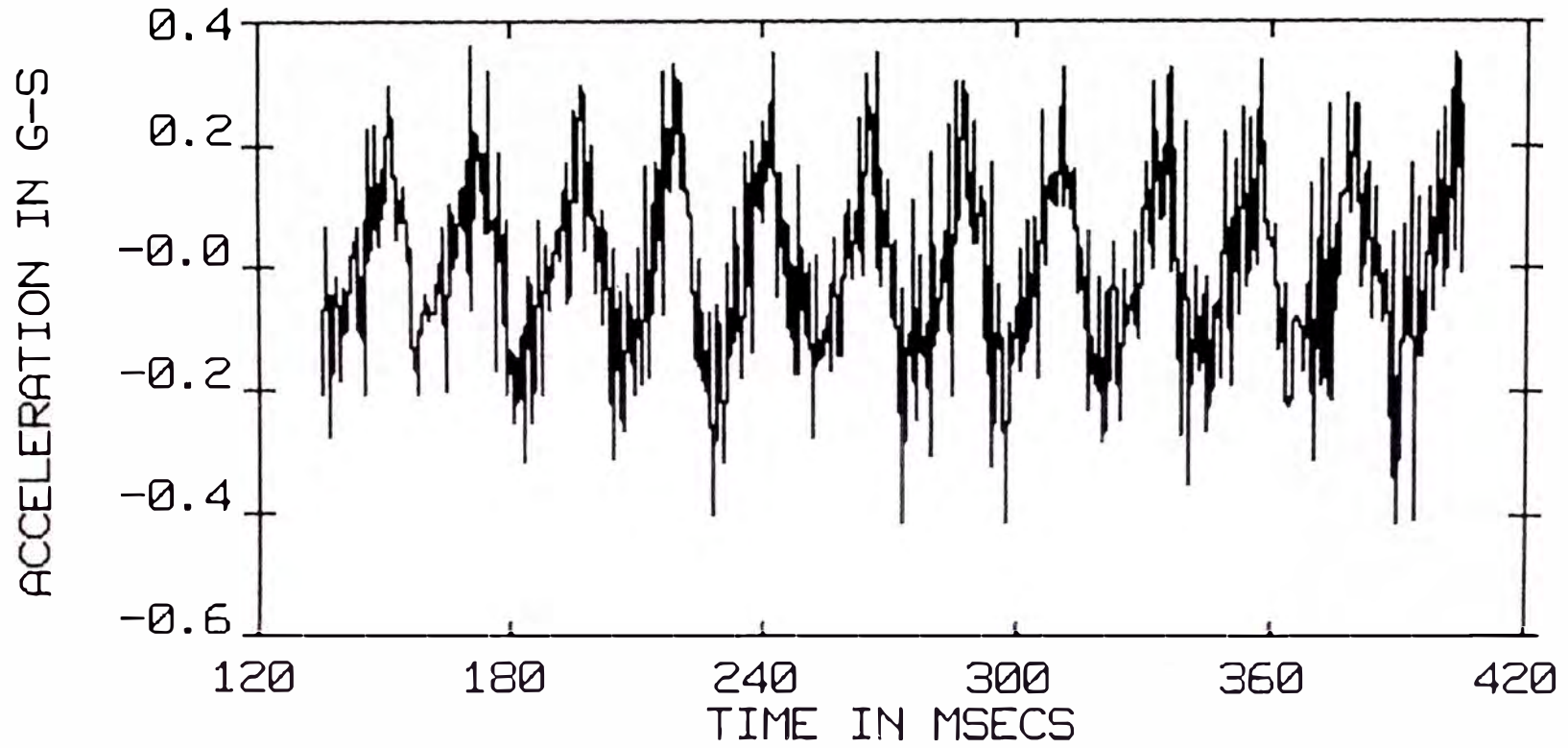


TIEMPO DOMINIO



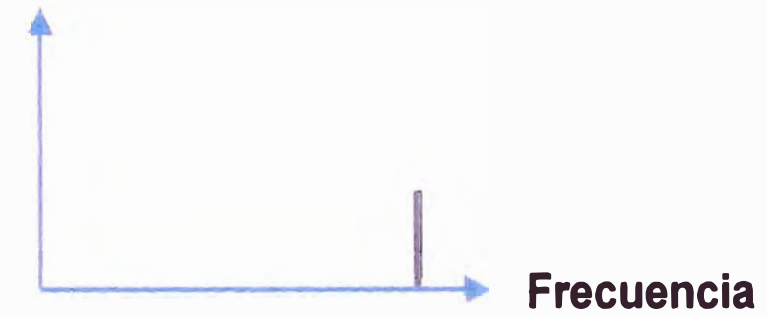
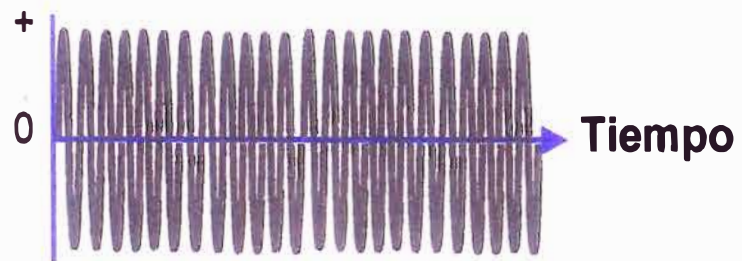
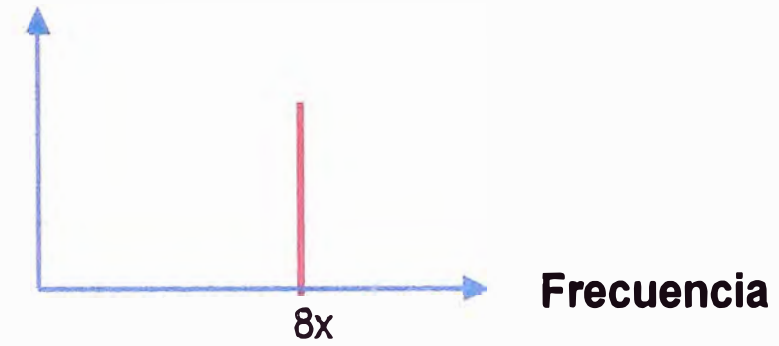
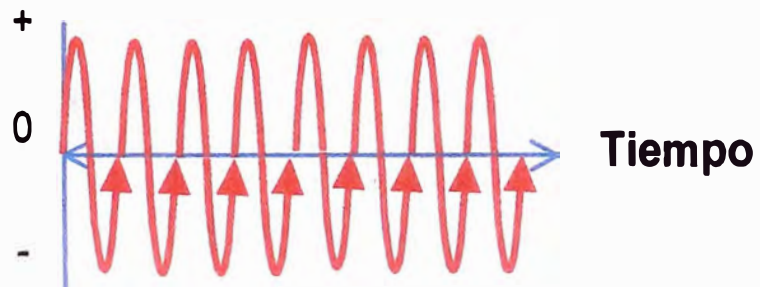
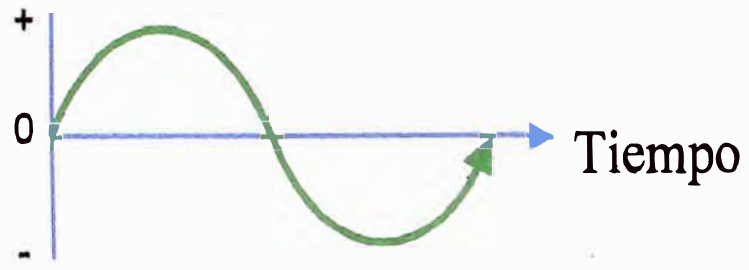
Onda de tiempo contiene todas las diferentes frecuencias mezcladas en la grafica.

ONDA DE TIEMPO



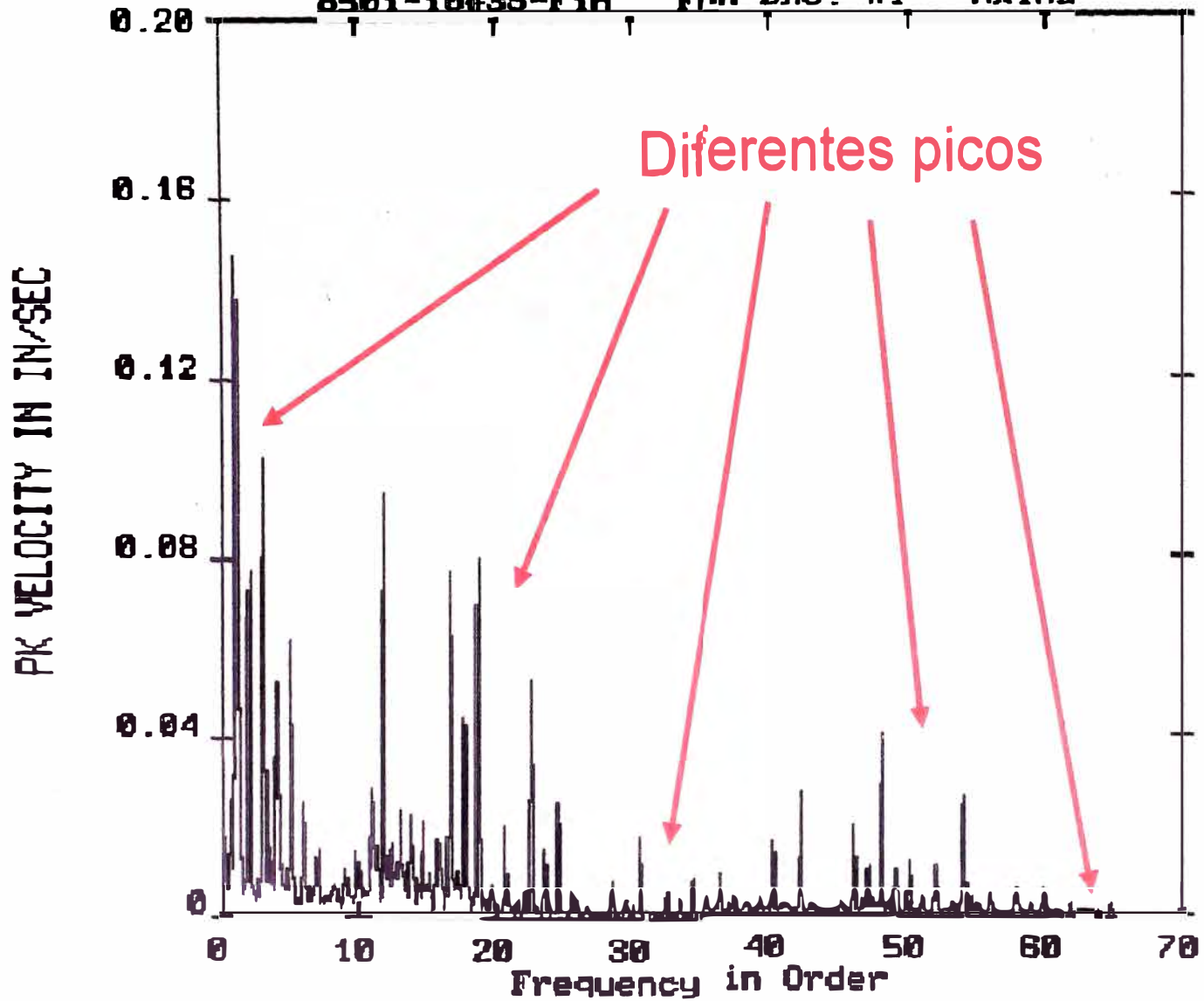
Ejemplo de onda de tiempo

FRECUENCIA DOMINIO



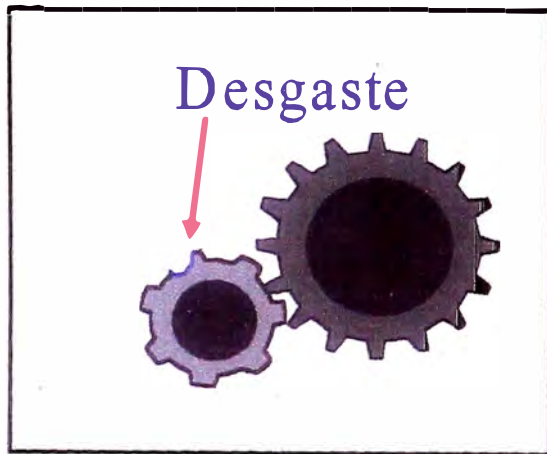
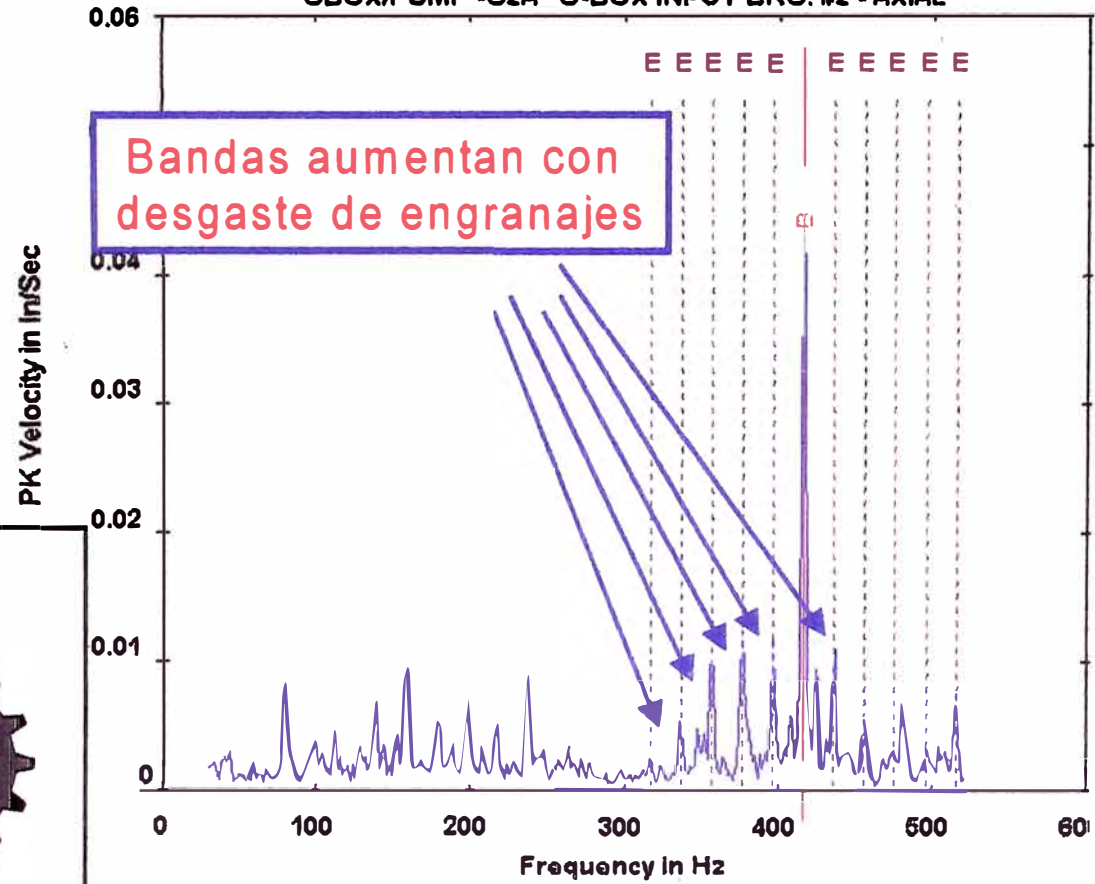
EJEMPLO TÍPICO DEL ESPECTRO FFT

FBRG - TENTIA ZONE 3 SUPPLY FAN
8501-10#35-F1A FAN BRG. #1 - AXIAL



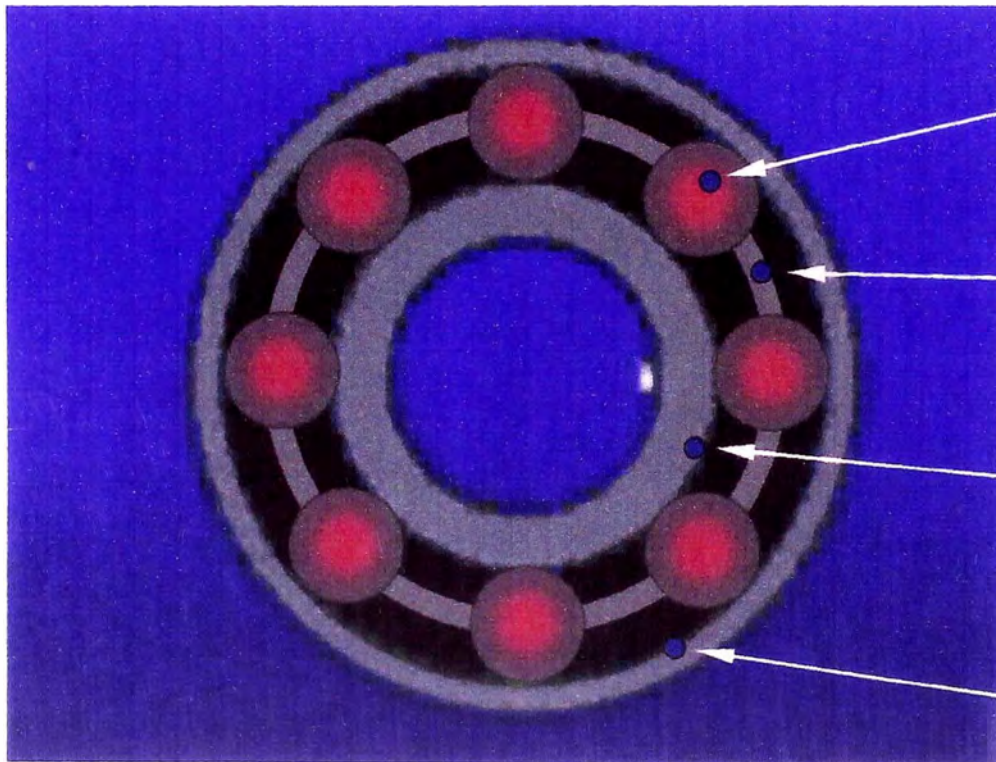
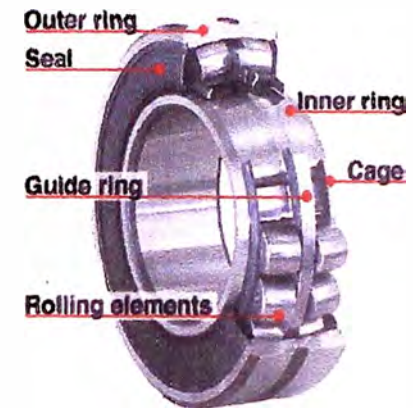
PROBLEMA DE ENGRANAJES

VIB - Vacuum Pump
GBOX/PUMP -G2A G-BOX INPUT BRG. #2 - AXIAL



PROBLEMAS EN ELEMENTOS DE RODAJE

Cuatro diferentes frecuencias



Frecuencia de giro del balín
(BSF)

Frecuencia fundamental
del tren
(FTF)

Frecuencia de paso de balín
vía interior
(BPFI)

Frecuencia de paso de balín
vía exterior
(BPFO)

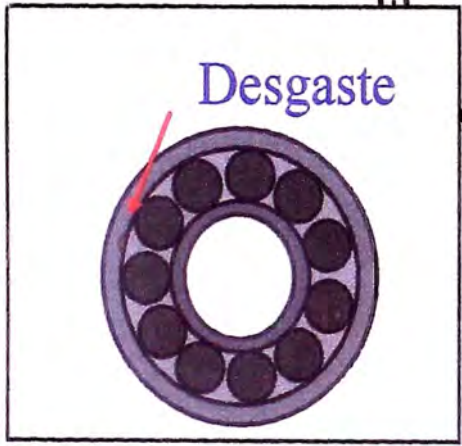
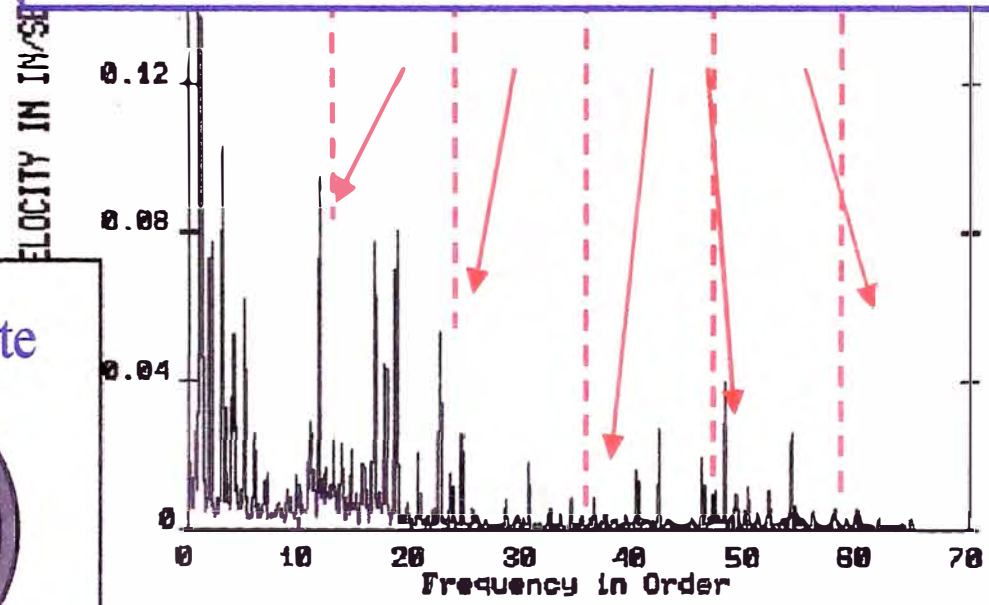
PROBLEMAS EN ELEMENTOS DE RODAMIENTOS



PROBLEMAS EN ELEMENTOS DE RODAMIENTOS

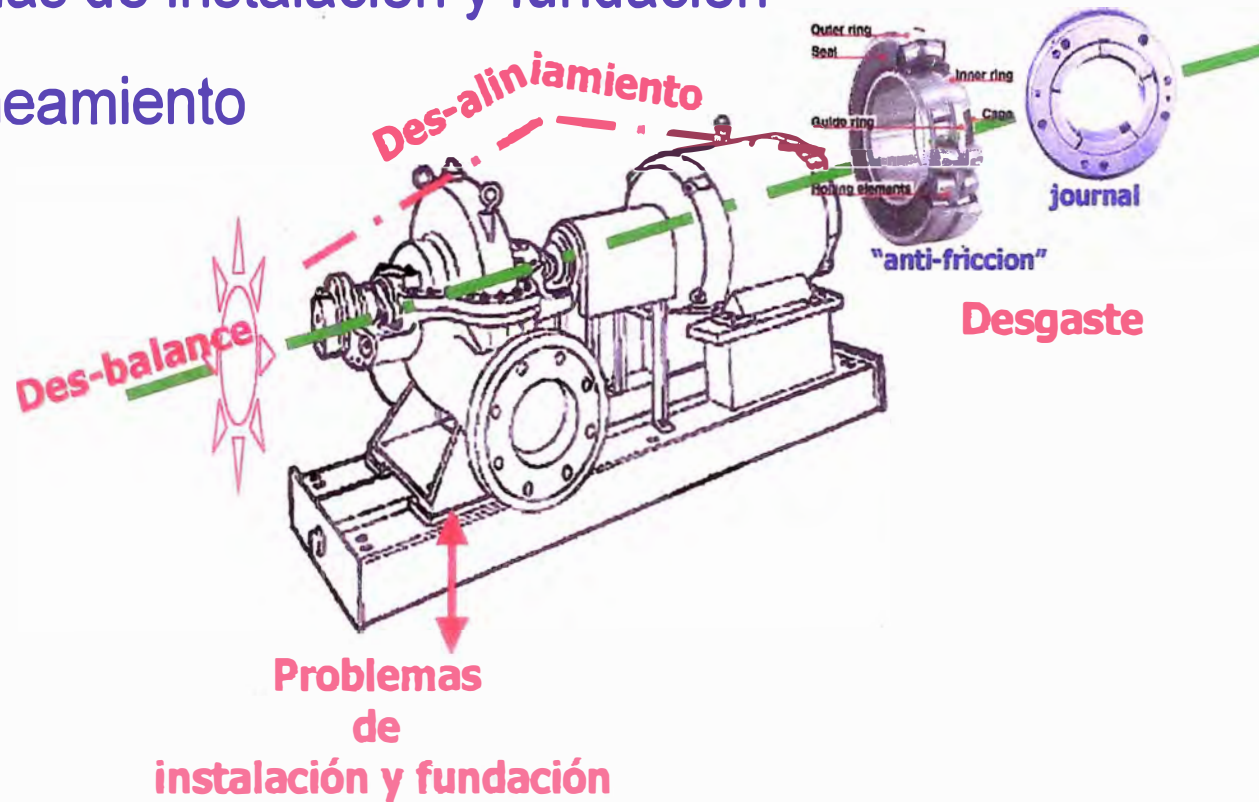
FBRG - TENTIA ZONE 3 SUPPLY FAN
0501-10#36-F1A FAN BRG. #1 - AXIAL

Desgastes de rodamientos se presentan en picos relacionados con la geometría del rodamiento

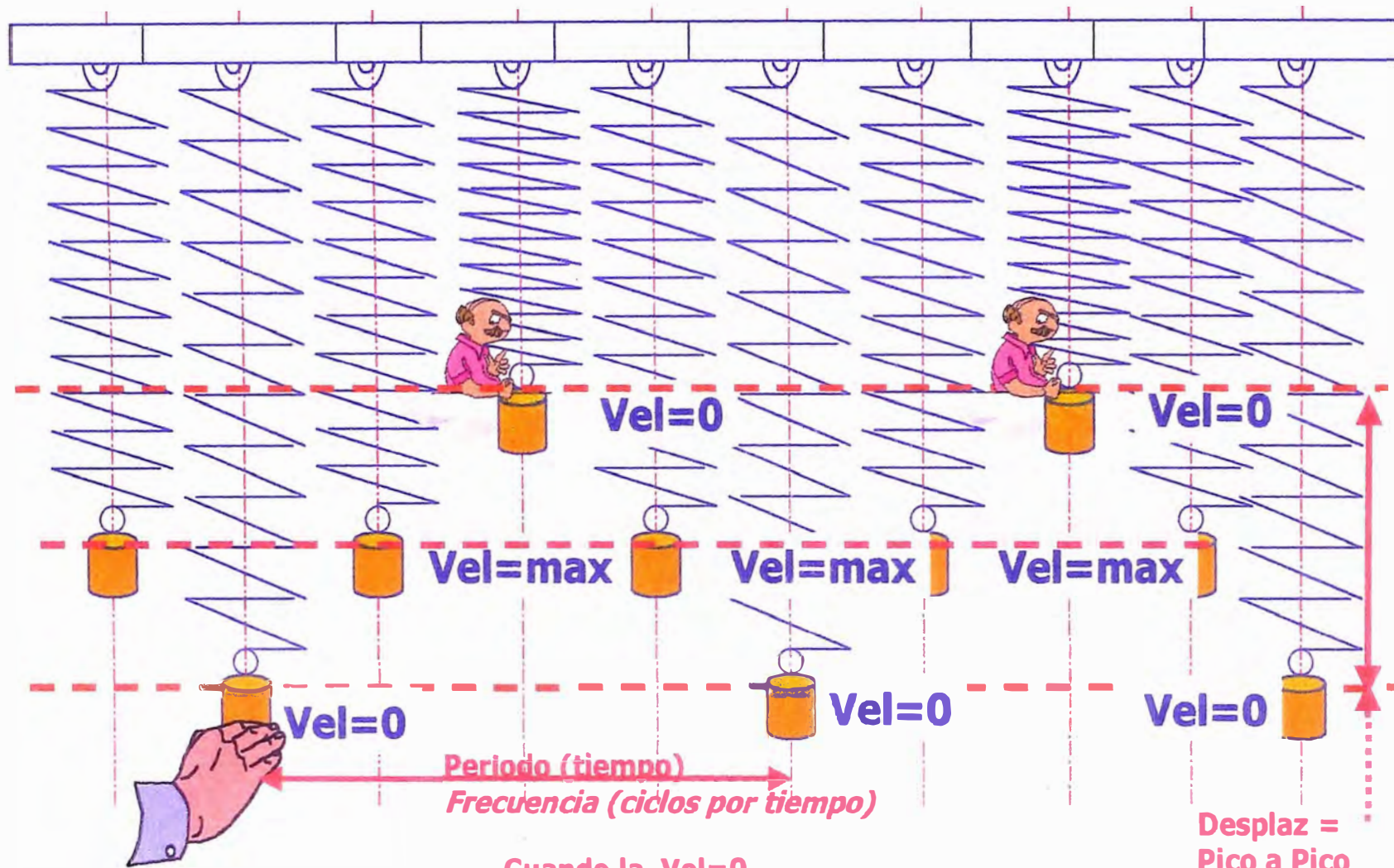


CAUSAS COMUNES QUE PROVOCAN VIBRACIÓN

- ❄ Desgaste de cojinete
- ❄ Des-balance mecánico y eléctrico
- ❄ Problemas de instalación y fundación
- ❄ Des-alineamiento



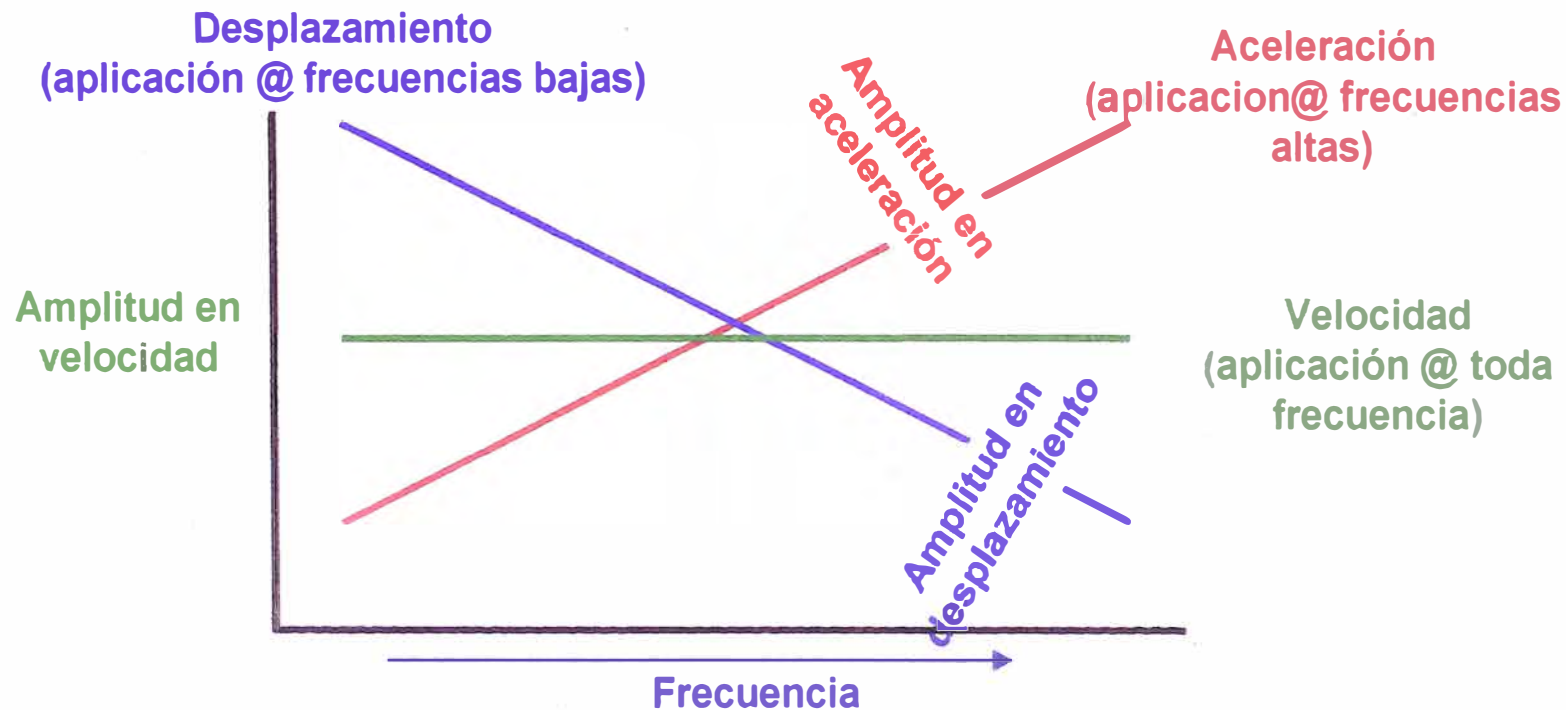
UNIDADES DE MEDIDA: VELOCIDAD, DESPLAZAMIENTO, Y ACELERACIÓN



Quando la $Vel=0$
aceleración = max
desplazamiento = max

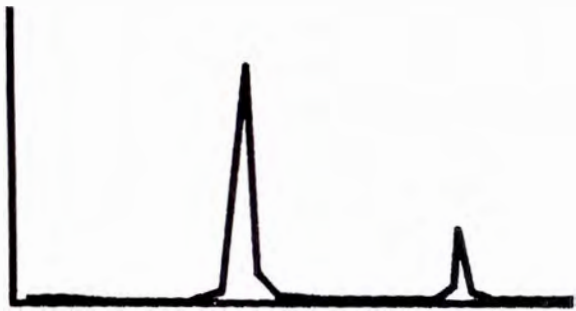
ACELERACIÓN, VELOCIDAD, Y DESPLAZAMIENTO

- ❄ 3 Formas de medir nivel de vibración
- ❄ Cual utilizar?

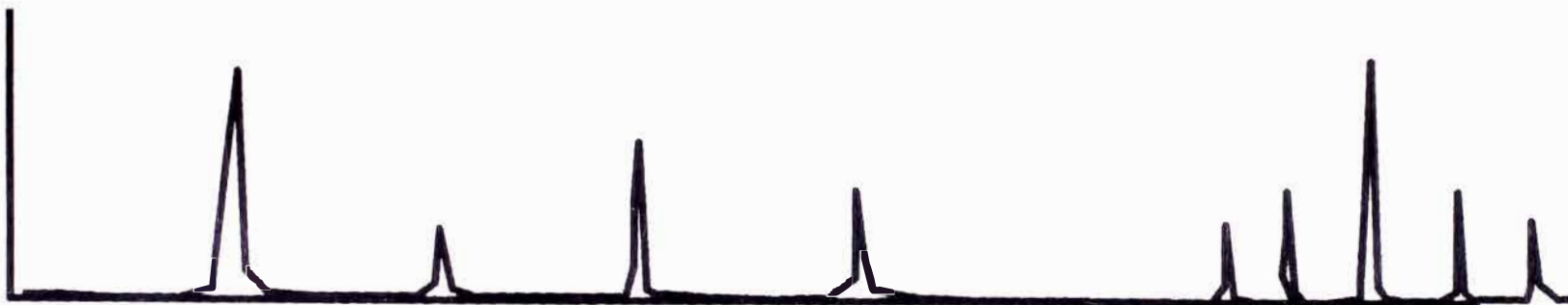


¿ QUE ES F_{MAX} & CUAL ES SU IMPORTANCIA?

- F_{max} es la máxima frecuencia en el espectro



F_{max} = Frecuencia baja

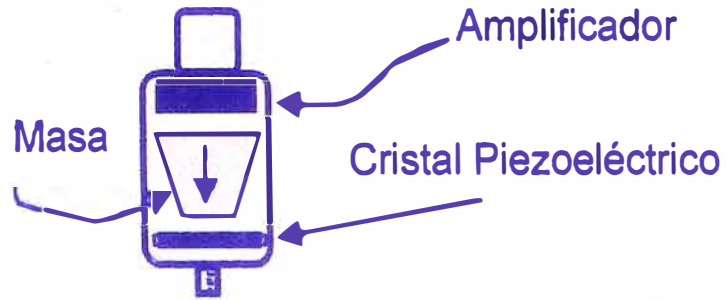


F_{max} = Frecuencia alta

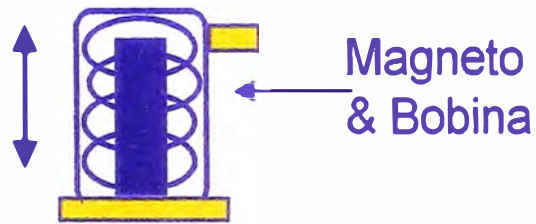
CONCEPTOS Y PRINCIPIOS BÁSICOS DE VIBRACIONES

- PRINCIPIOS DE VIBRACIÓN Y CONCEPTOS
- TRANSDUCTORES (SENSORES)
- APLICACIÓN
- BENEFICIOS

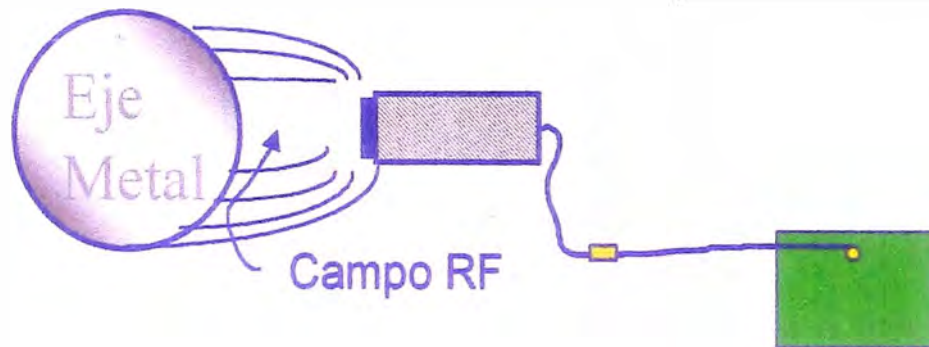
SENSORES SÍSMICOS Y DE PROXIMIDAD



ACELEROMETRO



SENSOR-VELOCIDAD

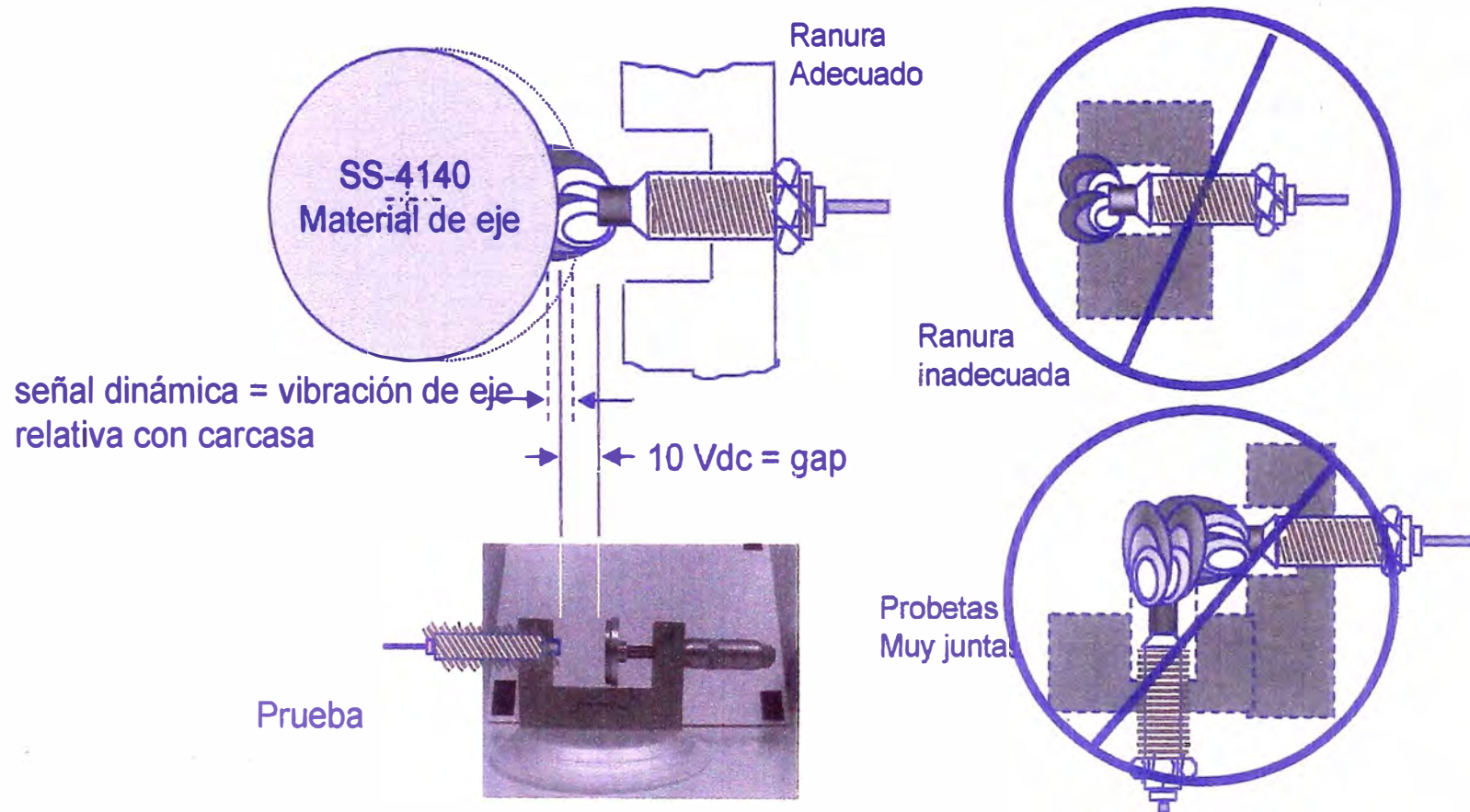


SENSOR-PROXIMIDAD

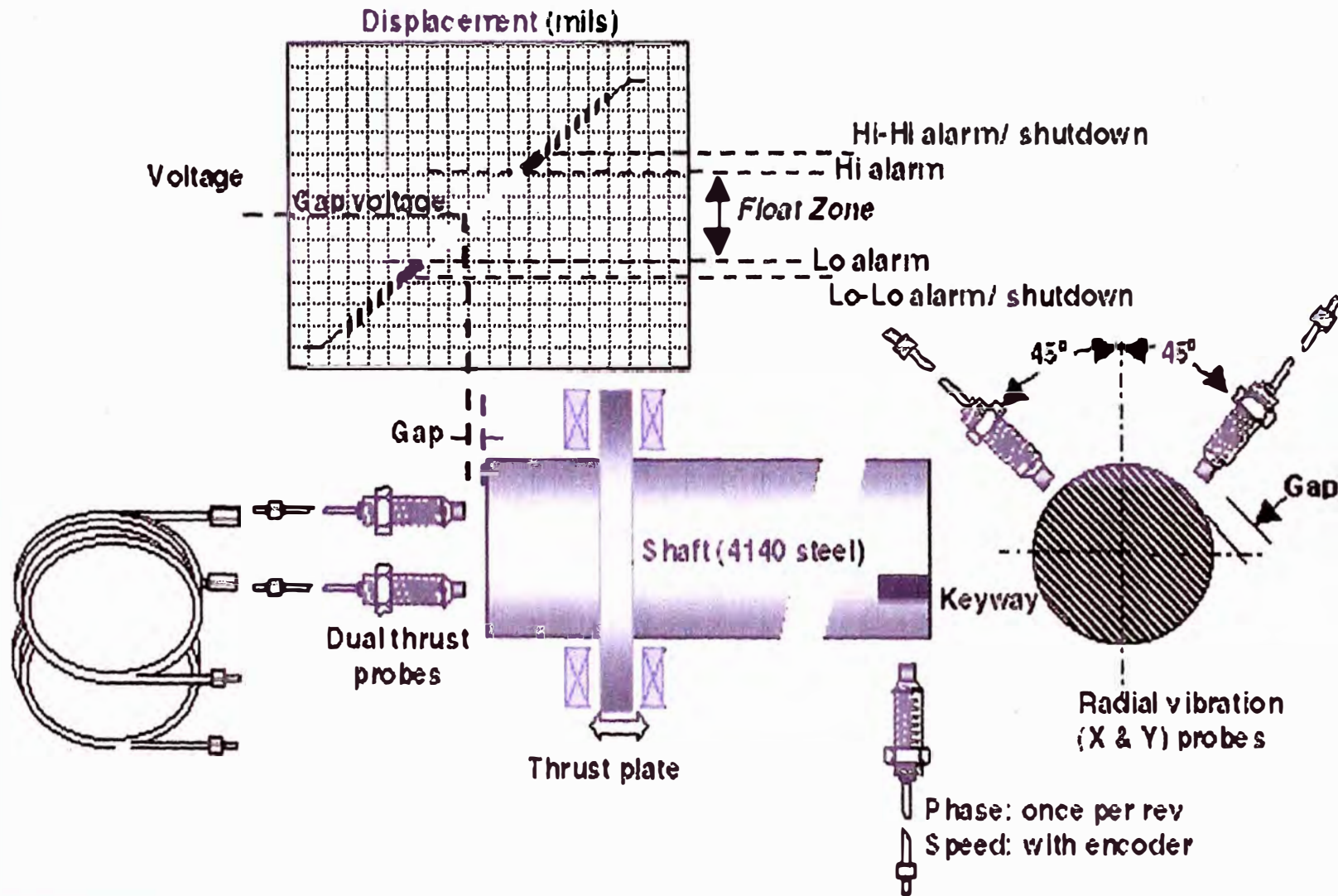


PRINCIPIOS DE OPERACIÓN DE LOS SENSORES DE PROXIMIDAD

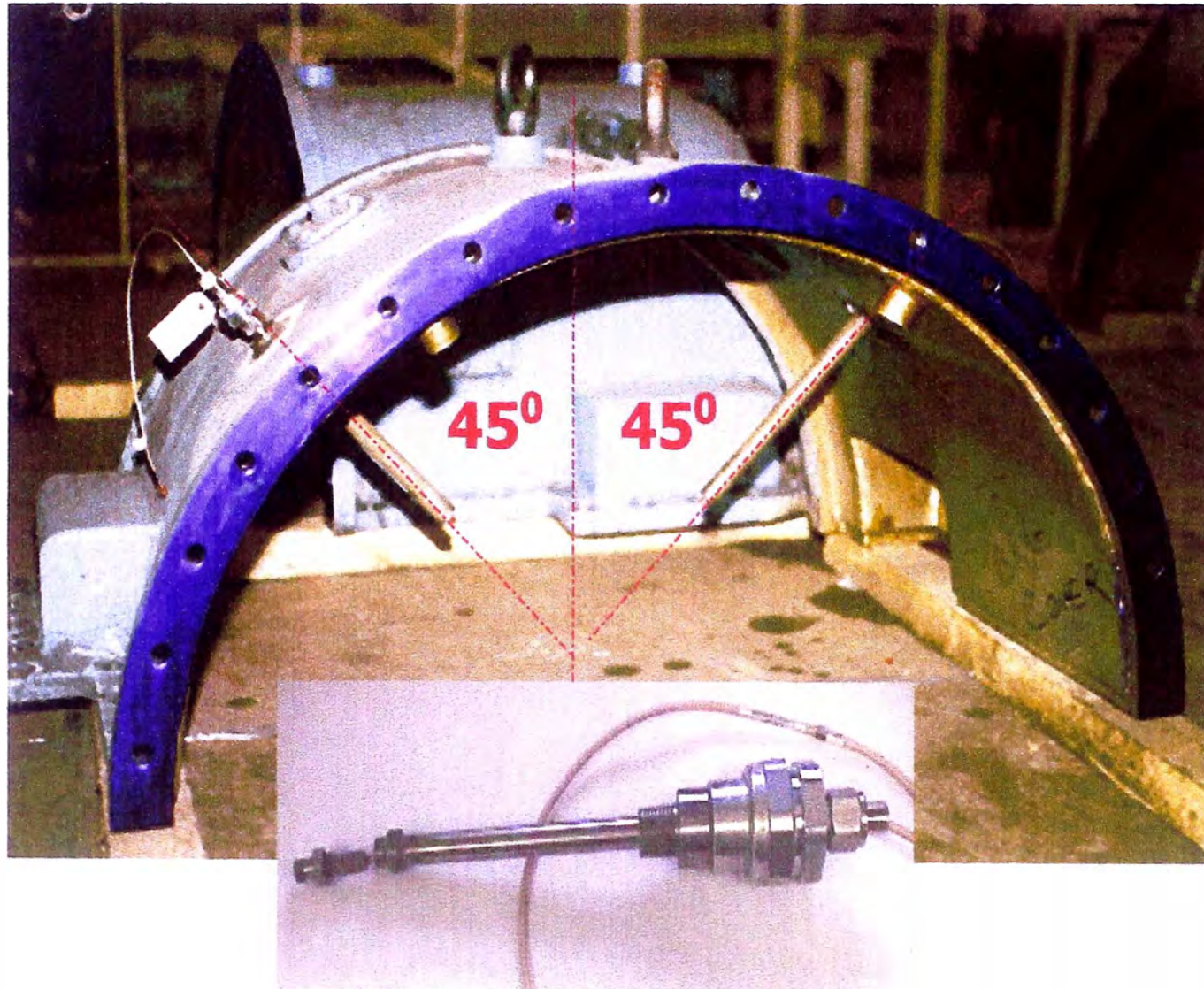
- Un campo de radio frecuencia induce la corriente eddy hacia el objetivo
- El cambio de la señal lineal es proporcional a la distancia entre el eje y probeta



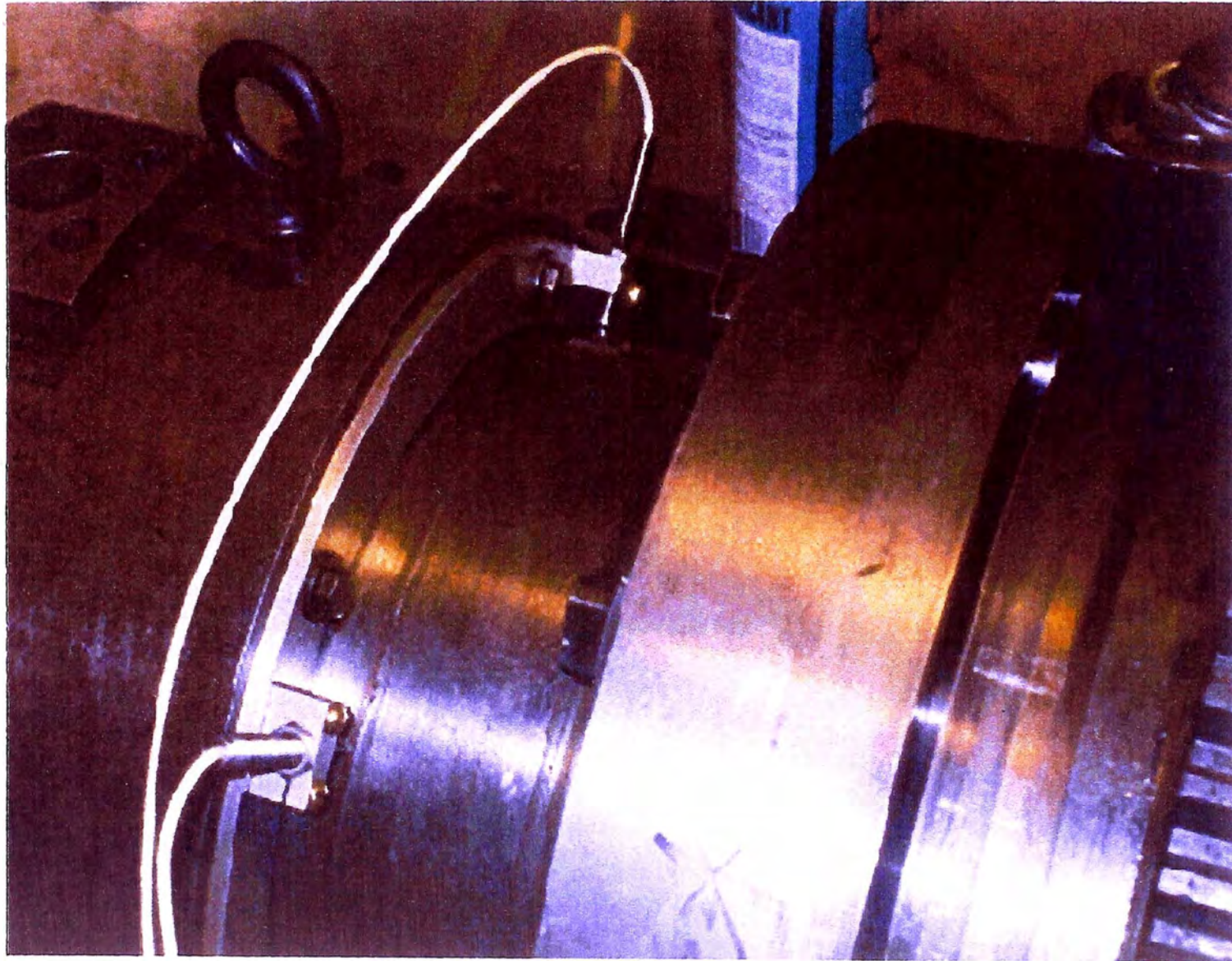
TYPICAL PROXIMITY PROBE PLACEMENT



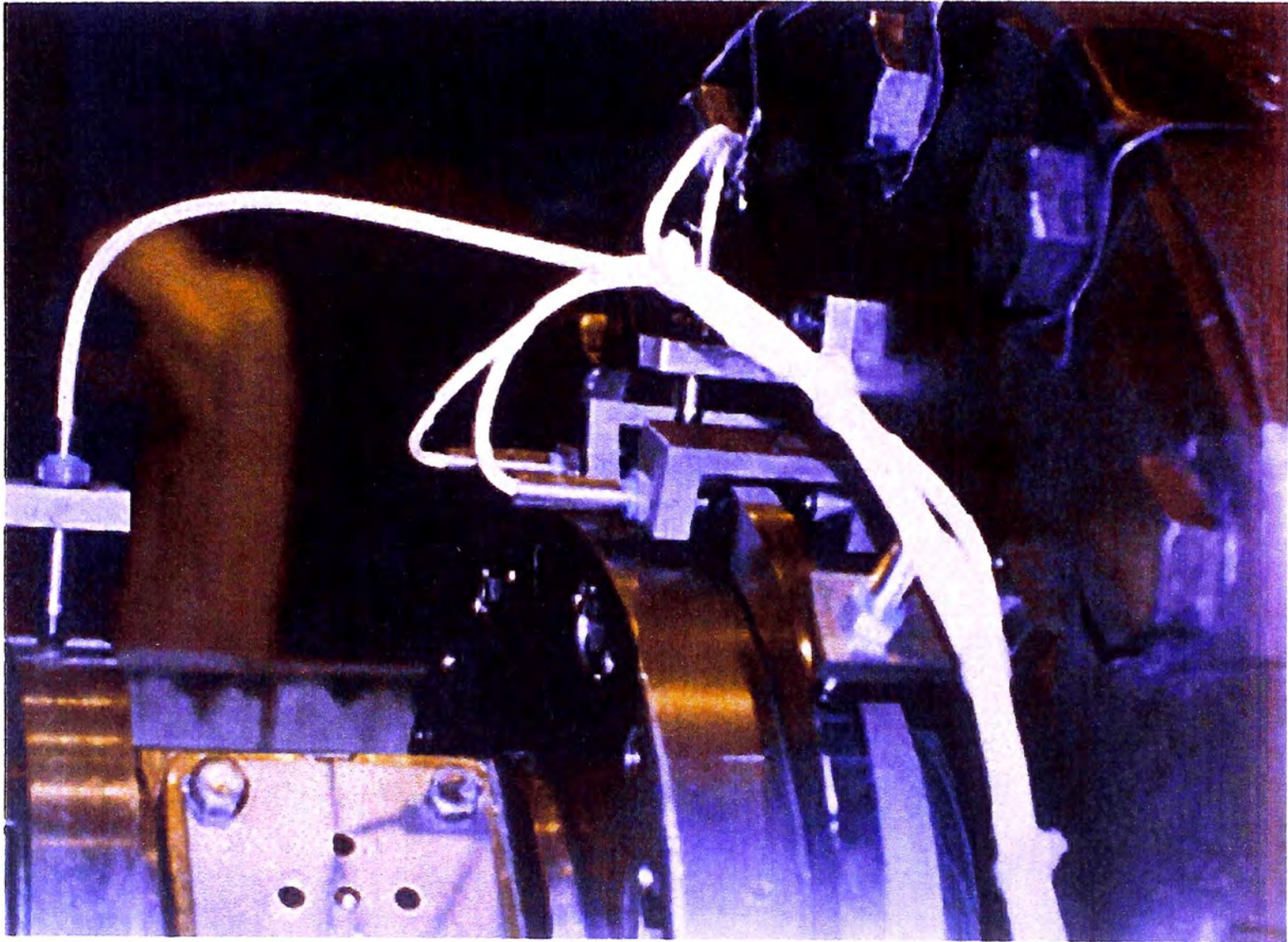
**VIBRACIÓN EN DIRECCIÓN RADIAL
PROBETA DE MONTURA REVERTIDA
POSICIÓN X & Y**



**VIBRACIÓN EN DIRECCIÓN RADIAL
POSICIÓN X & Y**



PROBETAS AXIALES & RADIALES



PRODUCTOS METRIX : INTERCAMBIABLES CON PRODUCTOS BENTLY NEVADA

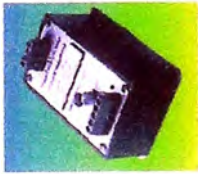
Modelos	Metrix	BNC
Serie 3000 con bobina 0.190	Disponible	Obsoleto
Serie 3000 con bobina 0.300	Disponible	Obsoleto
Serie 7200	Disponible	Obsoleto
Serie 3309 (RAM)	Disponible	Obsoleto RAM xmtrs
Serie 3300 (actual)	Disponible	Obsoleto en poco tiempo

OTRA INSTRUMENTACIÓN DE PROTECCIÓN

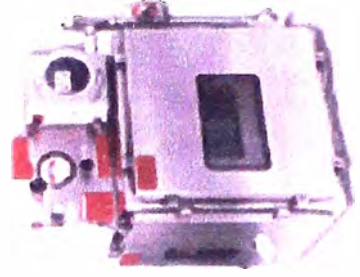
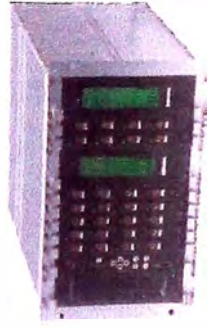
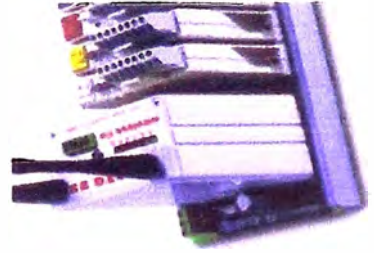
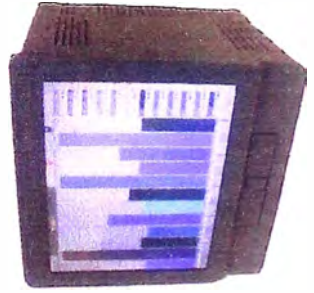
Interruptores



TRANSMISORES



MONITORES



CONCEPTOS Y PRINCIPIOS BÁSICOS DE VIBRACIONES

- Principios de Vibración y conceptos
- Transductores (Sensores)
- **Aplicación**
- Beneficios

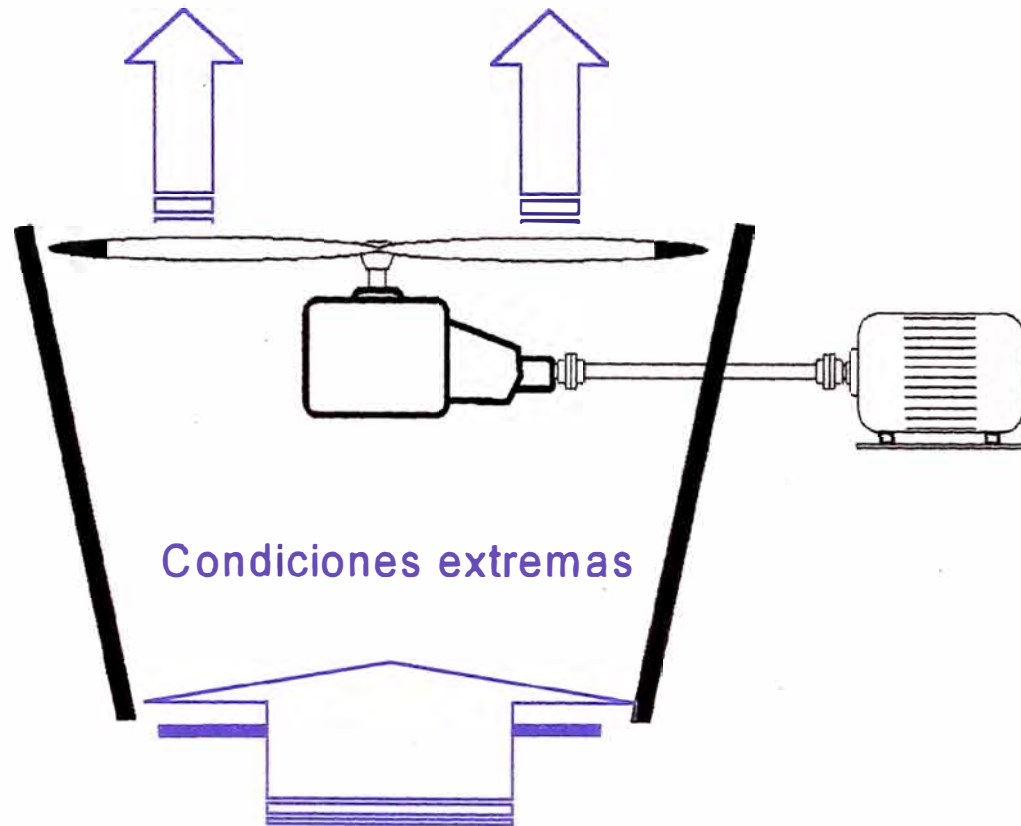
AMBIENTE EN TORRES DE ENFRIAMIENTO ES:

- Ambiente saturado de humedad
- Ambiente altamente corrosivo
- Concentración alta de químicos
- Estructura elevada con equipo sobre ella



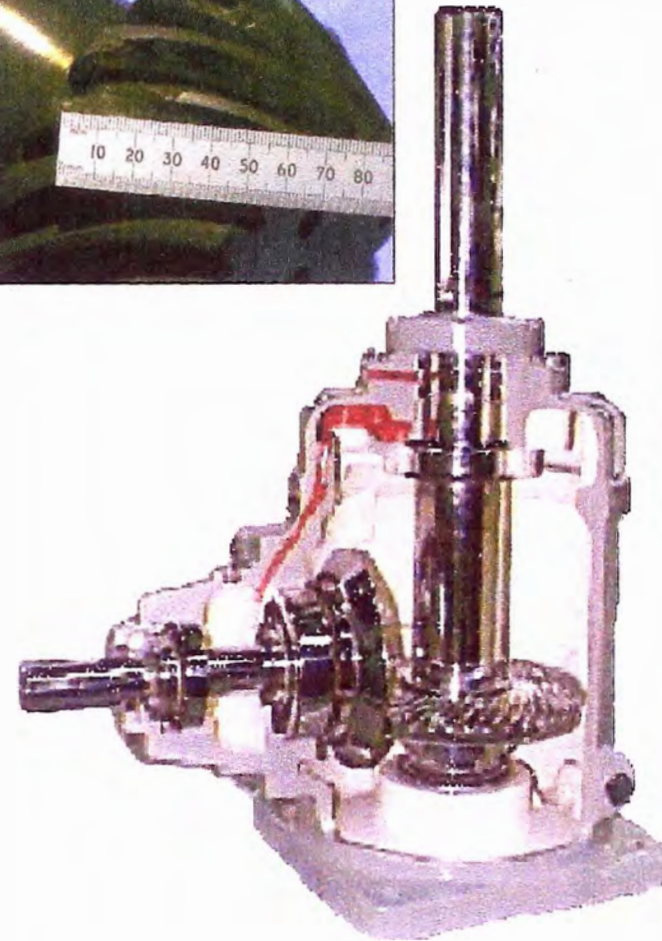
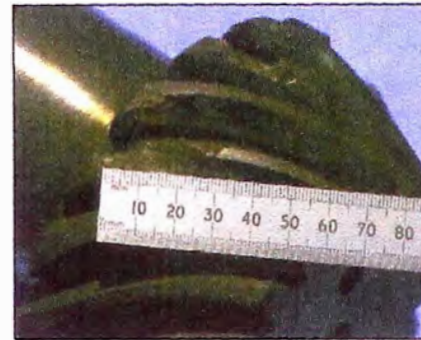
TORRES DE ENFRIAMIENTO: ¿ SE CONSIDERA EQUIPO CRITICO?

- Caja de engranaje, ventilador & eje de motor extendido**



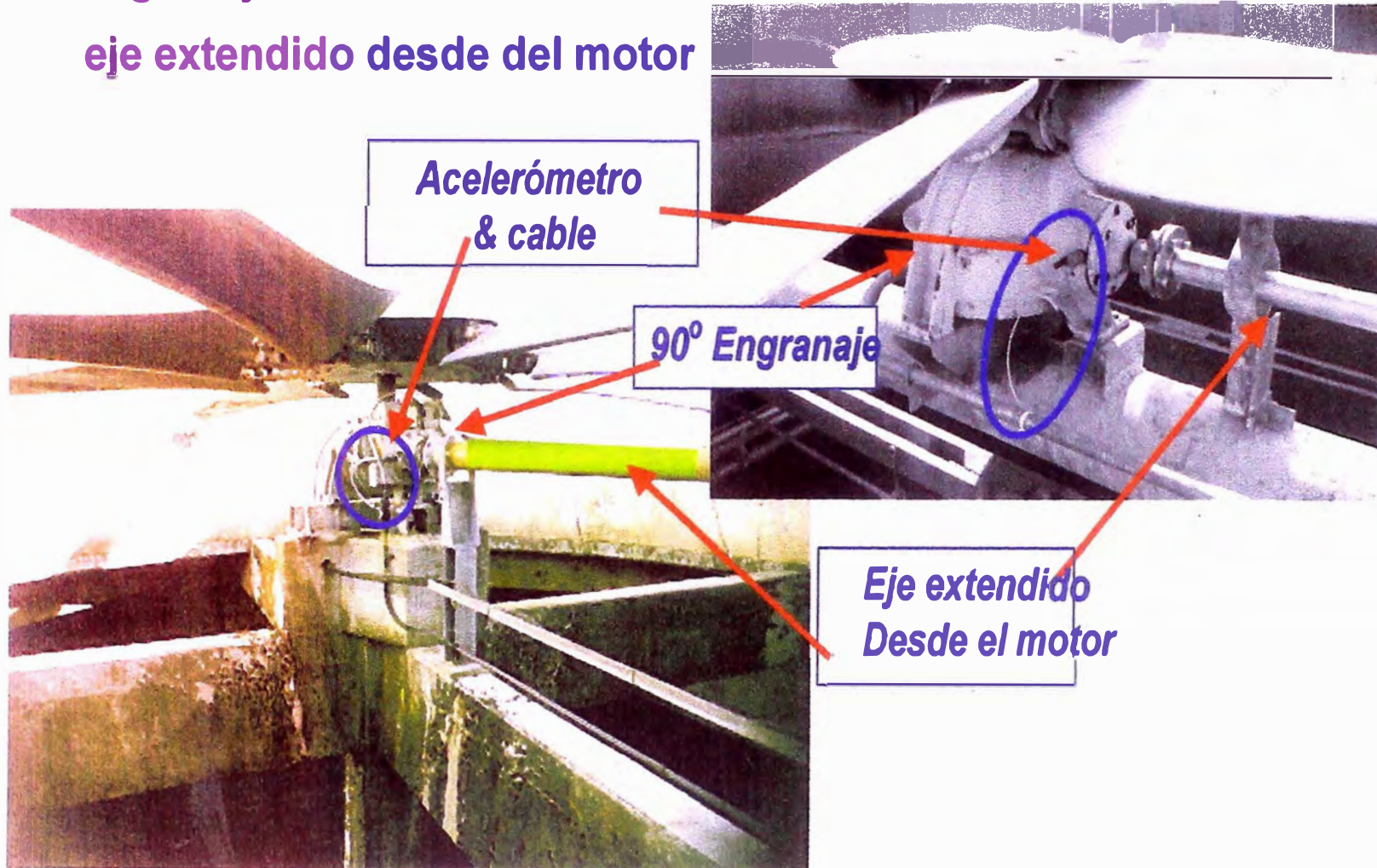
CAJA DE ENGRANAJES - PIÑÓN DE ALTA VELOCIDAD ES EL MÁS VULNERABLE

- ❄ El punto de mas desgaste es en la entrada de la caja
- ❄ Es importante medir vibraciones en chumacera de entrada
- ❄ Vibraciones en frecuencias bajas puede ser tomada en cualquier lugar



TORRE DE ENFRIAMIENTO

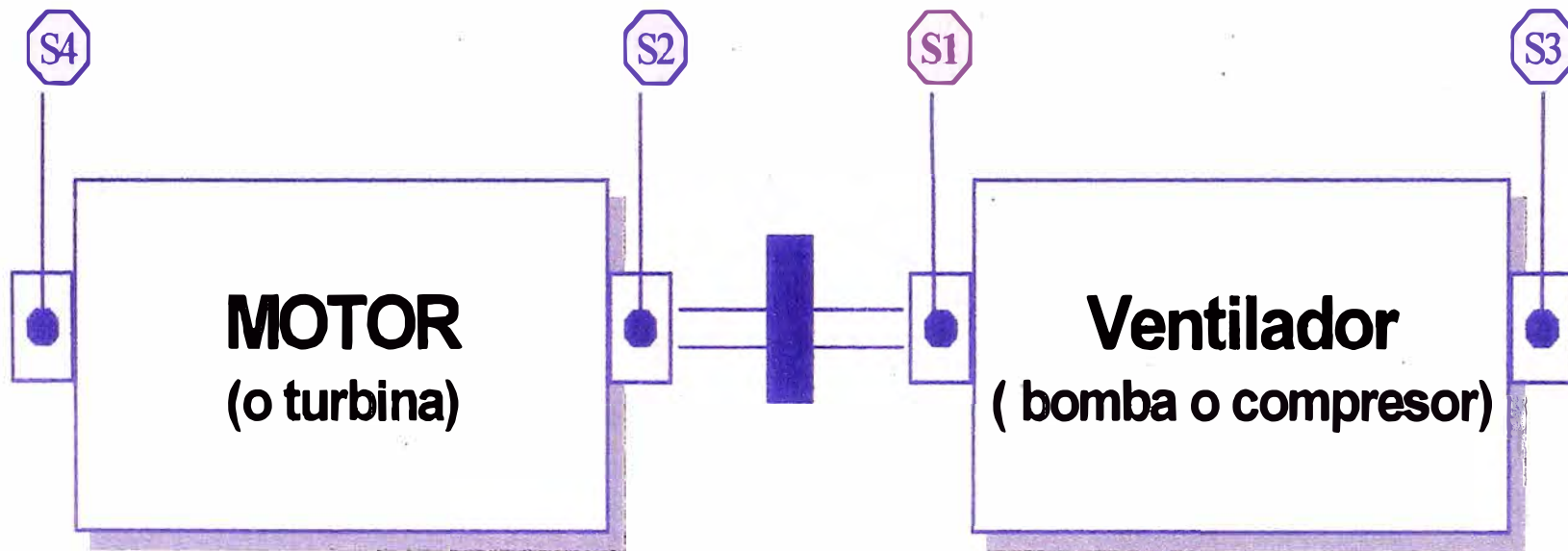
Engranajes, ventilador & eje extendido desde del motor



TÍPICA LOCALIZACIÓN DE SENSORES SÍSMICOS

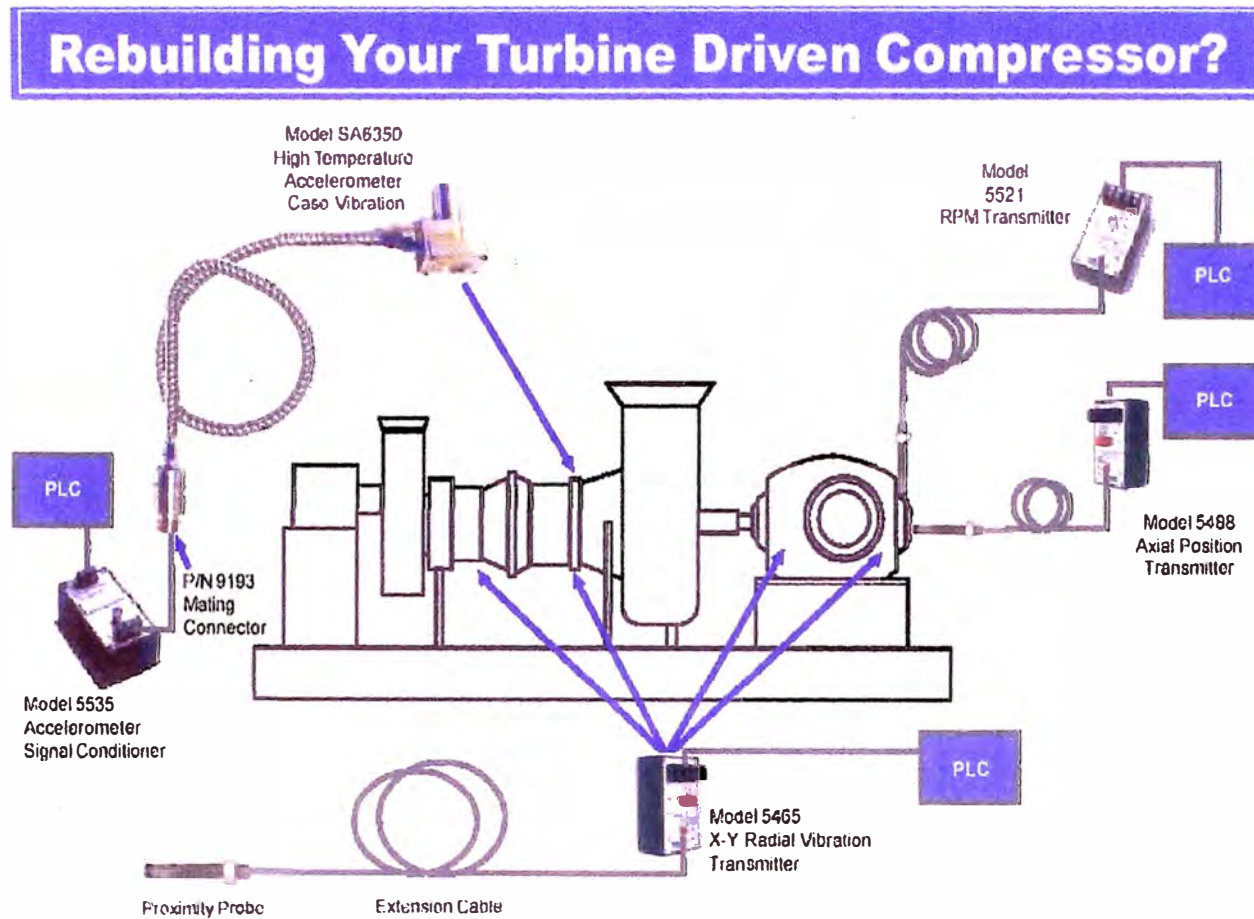
S_x = SENSOR

S1 = Sensor Mas Critico S4 = Menos Critico

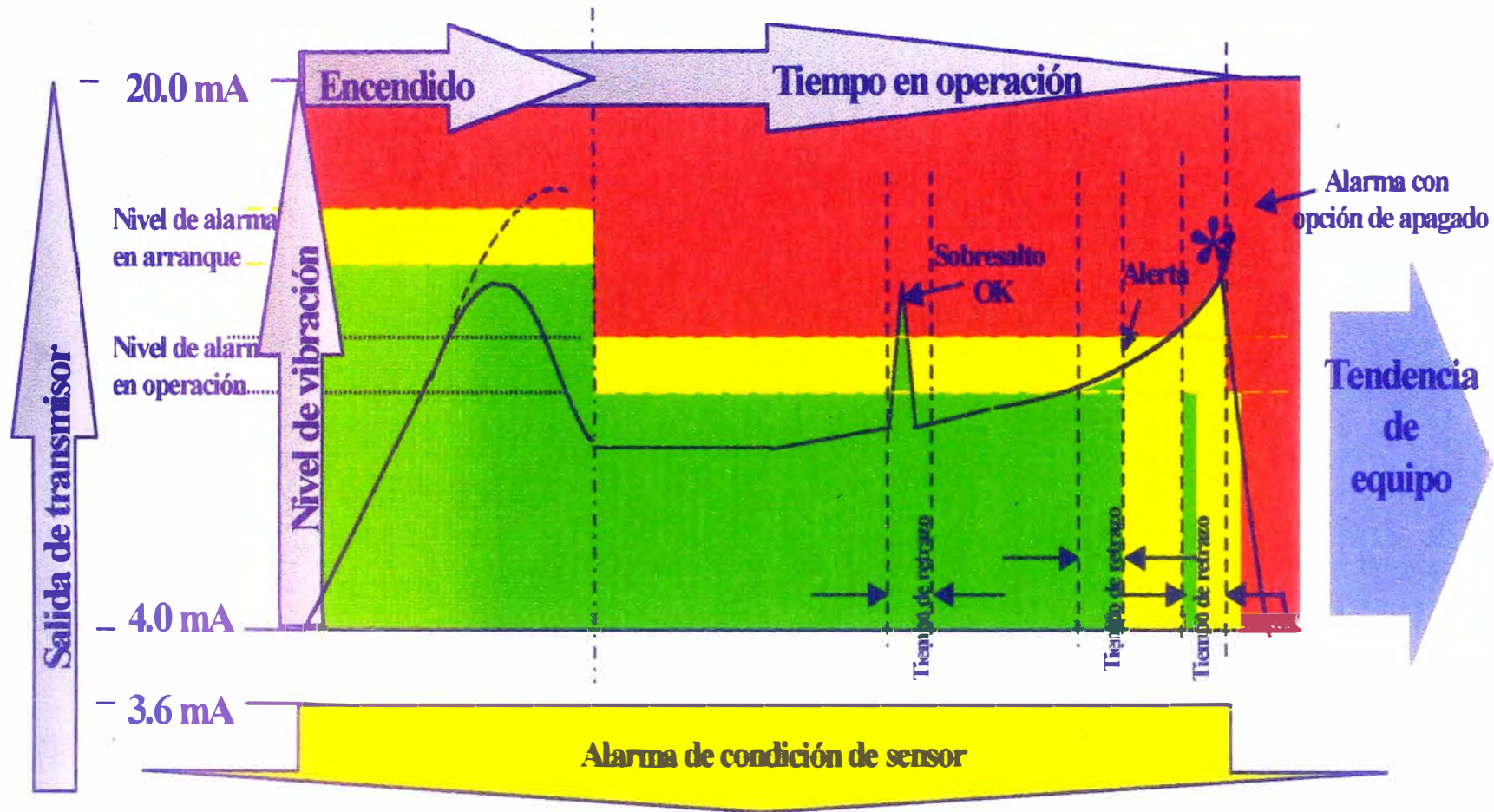


AHORRO DE RECURSOS AL REACONDICIONAR

Usando transmisores de 4-20 mA conectados a su PLC



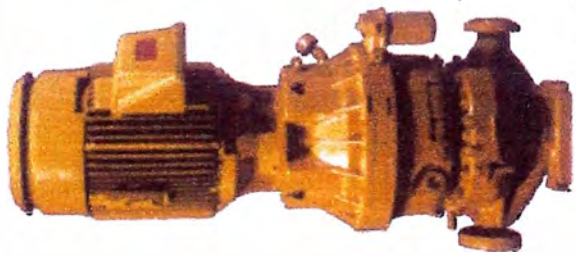
CONVERTIR SU PLC (PROGRAMMABLE LOGISTIC CONTROL) EXISTENTE EN UN MONITOR DE VIBRACIONES



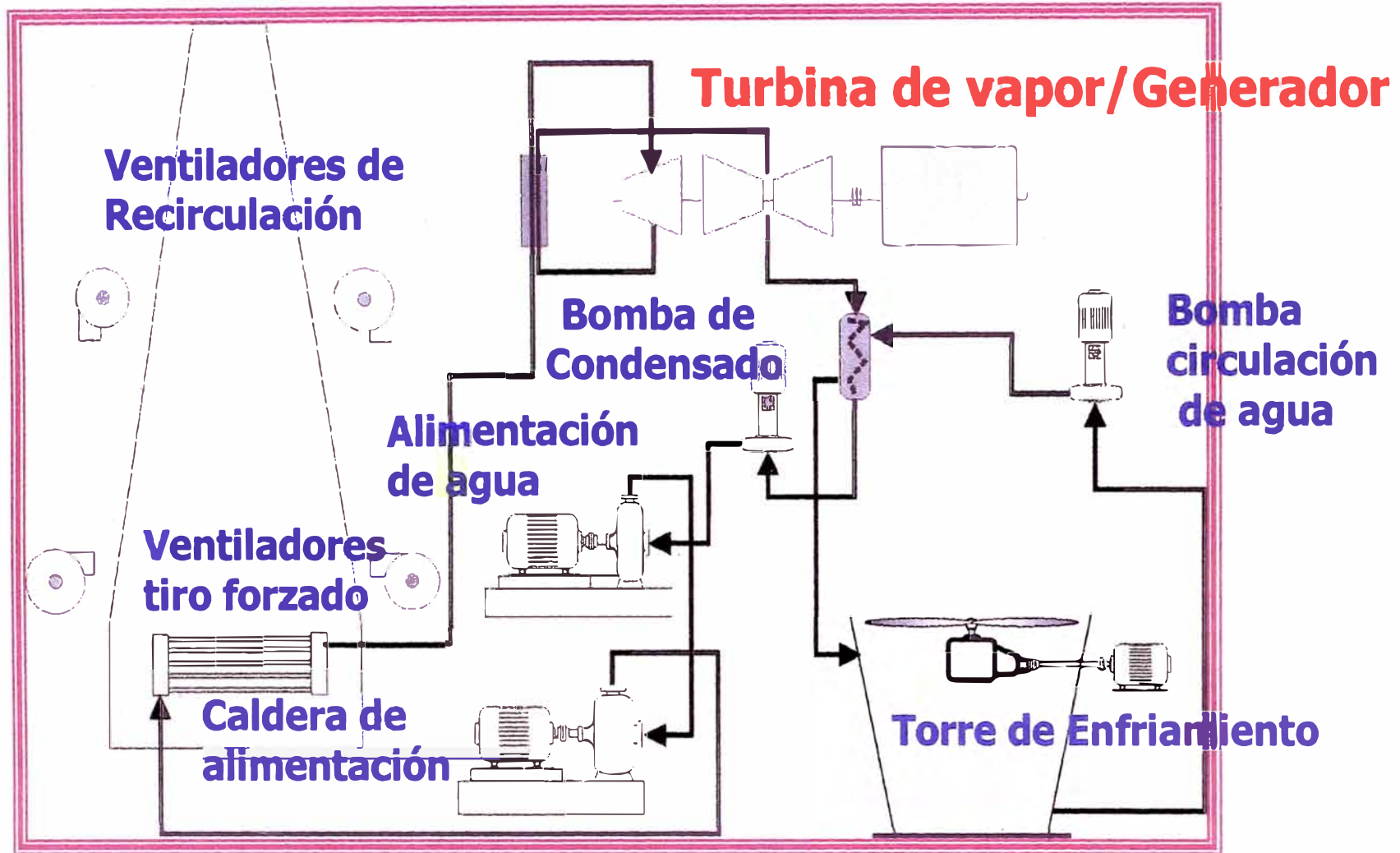
MERCADOS IMPORTANTES

- Generación Eléctrica
- Planta de Tratamiento de Aguas
- Refinerías
- Petroquímicas
- Ingenios Azucareros
- Plantas Manufactureras

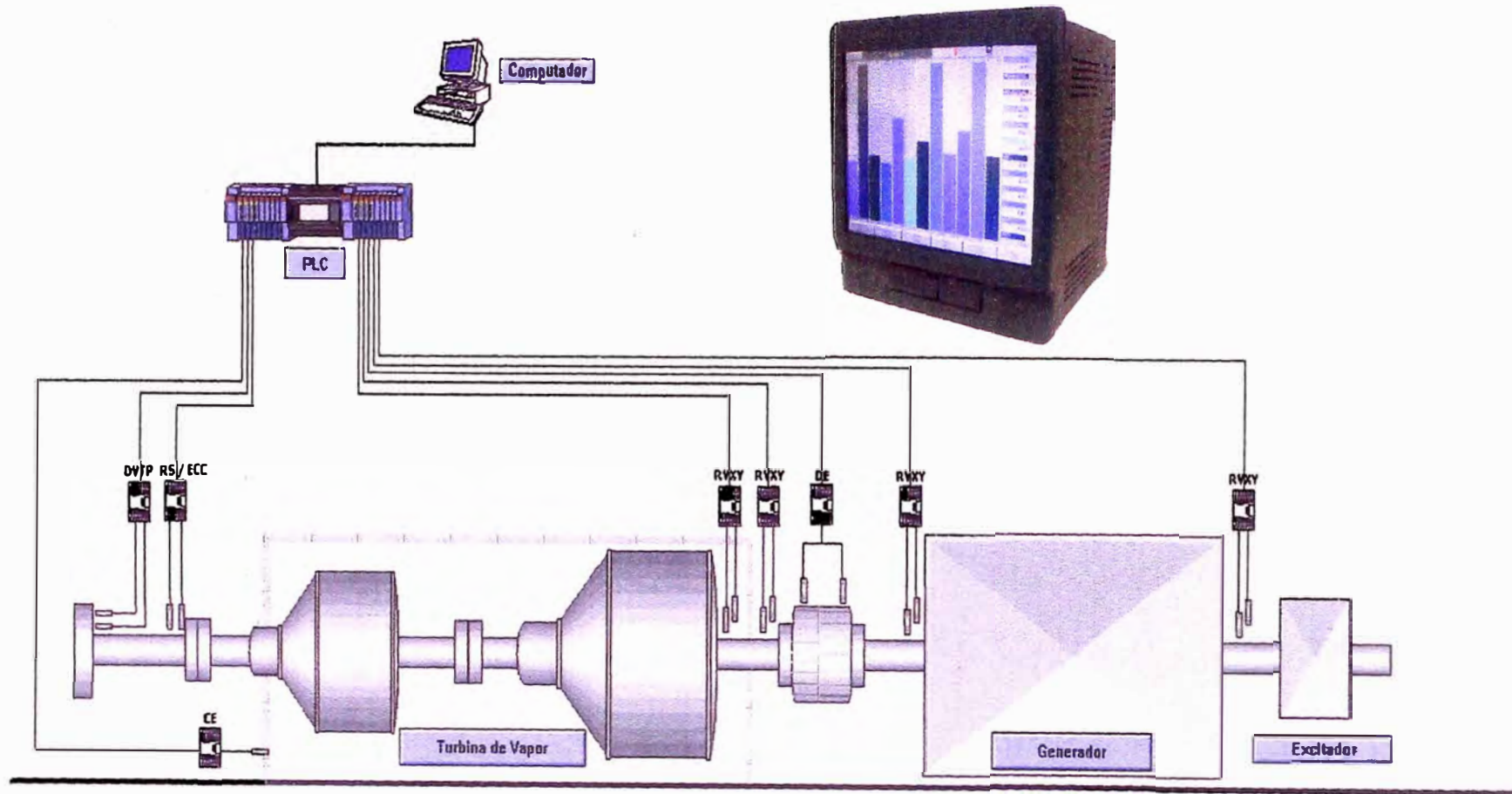
PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS



GENERACIÓN ELÉCTRICA



TURBINA GENERATRIZ



CONCEPTOS Y PRINCIPIOS BÁSICOS DE VIBRACIONES

- Principios de vibración y conceptos
- Transductores (Sensores)
- Aplicación
- Beneficios

BENEFICIOS

- Previene ruptura catastrófica
- Por cuestión de seguridad laboral
- Mejora la disponibilidad de las maquinas
- Aumentan los márgenes de ganancias de las compañías
- Reduce los costos de póliza de las aseguradoras

ANEXO 2
EXPERIENCIAS EN EL MONITOREO CONTÍNUO DE DESCARGAS
PARCIALES EN HIDROGENERADORES (PDA)

Mantenimiento de Centrales Hidráulicas y Térmicas – G3
Técnicas predictivas para minimización de paradas de centrales – G3.1

Autores : RODRIGO VITERI MARTÍNEZ, ING. ELECTRICISTA.
LERNER FERRER MOTTA, ING. ELECTRICISTA.
Empresa : ISAGEN S.A “E.S.P”
Cargo : Ingenieros de Pruebas y Diagnóstico – Equipo Ingeniería
y Servicios Técnicos

PALABRAS-CLAVE:

Descarga Parcial (PD), Analizador de Descargas Parciales (PDA), Acopladores capacitivos, Unidad de Adquisición de Datos (DAU),

DATOS DE LA EMPRESA.

Dirección: Carrera 43 A No. 11^a - 80
Ciudad: Medellín, Antioquia, Colombia
Teléfono: (57) – 4 - 2668899
Fax: (57) – 4 - 2684612
E-Mail: isagen.com.co

RESUMEN DEL TRABAJO

El aislamiento eléctrico es uno de los componentes más vulnerables de los devanados estáticos de las máquinas de alto voltaje. Para diagnosticar su condición se emplean pruebas con máquina fuera de servicio (Off-Line) para las cuales periódicamente se tiene que desconectar y en muchos casos desmontar el generador y pruebas que monitorean y ayudan a diagnosticar la condición con máquina en servicio (On-Line).

Las descargas parciales (PD) son una poderosa herramienta para diagnosticar la condición de los devanados de alto voltaje, pues, representan un importante y complejo factor de envejecimiento ya que gradualmente van deteriorando el aislamiento.

Para medir la actividad de las descargas parciales se han desarrollado diferentes métodos, siendo el más usado el Sistema Analizador de Descargas Parciales (PDA) desarrollado por Ontario Hydro el cual automáticamente y en forma continua mide la actividad de las PD en los devanados estáticos de generadores y motores.

Este artículo describe los métodos utilizados para medir la actividad de la descarga parcial, los motivos que se tuvieron en cuenta para justificar la compra de un sistema de descargas parciales On-Line, su instalación en 18 generadores en tres centrales hidroeléctricas, algunas experiencias en el manejo del sistema y se discuten algunos resultados obtenidos con la prueba de descargas parciales.

INTRODUCCIÓN

Las pruebas de descargas parciales (PD, por sus siglas en inglés) permiten detectar en el devanado; bobinas flojas, cuñas flojas, huecos en la interface cobre-aislamiento, delaminaciones, deterioro de la pintura semiconductor, partículas conductoras o suciedad en las cabezas de bobinas, zonas de traslape en mal estado y fisuras en el aislamiento, todos estos problemas se relacionan con el envejecimiento térmico, mecánico y/o eléctrico del aislamiento.

El detallado análisis de la actividad de las descargas revela el tipo y la posición de los deterioros, lo cual ayuda a determinar y diferenciar el tipo de envejecimiento.

Las pruebas de PD pueden ser realizadas con máquina fuera de servicio (Off-Line) o durante su operación normal (On-Line)⁴.

PRUEBA DE DESCARGAS PARCIALES OFF-LINE

Los métodos de prueba Off-Line requieren interrupción del servicio y acceso a los terminales de fase. Por lo tanto, se deben planear con suficiente antelación ya que implican realizar una cantidad considerable de trabajo antes, durante y después de la prueba y tener, durante aproximadamente tres horas, la máquina fuera de servicio⁵. El acarreo de la fuente de voltaje pesada y voluminosa, la conexión y desconexión de los sensores y la posterior inspección del generador pueden ser actividades muy tediosas. Durante el proceso de la prueba no se presentan ruidos, pero, la evaluación de los resultados requiere de personal experimentado.

El diagnóstico puede no ser realmente bueno, pues ciertos problemas tales como bobinas flojas en las ranuras no se detectan con máquina parada. La periodicidad de esta prueba depende de la evaluación de los resultados, por lo tanto puede realizarse al año, a los seis meses o al mes, situación que acarrea muchos problemas y sobrecostos a las empresas productoras de electricidad máxime en los actuales momentos en los cuales el mercado de energía les exige ser más competitivos y eficientes.

PRUEBA DE DESCARGAS PARCIALES ON-LINE

Los métodos de prueba On-Line no son destructivos, los sensores están conectados permanentemente, no causan interrupción del servicio y son desarrollados para monitorear la condición de los devanados del generador periódica o continuamente.

Los primeros desarrollos de los métodos de prueba de PD On-Line requerían de un incómodo conjunto de prueba, la máquina fuera de servicio para instalar el equipo de prueba en su lugar, un experto para realizar las pruebas y para la interpretación de los resultados mostrados en un osciloscopio o en analizador de espectros. El experto puede visualmente separar el ruido de las PD. Si la prueba es realizada por una persona no experta, se corre el riesgo de un diagnóstico errado, pues a menudo se confunden las PD y el ruido reduciendo la credibilidad en la prueba.

De 1976 a 1979 Ontario Hydro desarrolló el método de prueba que se conoce con el nombre de analizador de descargas parciales, PDA⁴. (Partial Discharge Analysis) el cual elimina y/o reduce el ruido eléctrico externo mediante el empleo de dos sensores capacitivos de 25kV, 80 pf, instalados permanentemente en cada fase del generador. Con este método de prueba la actividad de PD se puede registrar durante la operación normal del hidrogenerador por personal no especializado. La evaluación y análisis de los resultados en la mayoría de los casos requieren de la ayuda de personal experto.

El PDA es un sistema que registra y mide la magnitud y el número de pulsos de la descarga parcial que tienen lugar por segundo y los clasifica en descargas parciales de polaridad positiva y negativa, no adiciona esfuerzos al devanado, no causa interferencia pues tiene la posibilidad de realizar registros con el generador funcionando a diferentes modos de operación, sin carga, a plena carga, con devanados fríos y calientes.

Los sistemas de PDA han tenido muchas mejoras a través de los años, dentro de los cuales se destacan los siguientes⁷:

- PDA con acopladores capacitivos instalados permanentemente y un instrumento de monitoreo portátil con dos y seis señales de entrada. Realizar una prueba toma aproximadamente 15 minutos por unidad, el personal de la planta se desplaza hasta la caja de señales ubicada generalmente cerca al generador, conecta el equipo de análisis, digita los valores instantaneos de las potencias activa y reactiva, la temperatura del punto mas caliente del devanado estatorico y del voltaje de linea y registra los datos. Las pruebas inicialmente se realizan periódicamente, cada seis meses o cada año, después, se establece la fecha de la próxima prueba basados en el diagnóstico de la condición de los devanados. Los datos y registros, en la mayoría de los casos, son analizados por personal experto.
- El sistema PDM de la última generación. Con este sistema no hay necesidad de desplazarse a los generadores para tomar registros de las

descargas, el personal de la planta y de ingeniería desde sus respectivas oficinas pueden, cuando lo deseen y necesiten, acceder a cualquier Unidad de Adquisición de Datos (DAU, por sus siglas en inglés) para determinar las condiciones y estado de los aislamientos del devanado del estator, definir o cambiar los puntos de ajuste para la toma de registros de la actividad de la PD, ajustar los niveles de alarma, desplegar las condiciones de operación y los resultados de las pruebas en su computador. Además, los programas permiten visualizar los resultados, las condiciones de operación y los datos de las PD en cualquier computador de la red, el módulo de despliegue tiene una amplia variedad de gráficas de salida.

JUSTIFICACIÓN DE LA COMPRA DE UN SISTEMA DE DESCARGAS PARCIALES ON-LINE PARA ISAGEN

En 1996 ISAGEN S.A E.S.P una de las más grande compañías generadoras de Colombia instaló a un costo total de US\$550.000 un sistema de monitoreo en línea de descargas parciales (PDM) a 18 hidrogeneradores, 8 de la central hidroeléctrica de San Carlos de 16,5 kV, 159 MVA, 8 de la Central Chivor de 13,8 kV, 149 MVA y dos de la Central Jaguas de 13,8 kV, 90 MVA.

Antecedentes

En 1986 y 1989, aproximadamente a los dos años de operación comercial de las etapas 1 y 2 de San Carlos, respectivamente, los generadores presentaron deterioro avanzado de la protección corona de la parte recta y

en las cabezas de las bobinas. Basados en el incremento de la concentración de ozono, se determinó hacer una inspección visual con extracción de bobina y se encontró actividad de PD en un 80% del devanado. Basados en estos resultados, a finales de 1986 se convino con el fabricante de los generadores reparar la protección corona, trabajo realizado durante 92 días por unidad generadora, con metodología, supervisión y materiales del fabricante.

Aproximadamente a los tres años de la reparación nuevamente se empezó a detectar un fuerte olor a ozono en todos los generadores.

Causa del Problema

De los análisis realizados para encontrar la fuente del problema, se determinó que las PD en los devanados de San Carlos y Jaguas son causadas por las elevadas intensidades de campo eléctrico, 3.8 kV/mm, sobre los aislamientos y debido a su reducido espesor, el cual es de 2.4 mm y 2.1 mm respectivamente. En conclusión, el problema en la práctica no se puede solucionar.

Control del Problema

El personal de Ingeniería recomendó continuar con la reparación de los bobinados para utilizarlos hasta cuando técnicamente se determine el final de su vida útil y monitorear la evolución del deterioro de la capa semiconductor aplicando, por falta del sistema PDA, la siguiente metodología;

- Mensualmente medir la concentración de ozono y vibraciones del núcleo estático.

- Cada seis meses sin desarmar la máquina y con la ayuda de un fibroscopio, inspeccionar visualmente el devanado y medir el % factor de potencia y Tip-Up, para análisis de la tendencia.
- Entrar a revisar, con extracción de bobina, cuando se tenga un rápido incremento de la concentración de ozono y en los valores de %PF y Tip-Up.

Tiempos de Inspección

Las anteriores actividades utilizadas para diagnosticar la condición del sistema de aislamiento de los devanados estáticos de cada generador implicaban 5 días/año/máquina fuera de servicio y desplazamientos de personal experto desde la sede principal a las centrales.

Los altos costos que acarreaban todas estas actividades (aproximadamente US\$ 370.000/año) por energía dejada de producir, repuestos, desplazamientos, personal y mano de obra, justificaron la compra del sistema PDM.

RED DE MONITOREO

Mediante un adecuado sistema de red, la actividad de las PD son monitoreadas desde las salas de control de cada Central Hidroeléctrica y desde las oficinas de Ingeniería ubicadas en Medellín, en donde también se han instalados los programas de monitoreo, control y enlace.

CONDICIONES OPERATIVAS

- Los 8 hidrogeneradores de la Central hidroeléctrica de San Carlos con aislamiento epoxy-mica de 2.4 mm de espesor tienen en promedio 17 arranques por año, se operan para carga base y el 80% del tiempo de funcionamiento regulan frecuencia con elevadas variaciones de carga y temperatura.
- Los 8 hidrogeneradores de la Central Hidroeléctrica de Chivor con aislamiento epoxy-mica de 3.5 mm de espesor, hasta su venta en diciembre de 1996, tenían un promedio de 34 arranques año, se operaban para carga base y un 90% del tiempo de funcionamiento regulando frecuencia.
- Los 2 hidrogeneradores de Jaguas, central para picos de carga, con aislamiento epoxy-mica de 1.5 mm de espesor tienen un promedio de 235 arranques /año, la toma de carga desde cero hasta la máxima se hace en 5 minutos. Se operan a carga máxima durante 4 horas al día, dependiendo de la estación.

DESCRIPCION DEL SISTEMA DE MONITOREO CONTINUO (PDM)

El sistema de monitoreo continuo está constituido por los siguientes elementos, los cuales se muestran en la Figura No. 1

- Sensores capacitivos de 80 pF, 25 kV, pueden ser tipo cable o epóxicos, se instalan uno por cada rama en paralelo del devanado estatórico.
- Caja de conexión de los cables que vienen de los sensores (cable o fibra óptica).

- Unidades de Adquisición de Datos (DAU), una por cada generador la cual es instalada cerca de la máquina. Las DAU miden la actividad de las PD de todos los sensores instalados en la máquina, eliminan los ruidos y registran el número, magnitud y posición de fase de las PD. Las DAU contienen un computador para almacenamiento temporal de datos y se comunica con el sistema controlador utilizando una Red local de datos Ethernet. Las DAU también permite entradas análogas para medir temperatura, potencias activa y reactiva y voltaje, estas señales registran las condiciones operativas de la máquina en el momento de toma de datos.
- Medio de enlace y comunicación locales entre las DAU y el equipo de cómputo (computador e impresora de red) dotado del software de análisis.
- Sistema Controlador el cual puede controlar hasta ocho DAUs en una planta sobre la misma red local (LAN). El sistema controlador tiene un software que da instrucciones a cada DAU para que únicamente registre la actividad de las PD bajo determinadas condiciones operativas. El usuario define para cada DAU los valores de potencia, voltaje y temperatura, para los cuales los registros de las medidas de PD deben ser hechas. Tiene un disco duro de gran capacidad en el cual se almacenan las PD y los datos de operación del generador. También se puede medir continuamente las PD y dar alarma cuando la actividad llegue a un determinado valor. Además, existe un programa que despliega y muestra las tendencias de cualquier dato almacenado en memoria. El Sistema Controlador puede accesarse remotamente via WAN o modem, lo que permite al personal de Ingeniería desde sus oficinas cambiar triggers, niveles de alarma y hacer despliegues de los resultados.

HARDWARE

La electrónica usada en las DAUs está basada en la tecnología moderna (state of art) de los instrumentos del PDA portátiles usados hace más de 15 años. Esto asegura que los resultados de las pruebas de PD serán los mismos con los portátiles y con los de más reciente tecnología, PDM. Por lo tanto los datos de un mismo generador pueden estar combinados en la base de datos de los portátiles y de los PDM, y ser manipulados cuando se necesiten.

El circuito de entrada está basado en cuatro canales independientes que analizan la magnitud de los pulsos los cuales son secuencialmente monitoreados en un rango de valores que permiten determinar el número y la magnitud de los pulsos de entrada. Los cuatro canales son necesarios para medir simultáneamente las dos polaridades de los sensores de entrada. La lógica asociada mide el tiempo relativo de la llegada de los impulsos desde el par de acopladores a la DAU para determinar si el pulso que llega es señal de ruido o PD. El contenido del contador de pulsos se incrementa cada vez que ocurre un pulso de magnitud igual a la de la ventana de análisis. Un contador de pulsos está asociado con los pulsos de PD de cada sensor y polaridad, también están asociados con varias condiciones de ruido. Una vez cada un centésimo de un ciclo ac (167 microsegundos para 60 hertz), los contenidos de un contador de pulsos son descargados al computador de las DAUs. El computador relaciona la posición de fase ac con el pulso contado y su magnitud.

A pesar de la naturaleza secuencial de los análisis de magnitudes, el sistema puede completar de escanear las 16 ventanas de magnitudes en 5 segundos, sin embargo, es más usual un escaneo de 90 segundos para asegurar la repetibilidad de los datos. El ancho de banda de la instrumentación es de 350 Mhz.

La mayoría de las máquinas son equipadas con 6 a 12 sensores para ayudar a localizar donde está ocurriendo la PD en el devanado del estator. Un multiplexor dentro del DAU controlado por la computadora es usado para escanear secuencialmente las entradas de los sensores de PD. Se utiliza una protección y aterrizaje especiales para asegurar que los sobrevoltajes ocasionales, los cuales pueden ocurrir en los sistemas de potencia cuando operan los interruptores, no dañen los circuitos electrónicos de entrada.

En cada DAU son incorporados convertidores análogos digitales convencionales para medir voltajes, potencias y temperaturas. La electrónica puede tomar virtualmente cualquier tipo de señales análogas (de transductores, RTDs y-o termocuplas) y convertirla a señal digital para el computador de la DAU. La comunicación con el Sistema Controlador es por medio de una Red Ethernet tipo LAN.

PROGRAMAS DE APLICACIÓN

La mayoría de los programas los contiene el Sistema Controlador. Las figuras 2 y 3 muestran los esquemas de comunicaciones y la LAN básica para un sistema PDM. El programa tiene cuatro módulos que permiten:

- Controlar las comunicaciones sobre la LAN entre cada una de las DAUS conectadas al Sistema Controlador, como también a un computador remoto.
- Entrar, por cada DAU, los rangos de las condiciones operativas en los cuales hará un completo escaneo de todos los sensores y salvará los datos. Por ejemplo, una medida de PD en un generador pueden ser tomada una vez por semana cuando la carga esté entre 95 y 100 Mw, la potencia reactiva entre -15 y +15 Mvars, el voltaje entre 16.2 y 16.8 kV y la temperatura del devanado esté entre 90 y 100 C.
- Controlar la sensibilidad y duración de las medidas por cada DAU.
- Entrar a los módulos anteriores, correr los programas y determinar el estado del sistema y de las DAUs usando un programa supervisor.

Características del software

El PDM utiliza una arquitectura cliente servidor. Los módulos del software están escritos en C++, los resultados de las pruebas son almacenados en una base de datos Paradox-TM, y para la comunicación entre cada DAU y el Sistema Controlador se utiliza NetBios-based RPC. Para asegurar futuras compatibilidades con los estándares IEEE propuestos, para la comunicación de los sistemas de monitoreo en línea en generadores, se usa un protocolo de comunicación Ethernet, Windows NT 3.1 o Win 95 para la interfase gráfica con el usuario.

RESULTADOS DE PRUEBAS.

Los resultados de las pruebas son desplegadas en cualquier computador conectado a la LAN. El módulo del despliegue tiene una amplia variedad de posibles salidas gráficas incluyendo:

- Gráfica para analizar la magnitud de los pulsos, en la cual se grafican la magnitud en mV de los pulsos positivos y negativos versus número de pulsos por segundo de cada acoplador, adicionalmente presenta la fecha de realización de la prueba, carga de la máquina, temperatura del devanado y voltaje.
- Gráficas en tres dimensiones del número de pulsos por segundo versus magnitud versus posición en la onda de voltaje ac, para analizar en que zona de la onda de voltaje generada se ubican las PD.
- Gráficas para analizar la fase del pulso. Representación lineal o polar de la magnitud del pulso versus posición en la onda de voltaje ac.
- Gráficas de tendencias de la magnitud de la PD o de la actividad total de la descarga versus tiempo, para definir condiciones operativas de la máquina.
- Gráfica que muestra la tendencia de la actividad de las PD y las condiciones de operación del generador versus tiempo.

Bases de datos

Puesto que en teoría se almacenan una gran cantidad de datos, los cuales harían muy pesado el sistema, se han desarrollado filtros basados en fechas y condiciones operativas de la máquina que permiten al usuario una alta selectividad para escoger los datos que desee analizar.

INSTALACIÓN DEL SISTEMA PDA EN LAS CENTRALES DE ISAGEN.

Preliminares

En noviembre de 1995, antes del montaje del sistema PDA en 18 unidades de ISAGEN, personal del fabricante, efectuó una visita a las centrales San Carlos, Jaguas y Chivor para determinar algunos detalles sobre la instalación tales como revisión de planos unifilares, ubicación de las cajas de conexión y de las unidades de adquisición de datos, verificación de las longitudes de cables, rutas de ductos de conducción y cables de fibra óptica, ubicación y requerimientos para la salida de cableado del estator. Con esta información se determinaron las cantidades de materiales requeridos y las actividades que debían adelantarse por parte de cada una de las empresas.

INSTALACIÓN

La instalación del sistema se programó de tal manera que no interfiriera con la operación normal de las unidades acordándose efectuarla en los mantenimientos anuales, los cuales tienen una duración de 12 días en San Carlos y Jaguas y de 24 días en Chivor. En consecuencia, la actividad en las 18 máquinas abarcó desde finales de febrero de 1996 a enero de 1997.

Los días previos del montaje personal especializado de IRIS dictó un curso de capacitación para instruir a los técnicos de ISAGEN sobre algunos conceptos teóricos básicos del sistema PDA y sobre el montaje de los acopladores, compensación de las distancias para eliminación del ruido y el método de calibración de los acopladores.

MONTAJE CENTRAL CHIVOR

El primer montaje se hizo en la unidad 6 de la Central Chivor, con la asistencia de los técnicos de San Carlos como observadores. Aquí se recibió entrenamiento sobre la ubicación de los acopladores en el estator, figura 4; toma de medidas y compensación matemática del cableado entre el acoplador y la DAU; elaboración de aislamientos en el acoplador y barraje; instalación de las cajas de conexión y DAU, figuras 5 y 6; calibración del cableado; instalación de transductores de MW y MVAR y elaboración de terminales para la fibra óptica.

En Chivor, el bobinado de las unidades consta de cuatro ramas en paralelo por fase por lo cual se instalaron cuatro acopladores capacitivos por fase, figura 7, para un total de doce (12) por generador. Los soportes o bases donde se montan los capacitores se soldaron al estator, figura 4, en vez de atornillarlas, con lo cual se ganó tiempo de instalación. El tiempo promedio de instalación por unidad fue de cuatro (4) días.

Para evitar las interferencias electromagnéticas, las señales provenientes de los transductores de MW y MVAR se cablearon en conductor apantallado de

tres hilos calibre AWG#16(dos para la señal y uno para tierra). El cableado del voltaje generado y señal de RTD se hicieron en calibre AWG #14, la alimentación de la DAU, a 120 V, en calibre AWG #12. Tanto la DAU como la caja de conexiones están conectadas a tierra con cable de cobre desnudo AWG #4. En la caja de conexiones, figura 5, cada cable coaxial que viene del acoplador tiene una adecuada protección contra sobrevoltajes. Para la salida de los cables de los acopladores del estator se efectuó una perforación a la carcasa de 40 mm, suficiente para admitir un conduit flexible de 38 mm.

Las cuatro unidades de la primera etapa giran en sentido horario, mientras que las de la segunda giran en sentido anti-horario. Esto hace que la ubicación de los acopladores, longitudes de cable coaxial, ubicación de la DAU y tendido de fibra óptica difieran en la primera y segunda etapa.

En esta central, en los mantenimientos mayores ó quinquenales, es usual desplazar el estator de su sitio a una zona de montaje, para lo cual fue necesario instalar una caja adicional de conexiones unida al estator que permite la desconexión y conexión segura de los cables coaxiales que se comunican con la DAU. Entre esta caja y la DAU se adicionaron aproximadamente 15 metros de cable coaxial por acoplador.

Adicionalmente, fue necesario adquirir e instalar transductores de potencia activa y reactiva para cada una de las unidades puesto que el sistema existente no es compatible con los requerimientos de las DAU's. En las

unidades 1 a 4 se instalaron en la caja de paso del generador y para las unidades 5 a 8 se instalaron en una caja adicional, ambas localizadas dentro del recinto del generador.

MONTAJE CENTRAL SAN CARLOS

Los bobinados de los generadores de San Carlos constan de dos ramas en paralelo por fase, el montaje es muy similar al de Chivor con la diferencia de que se instalaron dos capacitores por fase para un total de seis acopladores por generador. No se requirió el montaje de la caja adicional. Para la salida de los cables de los acopladores del estator se efectuó una perforación a la carcasa de 20 mm, suficiente para admitir un conduit flexible de 19 mm.

Aún cuando todas las máquinas giran en sentido horario la distribución de barrajes es diferente entre las unidades pares y las impares, en consecuencia, la ubicación de acopladores y longitudes de cables varían entre estas unidades, sin embargo, la ubicación de las DAU's no sufrió modificación. El tiempo promedio de instalación fue de tres (3) días. El personal que asistió a Chivor adquirió experiencia y mejoró algunos de los procedimientos aplicados en Chivor.

MONTAJE CENTRAL JAGUAS

En Jaguas la instalación se hizo de manera diferente a las otras dos centrales debido a que la disposición de las ramas en el barraje no permitía la separación mínima requerida entre acopladores, por lo anterior, se realizó

un montaje de formato direccional, es decir un acoplador se instaló en la primera barra de una de las ramas y el otro separado una distancia no inferior a dos (2) metros sobre el mismo barraje, ver figura 5.

CALIBRACIÓN DEL CABLEADO

Para la calibración del cableado se utilizó un osciloscopio Fluke 99 de 50 Mhz. En Chivor fue necesario efectuar dos calibraciones : una en la caja adicional ubicada en el estator y la otra en la llegada a la DAU, ubicada en el sótano, aquí se presentaron algunos problemas para calibrar debido a la longitud total del cableado (aprox 25 Mts.).

MONTAJE DE FIBRA ÓPTICA

La fibra óptica permite la comunicación entre la DAU y el concentrador de fibra óptica (HUB). Aunque se recibió capacitación para la elaboración de los terminales de conexión de la fibra óptica y comprobación de la atenuación, se decidió contratar con una firma especializada la elaboración de estos terminales, garantizando así un buen montaje y confiabilidad en las comunicaciones. La fibra se extendió por las bandejas portacables con señalización adecuada para su protección. Se tomaron registros de la atenuación final, verificando que estuviera dentro de las normas estipuladas.

MONTAJE DEL CONCENTRADOR Y ESTACIÓN DE TRABAJO

Para realizar este montaje se seleccionó un concentrador de fibra óptica por cada etapa (4 máquinas) en los casos de San Carlos y de Chivor y uno en

Jaguas, del tipo FMS II (3C16665) con seis (6) puertos para fibra óptica (tipo ST) localizados en el panel frontal y un puerto AUI en el posterior. Se ubicaron de tal manera que quedaran cerca de los equipos de la red local de cada central, para facilitar la conexión. La computadora seleccionada es del tipo industrial AWS-860 con procesador 486DX4-66 MHz, 32 MB de RAM y disco duro de 1.0 GB.

Tanto el HUB como la computadora son del tipo rack-mounted. Los HUB se comunican con la LAN de casa de máquinas y con el computador mediante conexión con fibra óptica. Tanto las DAU como los programas de monitoreo y visualización (Pdview, GenGuard, Advance view) pueden ser accedidos desde las estaciones de trabajo remotas (Medellín) ó locales (casa de máquinas, mantenimiento), utilizando un programa de acceso remoto en plataforma Windows.

COMISIONAMIENTO Y PUESTA EN SERVICIO

En noviembre de 1996, para el comisionamiento y puesta en servicio del sistema PDA se desplazaron a las centrales dos especialistas del fabricante y personal técnico de ISAGEN. Se verificó la apropiada operación de los acopladores del PDA en 4 unidades de Chivor, en 6 de San Carlos y en las 2 de Jaguas, mediante los datos suministrados de montaje y la medida del voltaje AC entre la pantalla y el conductor central del cable coaxial la cual debe estar entre 300-450 mV.

Para las DAU, el personal del fabricante verificó el correcto funcionamiento de las tarjetas de entrada/salida e instaló y adecuó el software en cada una de las CPU.

EXPERIENCIAS DURANTE EL MONTAJE

- En Chivor, se presentaron inconsistencias entre las lecturas de potencia del PDA y las reales dadas por los instrumentos. Por este motivo, fue necesario efectuar cambios en las conexiones hasta obtener una lectura en el software similar a la dada por los instrumentos. El problema radicó en la calibración apropiada de los transductores y en la polaridad de voltajes y corrientes. También se encontraron algunos conectores en la caja adicional del estator sueltos, los cuales se cambiaron y en la unidad 5 el conduit metálico que lleva los cables desde la caja adicional hasta la DAU pasaba por encima de uno de los calefactores del recinto del generador, el cual, al ponerse en funcionamiento, calentó el conduit y derritió los cables coaxiales, fue necesario replantear la ruta de esta conducción.
- En San Carlos no se habían instalado aún las RTD del estator, por lo cual las medidas iniciales no tienen esta variable y no se tenía acceso a la red de datos.
- En Jaguas se presentaron problemas de medida por descalibración de los transductores de MVAR.

Las figuras 12, 13, 14 y 15 son fotografías del montaje realizado en la Central San Carlos.

EXPERIENCIAS EN EL MANEJO DEL SISTEMA

- El sistema PDA montado en ISAGEN puede analizar las PD en cualquier oficina de la empresa mediante el empleo de dos métodos de transferencia de los datos : copiando la base de datos de la computadora servidor del Genguard al micro de trabajo ó mediante un programa que transfiere el escritorio de la computadora donde opera el Genguard a otro computador de la Red. Por el empleo de menos pasos y la gran confiabilidad de la conexión, ISAGEN utiliza el programa de transferencia.
- La utilización de ventanas hace que los programas del PDA sean muy amigables y fáciles de aplicar.
- La periodicidad de la prueba depende de la evaluación de los resultados, por lo tanto, el manejador del sistema, basado en el análisis, puede definir la fecha de la próxima prueba mediante el ajuste de los trigger.
- El sistema le permite al manejador realizar pruebas ya sea por períodos de tiempo, por variables y parámetros operativos ó por ambas condiciones.
- Cuando la computadora del controlador se bloquea es necesario reiniciarla, esta acción por lo general no se puede llevar a cabo

inmediatamente por la falta de disponibilidad del personal de planta, lo cual acarrea pérdida de datos y oportunidad de la prueba.

- Cuando se presenta falla en una DAU, todo el sistema PDA se bloquea, para que las otras DAU's continúen operando, se elimina del menú del Gen Guard la DAU fallada.
- El sistema no tiene archivos de respaldo, se deben crear para evitar que en una contingencia se pierda la información almacenada.
- Para obtener un diagnóstico acertado del estado de los aislamientos, es necesario complementar las pruebas del PDA con inspecciones visuales periódicas y/u otras pruebas como % factor de potencia y medida de la concentración de ozono.
- Debido a que las unidades en ISAGEN en un 90% del tiempo de funcionamiento operan a plena carga, se ajustaron los disparos para el registro de la actividad de PD para esta condición, por lo tanto, cuando se presentan incrementos importantes en la actividad de PD y teniendo en cuenta que estas se ven afectadas por la tensión, la potencia y la temperatura, se solicita consignación de la unidad, para realizar pruebas con baja y plena carga.

ANÁLISIS DE RESULTADOS

A continuación se presentan tres casos de análisis de resultados de pruebas realizadas en la Central San Carlos a cuyos generadores se les reparó la protección corona del devanado estatórico durante el período 1987-89 y se les instaló el sistema PDA en 1996. Mediante una inspección visual u otras pruebas eléctricas se confirmó el diagnostico dado por el PDA sobre el estado del aislamiento, se efectuó el correctivo y el análisis posterior de los resultados confirmó la eficacia de los trabajos de mantenimiento.

CASO 1 : UNIDAD 3

La unidad tres, salió a mantenimiento quinquenal el 16 de octubre de 1997, anterior a esta fecha las pruebas de PD mostraban suciedad en las cabezas de bobinas y aflojamiento del devanado. La figura 8, muestra la actividad de descargas parciales antes y después del mantenimiento general, el cual consistió de reacuñamiento radial y lateral, limpieza de las cabezas de bobina, limpieza del sistema de aireación, corrección de efecto corona y barnizado total.

CASO 2 : UNIDAD 5

La figura 9 muestra que el devanado presenta una elevada actividad de PD en las cabezas de bobinas, delaminaciones y aflojamiento. Efectuada la inspección visual se comprobó la existencia de polvo y efecto corona en la zona de gradiente en las cabezas de bobinas. Con base en el diagnóstico del

PDA y en los resultados de la inspección visual se programó efectuarle limpieza y corrección de los puntos de efecto corona en las cabezas, obteniéndose una leve disminución en la actividad de las PD como se muestra en la figura 10. Por los resultados anteriores, consideramos que la gran actividad se debe a deterioro en la zona de alto gradiente, la cual, se reparará en el próximo over-haul.

CASO 3 : UNIDAD 7

La gran actividad de las descargas negativas, figura 11, muestra que existen descargas parciales conductor-aislamiento y delaminaciones del aislamiento principal, problemas cuya única solución es el cambio de devanado. Por este motivo se incrementó la periodicidad de las pruebas a 15 días.

OBSERVACIONES Y CONCLUSIONES

- El personal de Ingeniería desde su sitio de trabajo tiene un amplio y total control sobre todo el sistema PDM, puede en cualquier momento desplegar la actividad de las PD de las unidades generadoras que desee, realizar pruebas, tomar registros, cambiar settings, etc.
- La capacitación al personal de ISAGEN por parte del suministrador fue exitosa en cuanto que se logró hacer la instalación en todas las máquinas sin mayores inconvenientes y con tiempos de tres y cuatro días por unidad.
- El montaje por parte de personal de ISAGEN redujo de manera apreciable el costo total del contrato.
- La programación de la instalación del sistema aprovechando los mantenimientos anuales evitó la indisponibilidad de las máquinas, en períodos que podrían ser costosos para la empresa.
- Como beneficio inmediato a la puesta en servicio del sistema PDM se obtuvo reducción significativa del número de paradas y ha evitado reparaciones y cambios prematuros e innecesarios.
- Basado en las pruebas de las descargas parciales ISAGEN ha complementado el programa de mantenimiento predictivo de sus unidades.

REFERENCIAS

1. Stone G.C., Goodeve T.E., Sedding H.G., McDermid W. "Unusual PD Pulse Phase Distributions in Operating Rotating Machines". IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation. Vol 2. No. 4. August 1995.
2. Lyles J.F. "PDA Testing Identification of Deterioration Mechanisms". May 17, 1985.
3. Tan Constantine. "BC Hydro's Experience with Partial Discharge Testing of Hydrogenerators". CEA/Ontario Hydro International Workshop of Generators & Motor Partial Discharge Testing". Toronto. April 18, 1994.
4. Stone G.C. "Techniques for On-Line Partial Discharge Testing of Motors and Generators". CEA/Ontario Hydro Conference on Partial Discharge Testing. April 1994. Toronto, Canada.
5. Engelbertsson S., Hurtig K., Torgnysson M. "Why Should Generator Stator Windings be Equipped with PDA Couplers ?". ABB Generation AB.
6. Stone G.C. "Development of a Practical Continuous On-Line Partial Discharge Monitor for Generators and Motors". IEEE ISEI, June 1996.
7. Lyles J.F. "Identificación de las Necesidades de Mantenimiento en los Devanados de los Generadores". Hydro Review, vol 12, No. 4, June 1993
8. Stone G.C., Lloyd B.A., Kantardziski. "Automated On-Line Evaluation of Stator Insulation in Hydrogenerators.
9. Stone G.C., Sedding H.G., Costello M.J. "Application of Partial Discharge Testing to Motor and Generator Stator Winding Maintenance.

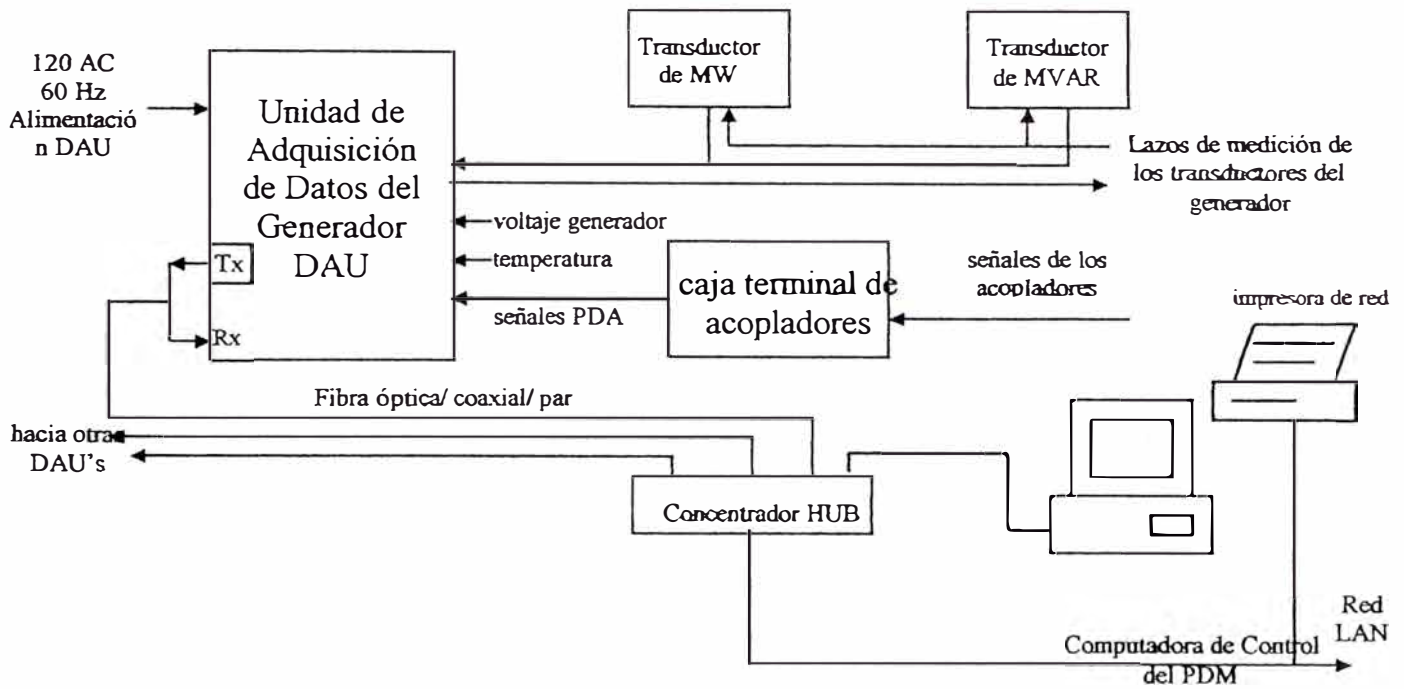


Figura 1. Diagrama de Bloques del Sistema de Monitoreo

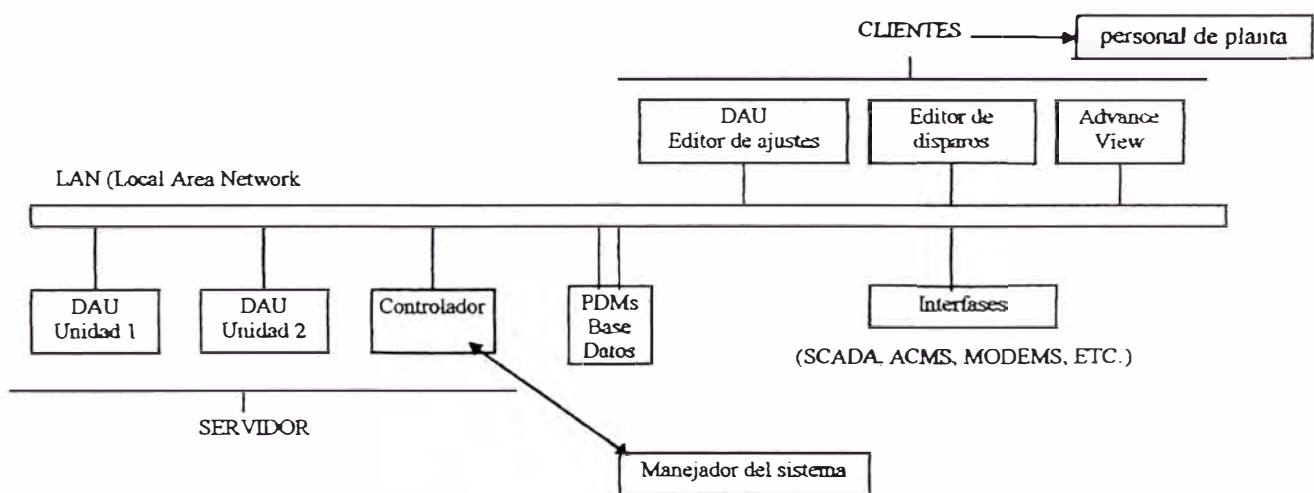


Figura 2. Arquitectura del sistema

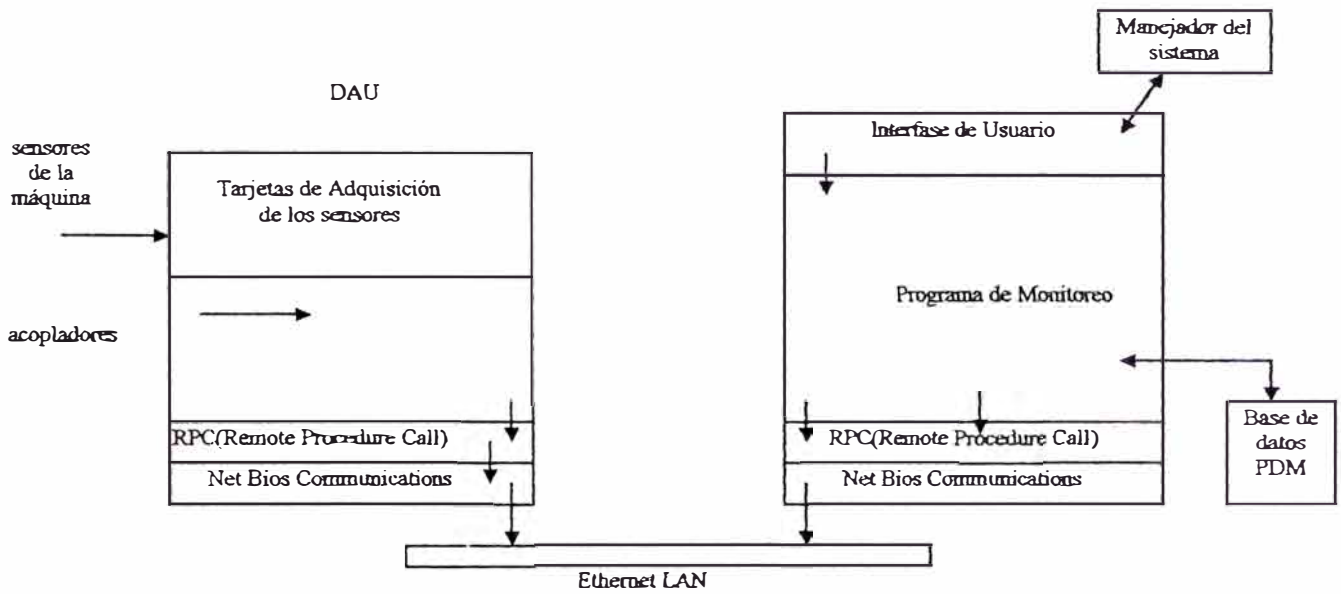


Figura 3. Estructura de comunicaciones del sistema

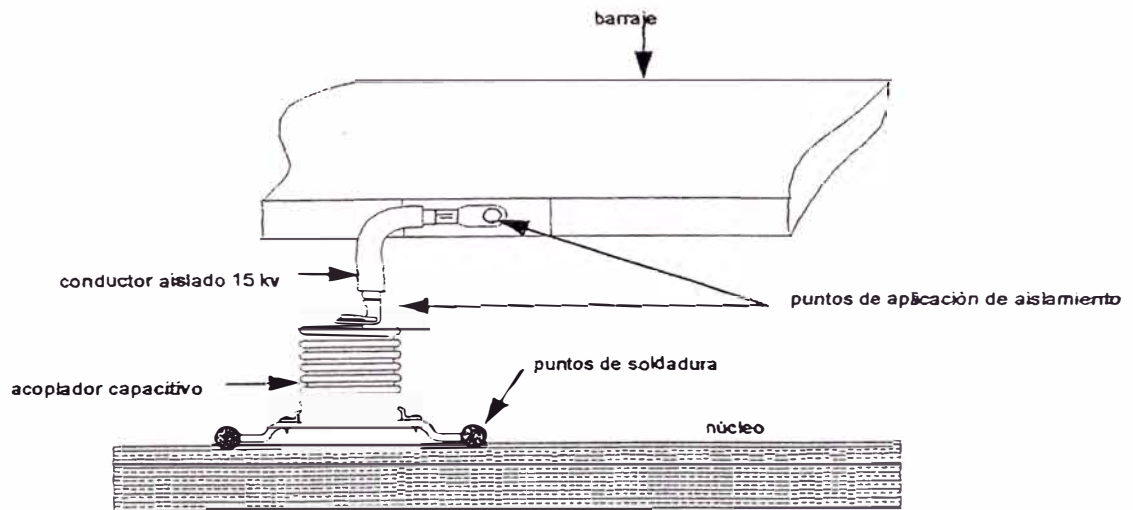


Figura 4. Detalle de montaje de acoplador capacitivo

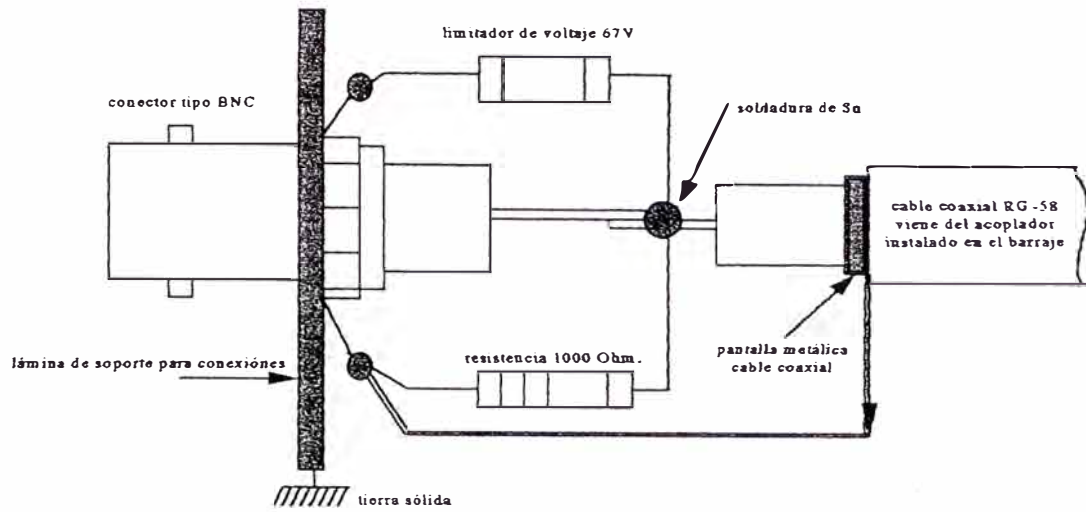


Figura 5. Detalle de montaje en la caja de conexiones

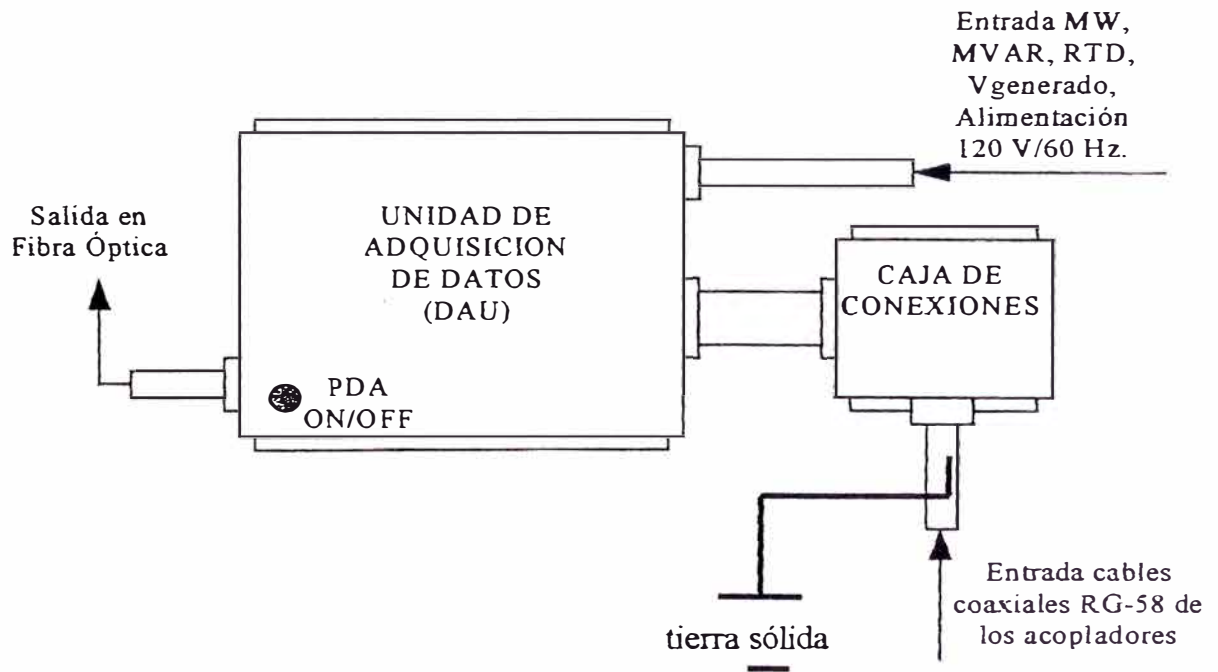


Figura 6. Detalle de montaje de la DAU y caja de conexiones

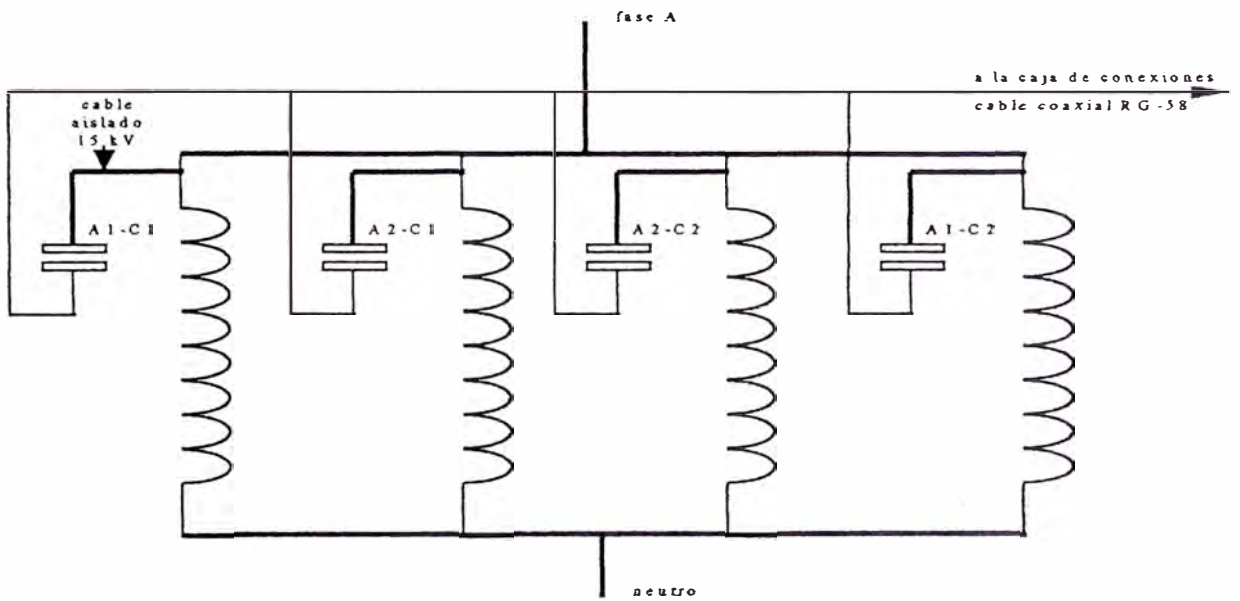


Figura 7. Ubicación de acopladores en Central Chivor

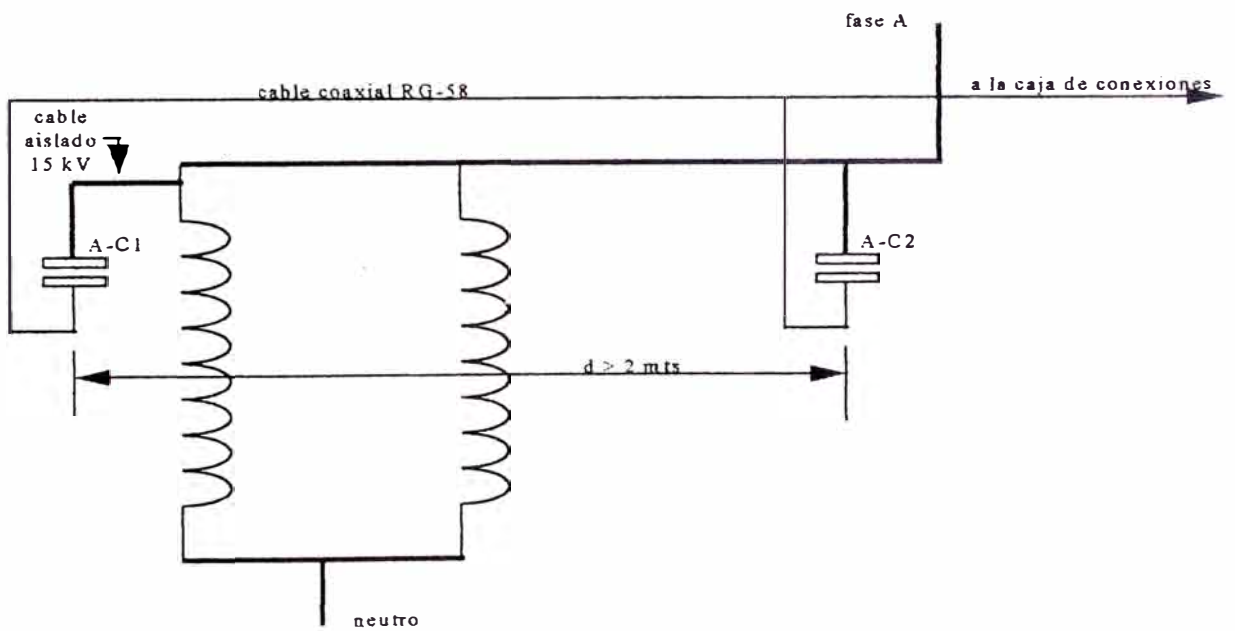


Figura 7. Detalle de montaje Central Jaguas

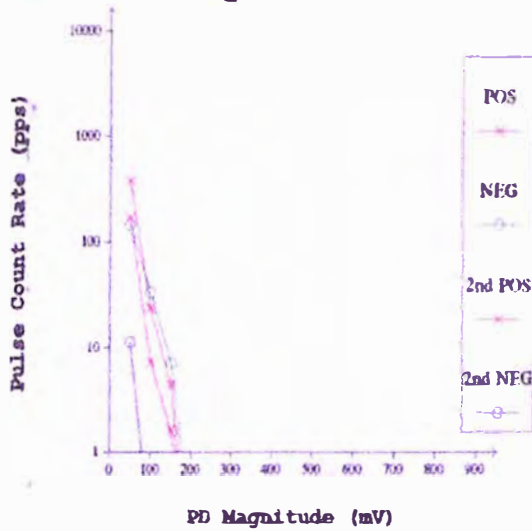
ISAGEN : SAN CARLOS : Unidad 3			
September 18, 1997 4:14 pm	Hydraulic Generator	A	C1 - Parallel 1
A (50-850mV) 5s	Ref.angle:90 deg.		C2 - Parallel 2
17.24 kV	Temp: 0		Toshiba
118 MW / 34 MVAR		Epoxy Mica	1980
Note: GenGuard Monitor Data			

Secondary: ISAGEN : SAN CARLOS : Unidad 3			
December 19, 1997 1:45 pm	Hydraulic Generator	A	C1 - Parallel 1
A (50-850mV) 5s	Ref.angle:90 deg.		C2 - Parallel 2
17.28 kV	Temp: 0		Toshiba
144 MW / 35 MVAR		Epoxy Mica	1980
Note: GenGuard Monitor Data			

2nd: NQN+:230 NQN-:227 QM+:135 QM-:144
 NQN+:165 NQN-:52 QM+:99 QM-:56

2nd: NQN+:489 NQN-:304 QM+:234 QM-:168
 NQN+:148 NQN-:90 QM+:98 QM-:92

Coupler C1



Coupler C2

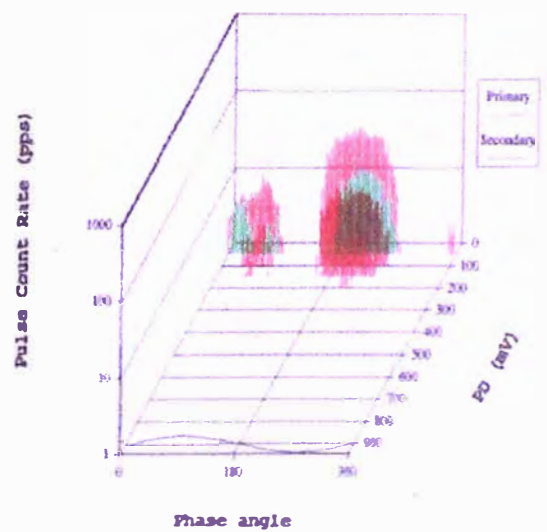
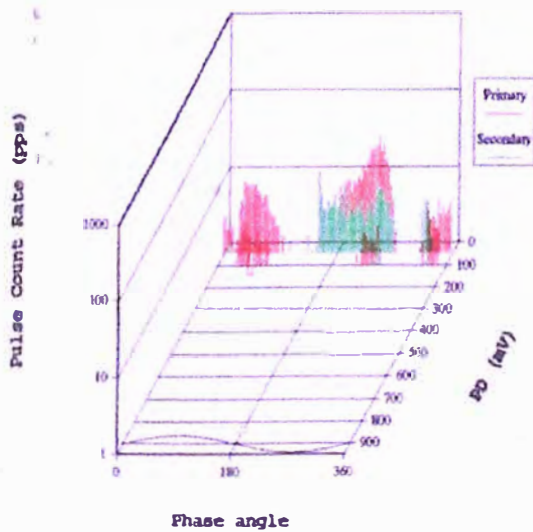
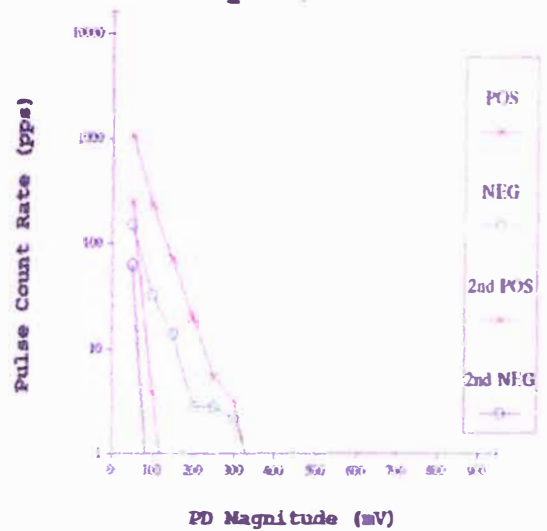


Fig 8

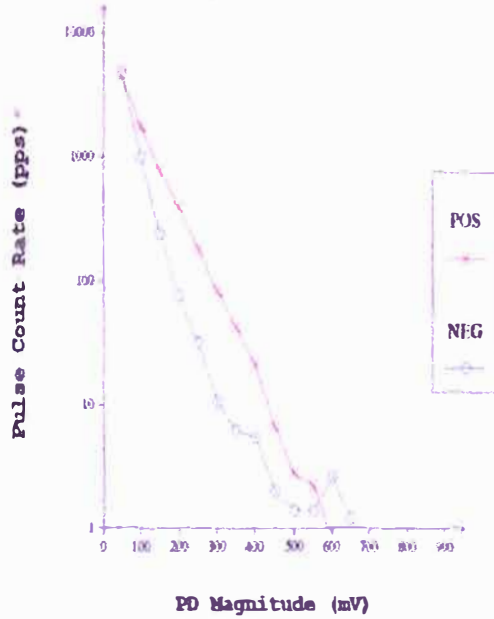
Figura 8. Caso J Unidad 3 de San Carlos

ISAGEN : SAN CARLOS : Unidad 5			
October 20, 1997 5:01 pm	Hydraulic Generator	B	C1 - Parallel 1
A (50-850mV) 5s	Ref.angle:90 deg.		C2 - Parallel 2
17.80 kV	Temp: 0		Toshiba
74 MW / 53 MVAR		Epoxy Mica	1980
Note: GenGuard Monitor Data			

NQN+:1058 NQN-:804 QM+:438 QM-:306

NQN+:741 NQN-:350 QM+:689 QM-:183

Coupler C1



Coupler C2

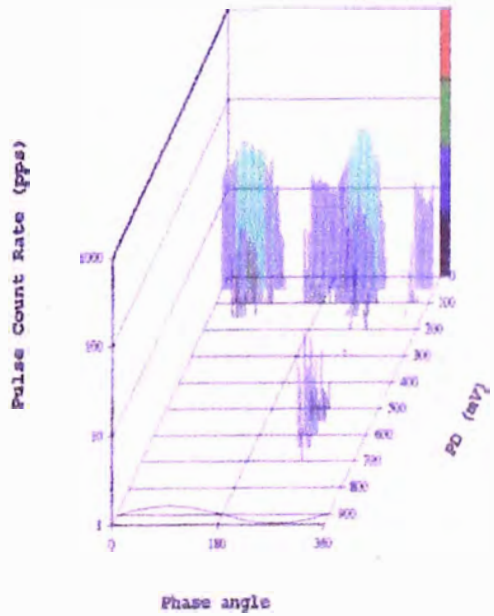
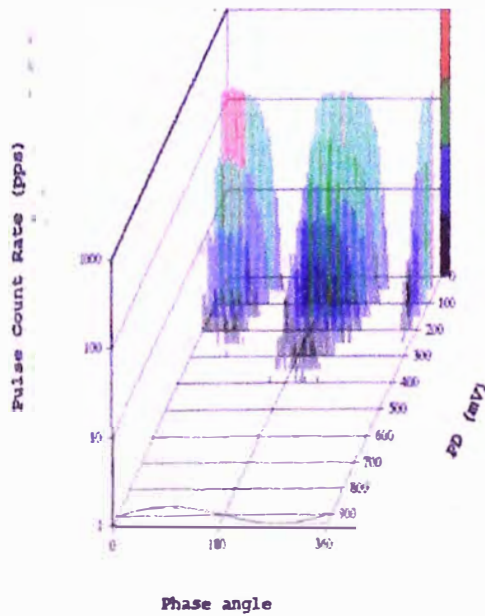
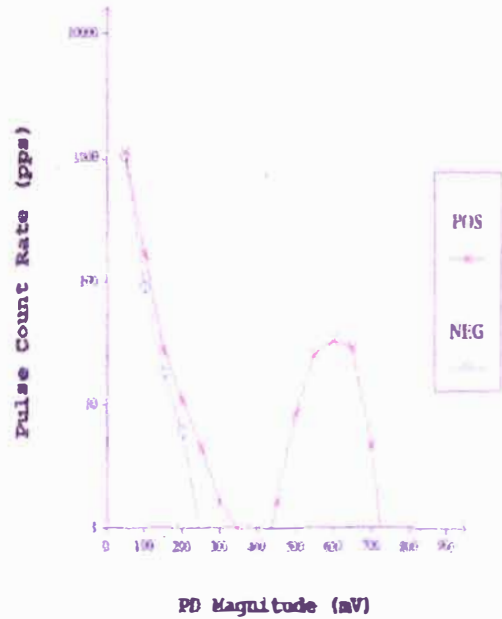


Fig: 9

Figura 9. Caso 2 Unidad 5 de San Carlos

ISAGEN : SAN CARLOS : Unidad 3			
December 9, 1997 4:11 pm	Hydraulic Generator	A	C1 - Parallel 1
A (50-850mV) 5s	Ref. angle: 90 deg.		C2 - Parallel 2
17.36 kV	Temp: 0	Epoxy Mica	Toshiba
144 MW / 31 MVAR			1980
Note: GenGuard Monitor Data			

Secondary: ISAGEN : SAN CARLOS : Unidad 3			
December 18, 1997 1:45 pm	Hydraulic Generator	A	C1 - Parallel 1
A (50-850mV) 5s	Ref. angle: 90 deg.		C2 - Parallel 2
17.05 kV	Temp: 0	Epoxy Mica	Toshiba
12 MW / 34 MVAR			1980
Note: GenGuard Monitor Data			

2nd: NQN+:725 NQN-:372 QM+:398 QM-:191
 NQN+:590 NQN-:513 QM+:267 QM-:240

2nd: NQN+:1032 NQN-:914 QM+:566 QM-:468
 NQN+:609 NQN-:522 QM+:491 QM-:257

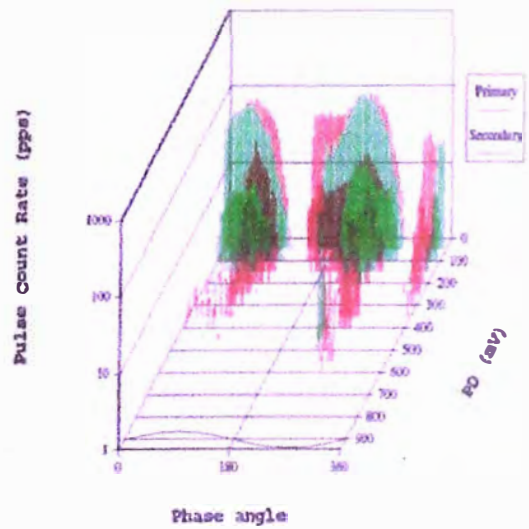
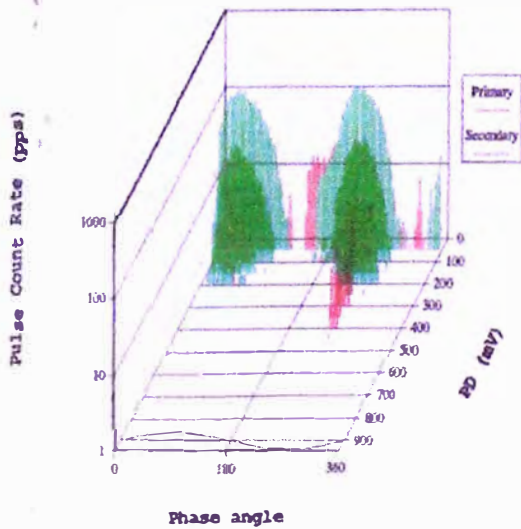
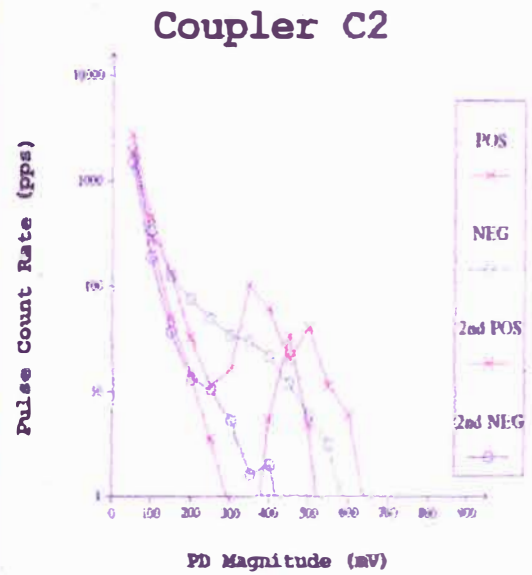
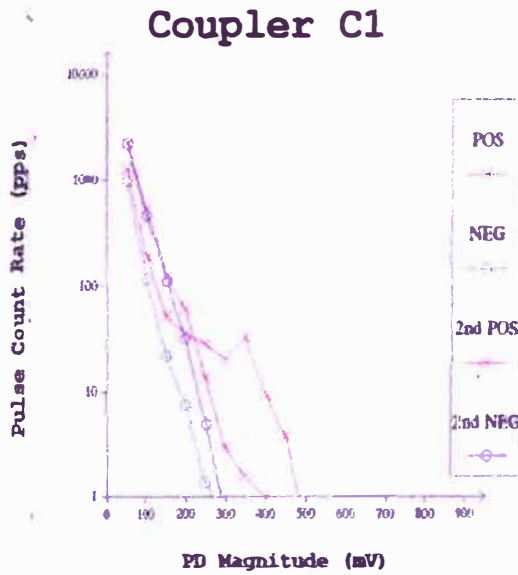


Fig: 10

Figura 10. Cas

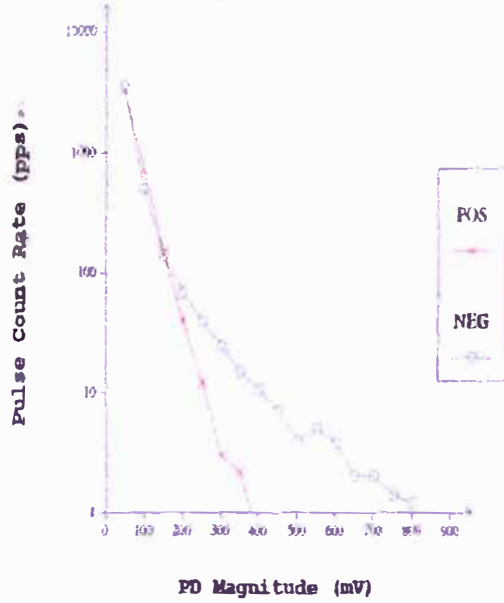
o 2 Unidad 5 de San Carlos

September 19, 1997 7:06 pm	Hydraulic Generator	B	C1 - Parallel 1
A (50-850mV) 5s	Ref. angle: 90 deg.		C2 - Parallel 2
17.11 kV	Temp: 0		Toshiba
145 MW / 23 MVAR		Epoxy Mica	1984
Note: GenGuard Monitor Data			

NQN+:603 NQN:-948 QM+:261 QM:-408

NQN+:557 NQN:-495 QM+:255 QM:-226

Coupler C1



Coupler C2

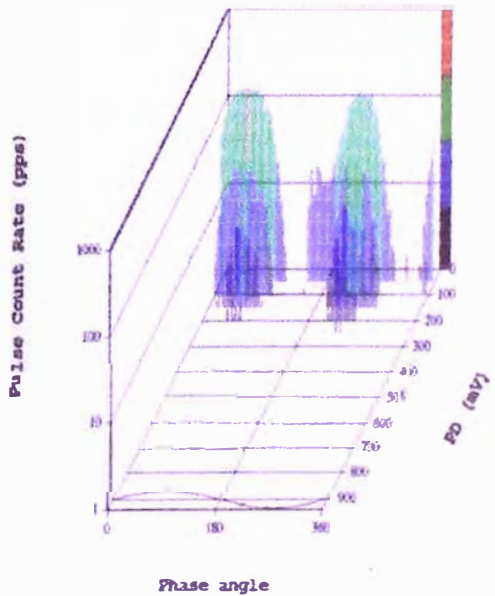
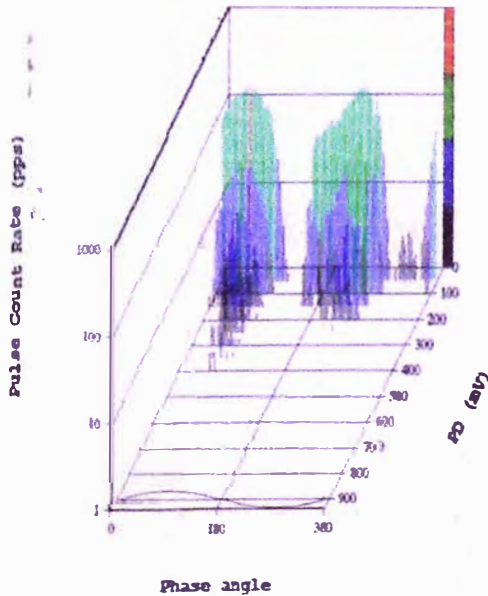
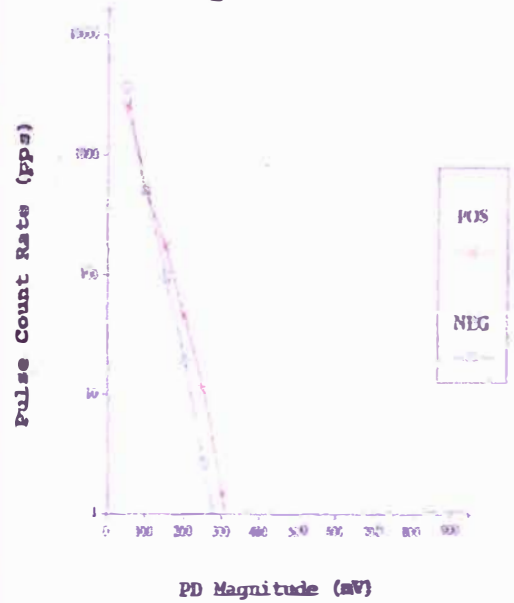


Fig: 11

Figura 11. Caso 3 Unidad 7 de San Carlos

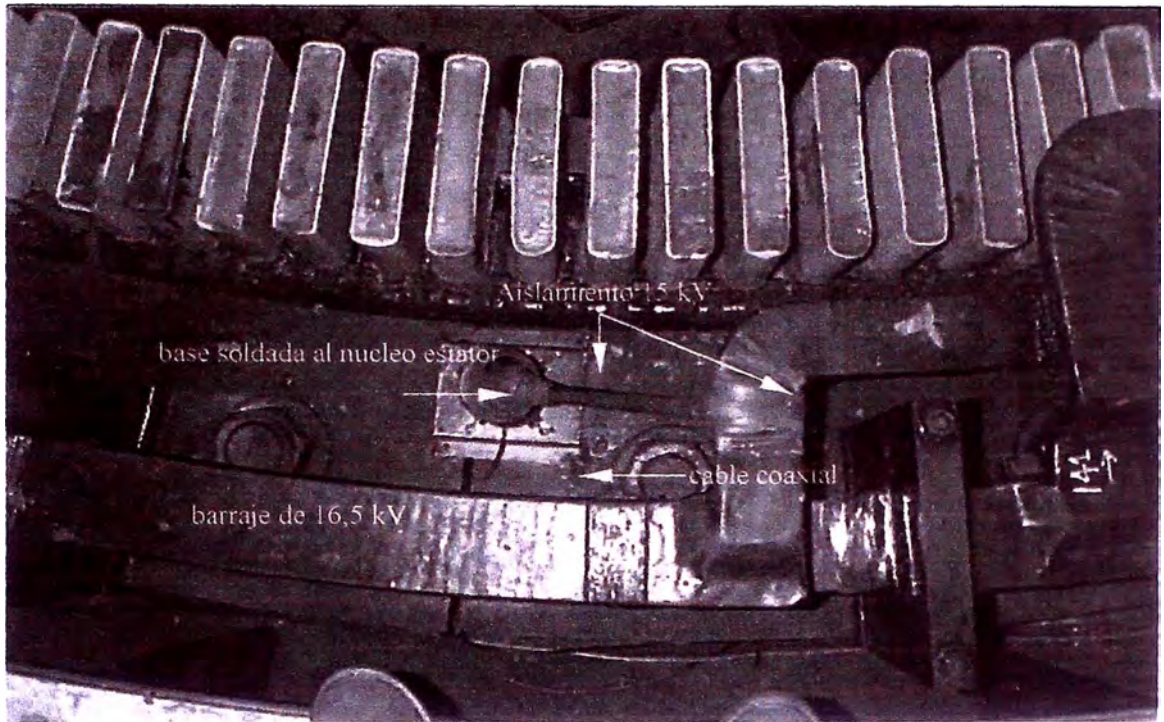


Figura 12. Instalación de acoplador

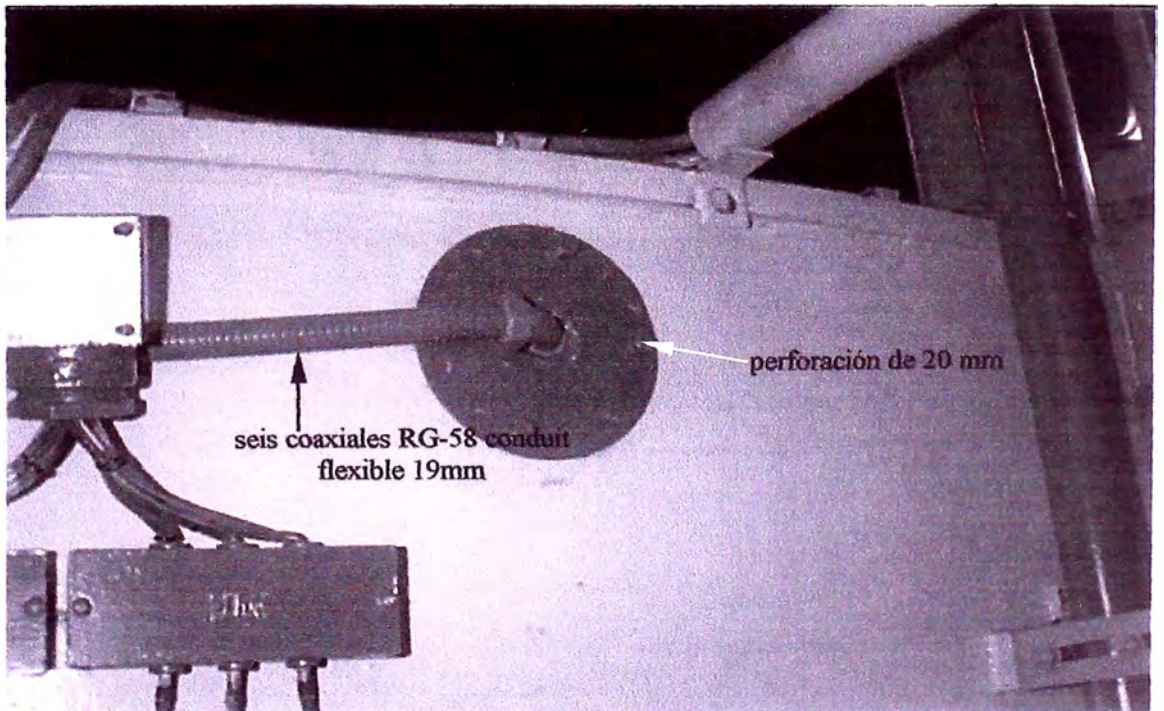


Figura 13. Salida del estator- San Carlos

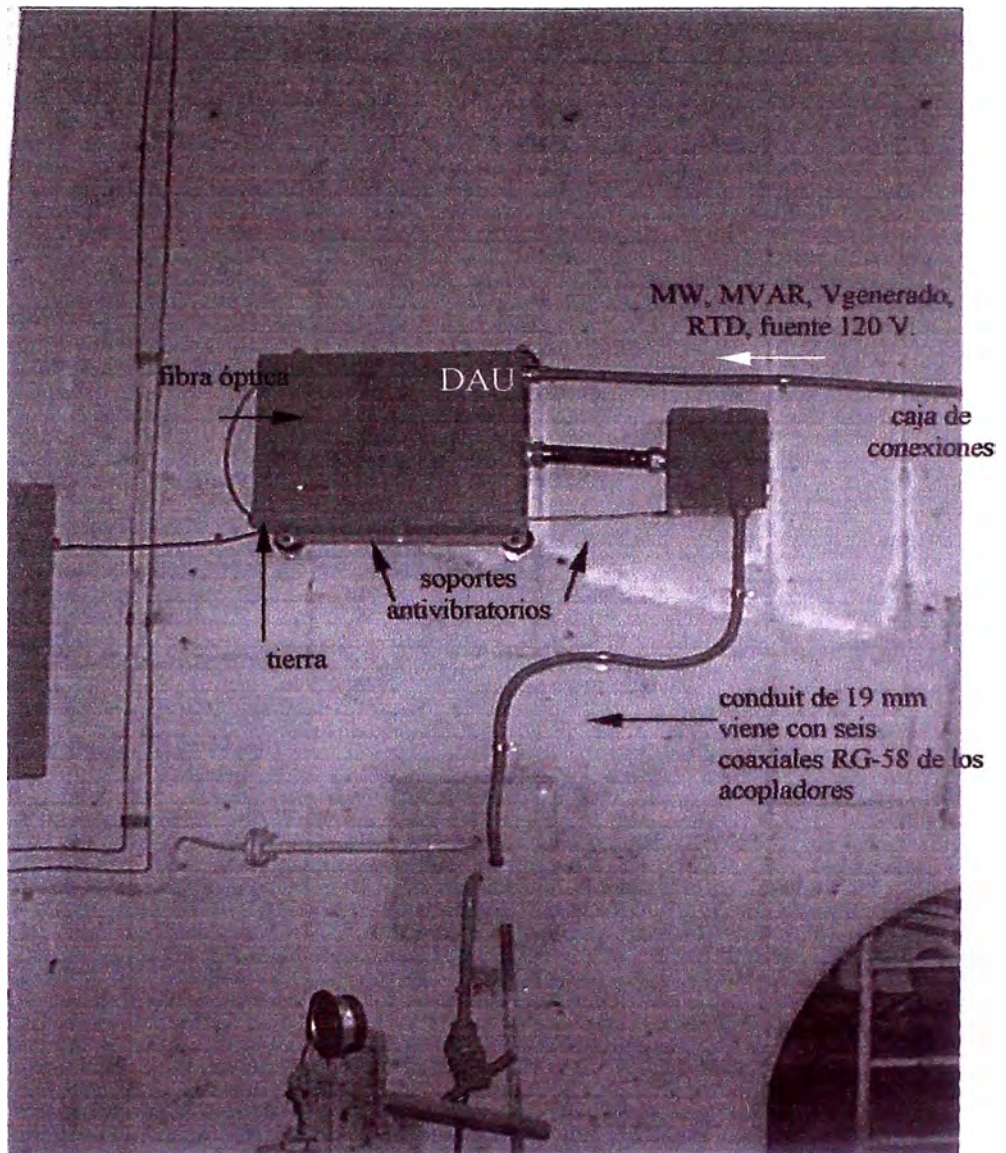


Figura 14. Montaje caja de conexiones y DAU

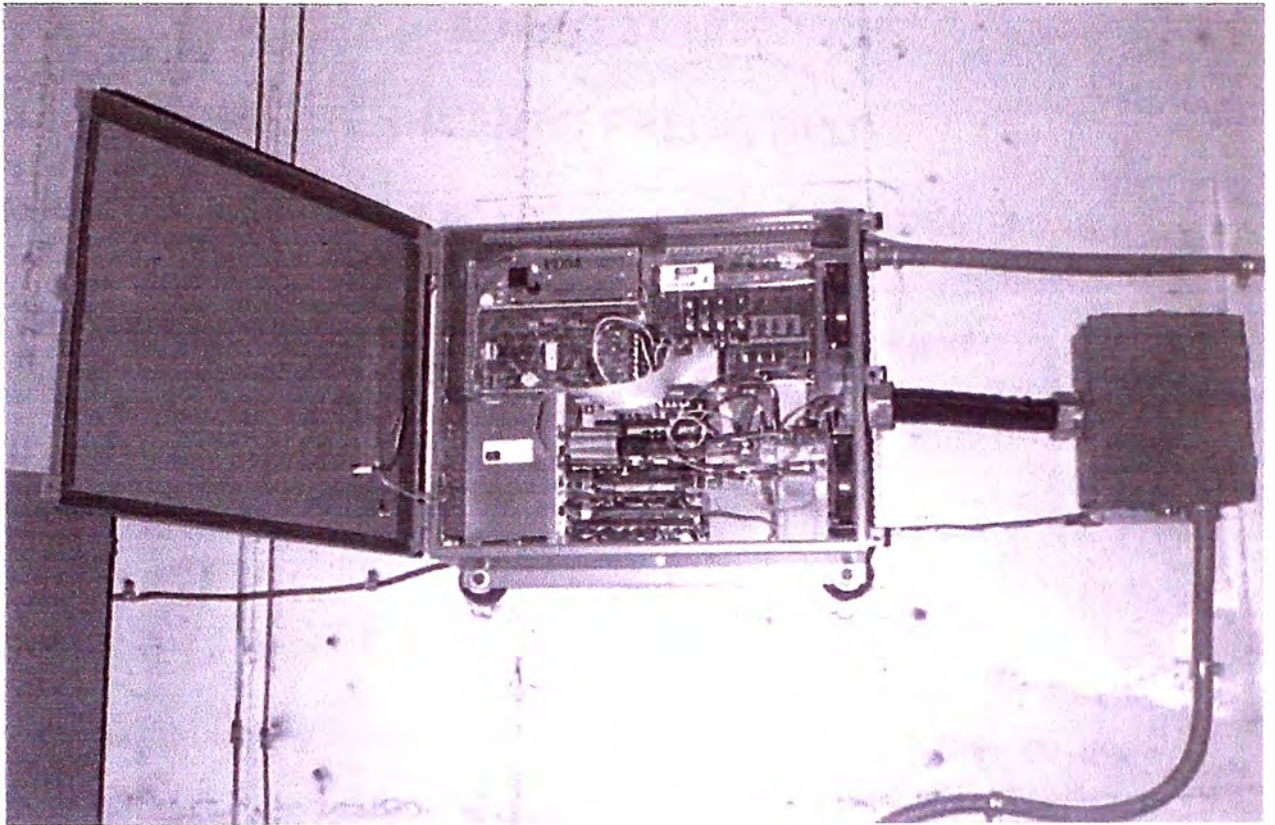


Figura 15. Vista interna de la DAU

ANEXO 3

MANTENIMIENTO PREDICTIVO

APLICACIÓN Y ELECCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS ADECUADAS.

CASOS

**POR: Dpto. de Mantenimiento Predictivo y Lubricación.
Alto Paraná S.A.**

Este Dpto. está integrado por :
- Inspectores :Sr. Daniel N. Fontana
Sr. Carlos J. Riera

INTRODUCCIÓN :

Mucho se ha hablado y dicho sobre el mantenimiento predictivo, en poco tiempo se han conocido técnicas nuevas, las cuales, todas son válidas y de cada una de ellas se obtienen resultados.

La aplicación del Mantenimiento Predictivo, es una de las armas más formidables con la que puede contar cualquier empresa, sobretodo las de proceso continuo.

Esto se ve reflejado, en la disponibilidad de máquina y en la reducción de las paradas imprevistas, abaratando los costos de mantenimiento.

La detección de fallas, no solo depende de los equipos que se utilicen para la detección de las mismas, pueden ser estos los más caros y sofisticados, pero no es sino a través del correcto análisis de espectros, que se obtendrán buenos resultados.

ELECCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS ADECUADAS

Como paso previo a la implementación de rutinas de control de vibración, debemos estudiar uno a uno los equipos, sobre los que vamos a trabajar, con el fin de determinar a que tipo de falla pueden estar expuestos los mismos.

Tratándose de un conjunto bomba motor, por ejemplo, estamos expuestos a problemas de alineación, falla de los rodamientos, problemas eléctricos del motor, problemas en el impulsor, deficiencia de la lubricación, problemas de anclaje, etc. Este estudio previo, nos permitirá determinar la cantidad de puntos a medir en un equipo y la correcta elección de los parámetros de medición (velocidad, aceleración, desplazamiento).

Una vez realizado el análisis antes mencionado, tendremos una idea clara de que tipo de equipamiento, colector de datos, sensores y software, debemos utilizar para la implementación de nuestro programa de **Mantenimiento Predictivo**.

Dentro de los elementos a escoger para realizar una correcta medición tenemos:

Sensores de vibración, Colectores de datos y Software para el análisis de los datos recogidos

Sensores de vibración: Hoy en día se ha generalizado el uso de los acelerómetros, por su buena respuesta en frecuencia, robustez y bajo costo.

La sensibilidad del transductor a elegir, estará dada por el número de r.p.m del equipo.

Un sensor de 100 mV/g, se usará para máquinas de más de 500 r.p.m y un sensor de 500 mV/g, será utilizado en máquinas de bajas r.p.m.

Colector de datos: La elección del mismo va a depender, del método de detección de falla que deseemos utilizar, ya sea un análisis de FFT normal (Transformada rápida de Fourier), envolvente, señales en el tiempo, cepstrum. Además de la capacidad de memoria para almacenar datos en el campo que posea el colector, con una buena resolución.

Es recomendable contar con un equipo de dos canales para la realización de balanceos in-situ y diagnóstico en turbo máquinas.

Software para el análisis de los datos recogidos en el campo: Este deberá tener la capacidad de procesar los datos tomados con el colector y a la vez brindarnos información adicional y fundamental para el análisis espectral, como por ejemplo gráficos en cascada, identificación frecuencia de falla de rodamientos, porcentaje de aumento de los valores de vibración, etc. Una vez montado nuestro sistema de mantenimiento predictivo, debemos comenzar a estudiar el comportamiento de cada uno de los equipos con el fin de determinar los niveles de vibración de cada uno de ellos, tomar correctamente la firma de máquina de cada uno, esto será determinante a la hora del análisis, también es recomendable conocer las condiciones del proceso para poder evaluar el comportamiento dinámico del equipo cuando estas varían.

El Departamento de Mantenimiento Predictivo debe interactuar con el Departamento Lubricación, el control mediante rutinas periódicas del estado de los lubricantes traerá aparejado un doble control sobre máquinas, pudiéndose determinar el correcto desempeño de los lubricantes, ya sea mediante análisis de aceite o por medio del monitoreo de vibraciones.

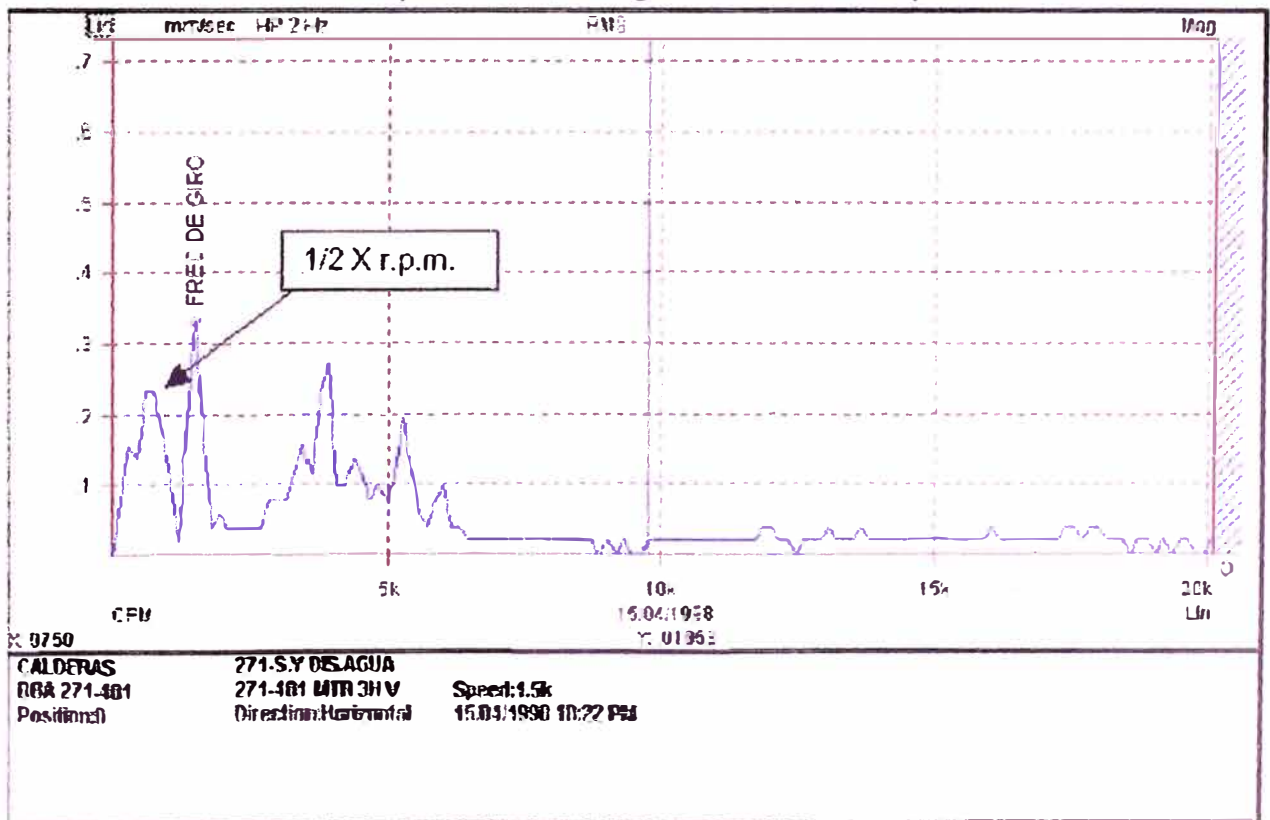
Otro punto a tener en consideración es la evaluación del componente de máquina que falló una vez reemplazado, esto nos permitirá estimar en forma aproximada la vida útil que tendrá el mismo la próxima vez que comience a tener síntomas de deterioro, esto contribuirá a la mejor planificación de las paradas por mantenimiento. Cabe mencionar que un buen paso a seguir ante los primeros síntomas de falla de un componente de un equipo rotante es la posibilidad de un cambio del tipo de lubricante con el fin de alargar el período de rotura del componente; cuando esto ocurre es conveniente aumentar la periodicidad del monitoreo de condición del equipo. Como ejemplo de lo antes mencionado podemos citar que ante la detección de pitting en un reductor se puede cambiar el aceite tradicional usado en el mismo por uno sintético de tercera generación, este tipo de aceite evitará que las picaduras sobre los flancos de los dientes siga aumentando y provoque la rotura de los mismos.

Dentro de los múltiples casos, estudiados queremos mostrar dos a modo de ejemplo, y los resultados que se pueden obtener con la implementación del mantenimiento predictivo:

CASO 1 (Por Carlos J. Riera)

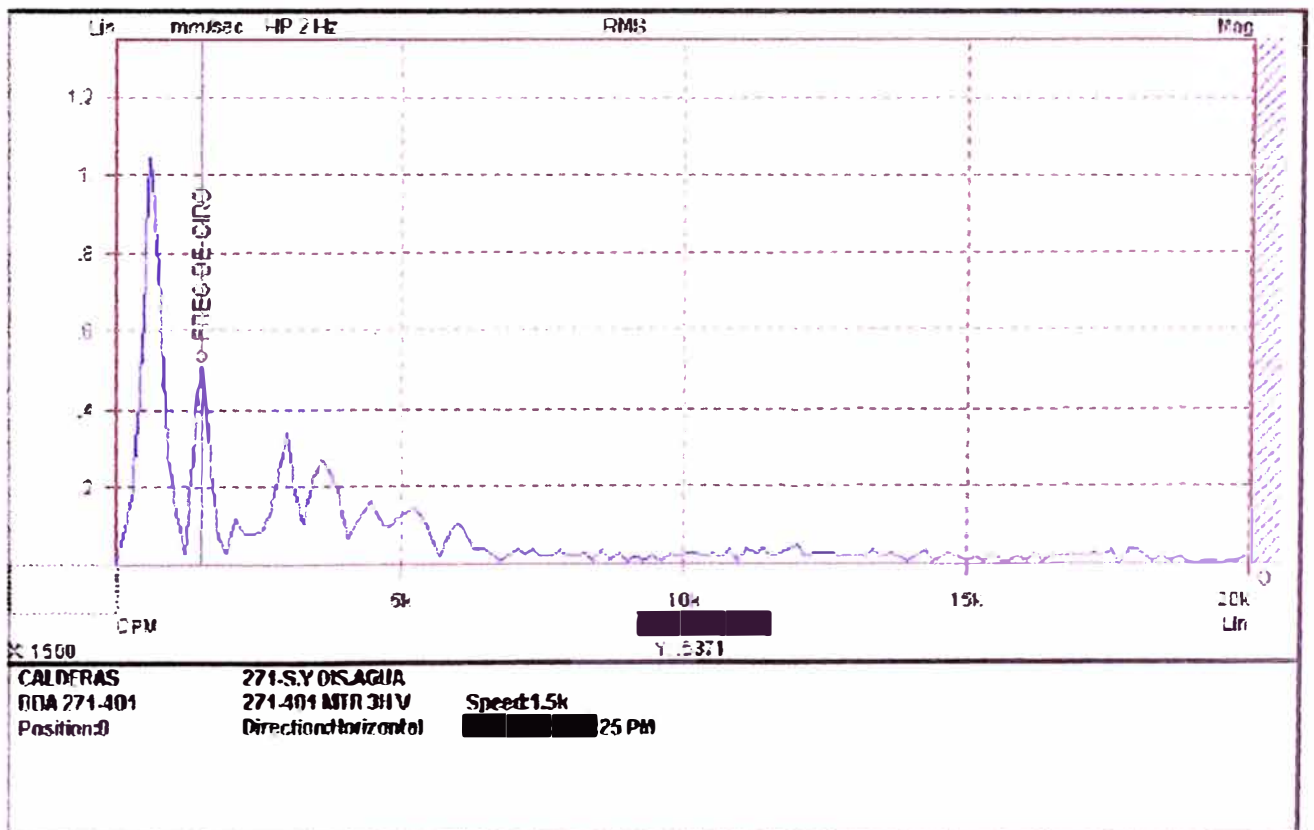
Este es el caso de una bomba multietapas vertical, la cual se encuentra sumergida a 35 mts. de profundidad, solo se accede a la medición desde el motor de la misma. A través del análisis del espectro podemos llegar a determinar el estado de la bomba, a pesar de que no realizamos mediciones sobre la misma.

La detección de este tipo de fallas, se logra observando el espectro de velocidad.



Las mediciones en este equipo fueron realizadas con un acelerómetro Wilcoxon de 100mV/g, un colector de datos Dataline DSP, y los datos fueron procesados con un software Emonitor-SE for Windows versión 2.62.

En este espectro, podemos observar el comportamiento normal del equipo, con baja amplitud de picos sin otros detalles levantes. Observemos que la 1/2 X de la velocidad de giro es de menor amplitud, que la frecuencia natural de giro.



En el siguiente espectro del mismo equipo observemos como la 1/2 X r.p.m. supera en el rango de amplitud a la 1 X r.p.m, esto nos está indicando un aflojamiento mecánico en la bomba, ya sea holgura de cojinetes o desgaste en los bujes de bronce.

Este es un motor de 380 Kw, 1500 r.p.m. y sus rodamientos traseros son del tipo 7228 BCB

CASO 2: (Por Daniel N. Fontana)

En este caso observaremos la falla de un rolo tensor del fieltro de una de las prensas de la máquina de secado.

Este equipo se considera de bajas revoluciones, 120 r.p.m, cuenta con cuatro rodamientos, dos por extremo, los mismos son un SKF 22316C y 6213.

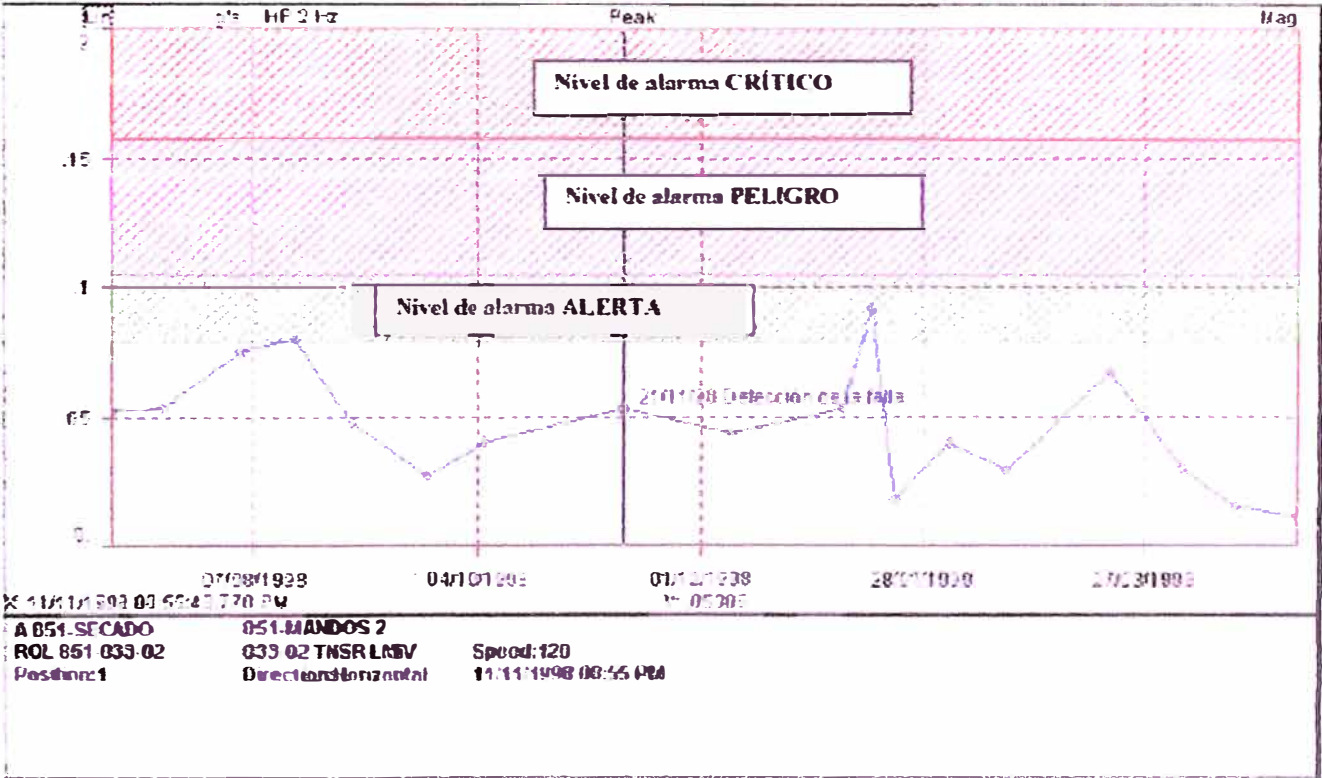
Las mediciones en este equipo fueron realizadas con un acelerómetro Wilcoxon de 500 mV/g, un colector de datos Dataline DSP, y los datos fueron procesados con un software Emonitor-SE for Windows versión 2.62.

Las mediciones realizadas son aceleración, envolvente en aceleración y envolvente de la señal en el tiempo.

Debemos tener en cuenta que la velocidad, en este tipo de equipos, varía de acuerdo a las necesidades de producción, por eso hay que adecuar la medición a este parámetro, en nuestro caso cuando se realizó la colección de datos la máquina estaba funcionando a 135 mts/min. , lo cual nos da una velocidad, para este rolo en particular de 110 r.p.m.

Vamos a poder observar en la fig. 4 como los valores globales de medición se mantienen relativamente estables con respecto a la falla del rodamiento, siendo las variaciones que presenta la tendencia del mismo atribuible a las variaciones de proceso.

FIG. 4



Los siguientes espectros corresponden al mismo punto, el primero (fig. 5) es un espectro de señal en el tiempo con método envolvente en una primera etapa de la falla de pista interna; en el segundo (fig. 6) es un espectro tradicional en donde la falla ya es más evidente; el tercer espectro con método de la envolvente (fig. 7), aquí se observa que la falla está en un estado crítico.

Fig. 6: Espectro en aceleración

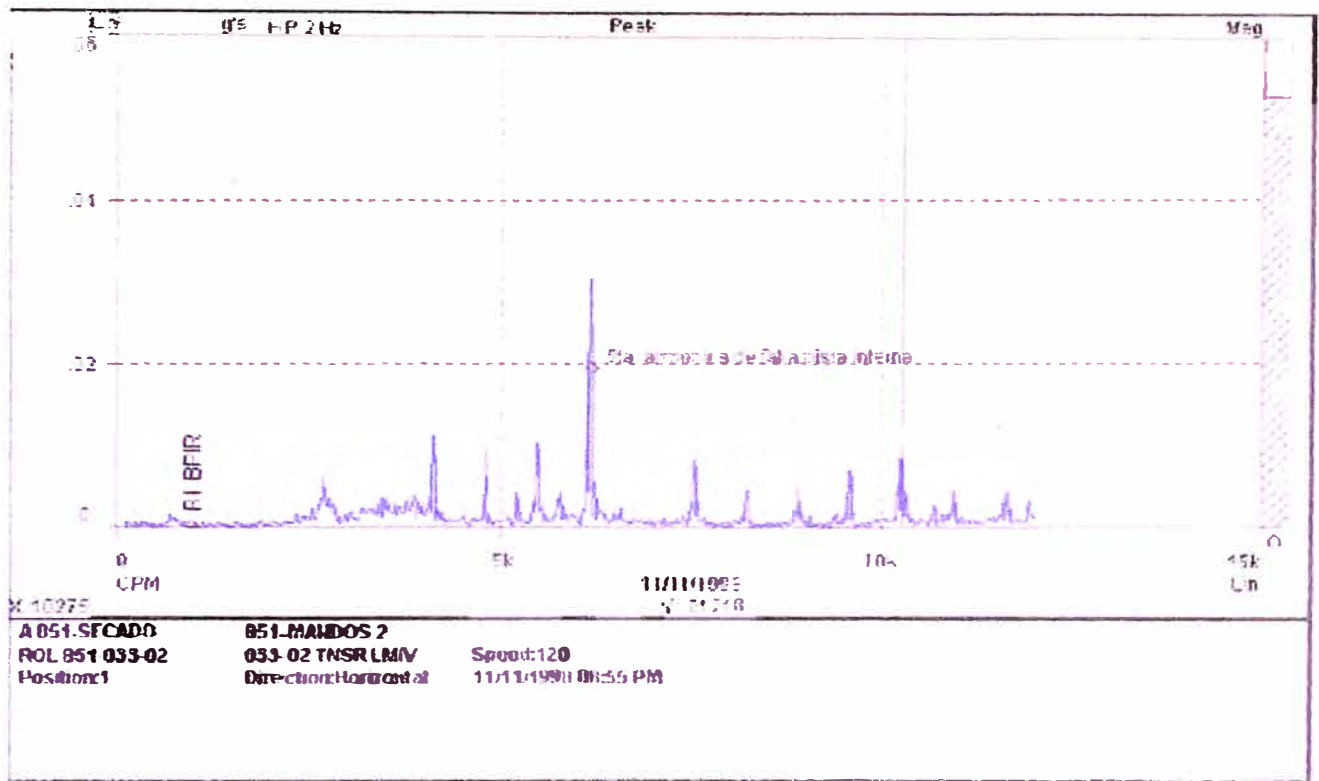
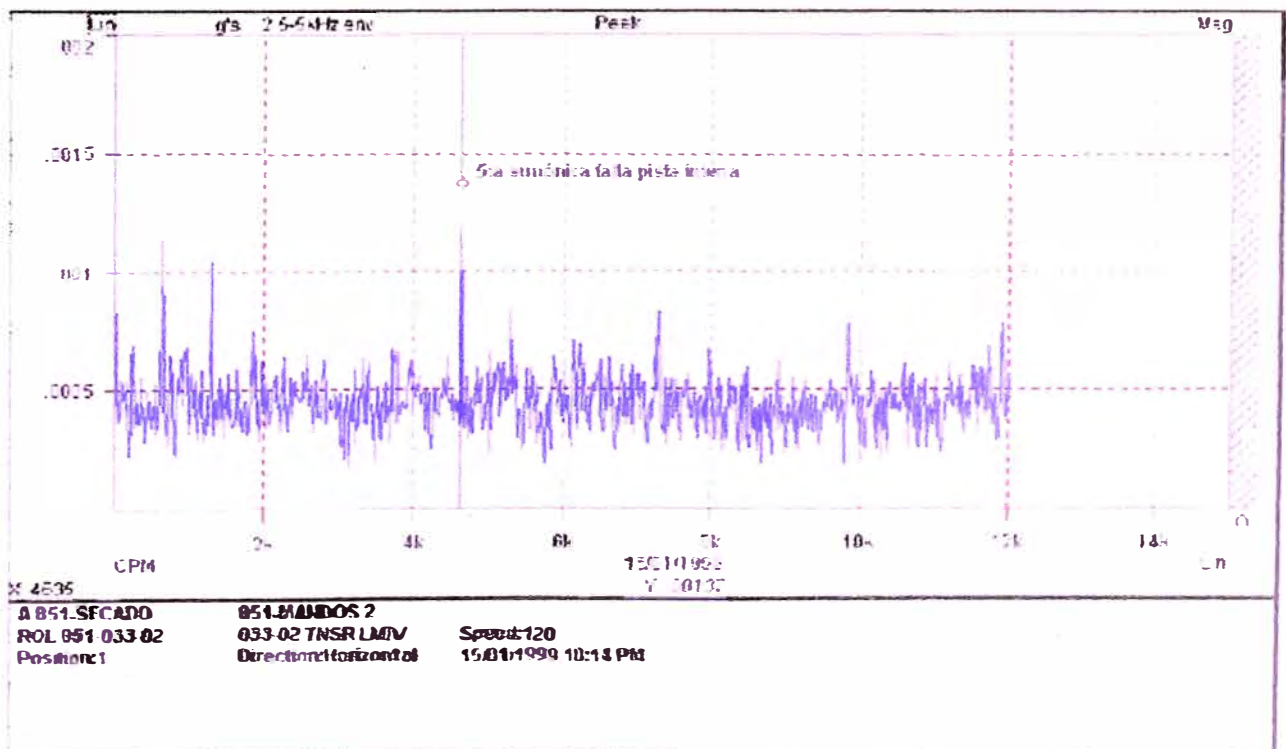


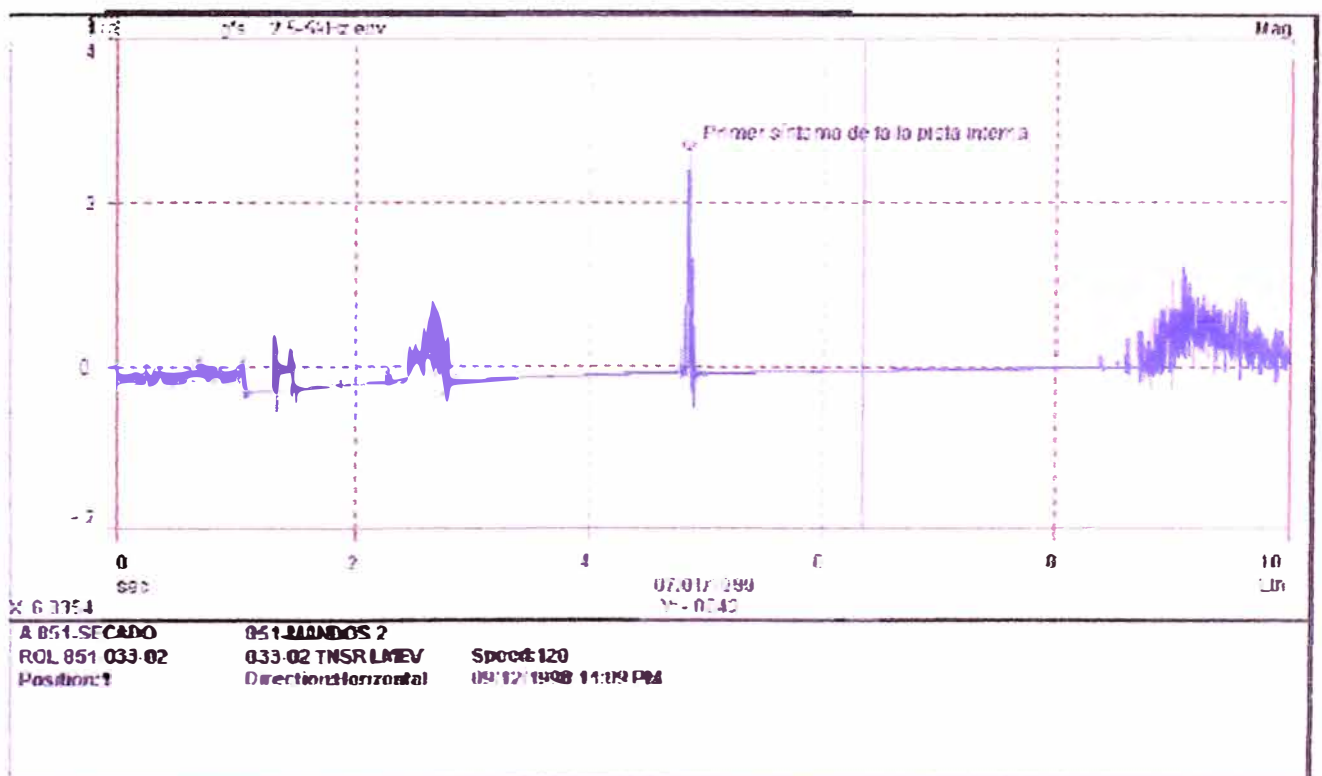
Fig. 7: Espectro con método envolvente.



CONCLUSIÓN

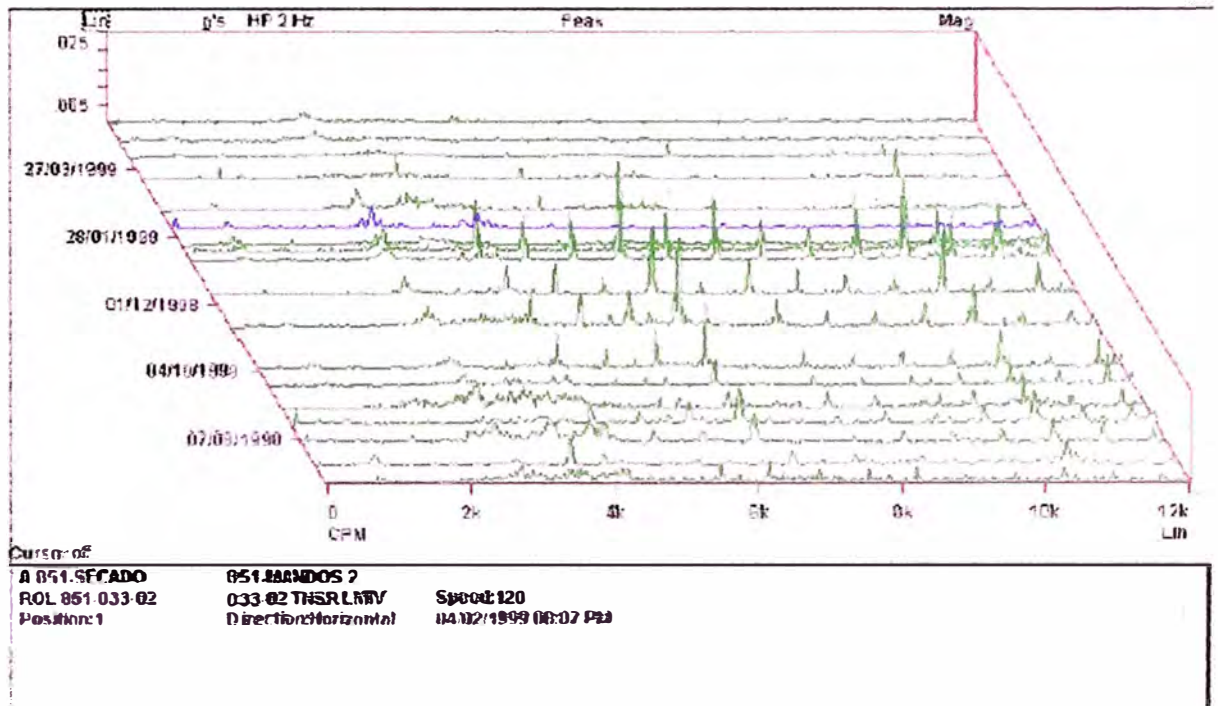
De los casos antes expuestos concluimos que para poder determinar fallas, no solo debemos contar con equipos de última generación sino, que debemos hacer hincapié en el análisis espectral, tratando de tener la más completa información acerca del equipo que debemos analizar, trabajando en forma mancomunada con el resto de las áreas de la planta.

Fig. 5: Señal en el tiempo con método envolvente.



Cascada del espectro en aceleración con evolución de la falla y posterior reparación del equipo (fig. 8)

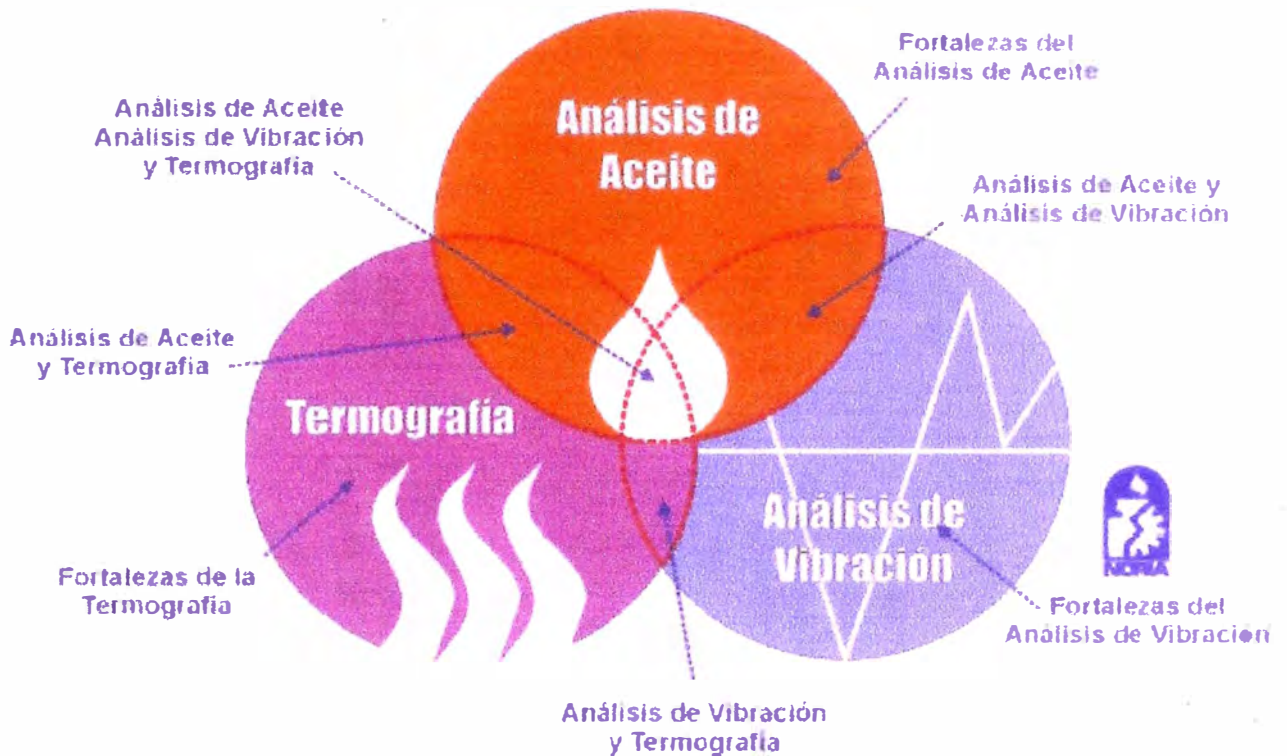
FIG. 8





ANEXO 4 DISEÑO DE UN PROGRAMA MODERNO DE ANÁLISIS DE ACEITE

La Sinergia de la Integración



¡Una Tecnología a la Alza!

◆ Número de Laboratorios Comerciales	>200
◆ Número de Laboratorios privados En-Sitio	>2,000
◆ Número de Gente trabajando en Labs.	>3,000
◆ Número de Gente en el Análisis de Aceite	>500,000
◆ Número de muestras analizadas por año	>50 Millones
◆ Número de máquinas en monitoreo	>15 Millones
◆ Tamaño estimado del mercado de Análisis de Aceite	>\$1,000 Millones

TIPOS DE ANÁLISIS DE ACEITE

Laboratorio

Envío de muestras a un Laboratorio Externo o Interno

Portátil En-Sitio

Análisis mediante Instrumentos portátiles o fijos en la maquinaria sin botella de toma de muestra

En-Línea

Sensores permanentes en la maquinaria para monitoreo de condición

Periódico y por Excepción

- Las condiciones pueden cambiar y la máquina puede fallar esperando la respuesta
- Excelente para localización de falla y causa de falla en Excepciones

Rutina y Excepción


- Las decisiones pueden ser tomadas de inmediato
- Costo de Instrumentación y limitación de pruebas disponibles
- Requiere de entrenamiento
- Los resultados pueden ser confirmados y apoyados por otras tecnologías

Tiempo Real

- Alto costo de instrumentos e instalación
- Decisiones confiables
- Maquinaria crítica
- Alta confiabilidad

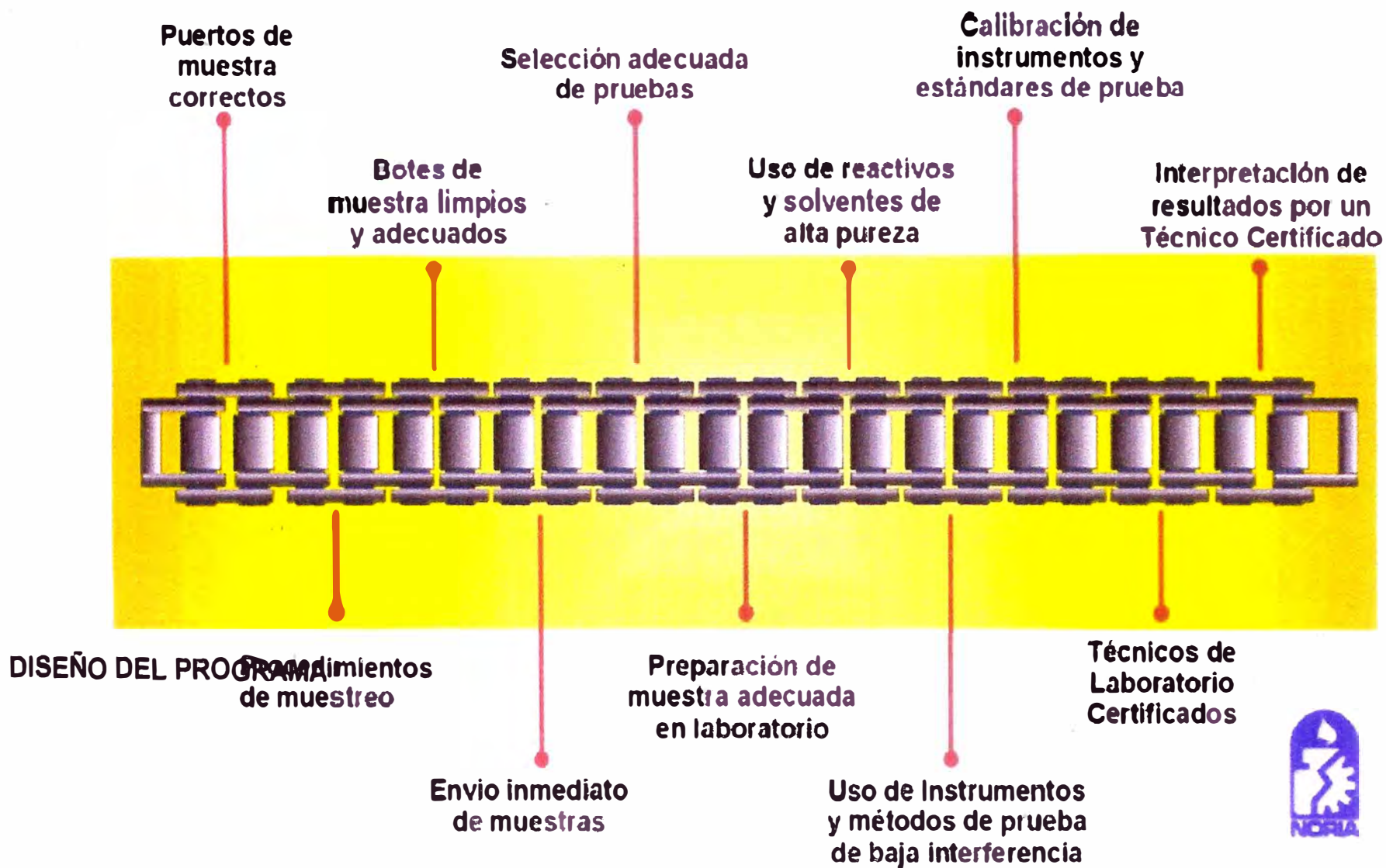


OBJETIVOS DEL PROGRAMA DE ANÁLISIS DE ACEITE

	Detección de causa de falla	Detección de inicio de falla	Diagnóstico del problema	Progreso de la falla	Autopsia
Lo que nos dice	Una condición peligrosa que puede llevar a una causa de falla	Detección de una falla en la etapa temprana, que de otra manera pasaría desapercibida ej. Desgaste anormal	¿Cuál es la naturaleza del problema que se ha detectado? ¿De dónde viene? ¿Qué tan severo es? ¿Puede ser arreglado?	Que la máquina esta prácticamente descompuesta y requiere ser reparada o reemplazada	¿Qué ocasionó la falla de la maquina? ¿Podría haber sido evitado?
Lo que analizamos y Monitoreamos	Partículas, humedad, viscosidad, temperatura, aditivos, oxidación, Acidez o basicidad del aceite, hollín, glicol	Densidad de desgaste, temperatura, conteo de partículas, humedad, análisis de elementos, viscosidad, partículas ferrosas y otros metales	Análisis de partículas de desgaste, elementos, humedad, conteo de partículas, temperatura, viscosidad, partículas ferrosas y de otros metales, análisis de vibración	Análisis de elementos, análisis de las partículas de desgaste, análisis de vibración, temperatura	Análisis de las partículas de desgaste, análisis de la densidad ferrosa, análisis de metales y piezas
Filosofía de Mantenimiento	Proactivo	Predictivo	Predictivo	Operar hasta la Falla	Operar hasta la Falla
Ahorro relativo	10	6	3	2	1

10= Alto, 1 = Bajo

INTEGRIDAD DEL PROGRAMA





En TRES Pasos



**Seleccionar
el Equipo Crítico**



**Seleccionar
las Pruebas
y Límites**



**Seleccionar
las Mejoras a
los Equipos**

SELECCIONE SU EQUIPO CRÍTICO



Equipo Crítico



Localizar puertos de muestra



Establecer Frecuencia de muestra GFM



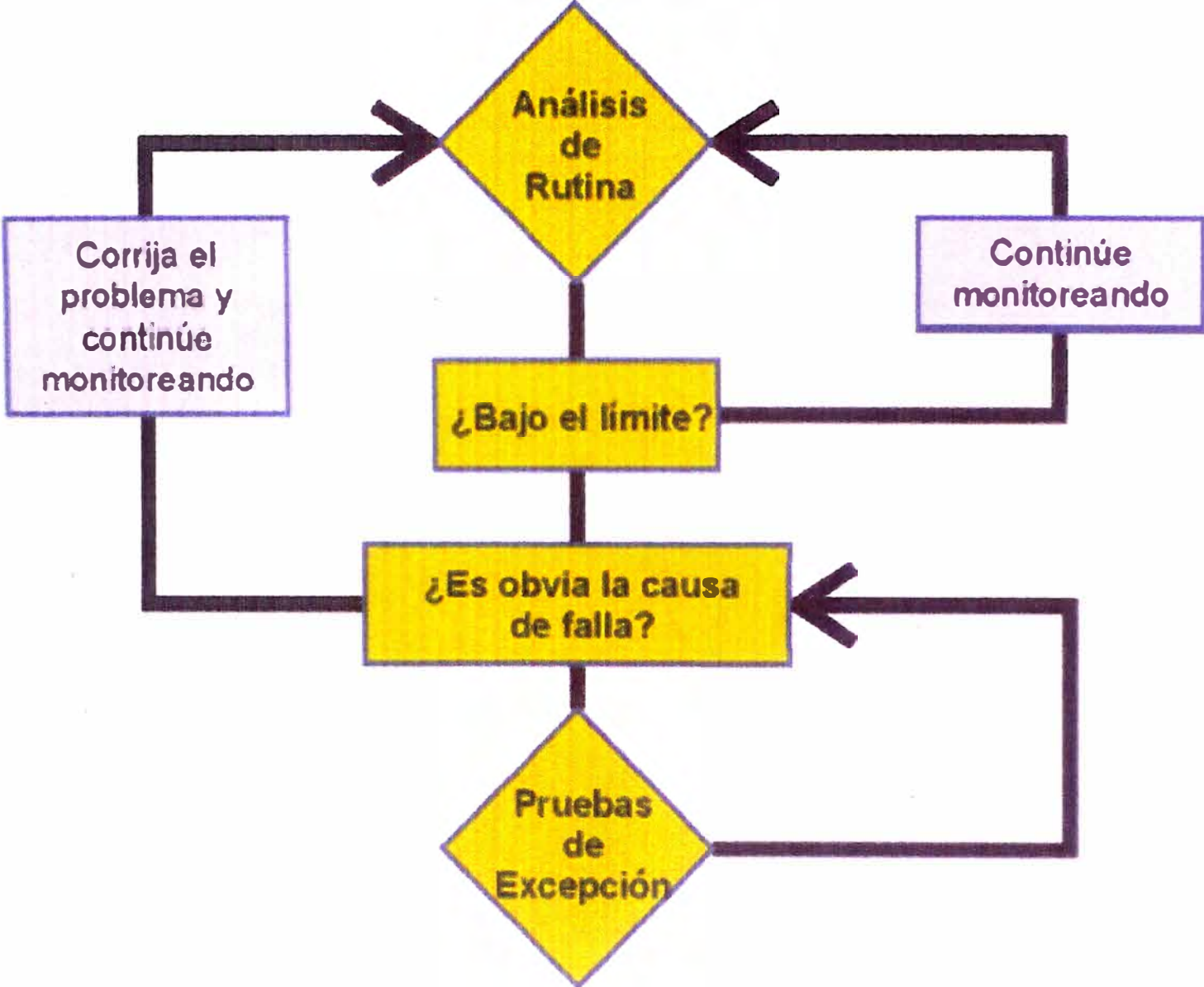
Establecer Línea de base del aceite nuevo y usado

Tabla de Objetivos de Limpieza TOL

Tabla de Extensión de Vida TEV

Estimación de Beneficios del Programa

EL CONCEPTO 2-D



DETERMINE LAS PRUEBAS PARA CADA EQUIPO



Establecer Pruebas



Pruebas de Rutina En-Sitio



Pruebas de Rutina En Laboratorio

Establecimiento de Límites

Límites Operativos		Límites de Advertencia	
Variable	Unidad	Valor	Unidad
Temperatura	°C	100	°C
Presión	MPa	10	MPa
Velocidad	m/min	1000	m/min
Consumo	litros/h	10	litros/h
...

Condición		
Variable	Unidad	Valor
Temperatura	°C	100
Presión	MPa	10
Velocidad	m/min	1000
Consumo	litros/h	10
...

Acciones Recomendadas

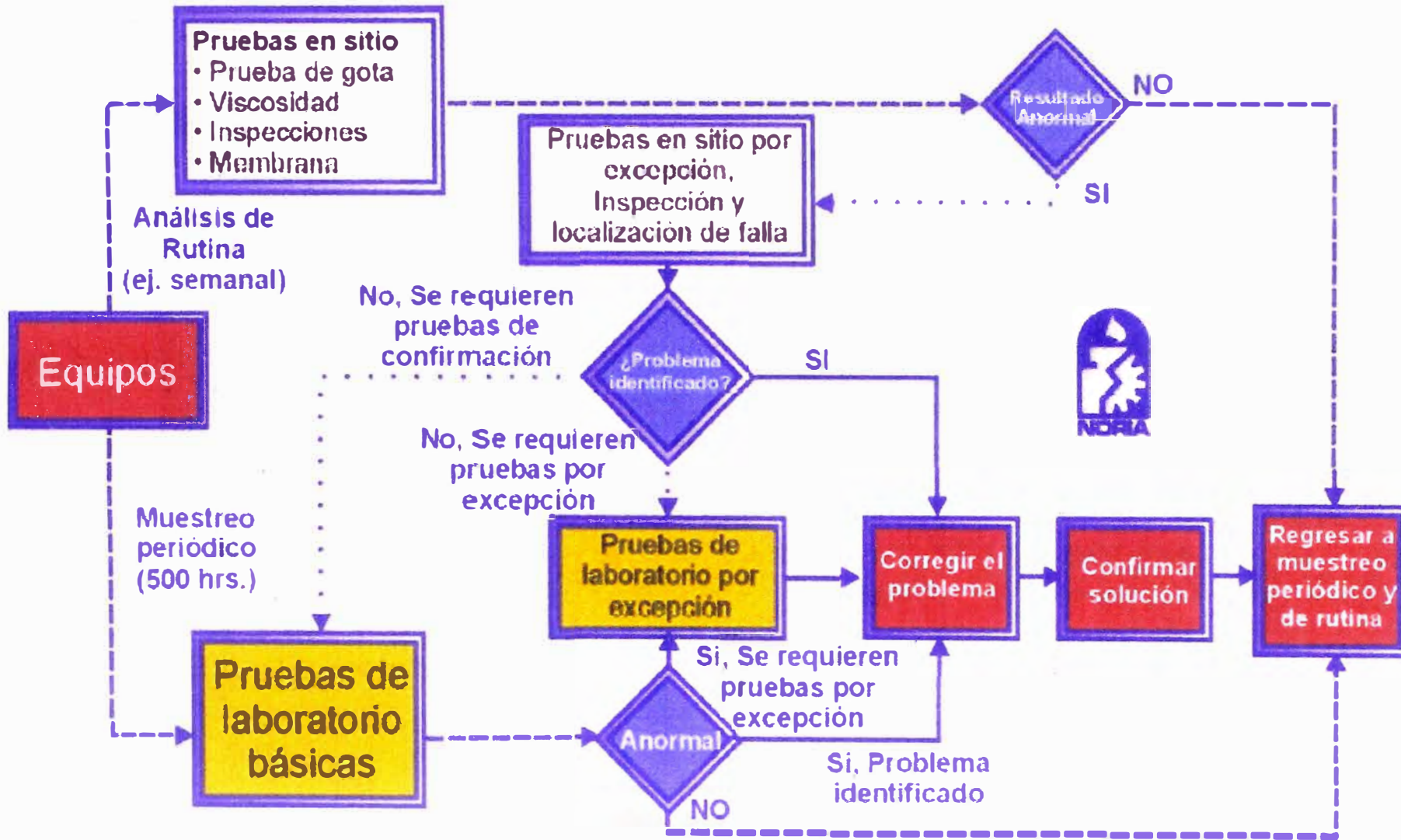
Alarma	Se debe verificar el estado de los sensores y el sistema de control.
Alarma	Se debe verificar el estado de los sensores y el sistema de control.
Alarma	Se debe verificar el estado de los sensores y el sistema de control.
Alarma	Se debe verificar el estado de los sensores y el sistema de control.

Establecimiento de Reglas de Acción



Pruebas de Por Excepción

COMBINE LAS PRUEBAS EN SITIO CON EL LABORATORIO



IMPLEMENTE LAS MEJORAS EN SU PLANTA



Establecer Mejoras



Mejoras en Equipos

- ▶ Respiradores
- ▶ Filtración
- ▶ Puertos de muestra
- ▶ Tapas y mirillas
- ▶ Visores



Mejoras en Manejo de Lubricantes

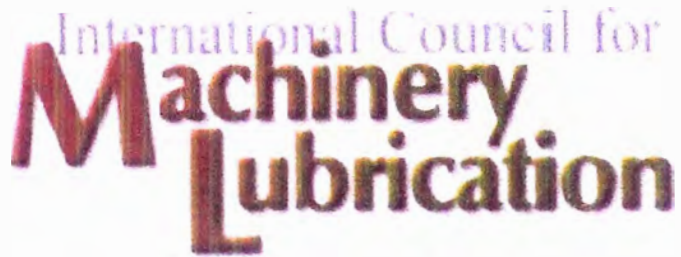
- ▶ Recepción y Almacenamiento
- ▶ Manejo
- ▶ Conservación
- ▶ Relleno
- ▶ Cambio de Aceite
- ▶ Lavado
- ▶ Disposición



Mejora de Habilidades y Conocimientos

- ▶ Técnicas de Lubricación
- ▶ Lubricación de Maquinaria
- ▶ Técnicas de muestreo
- ▶ Justificación financiera
- ▶ Ferrografía Analítica
- ▶ Certificaciones

EDUCACIÓN Y CERTIFICACIÓN EL CAMINO AL ÉXITO



- **Certificaciones**
 - Analista en Lubricación de Maquinaria I y II
 - Técnico en Lubricación de Maquinaria I y II
 - Analista de Laboratorio de Lubricantes I y II
- **Avances**
- **Educación literaria**
- **Desarrollo de Curriculum**
- **Estándares de Lubricación y Análisis de Aceite**

