

CONCEPTOS BÁSICOS PARA UN DIAGNÓSTICO TÉCNICO EN UNA
MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA

LUISA FERNANDA GUARNIZO GÓMEZ

UNIVERSIDAD EAFIT
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA
ÁREA DE MANTENIMIENTO
MEDELLÍN
2007

CONCEPTOS BÁSICOS PARA UN DIAGNÓSTICO TÉCNICO EN UNA
MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA

LUISA FERNANDA GUARNIZO GÓMEZ

Trabajo de grado para optar por el
título de Ingeniero Mecánico

Asesor Principal

LEONEL FRANCISCO CASTAÑEDA HEREDIA

Ingeniero Mecánico

UNIVERSIDAD EAFIT
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA
ÁREA DE MANTENIMIENTO
MEDELLÍN
2007

A mi mamá...”El amor de una madre no contempla lo imposible”

AGRADECIMIENTOS

El autor manifiesta su agradecimiento al Grupo de Estudios en Mantenimiento Industrial (GEMI) y muy especialmente a Empresa Públicas de Medellín, COLCIENCIAS y a la Universidad EAFIT, por su apoyo y por haber facilitado y permitido la publicación de la información necesaria para realizar este proyecto de grado que hace parte del proyecto de investigación DIFRANCI.

Agradezco a mi mamá por el apoyo incondicional que me ha brindado para ver cumplido este y muchos otros sueños; a mis hermanos, amigos y compañeros del grupo de mecánica experimental y a Leonel Castañeda mi asesor que creyó en mí para realizar este proyecto.

CONTENIDO

	pág.
1. INTRODUCCION	17
2. OBJETIVOS	19
2.1. OBJETIVO GENERAL	19
2.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS	19
3. CONCEPTOS GENERALES DE TURBINAS	20
3.1. TURBINAS DE ACCIÓN	20
3.1.1. Turbina Pelton	20
3.2. TURBINAS DE REACCIÓN	21
3.2.1. Turbina Kaplan	22
3.2.2. Turbina Francis	23
3.3. TURBINAS DE ACCIÓN VS. TURBINAS DE REACCIÓN	26
3.3.1. Selección del tipo de turbina	26
3.3.2. Características de cada tipo de turbina	28

4. GENERACIÓN DE ENERGÍA EN UNA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA	31
4.1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA MINICENTRAL	32
4.2. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LA MINICENTRAL	35
4.3. GESTION DE MANTENIMIENTO DE LA MINICENTRAL LA HERRADURA	41
4.3.1. Acciones correctivas	42
4.3.2. Acciones preventivas	42
4.3.3. Acciones predictivas	43
4.4. ESTRATEGIA DE EXPLOTACIÓN DE LA MINICENTRAL	45
5. SISTEMAS DE MONITOREO	47
5.1. SISTEMA DE ANÁLISIS DE VIBRACIONES	47
5.1.1. Sensores de desplazamiento y aceleración	50
5.1.2. Nomenclatura de las variables	53
5.1.3. Ubicación de los sensores	55
5.2. SISTEMA DE MONITOREO DE VARIABLES DE FUNCIÓN	56
6. METODOLOGIA PARA DETERMINAR LAS VARIABLES MÍNIMAS DE CONDICIÓN DE ESTADO	59

6.1. PORCENTAJES DE MODOS DE FALLA	61
7. MATRIZ DE OBSERVACION DE SÍNTOMAS	67
8. CONCLUSIONES	69
9. RECOMENDACIONES	71
10. BIBLIOGRAFIA	72
10.1. CLÁSICA	72
10.2. INTERNET	73
11. GLOSARIO	75
12. ANEXOS	77
12.1. IMPLEMENTACION DE LA METODOLOGÍA DE DIAGNOSTICO Y DETECCIÓN DE FALLAS	77
12.1.1. Turbina Francis de eje horizontal	77
12.1.2. Generador Sincrónico Trifásico	79
12.1.3. Eje	82
12.1.4. Cojinetes Hidrodinámicos	83
12.1.5. Fundaciones de concreto	84
12.2. CURVAS DE EFICIENCIA DEL GENERADOR	85

12.3. CURVA DEL GENERADOR SIN CARGA	86
12.4. NOMENCLATURA TURBINAS HIDRÁULICAS	87
12.4.1. Términos adimensionales	89
12.5. IMPLEMENTACIÓN DE NORMAS NACIONALES E INTERNACIONALES	90
12.5.1. Normas de aceptación y diagnóstico	90
12.5.2. Normas de Vibración	91
12.5.3. Cavitación	94
12.6. VARIABLES DE LA MATRIZ	95
12.6.1. Variables de las unidades de generación	95
12.6.2. Variables de los equipos auxiliares	104
12.7. GRÁFICAS DE OBSERVACIÓN	107
12.7.1. Unidad 1	108
12.7.2. Unidad 2	120

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Ilustración 1. Componentes principales de una Turbina Pelton.	21
Ilustración 2. Componentes principales de una Turbina Kaplan tipo S.	22
Ilustración 3. Componentes principales de una Turbina Francis.	23
Ilustración 4. Corte transversal turbina Francis vertical.	25
Ilustración 5. Corte transversal turbina Francis horizontal.	25
Ilustración 6. Funcionamiento Turbinas de acción –Turbinas de reacción.	26
Ilustración 7. Gráfica de selección del tipo de turbina.	27
Ilustración 8. Curvas de rendimiento de las turbinas hidráulicas.	30
Ilustración 9. Minicentral La Herradura.	31
Ilustración 10. Captación de agua La Herradura.	32
Ilustración 11. Esquema de una central con captación a filo de agua.	33
Ilustración 12. Minicentral hidroeléctrica.	34
Ilustración 13. Flujo del proceso de generación de energía.	35
Ilustración 14. Rodete turbina Francis.	37

Ilustración 15. Eje turbina Francis.	38
Ilustración 16. Cojinetes radiales en el eje del generador.	39
Ilustración 17. Cojinete axial - radial (combinado) en el estator.	40
Ilustración 18. Organigrama de operación y mantenimiento.	41
Ilustración 19. Proceso mantenimiento correctivo.	42
Ilustración 20. Proceso mantenimiento preventivo.	43
Ilustración 21. Cadena de medición sistema de análisis de vibraciones.	47
Ilustración 22 Análisis y transformaciones de la señal en el ATLANT	49
Ilustración 23. Transductor de corriente en la medición de la vibración del eje.	52
Ilustración 24. Transductor de corriente en la medición del desplazamiento axial del eje.	52
Ilustración 25. Ubicación de sensores de vibración.	55
Ilustración 26. Cadena de Medición sistema de variables de función.	56
Ilustración 27. Histograma modos de falla para turbinas Francis.	62
Ilustración 28. Histograma modos de falla para Generadores.	63
Ilustración 29. Histograma modos de falla para Ejes.	64

Ilustración 30. Histograma modos de falla para cojinetes hidrodinámicos antifricción.	65
Ilustración 31. Histograma modos de falla para fundaciones de concreto.	66
Ilustración 32. Metodología MMC	68

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Turbinas de Acción.	28
Tabla 2. Turbinas de Reacción.	28
Tabla 3. Ventajas para grandes alturas de salto.	29
Tabla 4. Ventajas para alturas medias de salto.	29
Tabla 5. Descripción técnica de la minicentral hidroeléctrica.	36
Tabla 6. Descripción técnica turbina hidráulica.	36
Tabla 7. Descripción técnica del generador.	37
Tabla 8. Descripción técnica del Cojinete Radial.	39
Tabla 9. Descripción técnica del Cojinete axial.	40
Tabla 10. Pruebas realizadas a los generadores.	44
Tabla 11. Datos Técnicos Principales.	50
Tabla 12. Variables de vibración.	54
Tabla 13. Modos de falla típicos en turbinas Francis y Signos de avería de la turbina.	77

Tabla 14. Relación entre modos de falla y Propiedades de la turbina.	78
Tabla 15. Modos de falla típicos en turbinas Francis y Signos de avería del Generador.	79
Tabla 16. Relación entre modos de falla y Propiedades del Generador.	80
Tabla 17. Modos de falla típicos en turbinas Francis y Signos de avería del Eje.	82
Tabla 18. Modos de falla típicos en turbinas Francis y Causas de fallo en cojinetes antifricción.	83
Tabla 19. Modos de falla típicos en turbinas Francis y Signos de avería de la fundación.	84
Tabla 20. Variables de Desplazamiento.	95
Tabla 21. Variables de velocidad.	96
Tabla 22. Variables de temperatura.	97
Tabla 23. Variables de potencia y energía.	98
Tabla 24. Variables de corriente.	99
Tabla 25. Variables de voltaje.	100
Tabla 26. Variables de presión.	101
Tabla 27. Variables de frecuencia.	101

Tabla 28. Variables de flujo.	102
Tabla 29. Variables de porcentaje.	102
Tabla 30. Variables de reportes U1 – U2.	103
Tabla 31. Variables de los transformadores.	104
Tabla 32. Variables de los servicios auxiliares alimentados por la red.	105
Tabla 33. Variables de los servicios auxiliares alimentados por la planta diesel.	106
Tabla 34. Relación entre las fechas de medición y las observaciones.	107

1. INTRODUCCION

El monitoreo de la condición es una multidisciplina que abarca distintas ramas del conocimiento como la instrumentación, la ingeniería, detección y predicción de fallas, y nuevos conceptos de mantenimiento. Sus beneficios son incontables y se ha demostrado que el uso adecuado de técnicas de monitoreo proporciona a la industria significantes mejoramientos de la eficiencia.

Proporciona beneficios tales como:

- Reducción en los tiempos y costos de reparaciones inesperados.
- Disminución de las pérdidas por tiempos muertos de producción.
- Ahorro en costos de mantenimiento.
- Incremento en la vida de los equipos.
- Mejoramiento en la seguridad laboral y ambiental.
- Incremento de las utilidades de la compañía.
- Mejoramiento en el diseño de maquinas y procesos.

Los avances del monitoreo han contribuido no solo al mantenimiento predictivo de los equipos, sino también en investigaciones de las causas de las averías y por lo tanto a un mejor conocimiento de la maquinaria.

Las turbinas son máquinas, que como todas, sufren deterioros, desgastes y averías, se consideran máquinas bastante críticas ya que de ellas depende la disponibilidad de energía eléctrica para todo un país; estas se ven afectadas por

diversos fenómenos que ocurren durante su funcionamiento y que constituyen la causa de diferentes modos de falla, por lo que requieren de mantenimiento y un buen monitoreo.

El presente proyecto se desarrolla de la siguiente manera: el primer capítulo corresponde a una descripción general de turbinas hidráulicas; a continuación se muestra la información técnica del funcionamiento de la minicentral La Herradura; se plantean los sistemas de monitoreo utilizados mostrando su secuencia a través de su cadena de medición; luego se plantea una metodología de obtención y organización de datos en una matriz con cada una de las variables para un posterior análisis; finalmente se concluye sobre la información obtenida con la matriz de datos. En los anexos se muestra la información técnica complementaria de la minicentral.

2. OBJETIVOS

2.1. OBJETIVO GENERAL

Establecer la información necesaria para realizar un diagnóstico técnico en una minicentral hidroeléctrica.

2.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Definir los principales tipos de turbinas hidráulicas utilizadas en pequeñas y grandes centrales hidroeléctricas.
- Describir una minicentral hidroeléctrica desde el punto de vista del diagnóstico técnico.
 - Descripción técnica
 - Practicas de mantenimiento.
 - Estrategia de explotación
 - Sistemas de Monitoreo
- Determinar las variables mínimas de condición de estado de un hidrogenerador de una minicentral.
- Conclusiones y recomendaciones.

3. CONCEPTOS GENERALES DE TURBINAS

Las turbinas son turbomáquinas que permiten la transferencia de la energía del agua en energía de giro a un rotor provisto de alabes mientras que el flujo pasa a través de estos; transforma la energía hidráulica en energía mecánica de rotación de su eje.

El principio de funcionamiento para el aprovechamiento hidráulico se basa en el flujo de agua, que con una altura estática y un caudal definido, entra a una cámara espiral, pasa a las palas del rodete y produce un momento de giro que se transmite al generador para la producción de energía. (Aguilar, 1997, 1)

En relación a la gran combinación de alturas y caudales de las centrales eléctricas, se requieren diferentes tipos de turbinas, en las que se encuentran las turbinas activas y las reactivas. (Aguilar, 1997, 3)

3.1. TURBINAS DE ACCIÓN

En las turbinas activas el agua no es entregada alrededor del rodete sino en chorros independientes; utilizan únicamente la velocidad del flujo de agua para girar (Ingeniería, Estudios Y Proyectos, 1995, 23)

3.1.1. Turbina Pelton

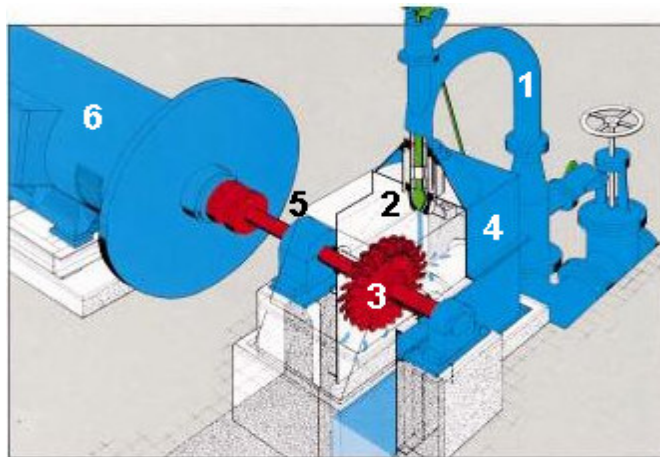
Las turbinas Pelton son las turbinas de acción mas utilizadas y son recomendadas en centrales que dispongan grandes alturas de trabajo y bajo caudal.

Este tipo de turbina permite una gran flexibilidad de funcionamiento, al ser capaz de turbinar hasta el 10% de su caudal nominal con rendimientos óptimos.

Las posibilidades de montaje son múltiples, siendo posible su instalación con eje horizontal o vertical, con uno o varios inyectores y con uno o dos rodetes. (Ingeniería, Estudios Y Proyectos, 1995, 24)

En la siguiente ilustración se describen los principales componentes de una turbina Pelton.

Ilustración 1. Componentes principales de una Turbina Pelton.



1 Tubería de distribución

2 Inyector

3 Rodete

4 Carcasa

5 Eje de turbina

6 Generador

(Ingeniería, Estudios Y Proyectos, 1995, 23)

3.2. TURBINAS DE REACCIÓN

En las turbinas reactivas la cámara de conducción generalmente tiene forma de un espiral y proporciona una entrega uniforme del agua al distribuidor a lo largo de la circunferencia. Este tipo de turbina aprovecha la energía estática y dinámica del agua; emplean tanto la presión como la velocidad el agua.

Dentro de este tipo se encuentran las turbinas:

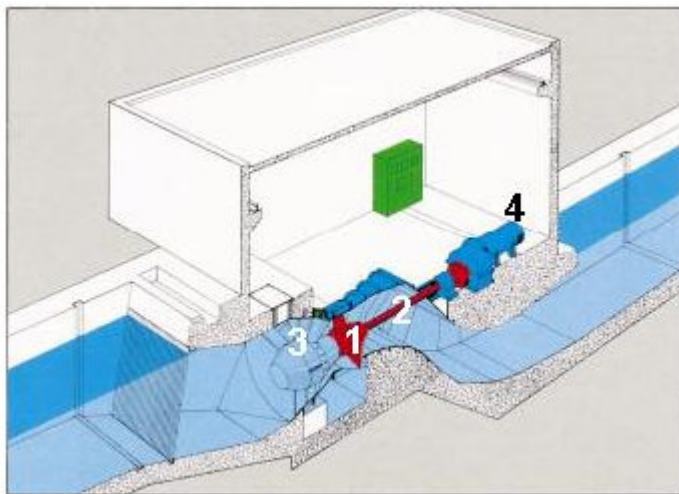
3.2.1. Turbina Kaplan

Las turbinas Kaplan se adaptan muy bien en centrales caracterizadas por pequeños saltos y caudales altos.

La gama de funcionamiento es muy amplia siendo capaz de turbinar hasta el 25% del caudal nominal de la turbina.

En la siguiente ilustración se describen los principales componentes de una turbina Kaplan tipo S.

Ilustración 2. Componentes principales de una Turbina Kaplan tipo S.



1 Distribuidor y palas del distribuidor

2 Eje turbina

3 Rodete

4 Generador

(Ingeniería, Estudios Y Proyectos, 1995, 26)

3.2.2. Turbina Francis

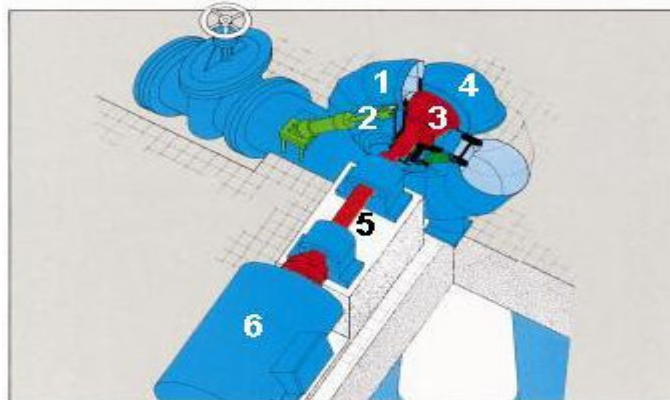
Es una turbina de reacción de flujo interno, transforma energía hidráulica en energía mecánica, combinando conceptos tanto de flujo radial como de flujo axial.

Es una turbina muy utilizada debido a las grandes potencias unitarias que logra en función de su tamaño.

Su rango de funcionamiento es aceptable, pudiendo turbinar a partir del 40% del caudal nominal de la turbina.

En la siguiente ilustración se describen los principales componentes de una turbina Francis.

Ilustración 3. Componentes principales de una Turbina Francis.



- 1 Cámara espiral
- 2 Alabe móvil
- 3 Rodete
- 4 Codo y tubo de descarga
- 5 Eje de descarga
- 6 Generador

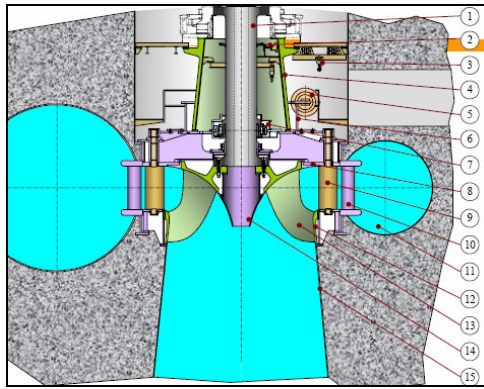
(Ingeniería, Estudios Y Proyectos, 1995, 25)

Su aplicación esta en el rango intermedio entre las turbinas Pelton y Kaplan, es decir para alturas y caudales medianos.

Dada la capacidad de adaptación de esta turbina a diferentes condiciones topográficas, la geometría del rodete varía de acuerdo al caudal y altura de trabajo, distinguiéndose por su geometría los tipos de rodete en lento, normal y rápido.

- Rodete Lento: Utiliza poco caudal y gran altura. El canal formado por las palas es angosto, de gran longitud y su dirección mas radial con el fin de absorber mas energía del agua. (Aguilar, 1997, 35)
- Rodete Normal: Son utilizados en alturas y caudales medios. El flujo tiene un recorrido radial corto debido a la poca longitud del canal formado por las palas; con el fin de proporcionar mas espacio al volumen del agua.
- Rodete Rápido: Se utiliza en bajas caídas y grandes caudales. (Aguilar, 1997, 36).
- En la ilustración 4 y 5 se muestra el corte transversal de una turbina Francis de eje vertical y horizontal

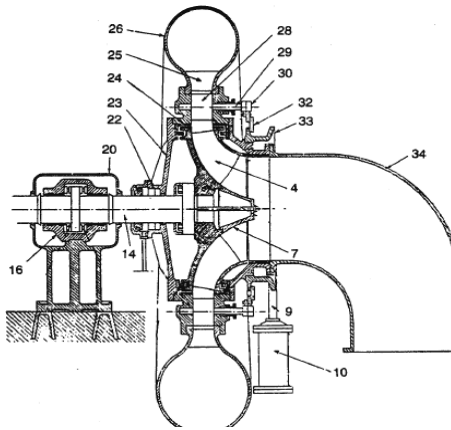
Ilustración 4. Corte transversal turbina Francis vertical.



- | | |
|--------------------------|----------------------------|
| 1 Eje | 8 Tapa superior |
| 2 Dispositivo Sobrelvelc | 9 Distribuidor |
| 3 Monorriel de Pozo | 10 Predistribuidor |
| 4 Soporte Coj.de Empu | 11 Cámara Espiral |
| 5 Servomotor | 12 Anillo Espiral |
| 6 Anillo de Regulacion | 13 Rodete Francis |
| 7 Cojinete Guia | 14 Cono Rodete Francis |
| | 15 Cono Tubo de Aspiración |

(Gallego, 2006, 19)

Ilustración 5. Corte transversal turbina Francis horizontal.



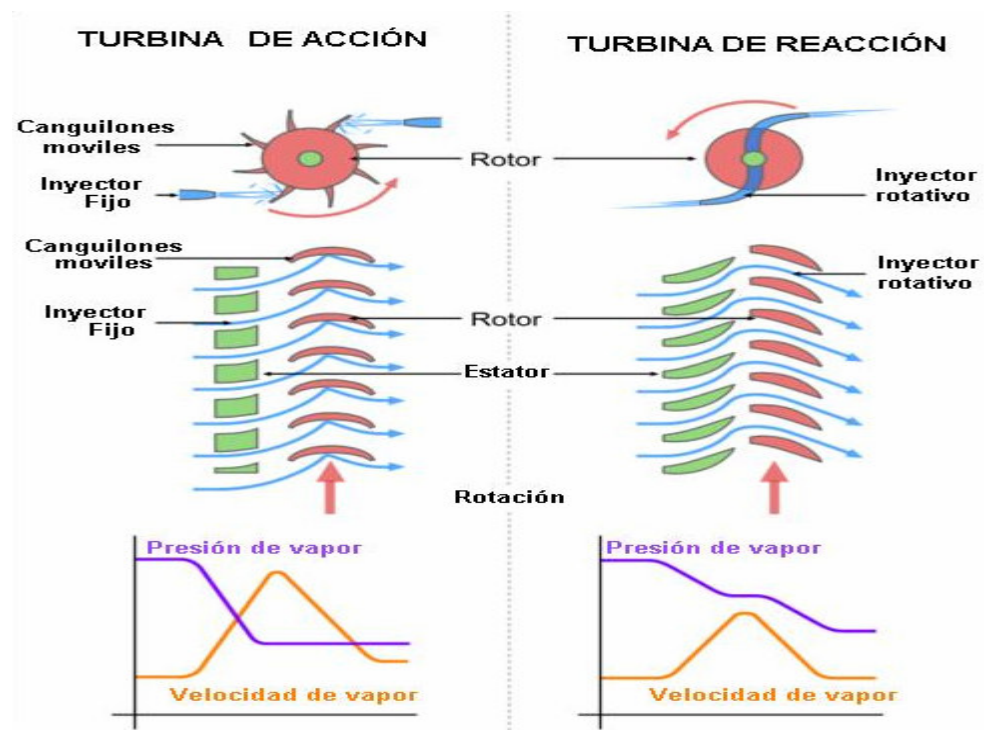
- | | |
|------------------------|---------------------------------|
| 4 Rodete | 24 Sello anillo del rodete |
| 7 Cono del rodete | 25 Alabe director |
| 9 Eje del servomoto | 26 Cubierta de la voluta |
| 10 Servomotor | 28 Guia de alabes directores |
| 14 Eje de la turbina | 29 Vastago de alabes directores |
| 16 Cojinete del rodan | 30 Palanca de ejes directores |
| 20 Cubierta del rodar | 32 Acople |
| 22 Sello del eje | 33 Anillo regulador |
| 23 Cubierta de la turt | 34 Tubo de salida |

TEV.CAP.7@ 2001

3.3. TURBINAS DE ACCIÓN VS. TURBINAS DE REACCIÓN

En la siguiente ilustración se muestra un paralelo entre el funcionamiento de las turbinas de acción y las de reacción.

Ilustración 6. Funcionamiento Turbinas de acción –Turbinas de reacción.



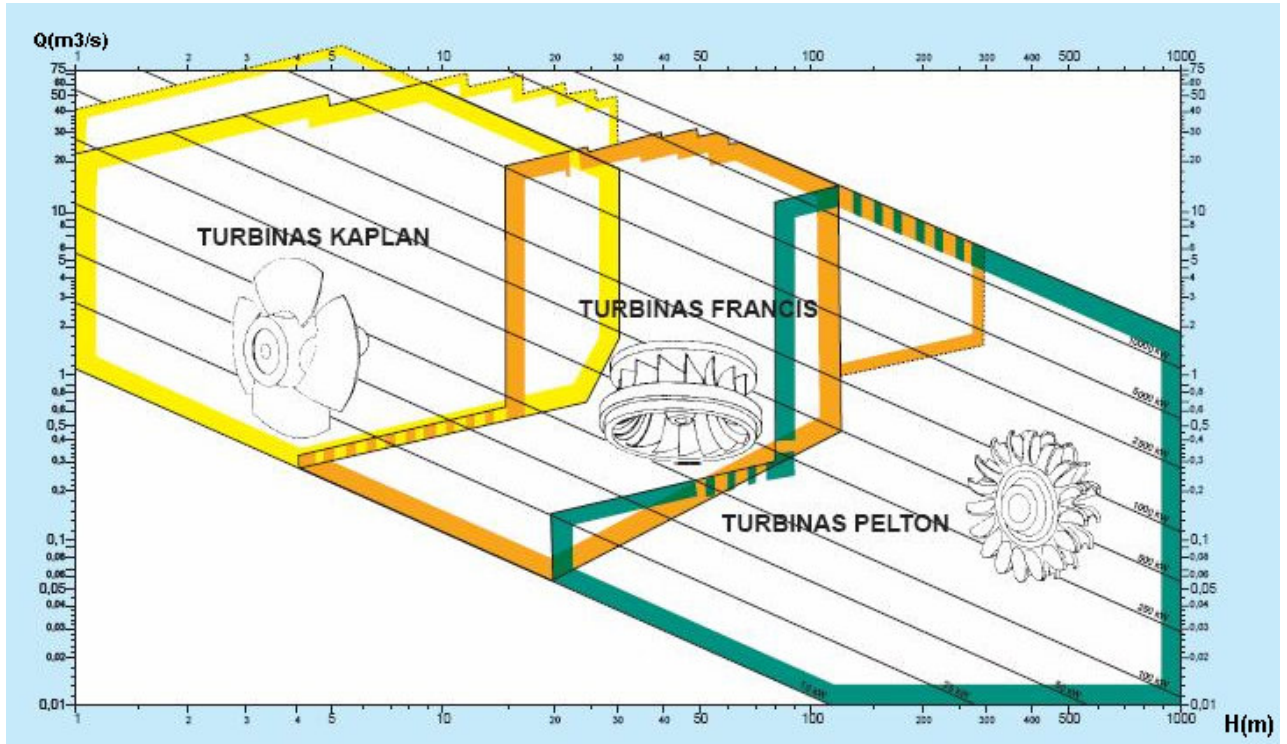
WIKIPEDIA@2007

3.3.1. Selección del tipo de turbina

Para preseleccionar el tipo de turbina a instalar en una minicentral, se utilizan unas gráficas que facilitan los fabricantes de turbinas. Con ellos, se determina el tipo de turbina a partir de los parámetros de salto y caudal.

Tal y como se muestra en la figura 7, entrando en abscisas con el salto en m y en ordenadas en el caudal de agua en m³/s, se obtendría el tipo de turbina más adecuado para la instalación.

Ilustración 7. Gráfica de selección del tipo de turbina.



(Ingeniería, Estudios Y Proyectos, 1995, 27)

3.3.2. Características de cada tipo de turbina

Como resumen se presentan las ventajas de cada tipo de turbina.

Tabla 1. Turbinas de Acción.

TURBINA	INVENTOR Y AÑO DE PATENTE	Ns (RPM,HP,m)	CAUDAL (m ³ /s)	ALTURA (m)
Pelton	Lester Alan Pelton (EEUU) 1880	1 Ch:30 2 Ch: 30-50 4 Ch: 30-50 6 Ch: 50-70	0.05-50	30-1800
Turgo	Eric Crewdson (Gran Bretaña) 1920	60-260	0.025-10	30-300
Mitchel Banki	G.MITCHEL (Australia) D. Banki (Hung)	40-160	0.025-5	1-50 (200)

Ns: Velocidad específica

Ch: Número de toberas

L: Lenta

Tabla 2. Turbinas de Reacción.

TURBINA	INVENTOR Y AÑO DE PATENTE	Ns	CAUDAL (m ³ /s)	ALTURA (m)	POTENCIA (Kw)	Nmax. %
FRANCIS	James Francis (G.Bretaña) 1848	L: 60-150 N: 150-250	1-500	30-750	2-750000	92-94
DERIAZ	P. Deriaz (Suiza)	60-400	500	30-130	100000	92
KAPLAN Y HELICE	V. Kaplan (Australia) 1912	300-800	1000	5-80	2-200000	93

Ns: Velocidad específica

L: Lenta

N: Normal

R: Rápida

Nmax: Eficiencia máxima

Tabla 3. Ventajas para grandes alturas de salto.

Turbinas Pelton	Turbinas Francis
Más robustas	Menor peso
Menos peligro de erosión de los alabes	Mayor rendimiento máximo
Reparaciones más sencillas	Aprovechan mayor desnivel, debido al tubo de aspiración
Regulación, presión y velocidad más fácil	
Mejores rendimientos a cargas parciales	Alternador más económico
Infraestructura más sencilla.	Dimensiones en planta de la central más reducidas

EIA@2007

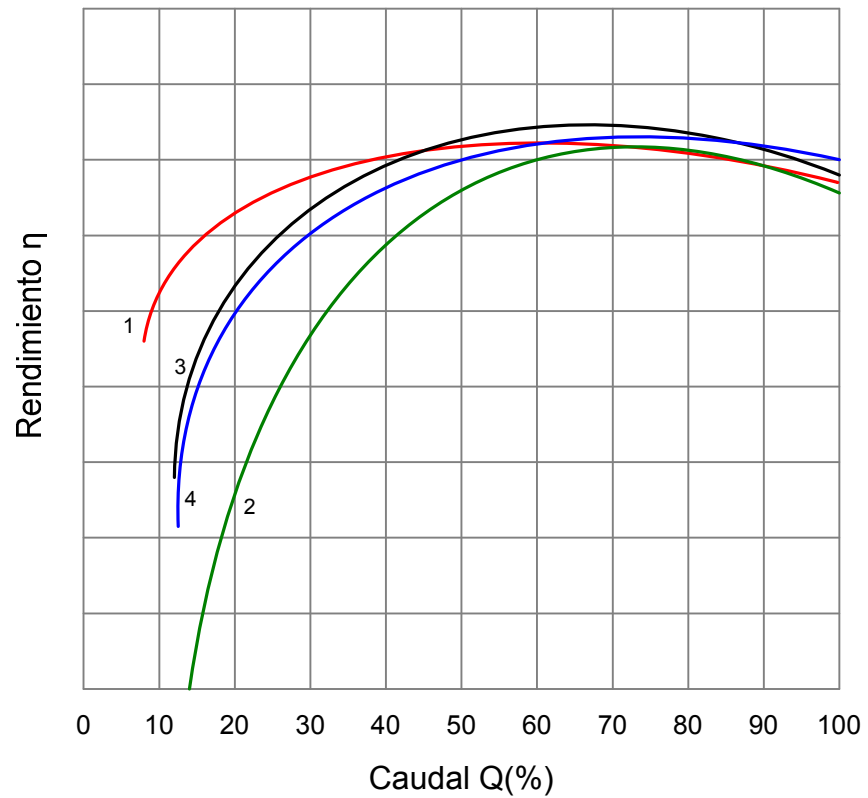
Tabla 4. Ventajas para alturas medias de salto.

Turbinas Francis	Turbinas Kaplan	Turbinas con hélices de palas fijas
Mayor economía en la turbina	Mejores rendimientos a cargas parciales	Buen rendimiento máximo
Menores costos de excavación y cimientos.	Mejores rendimientos con alturas de salto variables	Más económicas que las Kaplan
Mejores rendimientos a cargas parciales que las hélices de palas fijas.	Menos obra de fábrica que las hélices de palas fijas	Gran admisión con saltos pequeños
Menor peligro de cavitación	Alternador más barato	Alternador más barato

EIA@2007

En la siguiente ilustración se muestra las curvas de rendimiento de 4 tipos de turbinas hidráulicas.

Ilustración 8. Curvas de rendimiento de las turbinas hidráulicas.



- 1 Turbina Pelton
 - 2 Turbina Francis
 - 3 Turbina Kaplan
 - 4 Turbina Kaplan de eje horizontal
- (CEAC, 1984, 49)

4. GENERACIÓN DE ENERGÍA EN UNA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA

Empresas Públicas de Medellín ha contribuido decididamente al desarrollo y sostenibilidad del sistema eléctrico en Colombia, a través de la construcción de grandes centrales hidroeléctricas como Guatapé, Guadalupe, La Tasajera, entre otras y de minicentrales como La Vuelta y La Herradura en este caso nuestro objeto de estudio con una gran importancia para Urabá y el occidente cercano en Antioquia.

El impacto mas importante que se prevé a nivel social será la posible aplicación al programa del Gobierno Nacional de energización de las zonas no interconectadas, a través del fondo FAZNI, el cual en su política de aprovechamiento de recursos energéticos renovables, da prioridad a la instalación de pequeñas centrales hidroeléctricas, lo que demandara que sean operadas bajo las mejores condiciones de trabajo, buscando una máxima disponibilidad y alto factor de potencia. (DIFRANCI, 2006, 4)

Ilustración 9. Minicentral La Herradura.



(Minicentral La Herradura)

4.1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA MINICENTRAL

El proyecto hidroeléctrico La Herradura se localiza al noroeste del Departamento de Antioquia, en el corredor delimitado por las cabeceras municipales de Frontino y Cañasgordas, y mediante el aprovechamiento de un salto neto de 230 m, permite la generación de hasta aproximadamente 20 MW con dos unidades turbogeneradoras. Cada unidad procesa un caudal de 5,0 m³/s y tiene una capacidad nominal de 12.000 kva., entregando la energía generada a una subestación de 44 kV.

El proyecto capta a filo de agua los caudales del río Herradura mediante un azud de concreto (ver ilustración 10 y 11). Esta obra de captación está complementada con un desarenador que alimenta un tanque de carga que garantiza la adecuada sumergencia de la bocatoma del pozo de captación.

Ilustración 10. Captación de agua La Herradura.



1 Pozo de captación

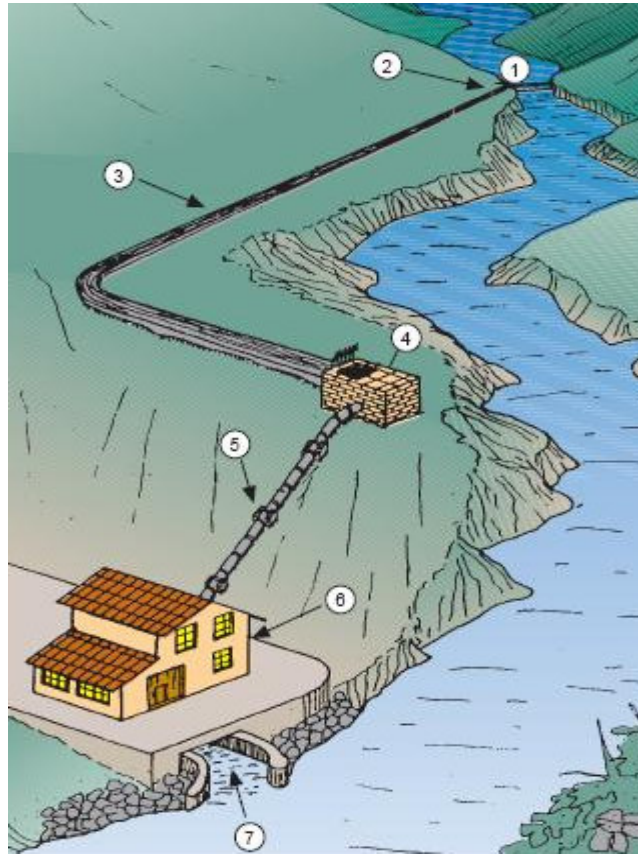
2 Canal de excesos

3 Tanque de carga

4 - 5 Desarenadores

(Minicentral La Herradura)

Ilustración 11. Esquema de una central con captación a filo de agua.



- 1 Azud
- 2 Toma de agua
- 3 Canal de derivación
- 4 Cámara de carga
- 5 Tubería forzada
- 6 Casa máquinas
- 7 Canal de salida

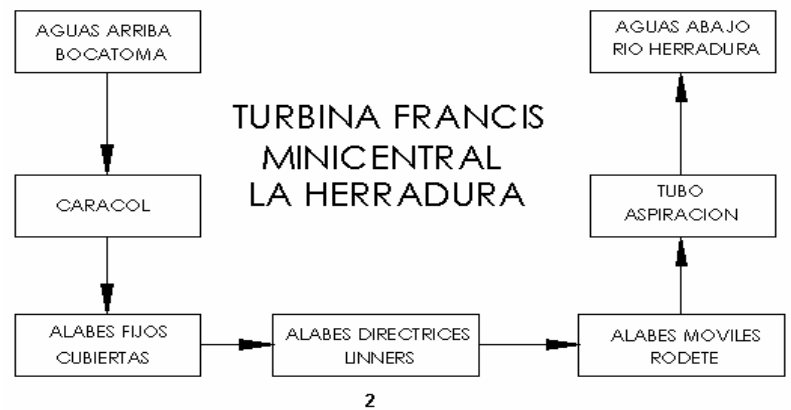
(Ingeniería, Estudios Y Proyectos, 1995, 18)

La conducción consta del pozo de captación, el túnel de presión, la tubería de presión superficial y el distribuidor, y está dimensionada para conducir un caudal de hasta $12,7 \text{ m}^3/\text{s}$. En su extremo de aguas arriba la tubería estará conectada a una válvula mariposa de $1,60 \text{ m}$ de diámetro nominal. La válvula mariposa está

prevista para prevenir una inundación incontrolada, en caso de rotura de la tubería de presión.

En la ilustración 12 se muestra una vista superior y un esquema general del sistema de generación.

Ilustración 12. Minicentral hidroeléctrica.



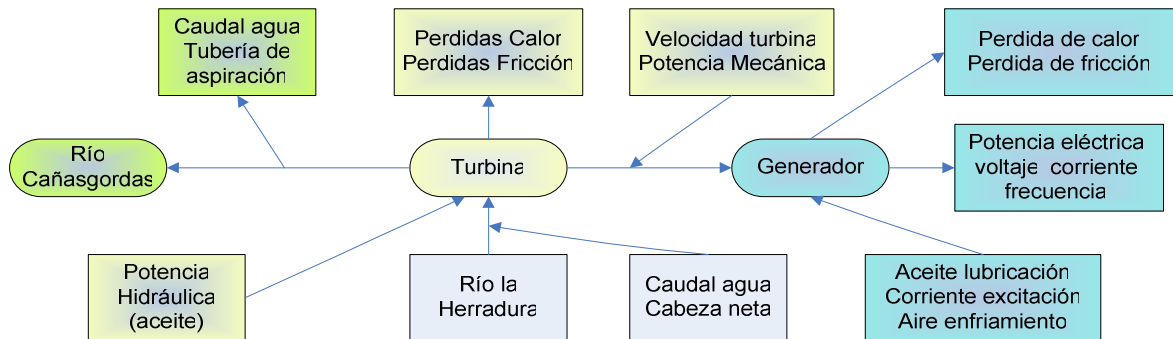
1. Vista general sistema de generación La Herradura

- 1 Turbina Francis unidad 1
- 2 Volante unidad 1
- 3 Generador unidad 1
- 4 Turbina Francis unidad 2
- 5 Volante unidad 2
- 6 Generador unidad 2

2. Esquema general de generación
(Minicentral La Herradura)

En la ilustración 13 se observa el flujo del proceso de generación de energía de la minicentral La Herradura.

Ilustración 13. Flujo del proceso de generación de energía.



La minicentral tiene como componentes principales por cada generador:

- Turbina Francis
- Generador
- Eje
- Cojinetes: radial (2), radial – axial (combinado)
- Estructura de soporte

4.2. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LA MINICENTRAL

La minicentral tiene dos unidades generadoras, con turbinas tipo Francis de eje horizontal, con una potencia nominal de 10,4 MW cada una, una velocidad de rotación 900 min.^{-1} y una eficiencia mínima de 92,5% al 100% de apertura de los alabes distribuidores. Cada unidad procesa un caudal de $5,0 \text{ m}^3/\text{s}$ aproximadamente y aprovecha un salto neto de diseño de 230,6 m con una sumergencia de 2,5 m.

Tabla 5. Descripción técnica de la minicentral hidroeléctrica.

Capacidad instalada neta	19,9 MW
Caudal nominal de la central	10,0 m ³ /s
Nivel normal en el tanque de carga	1184,5 m.s.n.m
Nivel normal a la descarga	940 m.s.n.m.
Cota de instalación del rodete de la turbina	937,5 m.s.n.m.
Salto bruto normal	244,5 m
Salto neto de diseño	230,6 m

(DIFRANCI – EEPPM - 2007)

- Turbina Francis

Es el equipo encargado de convertir la energía potencial del agua en energía cinemática a través del movimiento rotacional de sus alabes y rodete.

Tabla 6. Descripción técnica turbina hidráulica.

Tipo	Francis, de eje horizontal
Número de unidades	2
Potencia nominal	10,4 MW
Velocidad nominal del eje	900 min.-1
Sumergencia nominal (940,0 – 937,5)	2,5 m
Flujo nominal (dos turbinas)	10,0 m ³ /s (aprox.)
Salto neto de diseño	230,6 m
Eficiencia (al 100% de Apertura)	96.83%
Válvulas de admisión (tipo esférica)	0,9 m de diámetro nominal.
Número de Alabes fijos	20
Número de Alabes directrices	20
Número de Alabes móviles	15

(DIFRANCI – EEPPM - 2007)

Ilustración 14. Rodete turbina Francis.



BABALINO@2007

La ilustración 14 muestra un rodete de una turbina tipo Francis.

- Generador Sincrónico Trifásico

Es el encargado de recibir el movimiento rotacional de la turbina, por medio de un eje, convirtiéndolo en energía eléctrica.

Tabla 7. Descripción técnica del generador.

Tipo Sincrónico	Trifásico
Número de unidades	2
Potencia nominal	12,0 MVA
Tensión nominal	13,8 kV
Frecuencia nominal	60 Hz
Factor de potencia (Cos ϕ)	0,85 (en atraso)
Velocidad sincrónica	900 min.-1

(DIFRANCI – EEPPM - 2007)

- Eje

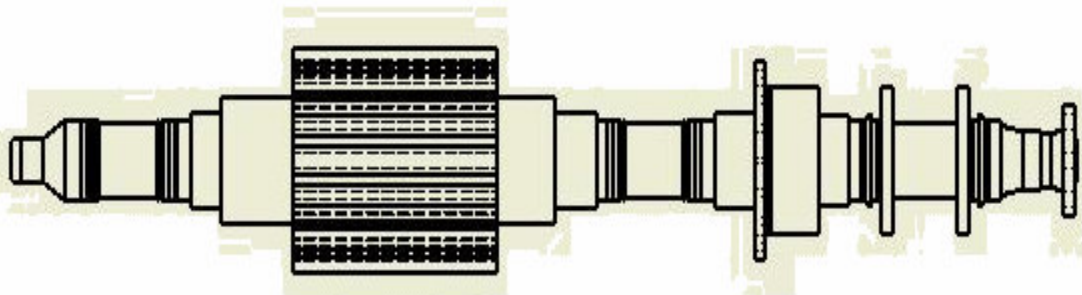
Dispositivo mecánico que sirve de intermediario entre el movimiento rotacional que entrega la turbina y recibe el generador para generar energía.

Tiene una longitud de 6.5 m. y es el encargado de unir el rodete o rotor de la turbina con el sistema de generación de energía.

Es un elemento de diámetro variable en cada sección ya que presenta ciertos dispositivos adicionales para su correcto funcionamiento.

Esta apoyado en tres cojinetes con lubricación por gravedad; dos de estos cojinetes son radiales y se encuentran ubicados de la siguiente forma: uno de ellos esta entre el volante de inercia y el generador y el otro entre el generador y la excitatriz. El tercer cojinete es radial axial y es el más cercano a la turbina.

Ilustración 15. Eje turbina Francis.



(DIFRANCI – EEPMM - 2007)

- Cojinetes hidrodinámicos

Subsistemas que son fabricados en fundición gris y protegidos con un recubrimiento en babit que permite resistir el desgaste y evitar al máximo la fricción con la ayuda de lubricantes.

Tabla 8. Descripción técnica del Cojinete Radial.

Tipo de máquina	CF 215/106-8T		
Velocidad, rpm		900	rpm
Temperatura Ambiente	t_o	40	°C
Aceite lubricante	Turbina 30		
Temperatura de aceite a la salida	t_m	60	°C
Diámetro del eje	d	350	mm
Longitud activa del eje (<i>trunnion</i>)	l	350	mm
Tipo de lubricación	Circular		

(Vibrocenter, 2002, 36)

Ilustración 16. Cojinetes radiales en el eje del generador.



(Minicentral La Herradura)

Tabla 9. Descripción técnica del Cojinete axial.

Tipo de máquina	CF 215/106-8T	
Carga axial total	419587 N	
Ángulo central que limita el segmento	34	grados
Numero de segmentos	8	-
Diámetro exterior del segmento	690	mm
Diámetro interior del segmento	410	mm
Amplitud de la unión receptora hiperbólica	0	mm
Temperatura promedio del aceite	60	°C
Aceite lubricante	Turbine 30	

(Vibrocenter, 2002, 37)

Ilustración 17. Cojinete axial - radial (combinado) en el estator.



(Minicentral La Herradura)

- Fundación

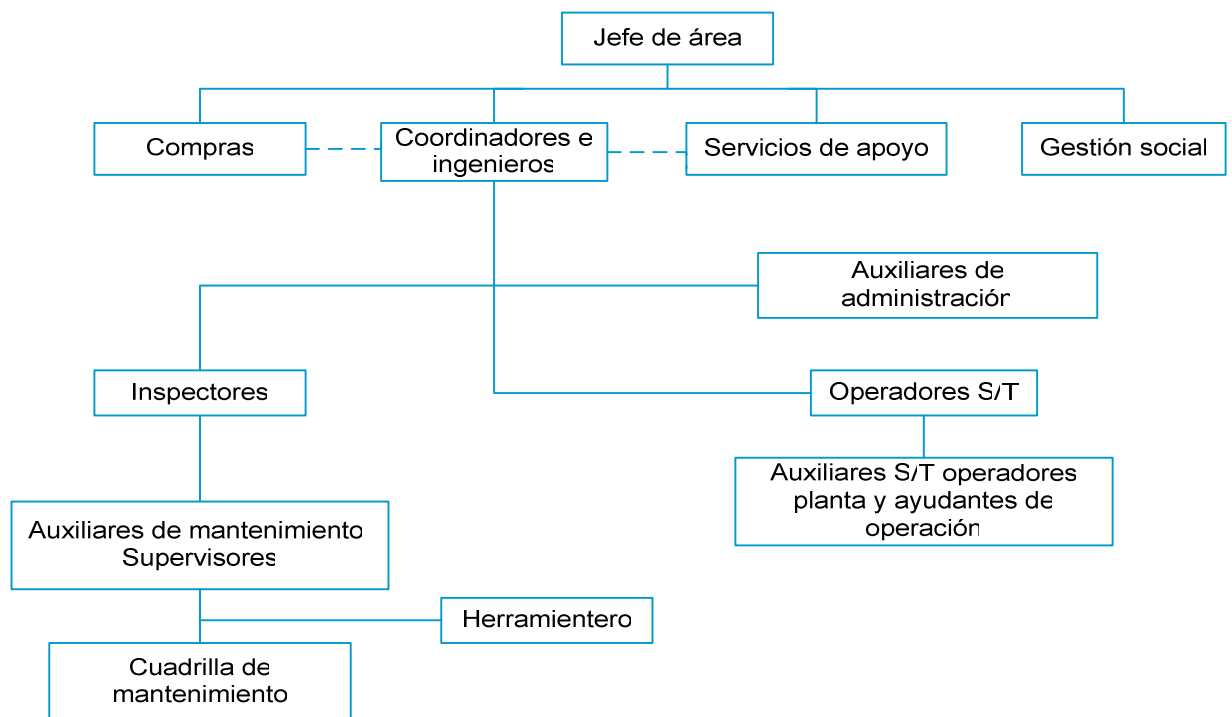
Estructura construida en combinación de concreto y acero que tiene como función soportar el peso y la vibración de la turbina, el generador y el sistema de transmisión de movimiento como eje, cojinetes y demás accesorios propios del sistema de generación de energía.

4.3. GESTION DE MANTENIMIENTO DE LA MINICENTRAL LA HERRADURA

La responsabilidad que se encomienda a los equipos de trabajo de operación y mantenimiento, es la de mantener todos los sistemas en el mejor estado posible, para garantizarles una vida útil adecuada y una disponibilidad óptima.

Teniendo este hecho como referencia se muestra a continuación la gestión de mantenimiento de la minicentral La Herradura.

Ilustración 18. Organigrama de operación y mantenimiento.



(DIFRANCI – EEPPI - 2007)

La estrategia de mantenimiento de la minicentral se centra en dos grupos que son:

- Los equipos de generación: Son los equipos que afectan directamente la generación de energía, incluidos los transformadores de potencia.

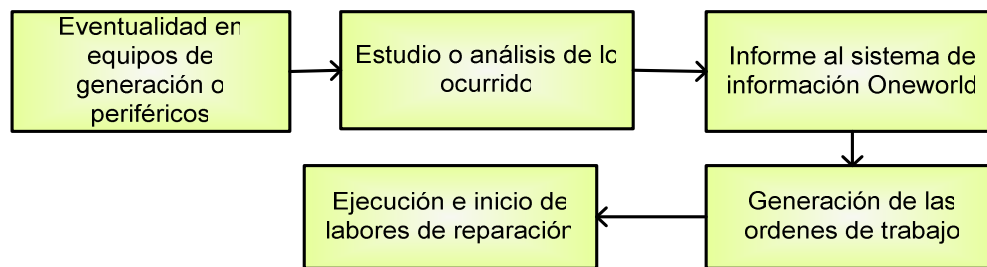
- Los equipos periféricos: Son los equipos que no afectan directamente la generación de energía, como lo son el puente grúa, compresores, motobombas sistemas de lubricación, motores, entre otros.

Para desarrollar esta estrategia es necesario implementar:

4.3.1. Acciones correctivas

Se presentan cuando hay eventualidades con los equipos de generación o periféricos que afecten el buen desarrollo del proceso.

Ilustración 19. Proceso mantenimiento correctivo.



4.3.2. Acciones preventivas

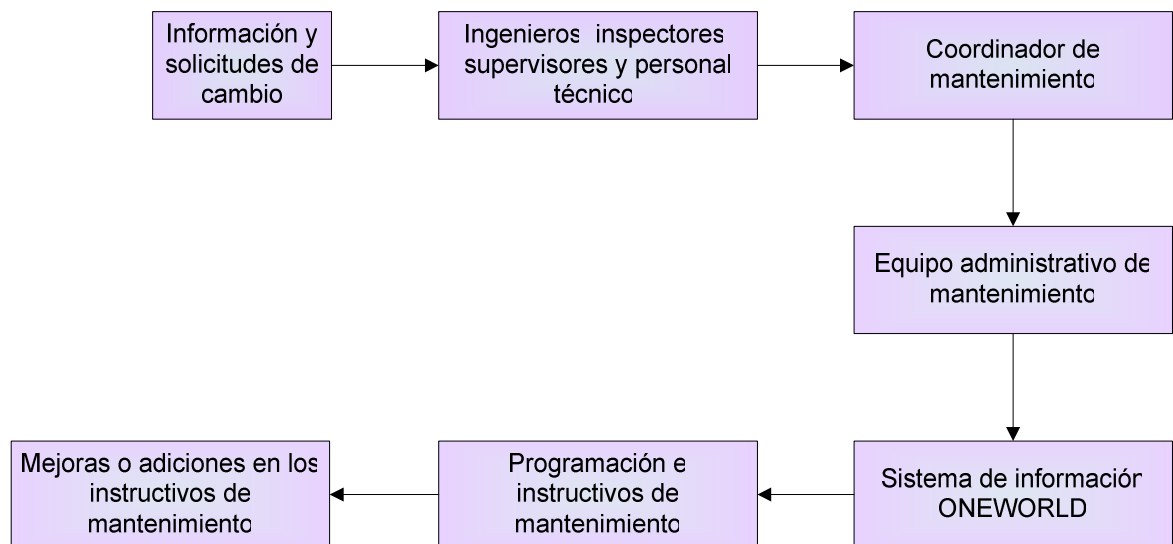
La programación del mantenimiento se debe en primer lugar al impacto que causa sobre el proceso de generación de energía en caso de presentar una falla.

Los planes para el mantenimiento preventivo están basados en el plan integrado de mantenimiento soportado en información técnica y en recomendaciones de los fabricantes de los equipos, del equipo de análisis técnico e ingeniería de la subgerencia de operación y por la experiencia y el conocimiento del personal técnico.

Todos los equipos que están en la cadena del generador, transformador e interruptor son prioritarios; por eso cuentan con una programación trimestral y una anual, y eventualmente se pueden presentar programas de mantenimientos totales, originados por fallas en los equipos o por recomendaciones del fabricante.

Toda la programación, información, ordenes de trabajo y demás eventualidades son administradas por el sistema de información ONEWORLD.

Ilustración 20. Proceso mantenimiento preventivo.



4.3.3. Acciones predictivas

Es desarrollado por los ingenieros del área de análisis e ingeniería de la subgerencia de operación, quienes elaboran el plan de mantenimiento predictivo.

En este mantenimiento se realizan todas las pruebas necesarias para determinar el estado de funcionamiento de los equipos críticos, de tal forma que se pueda prever las fallas. Esta gestión se realiza en el tiempo del mantenimiento anual y da una visión mas clara para ampliar o no los periodos entre el mantenimiento

preventivo. Una de las acciones más importantes realizadas son las medidas de vibraciones.

Esta acción solo se realiza para los equipos de generación.

Tabla 10. Pruebas realizadas a los generadores.

ACCIÓN	INSTRUMENTO DE MEDICIÓN	EQUIPO
Termografía	Cámara Termográfica FLIR	- Generadores
Factor de potencia	Analizador de Aislamientos M4000 - Doble	- Devanados Generadores
Descargas parciales	SCAPAR	- Generadores
	PDA IV Lite - IRIS POWER	- Generadores
Fibroscopía	Fibroscopio IPLEX - OLYMPUS	- Generadores
El cid	EL CID Modelo 601 - marca ADWEL	- Núcleo de Estatores Generadores
Surge test	Analizador de Devanados (BAKER)	- Devanado Rotores Generadores
Alta tensión	Analizador de Devanados (BAKER)	- Devanado Estator Generadores
		- Devanado Rotores Generadores
Índice de polarización	Analizador de Devanados (BAKER)	- Devanado Estator Generadores
Resistencia ohmica	Medidor Resistencia Óhmica	- Devanado Estator Generadores
		- Devanados De Transformadores De potencia
Resistencia de aislamiento	Medidor Resistencia Aislamiento	- Devanado Estator Generadores
		- Devanados De Transformadores De potencia
Relación de absorción dieléctrica	Analizador de Devanados (BAKER)	- Devanado Rotores Generadores
Análisis de vibraciones y balanceo	CSI-2115	- Generadores y Motores
Análisis de vibraciones y balanceo	CSI-8000 BZ	- Generadores y Motores
Análisis de vibraciones	ADRE. 408 DSPi	- Generadores y Motores

(DIFRANCI – EEPPI - 2007)

4.4. ESTRATEGIA DE EXPLOTACIÓN DE LA MINICENTRAL

Las unidades de la Minicentral La Herradura, como todas las centrales de generación menores a 20 MW en el país conectadas a la red del Sistema Interconectado Nacional (SIN) reguladas por la resolución CREG 024 de 1995, están definidas para trabajar continuamente y aprovechar la mayor generación de energía posible que lo permitan, dependiendo solo de las condiciones inherentes a la Minicentral como son: La cantidad de agua disponible, la potencia máxima de las unidades, las condiciones electromecánicas de las unidades, las condiciones de entrada de agua en la captación, las condiciones de la conexión a la red nacional o en su defecto las condiciones de la conexión para trabajar como *red aislada*, en la cual ya debe generar una potencia solo de acuerdo a la energía que en un momento dado lo requiera la red que alimenta en ese instante, el regulador de velocidad entrara entonces a controlar la frecuencia.

Cuando las unidades se encuentran operando conectadas a la red y se presenta una situación de baja cantidad de agua en la captación o por obstrucción en las rejillas coladeras, lo cual no permite el ingreso de la cantidad suficiente de agua para generar la máxima potencia, la unidad empieza a disminuir automáticamente la potencia cerrando el distribuidor (disminuyendo caudal) hasta que se mantenga constante el nivel de agua en el tanque de carga en la captación.

Las unidades trabajan normalmente por control nivel, limitado al 72% de apertura del distribuidor que es el punto donde se alcanza la máxima potencia de 10 MW, al llegar al nivel de 1184.5 la unidad empieza a oscilar en la potencia de 5MW, que es el límite de operación definido para parar una unidad y dejar trabajando la otra, decisión a criterio de los operadores con el apoyo de los técnicos y la subestación de la Central Tasajera, en donde se tiene control remoto de la unidad .

El regulador de velocidad tiene los siguientes modos de operación:

- Control de velocidad
- Control de apertura
- Control de nivel
- Control de potencia

(DIFRANCI – EEPPM - 2007)

En este capítulo se presentó la descripción de la minicentral La Herradura; en el próximo se hablara de sus sistemas de monitoreo.

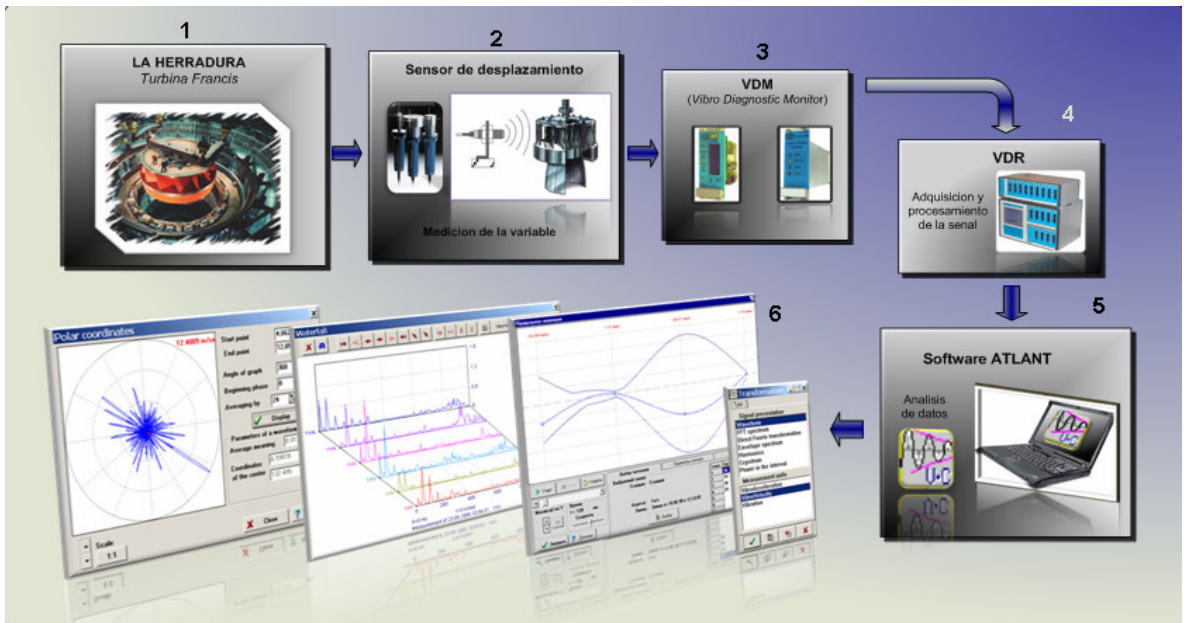
5. SISTEMAS DE MONITOREO

En la minicentral La Herradura se encuentran dos sistemas de monitoreo que registran y analizan variables de vibración y de funcionamiento; los cuales se describen a continuación.

5.1. SISTEMA DE ANÁLISIS DE VIBRACIONES

El sistema de monitoreo permanente de vibraciones para el generador se basa en el instrumento de serie “VDR-24” (Vibro Diagnostics Recorder – 24 channels), en el módulo de datos VDM y en el programa de diagnóstico “ATLANT”.

Ilustración 21. Cadena de medición sistema de análisis de vibraciones.



- 1 Minicentral La Herradura
- 2 Sensores – Medición de la variable
- 3 VDM – Módulo de datos
- 4 VDR – Adquisición y procesamiento de la señal
- 5 Software ATLANT
- 6 Análisis y transformaciones de la señal en el ATLANT

El software presenta transformaciones de señal como lo son:

- Transformación de señales que tienen la forma de función de tiempo:

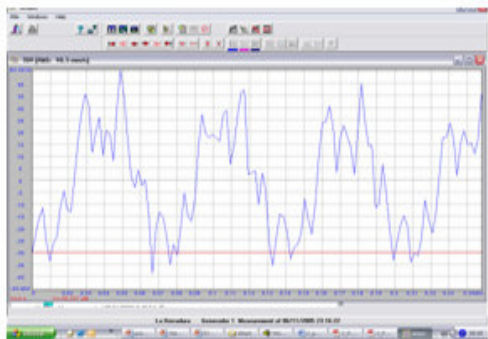
Hay sólo unas transformaciones aplicadas a la señal que tiene la forma de función de tiempo, es llamado transformación para vibro-aceleración para vibro-velocidad. Como el software ATLANT es un dispositivo con un procesador interno de señales, todas estas conversiones son ejecutadas mediante el cálculo diferencial digital y el proceso integral juntos con algunos algoritmos de corrección adicionales.

- Transformaciones en la frecuencia:

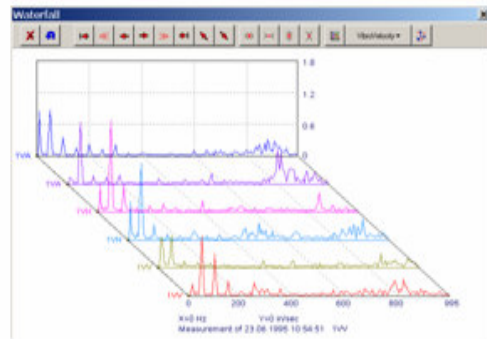
Este tipo de transformaciones es ejecutado sobre señales guardadas en la base de datos, tanto vibro-señales como otros, teniendo la forma de funciones de tiempo. El objetivo de tal transformación es convertir estas señales en forma "de frecuencia".

Permite también el análisis en coordenadas polares y ver gráficamente el comportamiento en el tiempo de cada una de las variables.

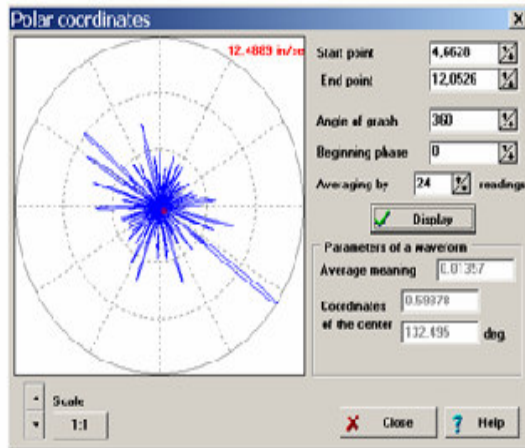
Ilustración 22 Análisis y transformaciones de la señal en el ATLANT



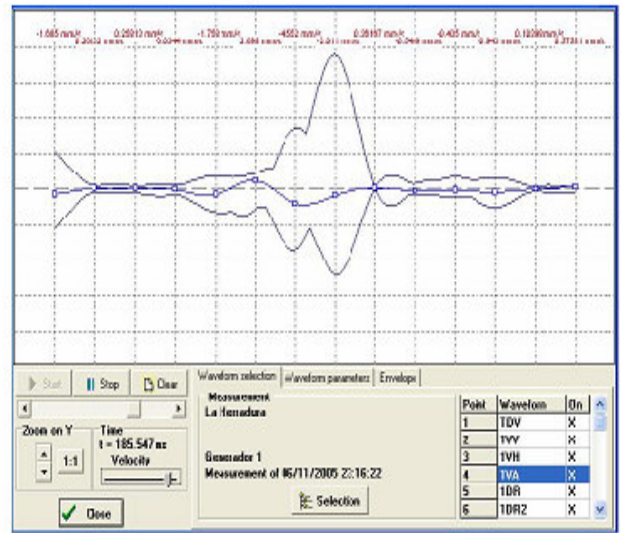
1



2



3



4

- 1 Análisis en el dominio del tiempo y la frecuencia
 - 2 Análisis en el dominio del tiempo y la amplitud
 - 3 Análisis en coordenadas polares
 - 4 Comportamiento de cada una de las variables en el tiempo
- (ATLANT, 1997)

Tabla 11. Datos Técnicos Principales.

Software	ATLANT
Hardware	VDR-24
Número de canales de registro	24
Módulo de datos	VDM
Número de canales	1
Banda de frecuencia de operación, Hz	3 - 5000
Filtro	Ventana doblada
Memoria Interna no volátil (Opcional)	
Distribución	Dinámica
Volumen completo / volumen de datos, Mb	4 / ~3.5
Tiempo de almacenamiento	Sin límite
Sensores	16
Desplazamiento (sensores inductivos)	8
Velocidad (acelerómetros)	8
Accesorios	
Cables	
	Para conexión a la fuente de alimentación
	Para puerto RS-485 o a un dispositivo VDM
	Para Ethernet

(Manual del usuario (SG-HE-G-MA-008 y SG-HE-G-MA-009) ,2004)

5.1.1. Sensores de desplazamiento y aceleración

Un sensor es un dispositivo para detectar y señalar una condición de cambio, son capaces de transformar señales físicas en señales eléctricas (digitales).

El primer paso para realizar el monitoreo de una central, es elegir los puntos más críticos de la instalación, desde todos los puntos de vista (mecánico, eléctrico e hidráulico), con el fin de instalar en ellos los sensores más adecuados para la inspección y control de la central.

Los puntos típicos de ubicación de los acelerómetros son puntos cercanos a los cojinetes, porque es en estos puntos donde se detecta la mayor parte de la potencia transmitida por el eje a los puntos críticos de la máquina.

Respecto a la localización de las medidas la norma ISO 10816 indica que éstas se deben tomar en todos los cojinetes principales de la máquina. Además la norma recomienda que se instalen en cada cojinete dos transductores radiales en direcciones ortogonales. Respecto al cojinete de empuje indica que se instale un solo transductor en dirección axial.

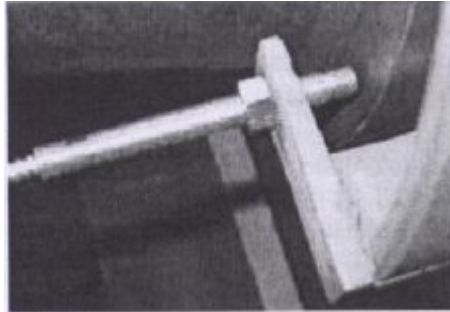
Una vez establecida la ubicación de los sensores, el siguiente paso es elegir el tipo de sensor a instalar. Siguiendo las recomendaciones de la norma, los sensores más adecuados para la instalación serían sensores de desplazamiento y acelerómetros.

Los sensores de desplazamiento son sensores inductivos que detectan materiales férricos basándose en variaciones de campo magnético. El circuito detector reconocerá el cambio en la impedancia de la bobina del sensor y enviará una señal al amplificador de salida, el cual cambiará el estado de la misma.
WIKIPEDIA@2007

Los sensores de aceleración llamados acelerómetros son instrumentos de medida que proporciona lecturas de la variación de la aceleración (lineal o transversal) con el tiempo.

Cada cojinete tiene dos sensores radiales de desplazamiento y dos sensores radiales de aceleración, adicionalmente el generador tiene dos sensores de desplazamiento axial, uno radial adicional para medir el desplazamiento de la cámara espiral del caracol con respecto al eje, uno para toma de fase y un último sensor para detectar las RPM (tacómetro), para un total de 18 sensores por máquina.

Ilustración 23. Transductor de corriente en la medición de la vibración del eje.



(MANUAL DE OPERACIÓN (SG-HE-G-MA-009), 2004, 4)

Ilustración 24. Transductor de corriente en la medición del desplazamiento axial del eje.



(MANUAL DE OPERACIÓN (SG-HE-G-MA-009), 2004, 4)

EEPP de Medellín se respalda en la norma ASPI 670 para todo lo relacionado con sensores de vibración.

5.1.2. Nomenclatura de las variables

El primer número o letra indica el punto de medición:

- 1 – Cojinete de soporte – empuje;
- 2 – Cojinete radial cerca de la turbina;
- 3 – Cojinete radial cerca de la excitatriz;
- T – Eje de la turbina;
- G – Núcleo del estator del generador.

La segunda letra describe el tipo de sensor:

- V - Acelerómetro midiendo un valor relativo RMS de la señal de vibración;
- D - Sensor de desplazamiento midiendo el valor absoluto del desplazamiento del centro de gravedad;

La tercera letra muestra la dirección de movimiento de a medición del sensor:

- V – Vertical;
- H – Horizontal (Lateral);
- A – Axial

- (D) R – Desplazamiento radial del eje (medido por dos sensores instalados en los ángulos +45° y -45° respectivamente, y designados, por ejemplo, como 1DR1 y 1DR2).
- (D) A – Desplazamiento axial del eje (medido por dos sensores instalados cerca al cojinete de soporte – empuje. Estos muestran la flexión y el bamboleo del eje de la turbina y pueden ser designados, por ejemplo, como (1DA1 y 1DA2). (Manual del usuario (SG-HE-G-MA-008), 2004, 8)

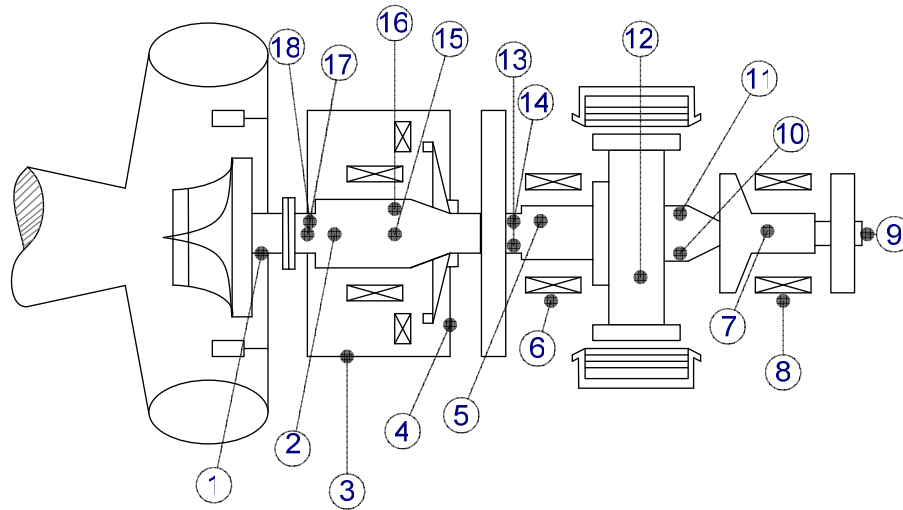
Las variables de medición son las siguientes:

Tabla 12. Variables de vibración.

VARIABLE	UNIDAD
1DR1	µm
1DR2	µm
1DA1	µm
1DA2	µm
2DR1	µm
2DR2	µm
3DR1	µm
3DR2	µm
1VV	mm/s
1VH	mm/s
1VA	mm/s
2VV	mm/s
2VH	mm/s
3VV	mm/s
3VH	mm/s
GVV	mm/s

5.1.3. Ubicación de los sensores

Ilustración 25. Ubicación de sensores de vibración.



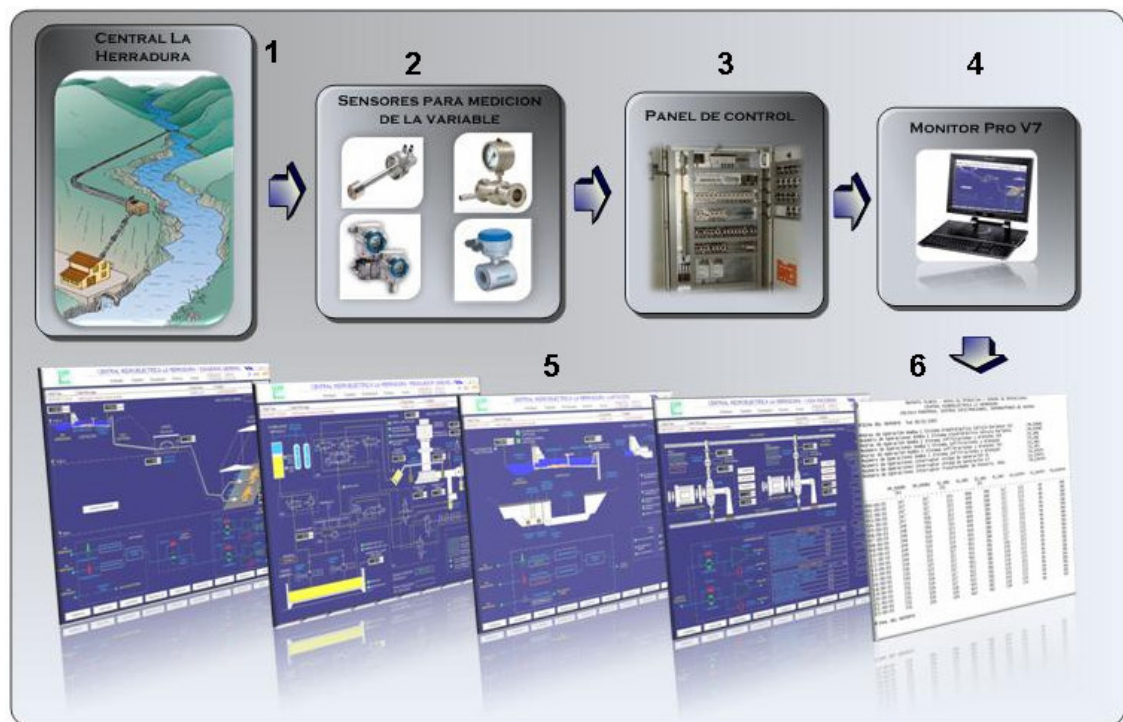
- 1 TDV Desplazamiento relativo vertical del Eje de la turbina
- 2 1VV Velocidad vertical en el cojinete de soporte
- 3 1VH Velocidad horizontal en el cojinete de soporte
- 4 1VA Velocidad axial en el cojinete de soporte
- 5 2VV Velocidad vertical en el cojinete radial cerca de la turbina
- 6 2VH Velocidad horizontal en el cojinete radial cerca de la turbina
- 7 3VV Velocidad vertical en el cojinete radial cerca de la excitatriz
- 8 3VH Velocidad horizontal en el cojinete radial cerca de la excitatriz
- 9 Medidor de RPM
- 10 3DR1 Desplazamiento relativo radial del eje con respecto al cojinete radial cerca de la excitatriz
- 11 3DR2 Desplazamiento relativo radial del eje con respecto al cojinete radial cerca de la excitatriz
- 12 GVV Velocidad vertical en el núcleo del estator del generador
- 13 2DR1 Desplazamiento relativo radial del eje con respecto al cojinete radial cerca de la turbina
- 14 2DR2 Desplazamiento relativo radial del eje con respecto al cojinete radial cerca de la excitatriz
- 15 1DA1 Desplazamiento relativo axial del eje con respecto al cojinete de soporte
- 16 1DA2 Desplazamiento relativo radial del eje con respecto al cojinete radial cerca de la turbina
- 17 1DR1 Desplazamiento relativo radial del eje con respecto al cojinete de soporte
- 18 1DR2 Desplazamiento relativo radial del eje con respecto al cojinete de soporte

5.2. SISTEMA DE MONITOREO DE VARIABLES DE FUNCIÓN

El software que se utiliza para la supervisión y control de la central desde la estación de operación es el Monitor Pro V7 de Schneider Electric.

El Monitor Pro V7 es un software de adquisición de datos, supervisión y control en tiempo real, tiene una configuración Cliente-Servidor y tiene un número ilimitado de TAG's (variables).

Ilustración 26. Cadena de Medición sistema de variables de función.



1 Minicentral La Herradura

2 Sensores de medición de las variables (Presión, temperaturas, corriente, voltaje)

3 Panel de control

4 Software Monitor Pro V7

5 Despliegues generales, de las unidades de generación y supervisión

6 Reportes y tabla de históricos

Esta conformado principalmente por los siguientes equipos para realizar las funciones de adquisición supervisión y control de la central.

- Tablero de Control Unidad 1+TCU1: Es el encargado de realizar el control automático de la unidad 1 de generación de la central.
- Tablero de Control Unidad 2+TCU2: Es el encargado de realizar el control automático de la unidad 2 de generación de la central.
- Tablero Unidad de adquisición de datos + TUAD: Es el encargado de recibir las señales de los sistemas auxiliares y las señales de captación de los tableros de captación y válvula mariposa.
- Tablero de Control válvula Mariposa + TVM: En este tablero se encuentra el control de la válvula mariposa utilizando un PLC Compact
- Tablero de Control Sistema de captación + TCAP: Tiene la función de recoger las señales de captación, solo tiene función de supervisión, no posee ninguna clase de control sobre el tablero. (2004, año, 1)

El Monitor Pro esta dividido en dos aplicaciones: CLIENTE y SERVIDOR.

En el SERVIDOR se configuran las diferentes tareas que corren por el software. Las principales tareas que se utilizan en esta aplicación son:

- Alarmas
- Históricos
- Tendencias

- Reportes

Cada una de estas tareas se configura en tablas que son elaboradas por el mismo software en hojas de cálculo como Microsoft Excel.

En el CLIENTE están los despliegues de visualización, que interactúan con el operador. Estos despliegues son construidos con base en objetos con atributos, los cuales utilizan las variables que se configuraron en el servidor; mostrando el estado de los equipos y las variables en tiempo real.

Existen tres tipos de despliegues:

- Generales: Proveen información de sistemas como la captación, la casa de maquinas, el sistema de infiltración y drenajes, los servicios auxiliares de corriente alterna y continua, entre otros.
- Unidades de generación: Proveen información de sistemas como el de lubricación de cojinetes, la estación óleo hidráulica, la válvula de admisión y de todos sistemas que son propios de cada unidad de generación.
- Supervisión: Cubren tareas específicas como los eventos, las alarmas, los reportes y las tendencias.

6. METODOLOGIA PARA DETERMINAR LAS VARIABLES MÍNIMAS DE CONDICIÓN DE ESTADO

Para el control y funcionamiento de la minicentral es importante buscar posibles relaciones de las variables de diagnóstico con las condiciones de operación de la máquina. En el proceso de generación existen diferentes variables que deben ser controladas y una de las formas mas utilizadas es la del monitoreo, el cual permite que a través del tiempo entregar información valiosa del comportamiento real en el proceso de generación.

En el proceso de la selección de las propiedades mínimas necesarias que establecen la condición de una máquina en particular, hay que tener en cuenta lo siguiente:

- Función y estructura física de la máquina
- Tipos de propiedades que se pueden monitorear
- Modos de fallo mas usuales de la máquina o del sistema al que pertenece
- Signos de avería que se producen como consecuencia de los modos de falla. (Kamel, 2002, 51)

Teniendo en cuenta estos aspectos se propone la metodología de diagnostico y detección de fallas, que determina las propiedades que establecen la condición de una máquina o sistema en particular.

Esta metodología esta compuesta por los siguientes pasos: (Kamel, 2002,52)

- Determinar los tipos de propiedades que determinan la condición de la máquina o sistema.
- Filtrar las propiedades determinadas anteriormente teniendo en cuenta las relaciones entre ellas. Esto con el propósito de obtener un mínimo de propiedades que determinan la condición de una máquina.
- Establecer los modos de falla típicos del sistema que se desea monitorear.
- Relacionar los modos de falla establecidos anteriormente con los signos de avería generales que se producen como consecuencia de los mismos.
- Relacionar los signos de avería con las propiedades que establecen la condición de la máquina.
- Utilizar un silogismo hipotético, se obtiene la relación entre los modos de falla y las propiedades monitoreables del sistema que se desea monitorear.

El silogismo que relaciona los modos de falla típicos de un sistema y las propiedades que determinan su condición es:

$$\begin{aligned}
 p &\rightarrow q \\
 q &\rightarrow r \therefore p \rightarrow r
 \end{aligned}$$

Donde p son los modos de falla típicos del sistema; q son los signos de avería ocasionados por los mismo y r son las propiedades que determinan la condición del sistema. (Kamel, 2002, 65)

- Realizar histogramas para visualizar los porcentajes de modos de falla que pueden ser detectados con el monitoreo de las propiedades establecidas.

Para dar inicio a la metodología es conveniente plantear el siguiente derrotero:

- Detección: Consistente en obtener la mayor información posible del fabricante o del usuario del equipo para poder cuantificar la condición de estado del equipo en evaluación.
- Localización: Se puede dar en forma visual, táctil u olfativa para dar una ubicación cualitativa, pero también se puede llegar a dar en forma cuantitativa con la aplicación de dispositivos ubicados en puntos estratégicos para realizar las mediciones de las variables físicas.
- Evaluación: Permite organizar la información adquirida y compararla con las especificaciones del fabricante.
- Toma de decisiones: A partir del diagnóstico técnico, donde se determina la condición de estado del sistema, aplicando la metodología mencionada se procede a dar posibles soluciones a los problemas presentes relacionados con el correcto funcionamiento de los subsistemas.

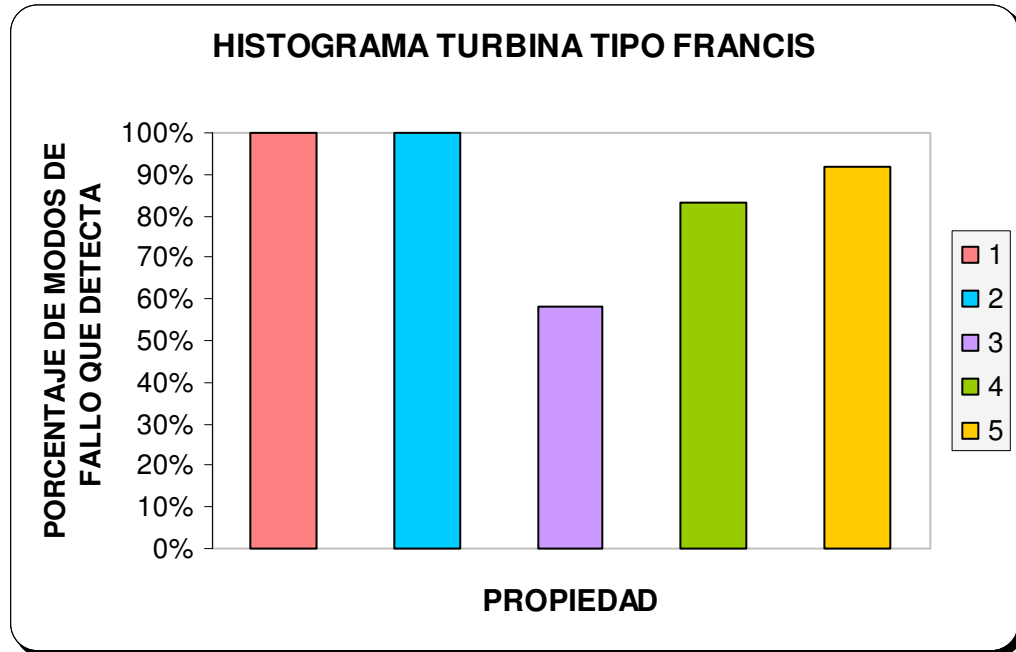
6.1. PORCENTAJES DE MODOS DE FALLA

Con los datos obtenidos (Ver anexo 8.1) se realizaron los siguientes histogramas con el fin de visualizar la relación entre las propiedades que determinan la condición del sistema y el porcentaje de modos de falla que cada una detecta.

Las barras del histograma corresponden a cada propiedad que determina la condición del sistema y la altura de cada una de las barras, corresponde a la cantidad de modos de falla que la propiedad en particular puede detectar.

- Turbinas Francis de eje horizontal

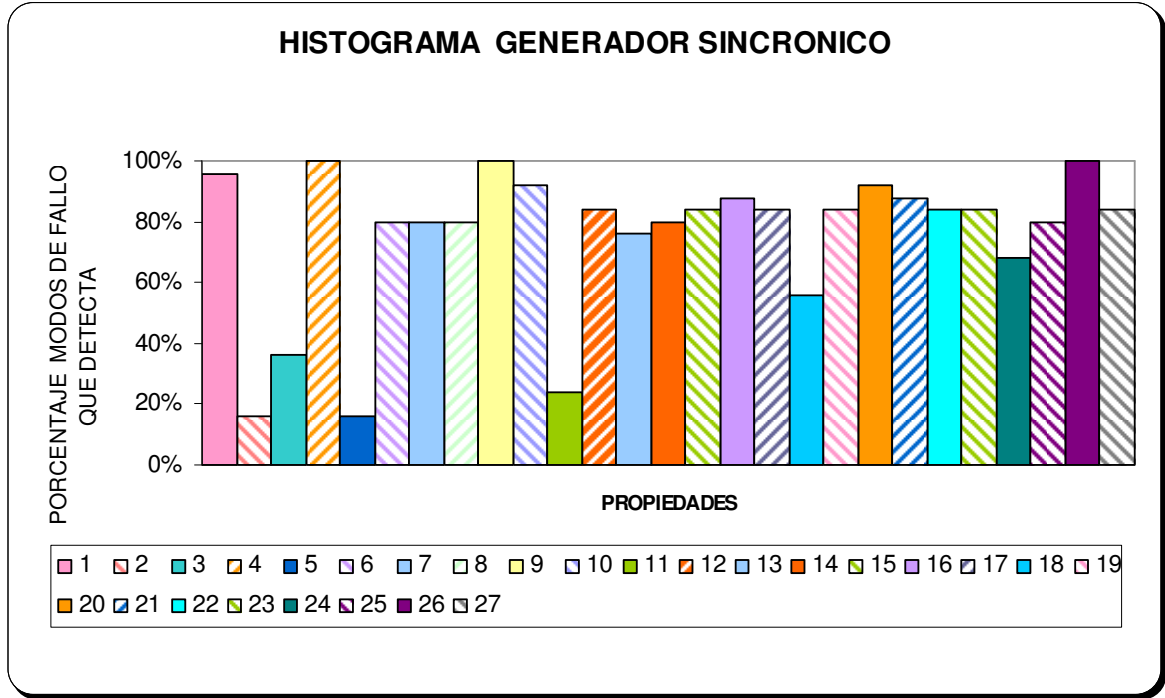
Ilustración 27. Histograma modos de falla para turbinas Francis.



En el caso particular de la turbina tipo Francis de eje horizontal, dentro de sus propiedades, las variables mas asociadas a los modos de falla son la apertura del distribuidor y las vibraciones, seguidas en orden de ocurrencia por la cavitación, las fugas de agua y la temperatura.

- Generador Sincrónico Trifásico

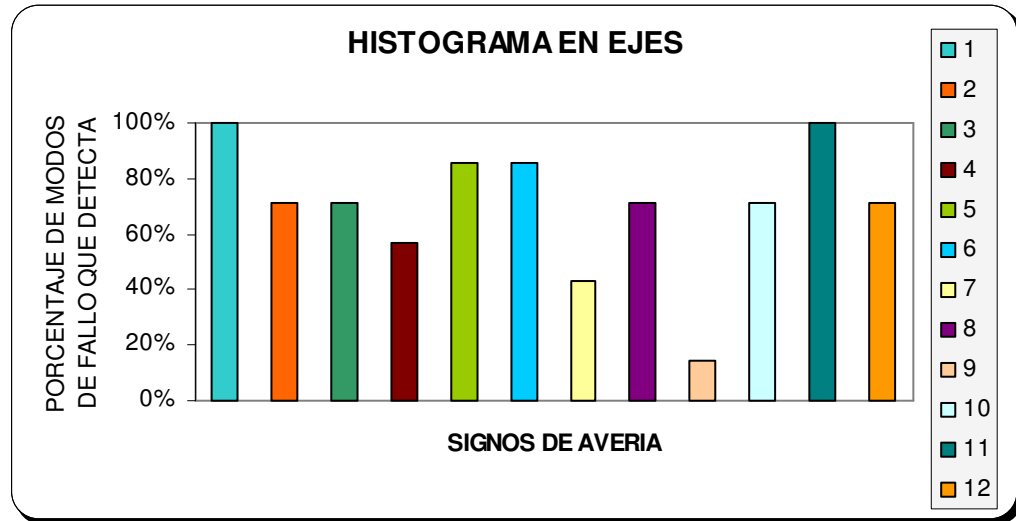
Ilustración 28. Histograma modos de falla para Generadores.



La corriente de excitación, potencia activa y el aislamiento del devanado del rotor son las propiedades que más modos de falla presentan; las menos frecuentes en el generador son la temperatura, el caudal de lubricación y las propiedades físicas del aceite.

- Eje

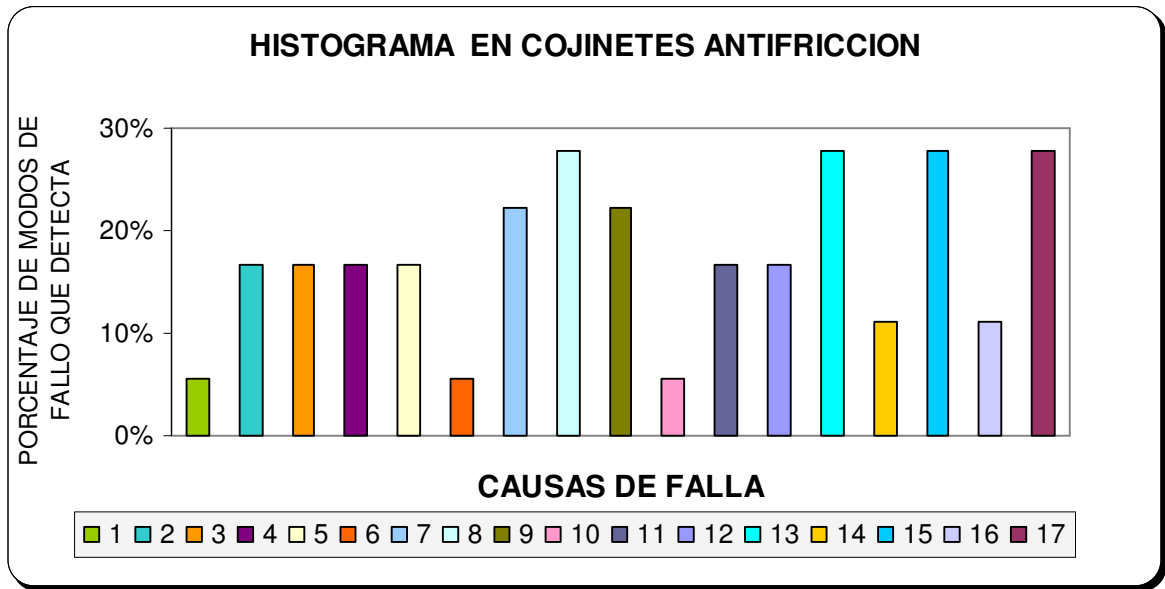
Ilustración 29. Histograma modos de falla para Ejes.



Los signos de avería mas usuales en lo que respecta la funcionamiento del eje se da en situaciones del fabricante con eje deformado y cuando el usuario del eje permite el desgaste excesivo al punto que llega a la fractura, a su vez la frecuencia natural, si tiene buenos apoyos en los cojinetes antifricción permanece con un comportamiento admisible.

- Cojinetes hidrodinámicos

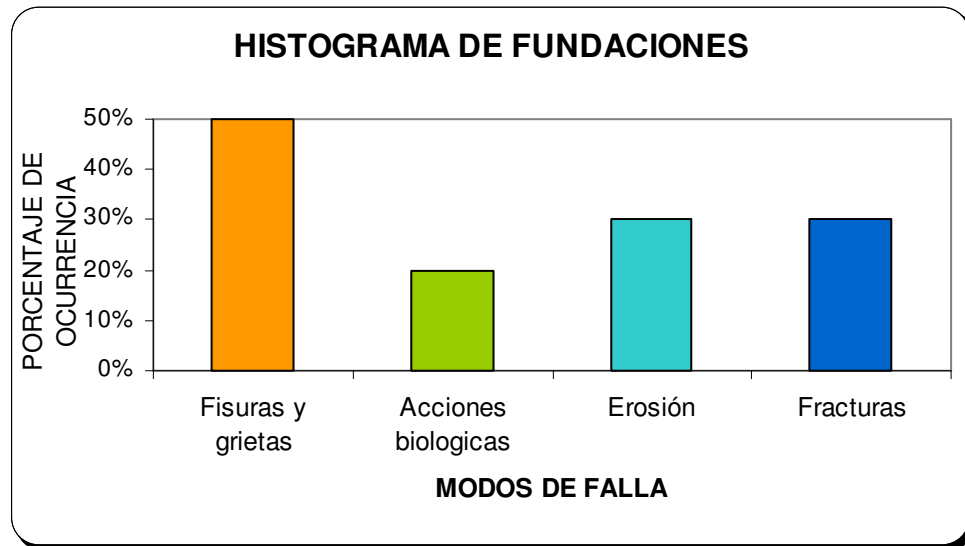
Ilustración 30. Histograma modos de falla para cojinetes hidrodinámicos antifricción.



Las vibraciones, la contaminación, la falta de lubricante o lubricantes inadecuados son las causas de falla mas frecuentes en el funcionamiento de los cojinetes antifricción. Existen otras causas menos frecuentes pero que deben ser tenidas en cuenta, como la distribución no uniforme de alta temperatura, el desequilibrio del rotor y la presencia de fatiga.

- Fundaciones de concreto

Ilustración 31. Histograma modos de falla para fundaciones de concreto.



De acuerdo a la experiencia en el comportamiento de fundaciones en minicentrales adquirida por ingenieros civiles expertos, se tienen como las variables mas asociadas a los modos de falla las fisuras y grietas, las cuales aparecen cuando hay deterioro del concreto, fisuración de los elementos que restringen la dilatación.

7. MATRIZ DE OBSERVACION DE SÍNTOMAS

Se compararon las variables de generación y de vibración, con el fin de establecer la correspondencia y concordancia en el tiempo de la información suministrada a partir del monitoreo de la minicentral La Herradura.

Las variables de generación son entregadas en dos formatos, el primero en archivos tipo texto donde las variables se encuentran cada hora durante el día y el segundo son archivos en Excel donde las variables son medidas cada 10 segundos.

El Monitoreo Multidimensional de la Condición - MMC - se desarrolla como una alternativa que se adecua a las nuevas demandas de la tecnología, porque garantiza obtener indicadores de gestión como la fiabilidad antes de la aparición de un daño en el sistema, permitiendo reducir los fallos críticos, los paros inesperados de la producción, tiempos muertos, costos de mantenimiento, tiempo de personal.

Por otro lado el MMC llega a un diagnóstico técnico integrado, el cual consiste en evaluar el estado técnico de la máquina a partir de la fiabilidad sintomática y el daño generalizado del sistema, a través de una metodología que se basa en los procesadores de energía.

En la figura 32 se muestra paso a paso la metodología utilizada por el MMC

8. CONCLUSIONES

- El monitoreo de la condición esta enfocado principalmente en detectar fallas que se desarrollan en el tiempo.
- En este proyecto se organizaron los datos técnicos para la construcción de la matriz de observación de síntomas.
- Se determinaron las variables de vibraciones y de función para los sistemas de monitoreo.
- Se implemento la metodología de diagnostico y detección de fallas para asociar los modos de falla con los signos de avería y las propiedades de los 5 subsistemas principales de generación.
- Se establecieron las prácticas de mantenimiento para acciones correctivas y preventivas de la minicentral La Herradura.
- Se estableció la estrategia de explotación de la minicentral La Herradura.
- Los histogramas son una herramienta muy útil para determinar posteriormente las propiedades que se deben monitorear, ya que proporcionan una idea de cuales u cuantos modos de falla serían detectados con la medición de cada propiedad.
- Las variables más asociadas a los modos de falla son la apertura del distribuidor y las vibraciones, seguidas en orden de ocurrencia por la cavitación, las fugas de agua y la temperatura.

- La corriente de excitación, potencia activa y el aislamiento del devanado del rotor son las propiedades que más modos de falla presentan en el generador.
- Los signos de avería mas usuales presentes en el funcionamiento del eje se da en situaciones del fabricante con eje deformado y cuando el usuario permite el desgaste excesivo al punto que llega a la fractura.
- Las vibraciones, la contaminación, la falta de lubricante o lubricantes inadecuados son las causas de falla mas frecuentes en el funcionamiento de los cojinetes antifricción.
- Las variables mas asociadas a los modos de falla presentes en la fundación son las fisuras y grietas.

9. RECOMENDACIONES

- Se recomienda tener las mismas fechas de medición entre los datos de generación y vibración, para poder establecer una relación entre ellas.
- Garantizar que los sistemas entreguen un valor puntual cada hora durante el día.
- Entregar las señales de vibración en el dominio del tiempo en formato texto o Excel, con el fin de calcular en análisis posteriores diferentes estimadores.

10. BIBLIOGRAFIA

10.1. CLÁSICA

AGUILAR MARMOLEJO, Jaime Agustín. Turbinas Hidráulicas: Cátedra de conversión de energía. Facultad de Ingenierías. Universidad del Valle. Medellín: s.n, 1997. p 1-3, 36.

ATLANT. Guía del usuario. s.l: s.n, 1997. Parte 2. 19 p.

CEAC. Máquinas motrices generadores de energía eléctrica. 5ta ed. Barcelona: s.n ,1984. p 49.

DIFRANCI. Diagnostico técnico de una turbina en la central hidroeléctrica La Herradura, bajo una aproximación holística. Medellín: s.n, 2006. p 4.

DIFRANCI – EEPPM. Investigación del Diagnostico Técnico de una turbina Francis en la minicentral hidroeléctrica La Herradura. 2007.

GALLEGO BETANCUR, Juan Esteban. Caracterización de una turbina del tipo Francis utilizada por una empresa local de generación de energía. Universidad EAFIT. Medellín: s.n, 2007. p 19-20.

INGENIERIA, ESTUDIOS Y PROYECTOS NIP, S.A., Minihidráulica en el país Vasco. 1 ed. Bilbao: Ente Vasco de la Energía, 1995. p 18, 23-27. I.S.B.N.: 84-8129-032-7.

KAMEL GIRALDO, Snaider Yasin y VELASQUEZ LAVERDE Diego José. Monitoreo de la condición de las máquinas. Universidad EAFIT. Medellín: s.n, 2002. p 51-52, 65.

MANUAL DEL USUARIO (SG-HE-G-MA-008). Registrador y analizador de 24 canales para el equipo del generador VDR-24. Rusia: s.n, 2004. p 3.

MANUAL DEL USUARIO (SG-HE-G-MA-009). Módulo básico "VDM" del sistema estacionario instalado para el monitoreo de vibraciones. Rusia: s.n, 2004. p 4 - 5.

NORMA IEC 61364. Nomenclatura para la maquinaria hidroeléctrica de una central eléctrica. 1 ed. Ginebra: s.n ,1999. p 167-171.

VATECH. Manual de operación y mantenimiento. s.l: s.n, 2004. 57 p.

VIBROCENTER. Datos Técnicos Generador La Herradura. Rusia: s.n, 2004. p 36-37.

10.2. INTERNET

BABALINO@2007

Figura de rodete Francis. Visitado en: Mayo del 2007. Disponible en: www.balino.com

EIA@2007

Ventajas de los tipos de turbinas. Visitado en: Mayo del 2007. Disponible en: <http://www.eia.edu.co/sitios/webalumnos/SeleccionTurbinas/turbinas/>

TEV.CAP.7@ 2001

Hydropower in Norway. Arne Kjølle. Professor Emeritus. Norwegian University of Science and Technology. Diciembre de 2001. Visitado en Mayo del 2007
Disponible en: <http://www.tev.ntnu.no/vk/publikasjoner/pdf/ArneKjolle/chapter7.pdf>

WIKIPEDIA@2007

Definición y figura de Sensor inductivo. Visitado en: Mayo del 2007. Disponible en: http://es.wikipedia.org/wiki/Sensor_inductivo.

Figura de funcionamiento Turbinas de acción –Turbinas de reacción. Mayo del 2007. Disponible en: <http://es.wikipedia.org/wiki/turbine>

11. GLOSARIO

- Volante de inercia: Es un elemento totalmente pasivo, únicamente aporta al sistema una inercia adicional. Al incrementarse la inercia del sistema, en igualdad de condiciones, se reducen las fluctuaciones de velocidad. Suelen emplearse volantes de inercia en máquinas cíclicas para reducir las variaciones de la velocidad cuando hay cambios en el par motor o en el par solicitado al motor (par de la carga), dentro del ciclo.
- Generador eléctrico: Es todo dispositivo capaz de mantener una diferencia de potencial eléctrico entre dos de sus puntos, llamados polos, terminales o bornes. Los generadores eléctricos son máquinas destinadas a transformar la energía mecánica en eléctrica. Esta transformación se consigue por la acción de un campo magnético sobre los conductores eléctricos dispuestos sobre una armadura (denominada también estator). Si mecánicamente se produce un movimiento relativo entre los conductores y el campo, se genera una fuerza electromotriz (F.E.M.).
- Disponibilidad: Se calcula como la relación entre las horas trabajadas de la unidad y las horas totales del período. También se puede calcular como la relación entre las horas totales del período menos las de paro por falla sobre las horas totales del período. Se debe tener en cuenta que en las horas de paro se deben computar sólo aquellas que sean atribuibles al generador, es decir los paros por causa de líneas de transmisión no se tienen en cuenta para el cálculo de estos índices.
- Factor de planta o de utilización: Se calcula como la relación entre la energía generada y la capacidad de generación del equipo. Este índice indica que tanto están siendo explotados los generadores, que tanta energía se está poniendo en el sistema. De todas formas este no sólo

depende de la venta que se haga en la bolsa, sino también de los recursos hídricos que se posean para generar.

- Eficiencia global del generador: Es el resultado del producto de los dos índices anteriores y la calidad. Se considera que la calidad del producto es el 100%, pues al ser entregada a la red, cumple con especificaciones trazadas en los estándares o exigencia del cliente. Queda entonces que, el producto de la disponibilidad por el factor de planta, dan como resultado la eficiencia global del generador.

12. ANEXOS

12.1. IMPLEMENTACION DE LA METODOLOGÍA DE DIAGNOSTICO Y DETECCIÓN DE FALLAS

12.1.1. Turbina Francis de eje horizontal

Tabla 13. Modos de falla típicos en turbinas Francis y Signos de avería de la turbina.

Modos de falla	Signos de avería
Deformación	<ul style="list-style-type: none"> Eje de la turbina pandeado
Corrosión	<ul style="list-style-type: none"> Material de la turbina picado Babito del cojinete exfoliado
Separación	<ul style="list-style-type: none"> Alabes de la turbina fracturados (fragilidad) Alabes de la turbina agrietados Eje de la turbina agrietado Turbina fisurada (intercristalina) Turbina fracturada por desgaste Eje de la turbina fracturado por desgaste
Calidad del material	<ul style="list-style-type: none"> Turbina envejecida Material de la turbina degradado Material de la turbina deteriorado
Desplazamiento	<ul style="list-style-type: none"> Fijación de la turbina aflojada Turbina desalineada Cojinete de turbina mal ajustado Presión excesiva del sello del eje
Desgaste	<ul style="list-style-type: none"> Segmentos de cojinetes desgastados Turbina cavitada

Tabla 14. Relación entre modos de falla y Propiedades de la turbina.

SIGNOS DE AVERIA	PROPIEDADES				
	1	2	3	4	5
Eje de turbina pandeado	x	x	x		
Material de la turbina picado	x	x			x
Cangilones de la turbina fracturados (fragilidad)	x	x	x	x	x
Cangilones de la turbina agrietados	x	x	x	x	x
Turbina fisurada (intercristalina)	x	x	x	x	x
Turbina fracturada por desgaste	x	x		x	x
Turbina envejecida	x	x		x	x
Material de la turbina degradado	x	x	x	x	x
Material de la turbina deteriorado	x	x	x	x	x
Fijación de la turbina aflojado	x	x	x	x	x
Turbina desalineada	x	x		x	x
Turbina cavitada	x	x		x	x
TOTAL	12	12	7	10	11

PROPIEDADES	
1	Apertura del distribuidor (%)
2	Vibraciones
3	Temperatura
4	Fugas de agua
5	Cavitación de la turbina

12.1.2. Generador Sincrónico Trifásico

Tabla 15. Modos de falla típicos en turbinas Francis y Signos de avería del Generador.

MODOS DE FALLA	SIGNOS DE AVERÍA
Deformación	<ul style="list-style-type: none"> • Eje del generador pandeado • Estator del generador descentrado • Rotor generador deformado • Devanados deformados • Generador deformado por corto circuito
Corrosión	<ul style="list-style-type: none"> • Barras del generador corroídas
Separación	<ul style="list-style-type: none"> • Barras del generador fracturadas • Aspas del ventilador separadas • Uniones de los polos del rotor separadas • Cuñas del devanado del estator aflojadas
Contaminación	<ul style="list-style-type: none"> • Ductos de ventilación obstruidos • Anillos de la excitación carbonizados • Devanados contaminados
Desplazamiento	<ul style="list-style-type: none"> • Aspas del ventilador aflojadas • Polos del rotor aflojados • Barras del devanado desplazadas • Rotor desalineado • Polos acuñados • Rotor desplazado por desbalance magnético
Desgaste	<ul style="list-style-type: none"> • Rotor y Devanados desgastados • Generador corroído • Aislamiento del devanado perdido por temperatura
Calidad del material	<ul style="list-style-type: none"> • Devanados envejecidos Devanados ablandados por temperatura
Descargas Parciales	<ul style="list-style-type: none"> • La amplitud reducida. • Causan envejecimiento progresivo en el aislamiento sólido. • Con el transcurso del tiempo es posible la perforación completa del sistema aislante. • Para garantizar la confiabilidad del sistema aislante, es necesario detectar su presencia, por medio de mediciones que obviamente son del tipo no destructivo.
Otros	<ul style="list-style-type: none"> • Calentamiento de los devanados • Nivel de aceite en los cojinetes perdido • Caudal de agua de refrigeración perdido

Tabla 16. Relación entre modos de falla y Propiedades del Generador.

SIGNOS DE AVERIA	PROPIEDADES																											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	
Eje generador pandeado	x	x	x	x	x	x		x	x	x		x		x	x	x	x		x	x	x	x	x	x		x	x	
Estator del generador descentrado	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Rotor generador deformado	x	x	x	x	x	x		x	x	x		x		x	x	x	x		x	x	x	x	x	x		x	x	
Devanados deformados	x			x		x	x	x	x	x		x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Generador deformado por corto circuito	x			x		x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Barras del generador corroídas	x			x		x	x	x	x	x		x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Barras del generador fracturadas	x			x		x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Aspas del ventilador separadas	x		x						x			x		x					x			x	x				x	
Uniones de los polos del rotor separadas	x			x		x	x	x	x	x			x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Cuñas del devanado estator aflojadas				x		x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x				x	x					x	x	
Ductos de ventilación obstruidos	x			x		x	x	x	x	x		x	x		x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Anillos excitación carbonizados	x			x			x		x	x	x		x	x		x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Devanados contaminados	x			x		x	x	x	x	x		x	x		x	x	x			x	x					x	x	x
Devanados envejecidos	x			x		x	x	x	x	x			x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Devanados ablandados por temperatura	x			x		x	x	x	x	x		x	x	x	x	x	x			x	x					x	x	x
Aspas del ventilador aflojadas	x		x						x			x		x					x			x	x				x	
Polos del rotor aflojados	x		x				x		x	x				x				x		x		x	x			x	x	x
Barras del devanado desplazadas	x			x		x	x	x	x	x		x	x	x	x	x				x	x					x	x	
Rotor desalineado	x	x	x	x	x	x		x	x	x		x		x	x	x	x		x	x	x	x	x	x		x	x	x
Polos acuñados	x		x			x	x	x	x	x		x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x		x	x	x
Rotor desplazado por desbalanceo magnético	x		x				x		x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Generador corroído	x			x		x	x	x	x	x		x	x		x	x	x		x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Aislamiento perdido por temperatura	x			x		x	x	x	x	x		x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Calentamiento de los devanados	x			x		x	x	x	x	x		x	x		x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Caudal de agua de refrigeración perdido	x			x		x	x	x	x	x		x	x		x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
TOTAL	24	4	9	25	4	20	20	20	25	23	6	21	19	20	21	22	21	14	21	23	22	21	21	17	20	25	21	

PROPIEDADES	
1	Apertura del distribuidor (%)
2	Temperatura del aceite
3	Temperatura cojinetes
4	Corriente de excitación
5	Caudal de aceite de lubricación
6	Caudal de agua de refrigeración
7	Temperatura devanado del estator
8	Temperatura de agua de refrigeración
9	Potencia Activa
10	Potencia Reactiva
11	Voltaje
12	Frecuencia
13	Corrientes de fase
14	Vibraciones
15	Temperatura
16	Fugas de agua
17	Chisporroteo
18	Variación del nivel de voltaje
19	Variación de nivel de frecuencia
20	Variación de la corriente de excitación
21	Pérdida del caudal de agua de refrigeración
22	Desgaste de cojinetes
23	Cavitación de la turbina
24	Propiedades físicas del aceite
25	Aislamiento devanado estator
26	Aislamiento devanado rotor
27	Desgaste de escobillas

12.1.3. Eje

Tabla 17. Modos de falla típicos en turbinas Francis y Signos de avería del Eje.

MODOS DE FALLA	SIGNOS DE AVERÍA											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Desequilibrios	x	x	x	x		x		x			x	
Excentricidad	x	x	x	x	x	x	x	x		x	x	x
deformaciones	x	x	x		x	x	x	x		x	x	x
Precargas	x			x	x					x	x	x
Fuerzas Gravitatorias	x				x	x	x	x			x	x
Desalineación	x	x	x		x	x		x		x	x	
Las vibraciones	x	x	x	x	x	x	x		x	x	x	x
TOTAL	7	5	5	4	6	6	3	5	1	5	7	5

SIGNOS DE AVERÍA	
1	Eje deformado
2	Defectos dimensionales
3	Vibraciones perpendiculares y axiales al eje
4	sobrecarga en los cojinetes
5	Deformación elástica
6	Desequilibrios rotacionales
7	Deflexión por el peso mismo del eje
8	Desalineación en el posicionamiento de los cojinetes
9	Aumento de la frecuencia natural del eje
10	Eje de la turbina agrietados
11	Eje de la turbina fracturado por desgaste
12	Presión excesiva del sello del eje

12.1.4. Cojinetes Hidrodinámicos

Tabla 18. Modos de falla típicos en turbinas Francis y Causas de fallo en cojinetes antifricción.

MODOS DE FALLO	CAUSAS DE FALLO																
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Descascaramiento	x				x			x	x								
Fractura		x		x							x	x					
Presencia de manchas												x			x	x	x
Limite de fractura							x			x					x		
Limite de deformación			x				x										
Indentación		x	x					x					x				
Partes abolladas													x				
Endurecimientos		x	x		x			x									x
Rodamientos con pistas ensanchadas							x				x						
Rodamientos con pistas sesgadas					x			x									
Rodamientos con cargas desiguales				x		x											
Estriado								x									
Limite de desgaste							x						x		x		x
Desgaste por abrasión				x				x				x	x		x		x
Sobrecalentamiento											x				x	x	x
Corrosión								x					x	x			
Escariado				x				x									
Manchas de oxidación														x	x		x
TOTAL	1	3	3	3	3	1	4	5	4	1	3	3	5	2	5	2	5

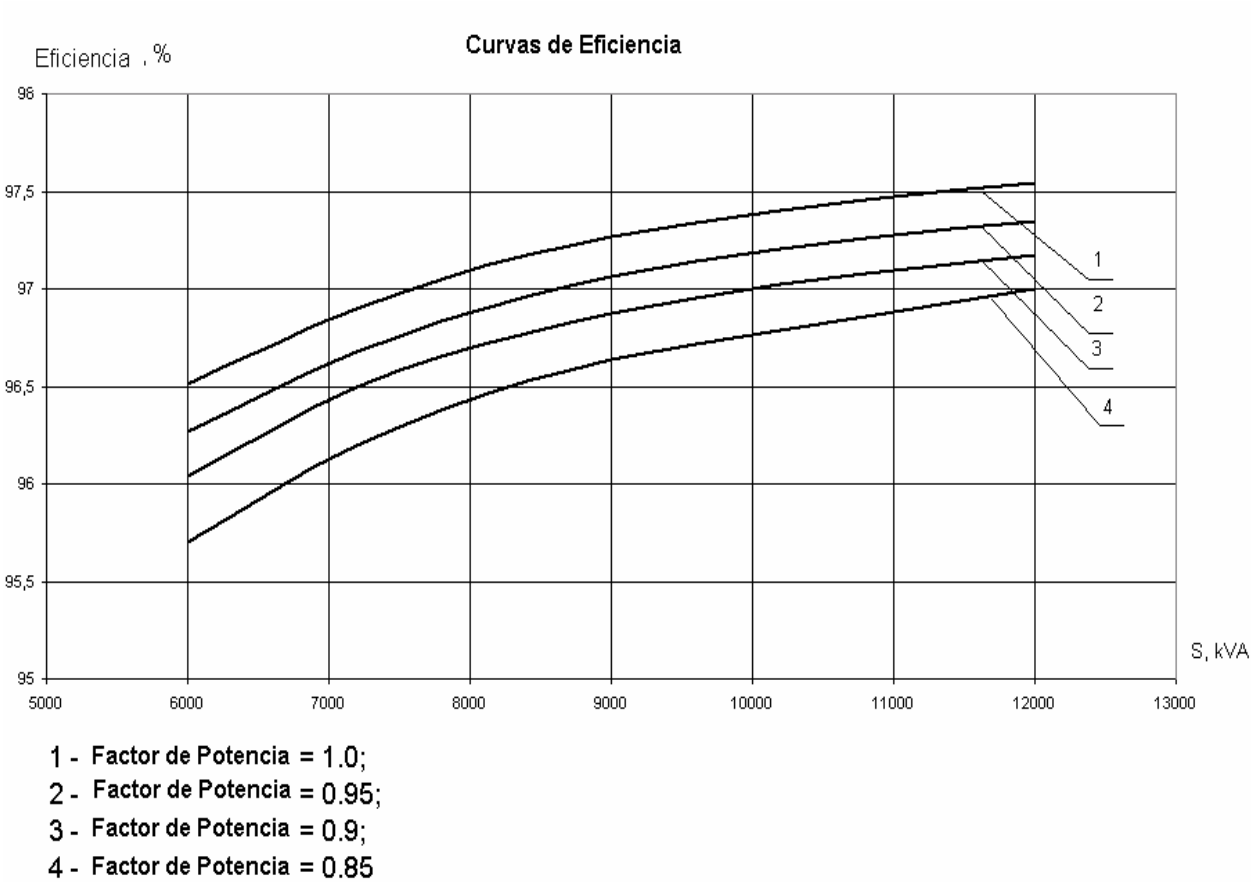
CAUSAS DE FALLO	
1	Distribución no uniforme de alta temperatura
2	Golpes de martillo
3	Herramientas inadecuadas
4	Uniones muy sueltas o apretadas
5	Alojamiento de cojinetes desalineados
6	Desequilibrio del rotor
7	Desalineación
8	Vibraciones
9	Flujo de corriente
10	Presencia de fatiga
11	Carga excesiva
12	Error de diseño
13	Contaminación
14	Penetración de humedad
15	Falta de lubricante
16	Exceso de lubricante
17	Lubricante inadecuado

12.1.5. Fundaciones de concreto

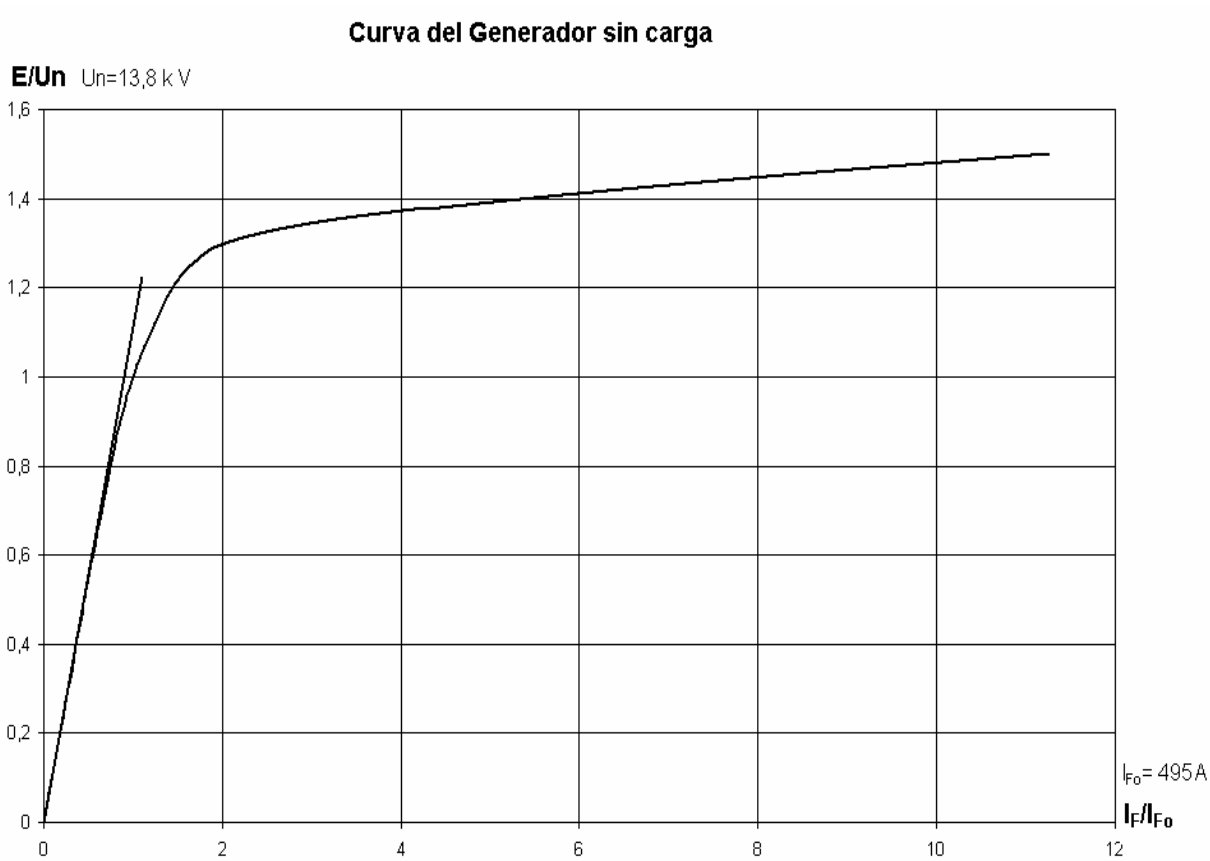
Tabla 19. Modos de falla típicos en turbinas Francis y Signos de avería de la fundación.

MODOS DE FALLA	SIGNOS DE AVERÍA
Fisuras o grietas por acción de la variación térmica ambiental	<ul style="list-style-type: none"> • Dilatación de los elementos sujetos a los cambios de temperatura. • Fisuración de los elementos que restringen la dilatación. • Carbonatación, deterioro del concreto
Erosión	<ul style="list-style-type: none"> • Desgaste superficial • Corrosión de la armadura (caracol)
Por acciones biológicas	<ul style="list-style-type: none"> • Degradación de la estructura • Pérdida de masa y de resistencia
Fracturas por exceso de tensión estática, dinámica o vibratoria.	<ul style="list-style-type: none"> • Formación de fisuras dependiendo del grado de anclaje de la estructura • Compresión excesiva sobre la estructura (aplastamiento)

12.2. CURVAS DE EFICIENCIA DEL GENERADOR



12.3. CURVA DEL GENERADOR SIN CARGA



12.4. NOMENCLATURA TURBINAS HIDRÁULICAS

Los términos estándares fundamentales usados en publicaciones del IEC para describir las condiciones hidráulicas principales en una máquina hidráulica se enumeran a continuación, junto con símbolos y unidades.

Símbolo	Termino		Unidad
	Ingles	Español	
A	Area	Área	m ²
a	Guide vane opening	Guía de abertura del alabe fijo	m
s	Needle stroke	Recorrido de aguja	m
e	Specific energy	Energía específica	J/kg (= m ² /s ²)
E	Specific hydraulic energy of the machine	Energía hidráulica específica de la maquina	J/kg (= m ² /s ²)
E _g	Specific hydraulic energy of the plant	Energía hidráulica específica de la planta	J/kg (= m ² /s ²)
E _L	Specific hydraulic energy loss	Energía hidráulica específica perdida	J/kg (= m ² /s ²)
E _s	Suction specific potential energy of the machine	Energía potencial específica de succión de la maquina	J/kg (= m ² /s ²)
F _a	Axial force	Fuerza axial	N
F _r	Radial force	Fuerza radial	N
\bar{g}	Acceleration due to gravity	Aceleración de la gravedad	m/s ²
H	Turbine or pump head $H=E/\bar{g}$	Turbina o cabeza de la bomba	m
H _L	Head loss $HL = EL/\bar{g}$	Perdida de carga	m
n	Rotational speed	Velocidad rotacional	s ⁻¹
NPSE	Net positive suction specific energy	Energía específica de succión positiva neta	J/kg (= m ² /s ²)
NPSH	Net positive suction head	Succión de la cabeza positiva neta	m
P	Power (mechanical power of the machine)	Potencia (Potencia mecánica de la maquina)	W
P _m	Mechanical power of runner(s) [impeller(s)]	Potencia mecánica del rodete(s) [impeller(s)]	W

Símbolo	Termino		Unidad
	Ingles	Español	
P_{abs}	Absolute pressure	Presión absoluta	Pa
P_{amb}	Ambient pressure (generally atmospheric pressure)	Presión ambiente (generalmente presión atmosférica)	Pa
p	Gauge pressure ($p=P_{abs}-P_{amb}$)	Presión manométrica	Pa
p_{va}	Vapor pressure (absolute)	Presión de vapor (absoluta)	Pa
Q	Discharge, volume flow rate	Vaciado, caudal volumétrico	m^3/s
t	Time	Tiempo	s
T	Shaft torque	Torque del eje	N.m
T_m	Runner [impeller] torque	Torque del rodete [impeller]	N.m
T_B	Blade torque (due to hydraulic loads)	Torque del alabe (debido a cargas hidráulicas)	N.m
T_G	Guide vane torque (due to hydraulic loads)	Torque del distribuidor (debido a cargas hidráulicas)	N.m
v	Mean velocity ($v = Q/A$)	Velocidad media	m/s
Z_g	Geodetic height of plant	Altura geodésica de la planta	m
Z_s	Suction height	Altura de succión	m
z	Level	Nivel	m
z_r	Reference level of the machine	Nivel de referencia de la maquina	m
α	Guide vane angle	Angulo del distribuidor	$^\circ$
β	Runner [impeller] blade angle	Angulo del alabe fijo del rodete [impeller]	$^\circ$
η	Efficiency	Eficiencia	
θ	Thermodynamic temperature	Temperatura termodinámica	K
v	Celsius temperature = - 273,15	Temperatura	$^\circ C$
μ	Dynamic viscosity	Viscosidad Dinámica	Pa.s
ν	Cinematic viscosity	Viscosidad Cinemática	m^2/s
ρ	Density	Densidad	kg/m^3

(Norma IEC 61364,1999, 167)

12.4.1. Términos adimensionales

Los factores y los coeficientes mencionados realzan la capacidad para analizar, evaluar y predecir el funcionamiento de la máquina hidráulica.

Termino		Símbolo	Definición
Ingles	Español		
Speed factor	Factor de velocidad	n_{ED}	$n \cdot D / E^{0.5}$
Discharge factor	Factor de descarga	Q_{ED}	$Q / D^2 \cdot E^{0.5}$
Torque factor	Factor de torque	T_{ED}	$T_m / (\rho \cdot D^3 \cdot E)$
Power factor	Factor de potencia	P_{ED}	$P_m / (\rho \cdot D^2 \cdot E)$
Energy coefficient	Coeficiente de energía	$E_n D$	$E / (n \cdot D)^2$
Discharge coefficient	Coeficiente de descarga	$Q_n D$	$Q / (n \cdot D^3)$
Torque coefficient	Coeficiente de torque	$T_n D$	$T_m / (\rho \cdot n^2 \cdot D^5)$
Power coefficient	Coeficiente de potencia	$P_n D$	$P_m / (\rho \cdot n^3 \cdot D^5)$
Thoma number	Número Thoma	σ	$NPSE / E = NPSH / H$

(Norma IEC 61364, 1999, 171)

12.5. IMPLEMENTACIÓN DE NORMAS NACIONALES E INTERNACIONALES

12.5.1. Normas de aceptación y diagnóstico

Los objetivos principales de esta norma son:

- Definir los términos (las condiciones) y cantidades usadas.
- Especificar los métodos de pruebas y de medir las cantidades complicadas, para averiguar el funcionamiento hidráulico del modelo.
- Especificar los métodos de cómputo de resultados y de comparación con garantías.
- Determinar si las garantías de contrato, que están dentro de esta norma, han sido realizadas.
- Definir el grado, contenido y estructura del informe definitivo.

Esta norma se aplica a los modelos de máquinas de prototipo con el poder de unidad mayor que 5 MW o con el diámetro de referencia mayor que 3 m. Los procedimientos que se describen generalmente no son justificados para máquinas con menor poder y tamaño. Sin embargo, esta norma puede ser usada para estas máquinas.

Esta norma no se interesa con los detalles estructurales de las máquinas, ni con propiedades mecánicas de sus componentes, mientras que estos no afecten el funcionamiento del modelo o la relación entre el funcionamiento del prototipo y el modelo.

- IEC 60041

Prueba para determinar el funcionamiento hidráulico de turbinas hidráulicas, bombas de almacenaje y turbinas de bomba. (*Field acceptance tests to determine the hydraulic performance of hydraulic turbines, storage pumps and pump-turbines*).

- IEC 60193

Turbinas hidráulicas, bombas de almacenaje y turbinas de bomba - Modelan pruebas de la aceptación. (*Hydraulic turbines, storage pumps and pump turbines Model acceptance tests*).

- IEC 61364

Nomenclatura para maquinaria de una central hidroeléctrica. (*Nomenclature for hydroelectric power plant machinery*).

Este informe técnico proporciona una nomenclatura básica para la maquinaria hidráulica usada en centrales hidroeléctricas y define sus componentes.

12.5.2. Normas de Vibración

La norma ISO 7919-5 establece las condiciones generales y procedimientos para la medida y la evaluación de vibración, usando medidas hechas sobre las partes no rotativas de máquinas. Los criterios generales se relacionan tanto con monitoreo operacional como con pruebas de aceptación y han sido establecidos principalmente con respeto al asegurar la operación confiable a largo plazo de la máquina. Sustituye la ISO 2372 y la ISO 3945, que técnicamente han sido revisadas.

- ISO 7919- 5

Vibración mecánica - Evaluación de vibración de máquina por medidas sobre ejes rotativos - Parte 5: Sistemas de máquinas para plantas generadoras hidráulicas y de bombeo. (*Mechanical vibration -- Evaluation of machine vibration by measurements on rotating shafts -- Part 5: Machine sets in hydraulic power generating and pumping plants*)

Esta norma da directrices para aplicar criterios de evaluación para la vibración en el eje, bajo condiciones de operación normales, medida en o muy cerca de los cojinetes de las máquinas o en conjuntos de máquina de generación de potencia hidráulica y en plantas de bombeo. La norma es aplicable a máquinas de generación de potencia hidráulica y en plantas de bombeo, donde las máquinas tienen velocidades de 60 r/minuto RPM hasta 1800 la r/minuto y con una potencia principal de al menos 1 MW. La posición de la línea de eje puede ser vertical, horizontal o en un ángulo arbitrario entre estas dos direcciones. No es aplicable a bombas en centrales de generación térmicas o instalaciones industriales, máquinas hidráulicas que tengan cojinetes con elementos rodantes o máquinas hidráulicas que tengan cojinetes lubricados por agua.

- IEC 60994

Guía para la medida de campo de vibraciones y pulsaciones en máquinas hidráulicas (turbinas, almacenaje bombea y turbinas de bomba. (*Guide for field measurement of vibrations and pulsations in hydraulic machines (turbines, storage pumps and pump-turbines)*)).

Esta guía se aplica a cualquier tipo de turbina de reacción o de impulso, así como a cualquier tipo de turbina de bomba.

- ISO 10816-1

Vibración mecánica – Evaluación de vibración de máquina por medidas no en partes rotativas – Parte 1: Directrices generales. (*Mechanical vibration -- Evaluation of machine vibration by measurements on non-rotating parts -- Part 1: General guidelines*).

- ISO 10816-5

Vibración mecánica – Evaluación de vibración de máquina por medidas no en partes rotativas – Parte 5: Los conjuntos de máquinas en plantas hidráulicas generadoras y bombas. (*Mechanical vibration -- Evaluation of machine vibration by measurements on non-rotating parts -- Part 5: Machine sets in hydraulic power generating and pumping plants*.)

La norma ISO 10816 es un documento básico que describe los requerimientos generales para evaluar la vibración de varios tipos de máquinas cuando las medidas de vibración se realizan en partes fijas. Esta parte de la ISO 10816 proporciona una guía específica para el estudio de la severidad de la vibración procedente de los cojinetes de grupos de centrales hidráulicas para medidas “in situ”.

Esta norma es aplicable a grupos hidráulicos con velocidades comprendidas entre 60 y 1800 rpm, y con ejes verticales, horizontales o que formen cualquier otro ángulo entre ambas posiciones.

Esta norma clasifica a las máquinas hidráulicas en tres grupos diferentes dependiendo de la rigidez de sus cojinetes radiales:

- Grupo 1: Grupos horizontales con los cojinetes montados en apoyos rígidos sobre la estructura y con velocidades superiores a 300 rpm.

- Grupo 2: Grupos horizontales cuyos cojinetes están únicamente abrazados a la carcasa del grupo y con velocidades inferiores a 300 rpm.
- Grupo 3: Grupos verticales con todos los cojinetes apoyados y fijados rígidamente sobre la estructura del grupo, con velocidades entre 60 rpm y 1800 rpm.
- Grupo 4: Grupos verticales con el cojinete de empuje apoyado únicamente sobre el estator y el resto de los cojinetes fijados rígidamente a la estructura. Las velocidades pueden oscilar entre 60 rpm y 1000 rpm.

12.5.3. Cavitación

- IEC 60609

Turbinas hidráulicas, bombas y turbinas bombas - Evaluación del almacenaje de las picaduras de la cavitación - Parte 1: Evaluación en turbinas de reacción, bombas del almacenaje y turbinas bombas. (*Hydraulic turbines, storage pumps and pump-turbines - Cavitation pitting evaluation - Part 1: Evaluation in reaction turbines, storage pumps and pump-turbines*).

12.6. VARIABLES DE LA MATRIZ

12.6.1. Variables de las unidades de generación

Tabla 20. Variables de Desplazamiento.

VARIABLE	1DR1	1DR2	1DA1	1DA2	2DR1	2DR2	3DR1	3DR2
UNIDAD	Micrómetros	Micrómetros	Micrómetros	Micrómetros	Micrómetros	Micrómetros	Micrómetros	Micrómetros
DESCRIPCIÓN	Despl. relativo radial del eje con respecto al cojinete de soporte	Despl. relativo radial del eje con respecto al cojinete de soporte	Despl. relativo axial del eje con respecto al cojinete de soporte	Despl. relativo axial del eje con respecto al cojinete de soporte	Despl. relativo radial del eje con respecto al cojinete radial cerca de la turbina	Despl. relativo radial del eje con respecto al cojinete radial cerca de la turbina	Despl. relativo radial del eje con respecto al cojinete radial cerca de la excitatriz	Despl. relativo radial del eje con respecto al cojinete radial cerca de la excitatriz
TIPO DE SENSOR	Sensor inductivo	Sensor inductivo	Sensor inductivo	Sensor inductivo	Sensor inductivo	Sensor inductivo	Sensor inductivo	Sensor inductivo
SISTEMA DE ANÁLISIS	ATLANT	ATLANT	ATLANT	ATLANT	ATLANT	ATLANT	ATLANT	ATLANT

Tabla 21. Variables de velocidad.

VARIABLE	1VV	1VH	1VA	2VV	2VH	3VV	3VH	GVV
UNIDAD	mm/s	mm/s	mm/s	mm/s	mm/s	mm/s	mm/s	mm/s
DESCRIPCIÓN	Velocidad vertical en el cojinete de soporte	Velocidad horizontal en el cojinete de soporte	Velocidad axial en el cojinete de soporte	Velocidad vertical en el cojinete radial cerca de la turbina	Velocidad horizontal en el cojinete radial cerca de la turbina	Velocidad vertical en el cojinete radial cerca de la excitatriz	Velocidad horizontal en el cojinete radial cerca de la excitatriz	Velocidad vertical en el núcleo del estator del generador
TIPO DE SENSOR	Acelerómetro	Acelerómetro	Acelerómetro	Acelerómetro	Acelerómetro	Acelerómetro	Acelerómetro	Acelerómetro
SISTEMA DE ANÁLISIS	ATLANT	ATLANT	ATLANT	ATLANT	ATLANT	ATLANT	ATLANT	ATLANT

Tabla 22. Variables de temperatura.

VARIABLE	TDR	TDS	TDT	TNE	TCALT	TCALE	TSILT	TSILE	TRLT	TRLE	RVTA
UNIDAD	°C	°C	°C	°C	°C	°C	°C	°C	°C	°C	°C
DESCRIPCIÓN	En Devanado fase R	En Devanado fase S	En Devanado fase T	En Núcleo Estator	En el Cojinete Axial Lado Turbina	En el Cojinete Axial Lado Excitatriz	Del Segmento Interior Lado Turbina	Del Segmento Interior Lado Excitatriz	Radial Lado Turbina	Radial Lado Excitatriz	Aceite regulador
TIPO DE SENSOR	PT100	PT 100	PT 100	PT 100	PT 100	PT 100	PT 100	PT 100	PT 100	PT 100	PT100
REFERENCIA	Sensor 1,2 y 3	Sensor 4,5 y 6	Sensor 7,8 y 9	Sensor 10, 12 y 14	Sensor 38	Sensor 40	Sensor 42	Sensor 43	Sensor 44	Sensor 45	*****
CANTIDAD	3	3	3	3	1	1	1	1	1	1	1
UBICACIÓN	En las bobinas de estator FASE R.	En las bobinas de estator FASE S.	En las bobinas de estator FASE T.	En el núcleo estator	En chumacera del cojinete lado turbina	En chumacera del cojinete lado turbina excitación	En chumacera del cojinete combinado (Radial)	En chumacera del cojinete combinado	En chumacera del cojinete combinado	En chumacera del cojinete combinado	En la unidad hidráulica del regulador de velocidad
SISTEMA DE ANÁLISIS	Monitor Pro V7	Monitor Pro V7	Monitor Pro V7	Monitor Pro V7	Monitor Pro V7	Monitor Pro V7	Monitor Pro V7	Monitor Pro V7	Monitor Pro V7	Monitor Pro V7	Monitor Pro V7

(Termistor de platino que a 100 OHM registra una temperatura de 0°C)

Tabla 23. Variables de potencia y energía.

VARIABLE	EPI	EQI	PMAX	SMAX	P	Q	S	FP	EPE	EQE
UNIDAD	MW/h	MVAR/h	MW	MVA	MW	MVA	MVA	Adimensional	MW/h	MVA/h
DESCRIPCIÓN	Energía Activa Importada	Energía Reactiva Importada	Potencia Activa Máxima	Potencia Aparente Máxima	Potencia Activa Instantánea	Potencia Reactiva Instantánea	Potencia Aparente Instantánea	Factor de Potencia	Potencia de la energía Activa Exportada por hora	Potencia de la energía Reactiva Exportada por hora
TIPO DE SENSOR	Calculada CT + PT	Calculada CT + PT	Calculada CT + PT	Calculada CT + PT	Calculada CT + PT	Calculada CT + PT	Calculada CT + PT	Calculada CT + PT	Calculada CT + PT	Calculada CT + PT
SISTEMA DE ANÁLISIS	Monitor Pro V7	Monitor Pro V7	Monitor Pro V7	Monitor Pro V7	Monitor Pro V7	Monitor Pro V7	Monitor Pro V7	Monitor Pro V7	Monitor Pro V7	Monitor Pro V7

CT = Current Transformer
 PT = Potential Transformer

Tabla 24. Variables de corriente.

VARIABLE	IA	IB	IC	EIEE	EIER	EICA	EICB	EICC
UNIDAD	A	A	A	A	A	A	A	A
DESCRIPCIÓN	En fase A	En fase B	En fase C	De Excitación de la Excitatriz	De Excitación en el Rotor	De Carga del Generador Fase A	De Carga del Generador Fase B	De Carga del Generador Fase C
TIPO DE SENSOR	Medidor Multifuncional POWER ANALIZER PM296	Medidor Multifuncional POWER ANALIZER PM297	Medidor Multifuncional POWER ANALIZER PM298	PLC del regulador de tension	PLC del regulador de tension	PLC del regulador de tension	PLC del regulador de tension	PLC del regulador de tension
UBICACIÓN	En el tablero +TPG	En el tablero +TPG	En el tablero +TPG	En el tablero +TPT	En el tablero +TPT	En el tablero +TPT	En el tablero +TPT	En el tablero +TPT
SISTEMA DE ANÁLISIS	Monitor Pro V7	Monitor Pro V7	Monitor Pro V7	Monitor Pro V7	Monitor Pro V7	Monitor Pro V7	Monitor Pro V7	Monitor Pro V7

Tabla 25. Variables de voltaje.

VARIABLE	VAB	VBC	VAC	VAN	VBN	VCN	EVR	EVG
UNIDAD	kV	kV	kV	kV	kV	kV	V	V
DESCRIPCIÓN	Entre la fase A y B	Entre la fase B y C	Entre la fase C y A	Entre la fase Neutra y la fase A	Entre la fase Neutra y la fase B	Entre la fase Neutra y la fase C	De red	De Generador
TIPO DE SENSOR	Medidor Multifuncional POWER ANALIZER PM299	Medidor Multifuncional POWER ANALIZER PM300	Medidor Multifuncional POWER ANALIZER PM301	Medidor Multifuncional POWER ANALIZER PM302	Medidor Multifuncional POWER ANALIZER PM303	Medidor Multifuncional POWER ANALIZER PM304	Medidor multifuncional TRUE METER	Medidor multifuncional POWER ANALIZER PM296
UBICACIÓN	En el tablero +TPG	En el tablero +TPG	En el tablero +TPG	En el tablero +TPG	En el tablero +TPG	En el tablero +TPG	En el tablero +TPT	En el tablero +TPT
SISTEMA DE ANÁLISIS	Monitor Pro V7	Monitor Pro V7	Monitor Pro V7	Monitor Pro V7	Monitor Pro V7	Monitor Pro V7	Monitor Pro V7	Monitor Pro V7

Tabla 26. Variables de presión.

VARIABLE	VAPAR	VAPAB	TPHC1	TPHC2	RVPA	PVCR
UNIDAD	Bar	Bar	Bar	Bar	Bar	Bar
DESCRIPCIÓN	Presión de la válvula de admisión (Aguas Arriba)	De la válvula de admisión (Aguas Abajo)	1 de Agua Tapa Turbina	2 de Agua Tapa Turbina	De aceite regulador	Vacío Codo Removible
TIPO DE SENSOR	Transductor de 4-20 mA	Transductor de 4-20 mA	Transductor de 4-20 mA	Transductor de 4-20 mA	Transductor de 4-20 mA	Transductor de 4-20 mA
UBICACIÓN	En la tubería de aguas arriba en la válvula de admisión	En la tubería de aguas abajo en la válvula de admisión	En el caracol (tubería en donde esta la turbina de la unidad)	En el caracol (tubería en donde esta la turbina de la unidad)	En la unidad hidráulica del regulador de velocidad	En el caracol (tubería en donde esta la turbina de la unidad)
SISTEMA DE ANÁLISIS	Monitor Pro V7	Monitor Pro V7	Monitor Pro V7	Monitor Pro V7	Monitor Pro V7	Monitor Pro V7

Tabla 27. Variables de frecuencia.

VARIABLE	F	EFR	EFG
UNIDAD	Hz	Hz	Hz
DESCRIPCIÓN	Frecuencia	De Red	De Generador
TIPO DE SENSOR	Medidor Multifuncional POWER ANALIZER PM302	Medidor multifuncional TRUE METER	Medidor multifuncional POWER ANALIZER PM296
UBICACIÓN	En el tablero +TPG	En el tablero +TPT	En el tablero +TPT
SISTEMA DE ANÁLISIS	Monitor Pro V7	Monitor Pro V7	Monitor Pro V7

Tabla 28. Variables de flujo.

VARIABLE	SLF1	SLF2	SLF3
UNIDAD	m ³ /s	m ³ /s	m ³ /s
DESCRIPCIÓN	De Aceite FM1 Sistema Lubricación del cojinete combinado	De Aceite FM2 Sistema Lubricación del cojinete radial	De Aceite FM3 Sistema Lubricación del cojinete radial
TIPO DE SENSOR	Transmisor de flujo de 4-20mA	Transmisor de flujo de 4-20mA	Transmisor de flujo de 4-20mA
UBICACIÓN	En la tubería de suministro de aceite al cojinete combinado del generador	En la tubería de suministro de aceite al cojinete lado turbina del generador	En la tubería de suministro de aceite al cojinete lado excitación del generador
SISTEMA DE ANÁLISIS	Monitor Pro V7	Monitor Pro V8	Monitor Pro V9

Tabla 29. Variables de porcentaje.

VARIABLE	TPDIS	TVEL	FR
UNIDAD	%	%	%
DESCRIPCIÓN	De la posición de apertura del distribuidor	De la velocidad del regulador de la turbina	De la velocidad de la turbina
TIPO DE SENSOR	Sensor inductivo	Sensor inductivo	Sensor inductivo
UBICACIÓN	Tanque unidad hidráulica	Excitatriz	*****
SISTEMA DE ANÁLISIS	Monitor Pro V7	Monitor Pro V7	Monitor Pro V7

Tabla 30. Variables de reportes U1 – U2.

VARIABLE	UNIDAD	NOMBRE
HRVB1	h	Horas de Operación Bomba 1 Sistema oleohidráulico
ORVB1	Nº	Número de Operaciones Bomba 1 Sistema oleohidráulico
HRVB2	h	Horas de Operación Bomba 2 Sistema oleohidráulico
ORVB2	Nº	Número de Operaciones Bomba 2 Sistema oleohidráulico
HRVB1	h	Horas de Operación Bomba 1 Sistema Lubricación
ORVB1	Nº	Número de Operaciones Bomba 1 Sistema Lubricación
HRVB2	h	Horas de Operación Bomba 2 Sistema Lubricación
ORVB2	Nº	Número de Operaciones Bomba 2 Sistema Lubricación
HSLOC1	h	Horas de Operación Ventiladores OC1 Sistema Lubricación
OSLOC1	Nº	Número de Operaciones Ventiladores OC1 Sistema Lubricación
HSLOC2	h	Horas de Operación Ventiladores OC2 Sistema Lubricación
OSLOC2	Nº	Número de Operaciones Ventiladores OC2 Sistema Lubricación
HSLOC3	h	Horas de Operación Ventiladores OC3 Sistema Lubricación
OSLOC3	Nº	Número de Operaciones Ventiladores OC3 Sistema Lubricación
HSLOC4	h	Horas de Operación Ventiladores OC4 Sistema Lubricación
OSLOC4	Nº	Número de Operaciones Ventiladores OC4 Sistema Lubricación

12.6.2. Variables de los equipos auxiliares

Tabla 31. Variables de los transformadores.

VARIABLE	UNIDAD	NOMBRE
TR_EPI	MW/h	Energía Activa Importada Transformador de Potencia
TR_EQI	MVar/h	Energía Reactiva Importada Transformador de Potencia
TR_PMAX	MW	Potencia Activa Máxima Transformador Potencia lado 44 kV
TR_SMAX	MVA	Potencia Reactiva Máxima Transformador Potencia lado 44 kV
TR_P	MW	Potencia Activa Transformador Potencia lado 44 kV
TR_Q	Mvar	Potencia Reactiva Transformador Potencia lado 44 kV
TR_S	MVA	Potencia Aparente Transformador Potencia lado 44 kV
TR_FP	Adimensional	Factor de Potencia Transformador Potencia lado 44 kV
TR_IA	A	Corriente IA Transformador Potencia lado 44 kV
TR_IB	A	Corriente IB Transformador Potencia lado 44 kV
TR_IC	A	Corriente IC Transformador Potencia lado 44 kV
TR_VAB	kV	Voltaje VAB Transformador Potencia lado 44 kV
TR_VBC	kV	Voltaje VBC Transformador Potencia lado 44 kV
TR_VCA	kV	Voltaje VCA Transformador Potencia lado 44 kV
TR_F	Hz	Frecuencia Transformador Potencia lado 44 kV
TR_EPE	MW/h	Energía Activa Exportada Transformador de Potencia
TR_EQE	Mvar/h	Energía Reactiva Exportada Transformador de Potencia
TR_VA	kV	Voltaje entre la fase Neutra y la fase A del transformador
TR_VB	kV	Voltaje entre la fase Neutra y la fase B del transformador
TR_VC	kV	Voltaje entre la fase Neutra y la fase C del transformador

Tabla 32. Variables de los servicios auxiliares alimentados por la red.

VARIABLE	UNIDAD	NOMBRE
SACAR_EPI	MW/h	Energía Activa Importada Serv Aux 480 VAC
SACAR_EQI	MVar/h	Energía Reactiva Importada Serv Aux 480 VAC
SACAR_PMAX	MW	Potencia Activa Máxima Serv aux 480 VAC
SACAR_SMAX	MVA	Potencia Reactiva Máxima Serv aux 480 VAC
SACAR_P	MW	Potencia Activa (kW) Serv aux 480 VAC
SACAR_Q	Mvar	Potencia Reactiva (kVAR) Serv Aux 480 VAC
SACAR_S	MVA	Potencia Aparente (kVA) Serv aux 480 VAC
SACAR_FP	Adimensional	Factor de Potencia Serv Aux 480 VAC
SACAR_IA	A	Corriente IA (A) Serv Aux 480 VAC
SACAR_IB	A	Corriente IB (A) Serv Aux 480 VAC
SACAR_IC	A	Corriente IC (A) Serv Aux 480 VAC
SACAR_VAB	kV	Voltaje VAB (V) Serv Aux 480 VAC
SACAR_VBC	kV	Voltaje VBC (V) Serv Aux 480 VAC
SACAR_VCA	kV	Voltaje VCA (V) Serv Aux 480 VAC
SACAR_F	Hz	Frecuencia (Hz) Serv Aux 480 VAC
SACAR_EPE	MW/h	Energía Activa Exportada Serv aux 480 VAC
SACAR_EQE	Mvar/h	Energía Reactiva Exportada Serv Aux 480 VAC
SACAR_VA	kV	Voltaje entre la fase Neutra y la fase A Serv aux 480 VAC
SACAR_VB	kV	Voltaje entre la fase Neutra y la fase B Serv aux 480 VAC
SACAR_VC	kV	Voltaje entre la fase Neutra y la fase C Serv aux 480 VAC

Tabla 33. Variables de los servicios auxiliares alimentados por la planta diesel.

VARIABLE	UNIDAD	NOMBRE
SACAP_EPI	MW/h	Energía Activa Importada (KW-H) Serv Aux 480 VAC Planta Diesel
SACAP_EQI	MVar/h	Energía Reactiva Importada (KVAR-H) Serv Aux 480 VAC Planta Diesel
SACAP_PMAX	MW	Potencia Activa Máxima (kW) Serv Aux 480 VAC Planta Diesel
SACAP_SMAX	MVA	Potencia Reactiva Máxima Serv aux 480 VAC Planta Diesel
SACAP_P	MW	Potencia Activa (kW) Serv aux 480 VAC Planta Diesel
SACAP_Q	Mvar	Potencia Reactiva (kVAR) Serv Aux 480 VAC Planta Diesel
SACAP_S	MVA	Potencia Aparente (kVA) Serv aux 480 VAC Planta Diesel
SACAP_FP	Adimensional	Factor de Potencia Serv Aux 480 VAC Planta Diesel
SACAP_IA	A	Corriente IA (A) Serv Aux 480 VAC Planta Diesel
SACAP_IB	A	Corriente IB (A) Serv Aux 480 VAC Planta Diesel
SACAP_IC	A	Corriente IC (A) Serv Aux 480 VAC Planta Diesel
SACAP_VAB	kV	Voltaje VAB (V) Serv Aux 480 VAC Planta Diesel
SACAP_VBC	kV	Voltaje VBC (V) Serv Aux 480 VAC Planta Diesel
SACAP_VCA	kV	Voltaje VCA (V) Serv Aux 480 VAC Planta Diesel
SACAP_F	Hz	Frecuencia (Hz) Serv Aux 480 VAC Planta Diesel
SACAP_EPE	MW/h	Energía Activa Exportada Serv aux 480 VAC Planta Diesel
SACAP_EQE	Mvar/h	Energía Reactiva Exportada Serv Aux 480 VAC Planta Diesel
SACAP_VA	kV	Voltaje entre la fase Neutra y la fase A Serv aux 480 VAC Planta Diesel
SACAP_VB	kV	Voltaje entre la fase Neutra y la fase B Serv aux 480 VAC Planta Diesel
SACAP_VC	kV	Voltaje entre la fase Neutra y la fase C Serv aux 480 VAC Planta Diesel

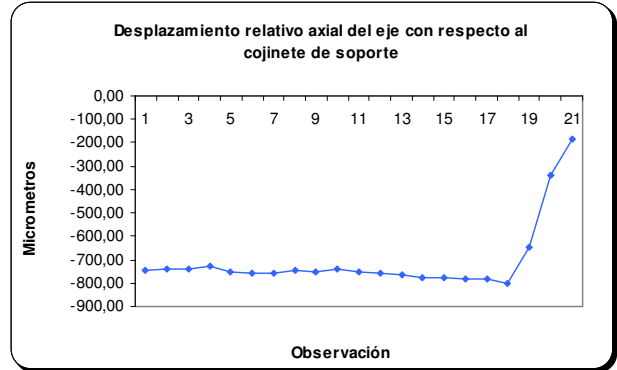
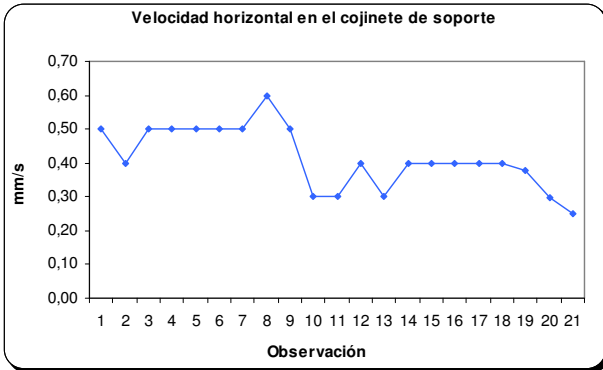
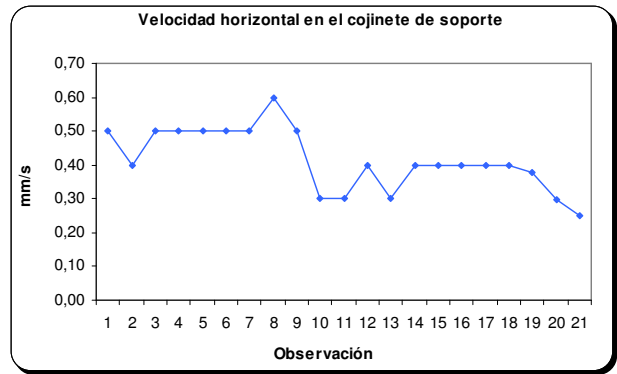
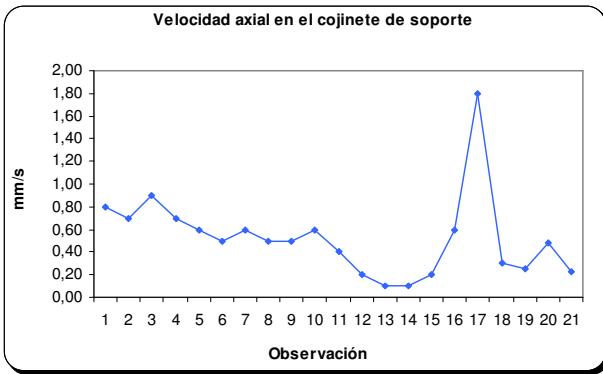
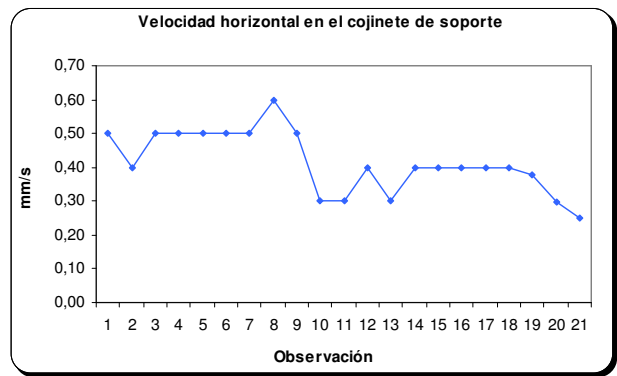
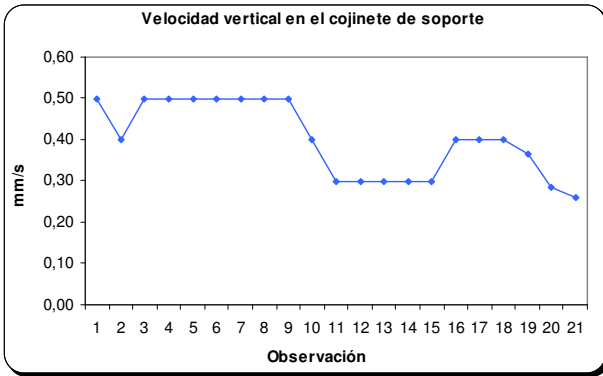
12.7. GRÁFICAS DE OBSERVACIÓN

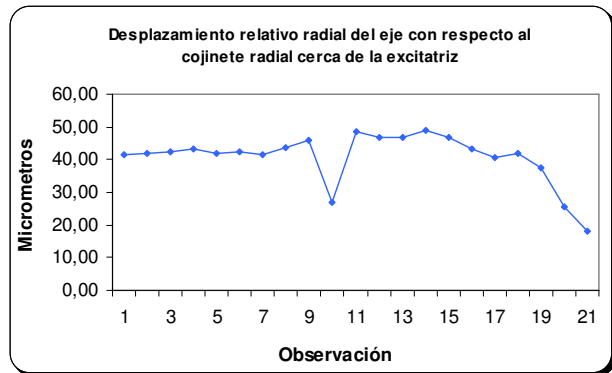
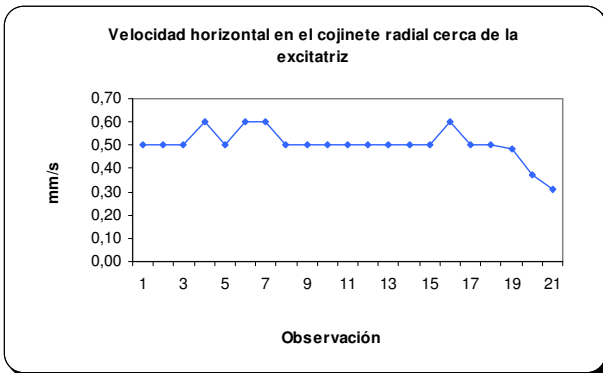
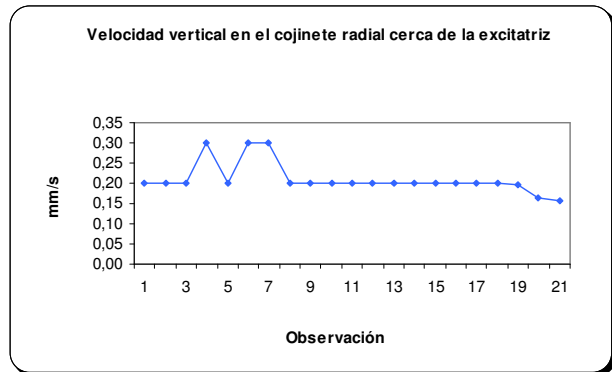
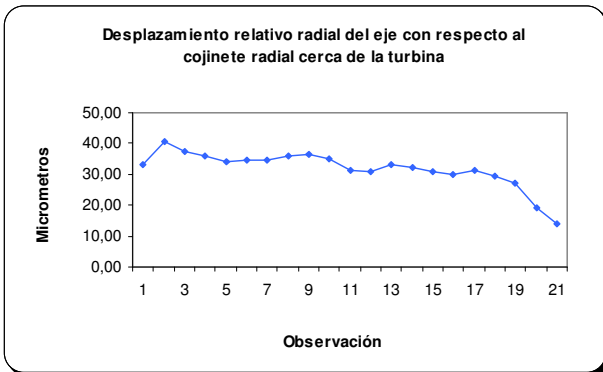
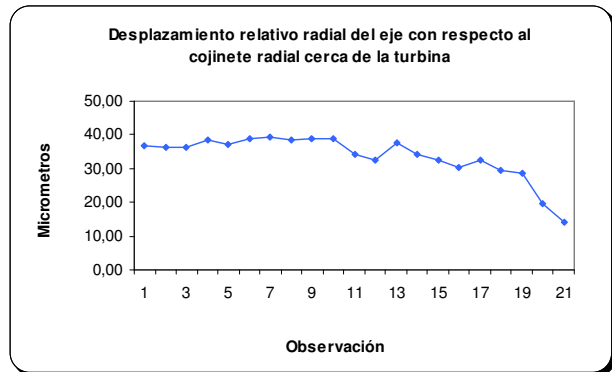
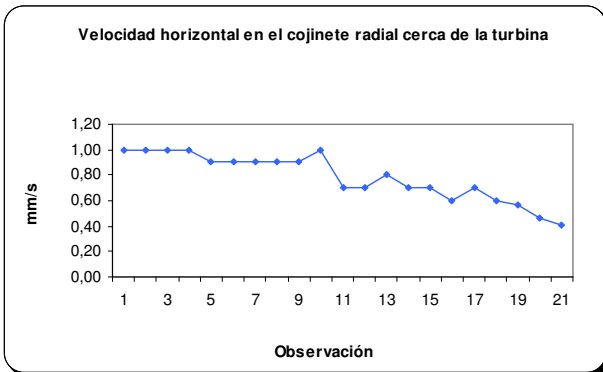
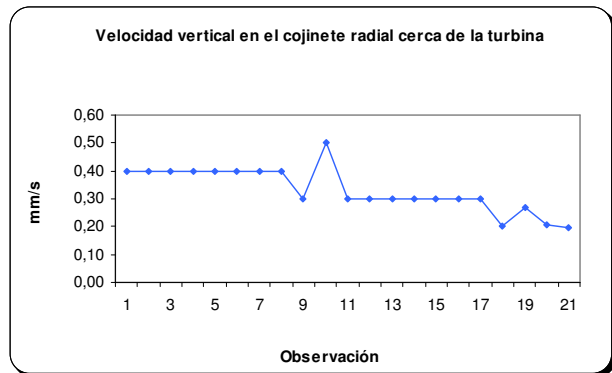
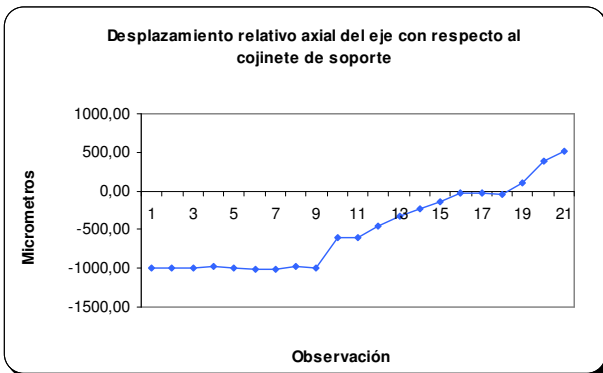
La matriz se anexa en medio digital.

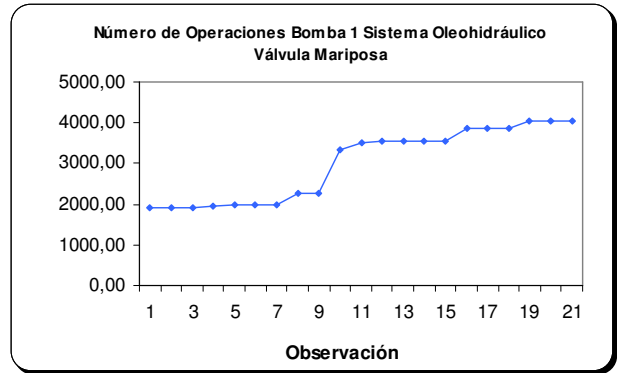
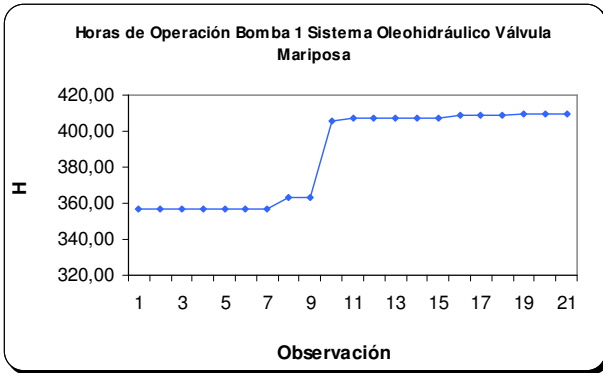
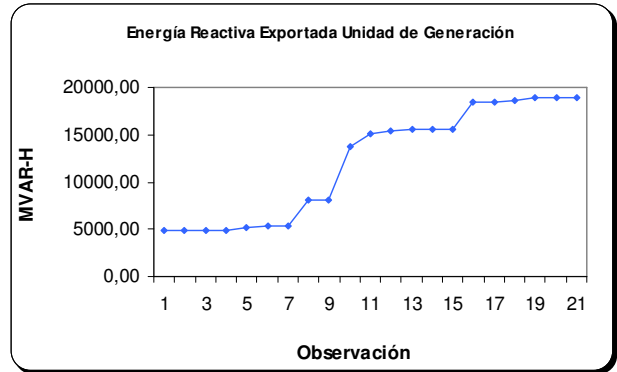
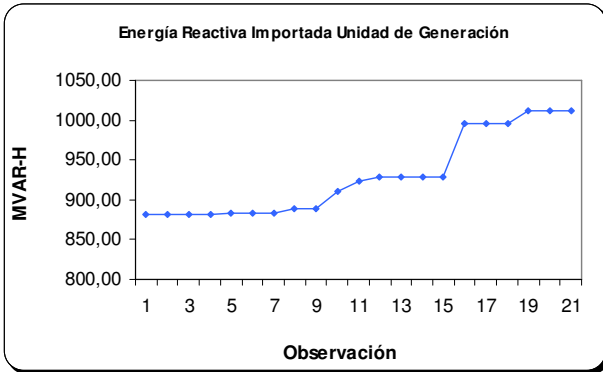
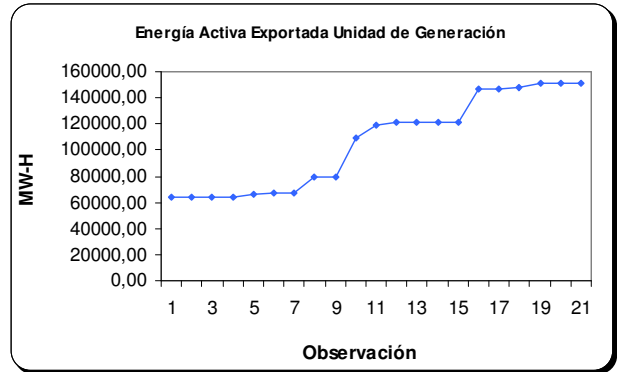
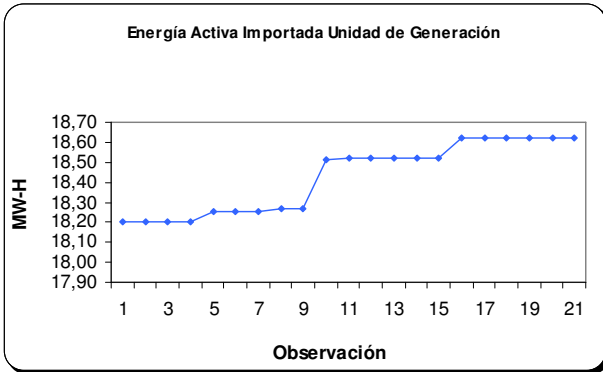
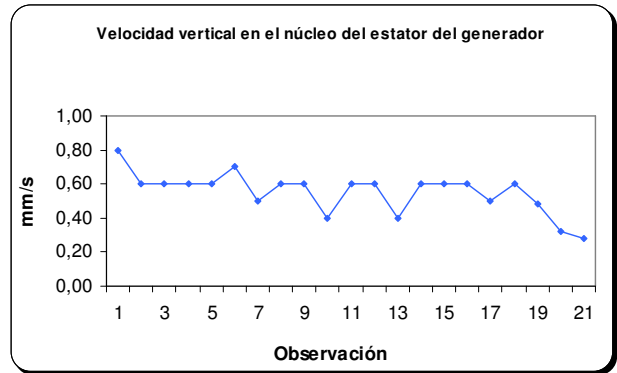
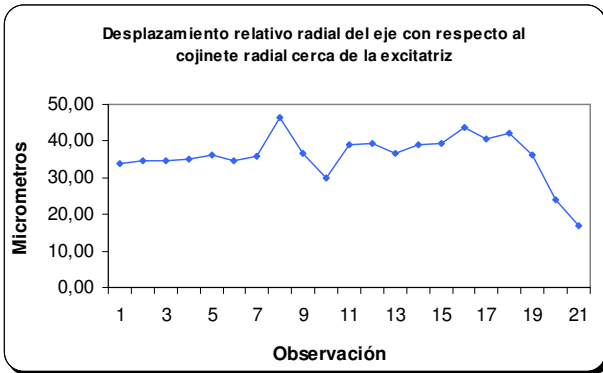
Tabla 34. Relación entre las fechas de medición y las observaciones.

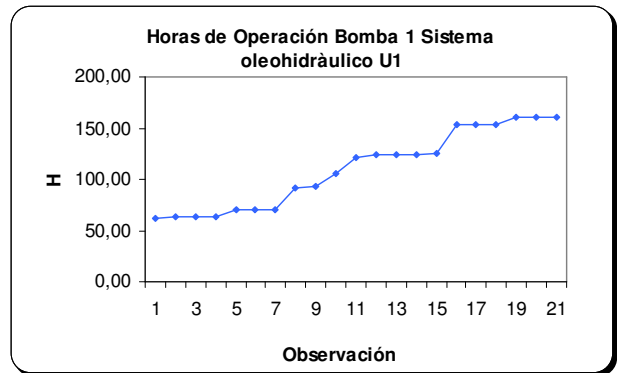
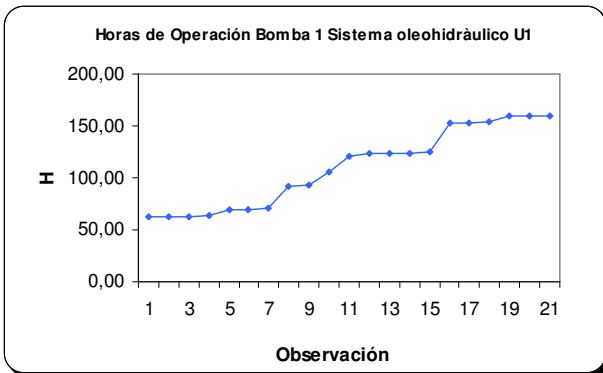
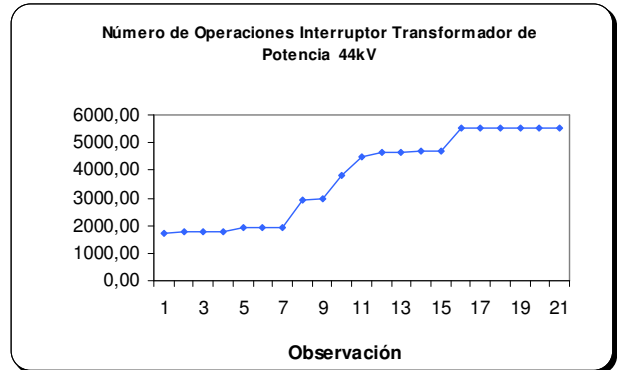
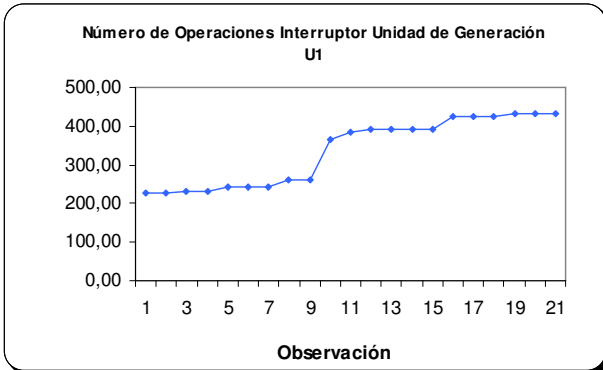
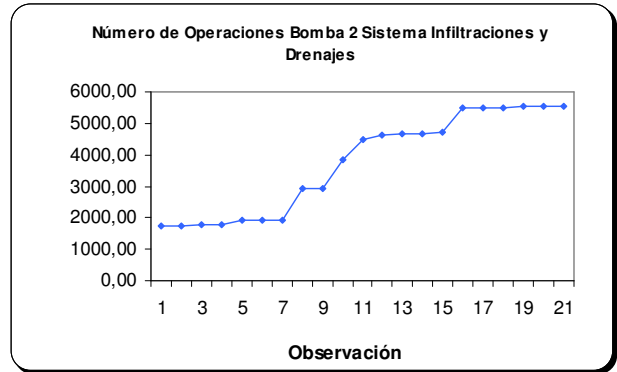
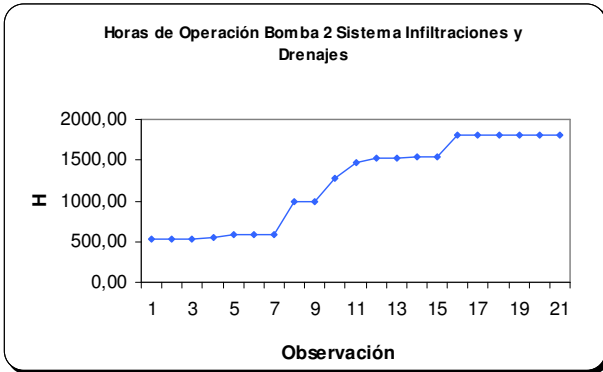
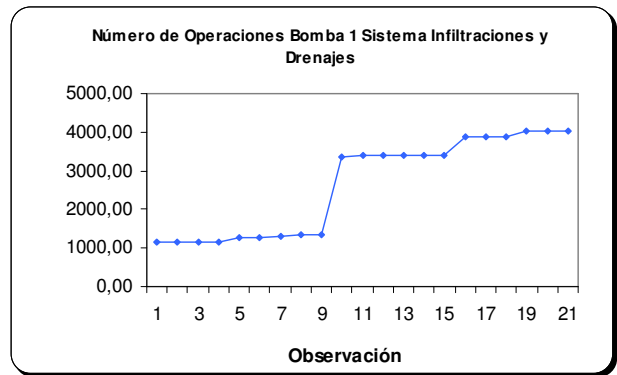
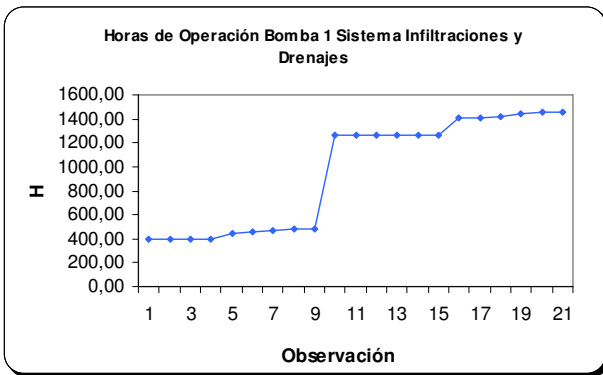
Observación	Fecha
1	06/11/2005 23:16
2	07/11/2005 0:00
3	08/11/2005 0:00
4	09/11/2005 0:00
5	24/11/2005 0:00
6	25/11/2005 0:00
7	26/11/2005 0:00
8	27/01/2006 22:11
9	28/01/2006 0:00
10	09/10/2006 14:17
11	25/11/2006 8:48
12	05/12/2006 11:58
13	06/12/2006 12:16
14	07/12/2006 12:04
15	08/12/2006 7:27
16	08/04/2007 14:33
17	09/04/2007 3:15
18	10/04/2007 3:30
19	28/04/2007 23:48
20	29/04/2007 23:43
21	30/04/2007 15:29

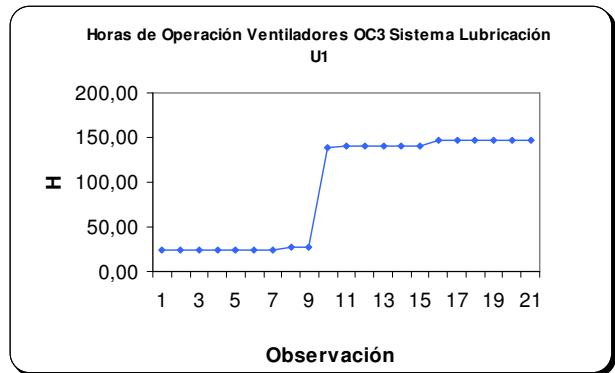
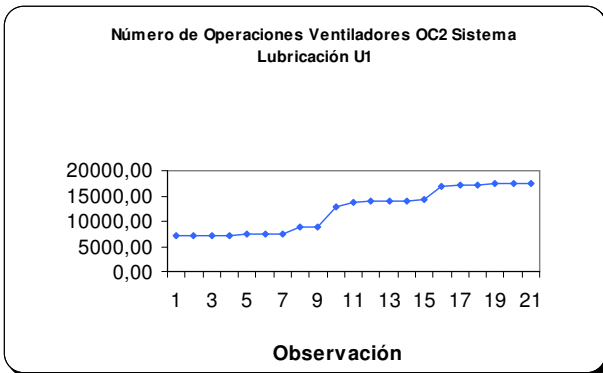
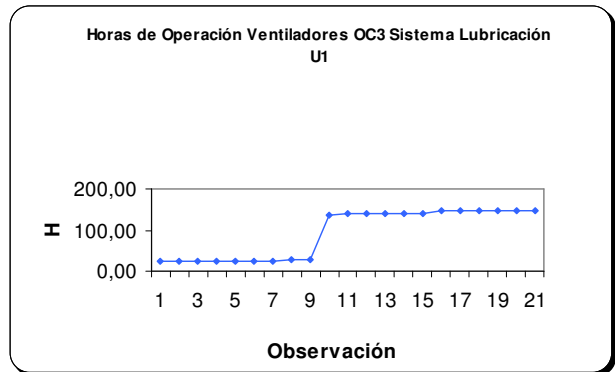
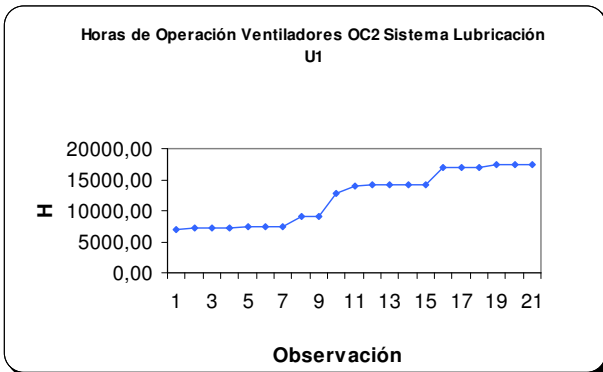
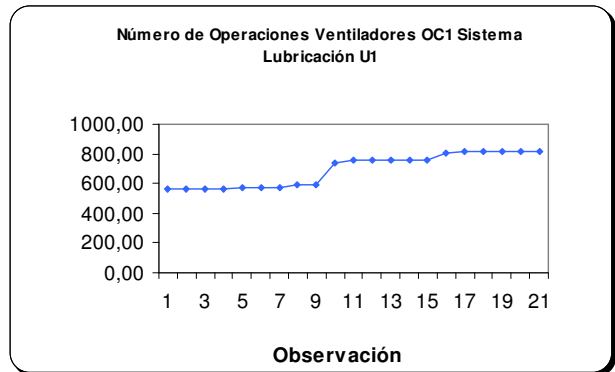
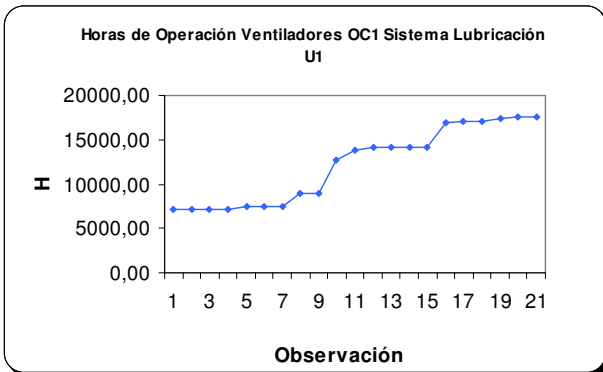
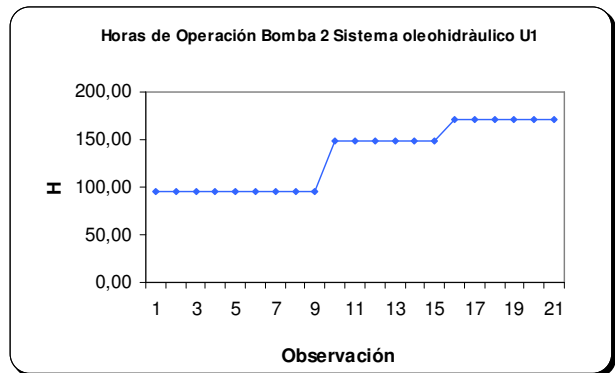
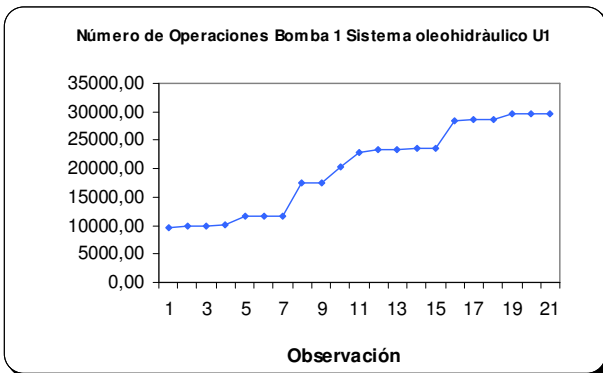
12.7.1. Unidad 1

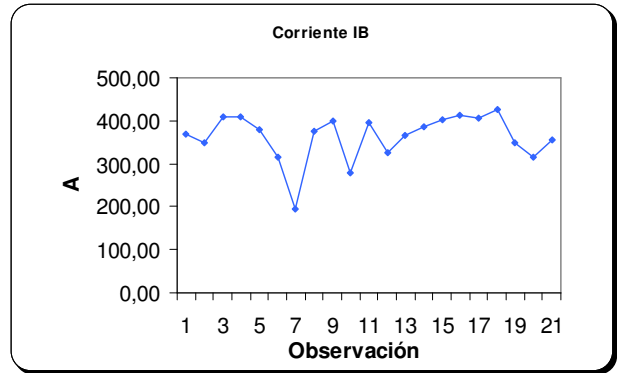
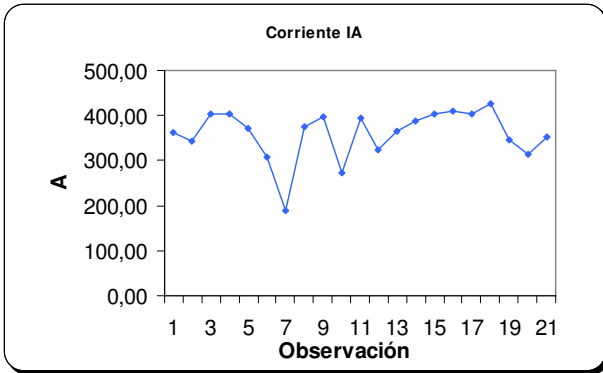
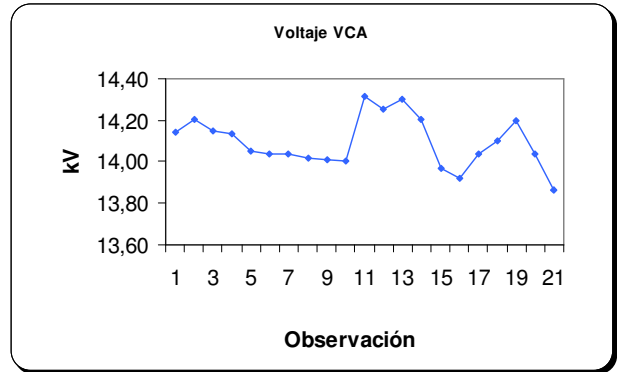
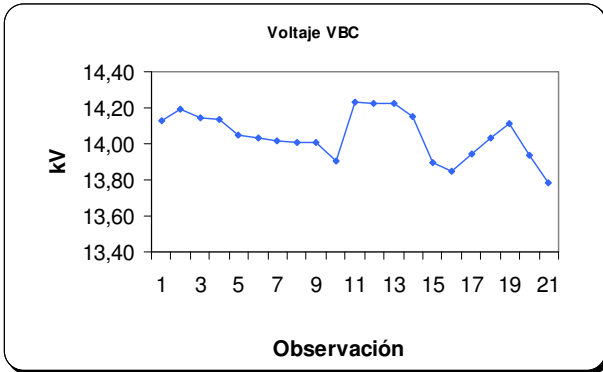
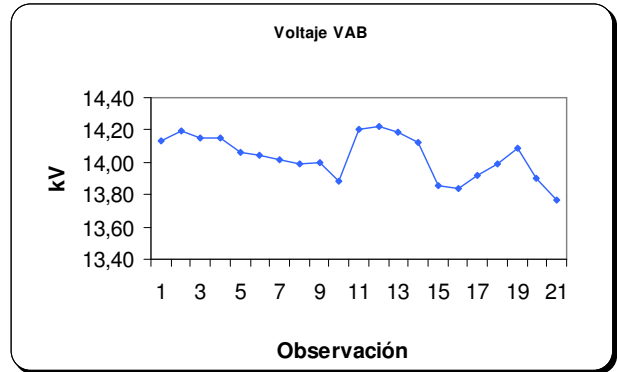
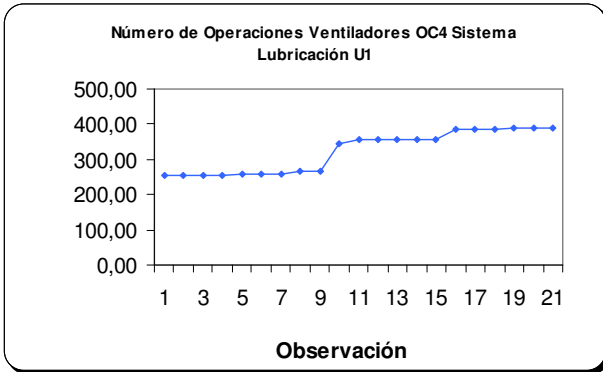
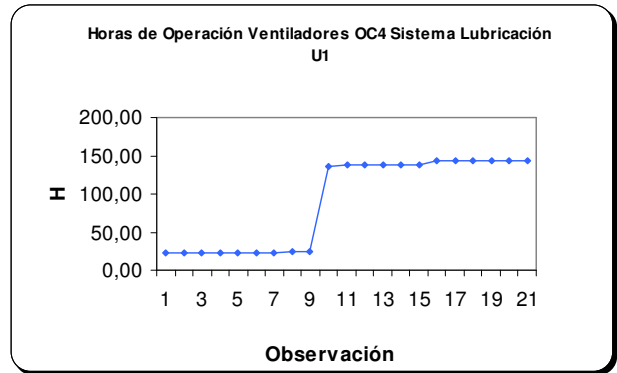
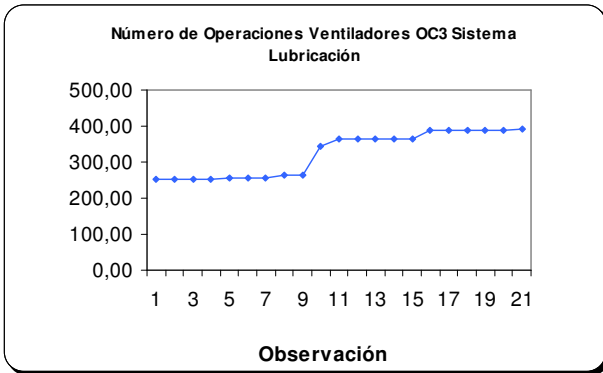


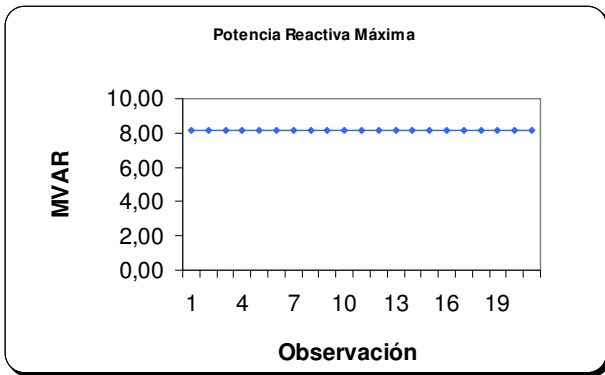
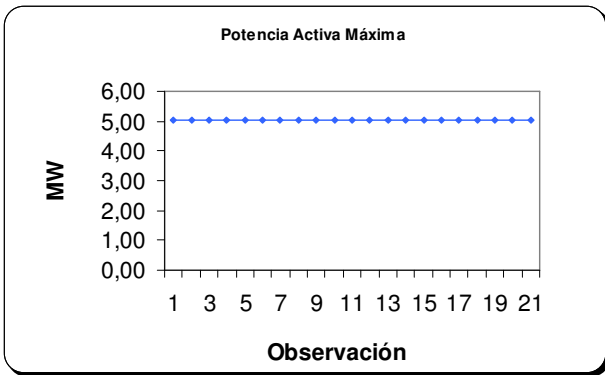
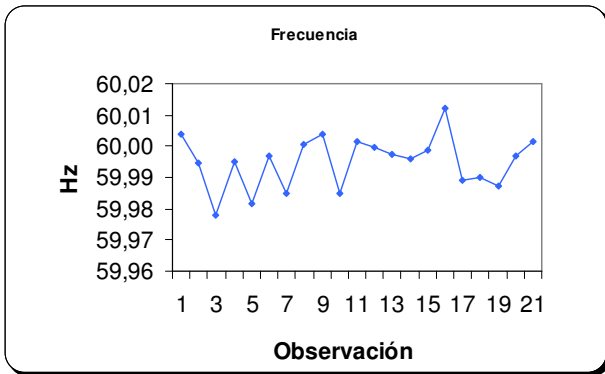
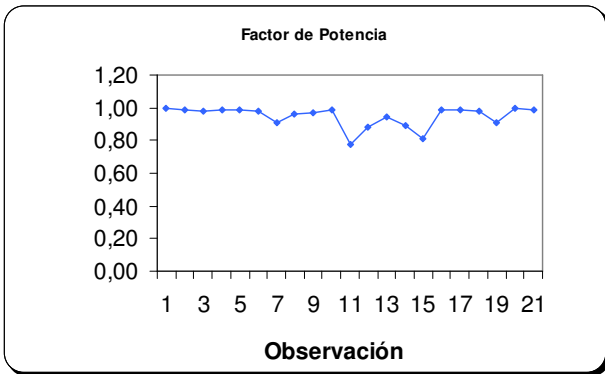
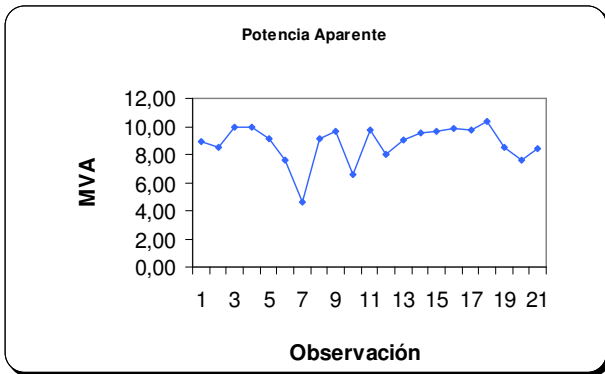
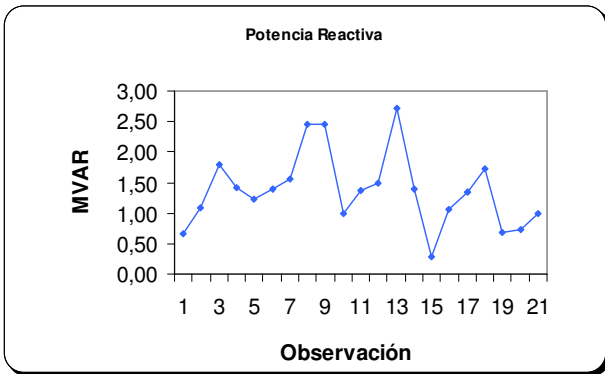
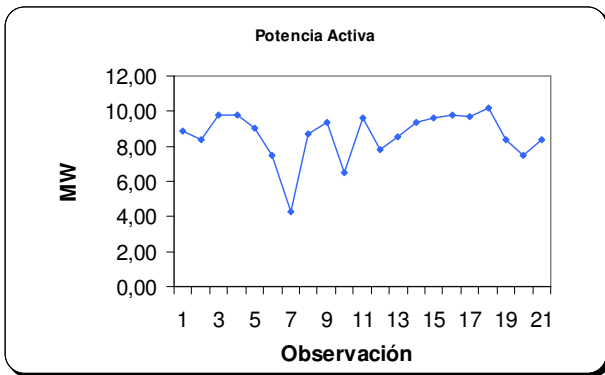
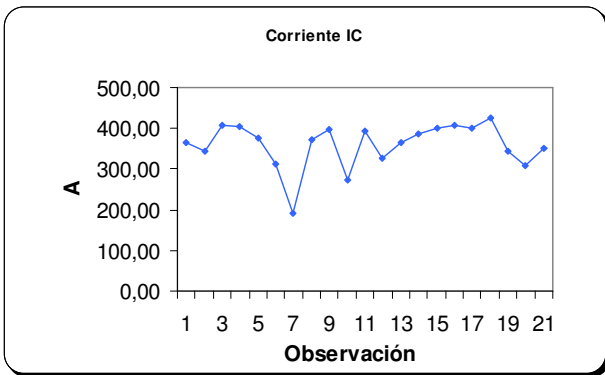


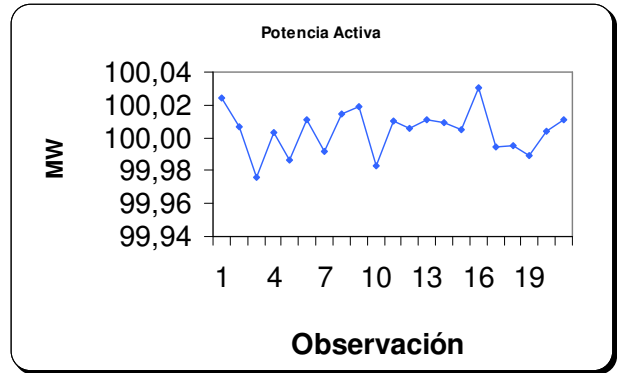
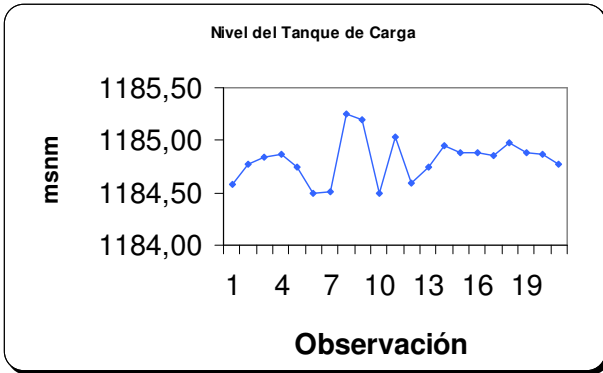
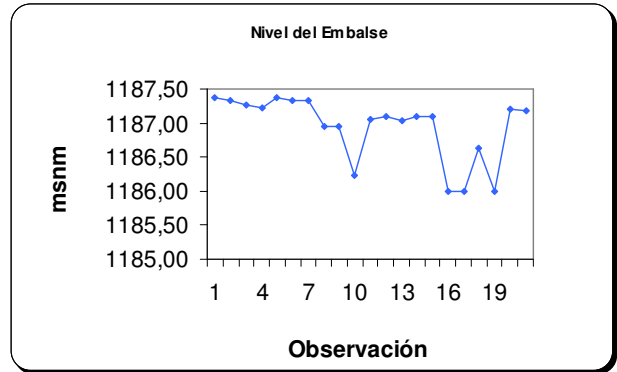
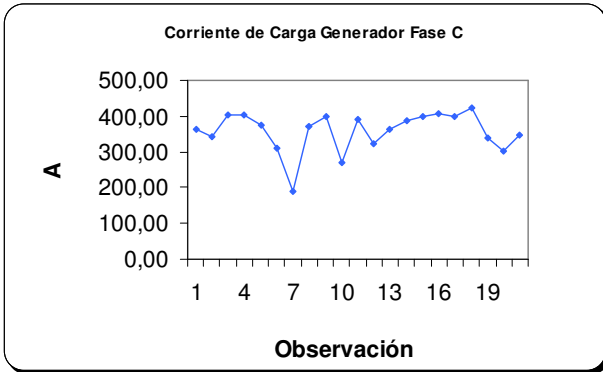
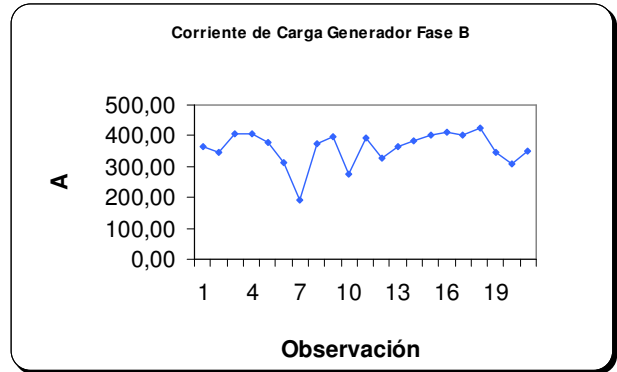
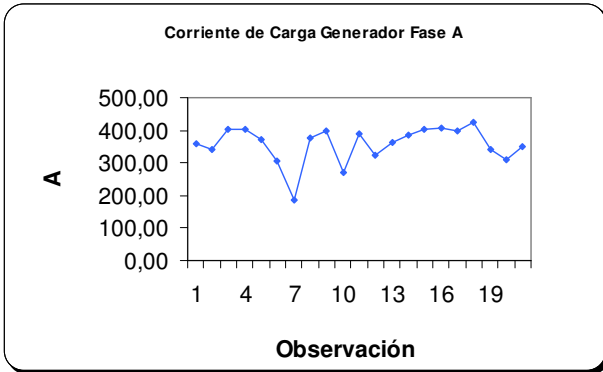
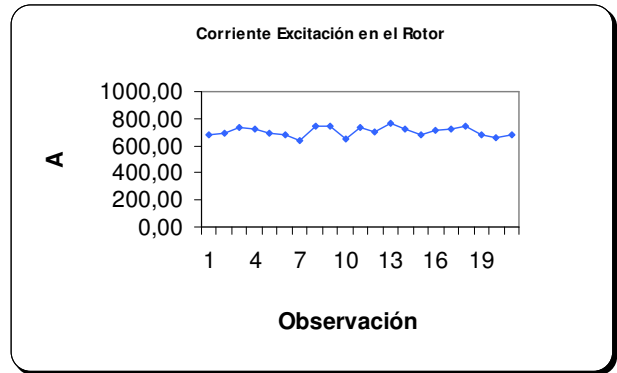
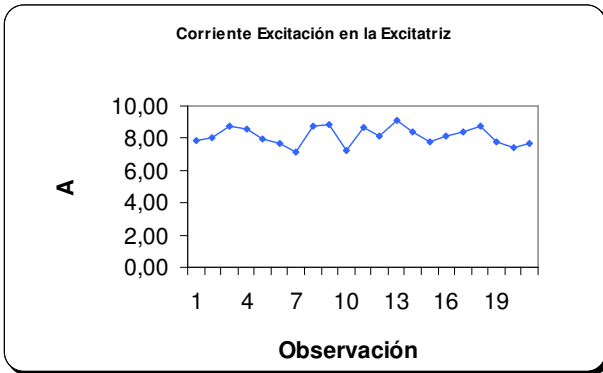


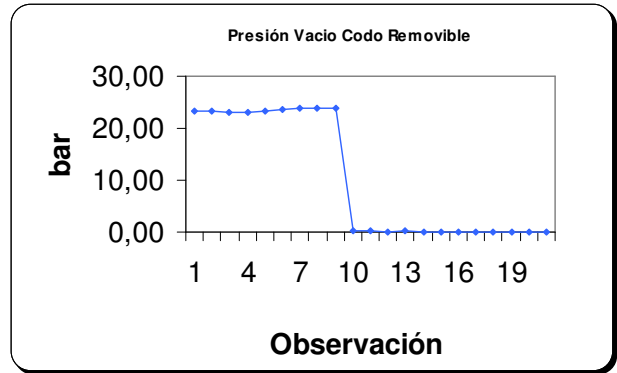
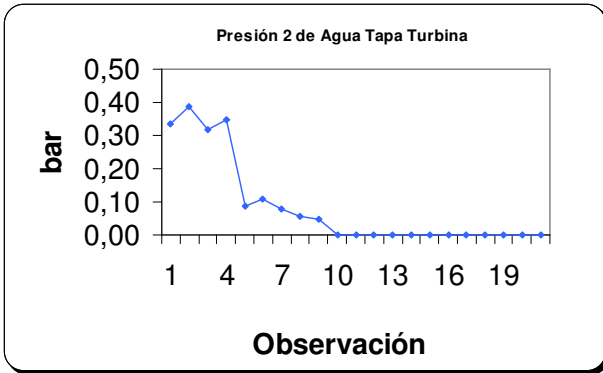
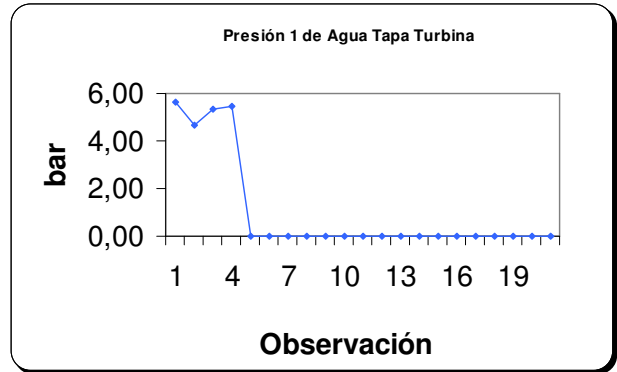
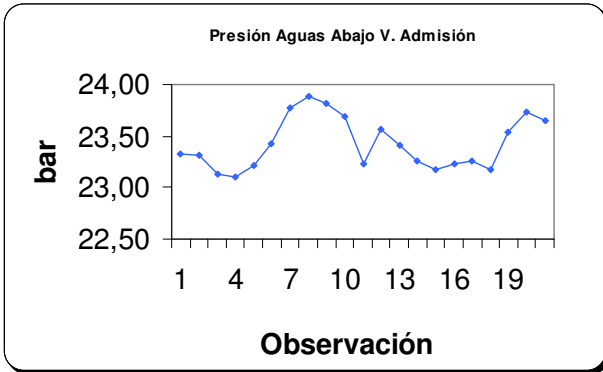
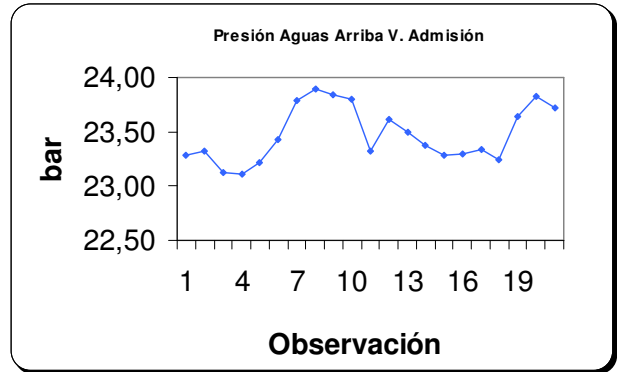
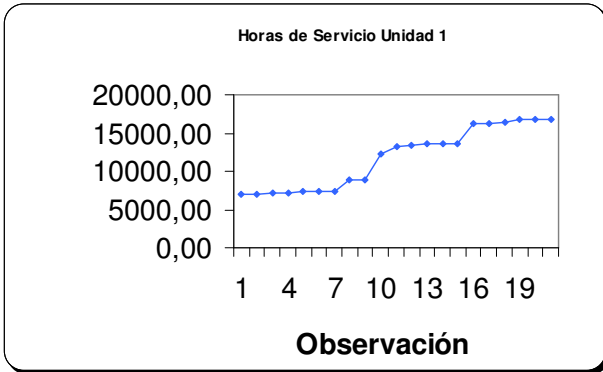
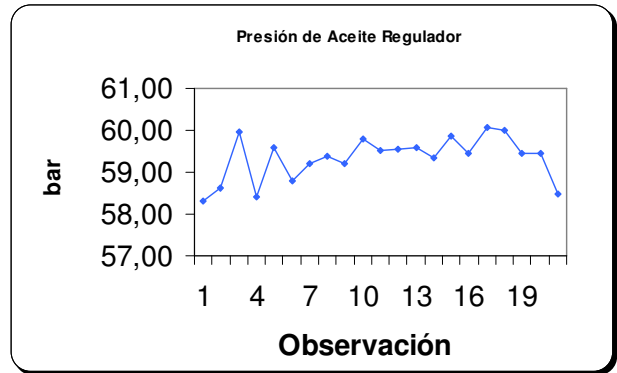
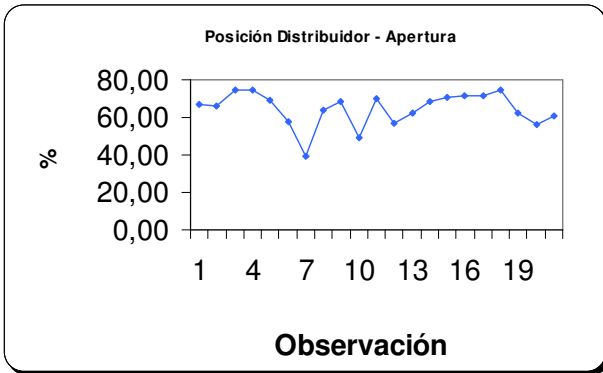


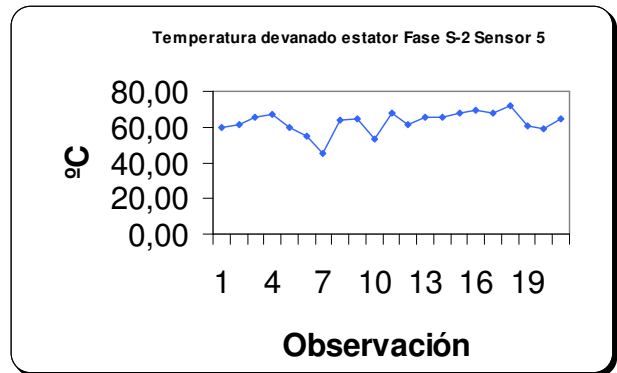
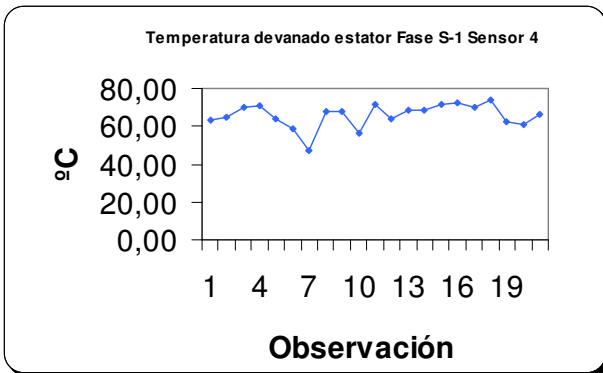
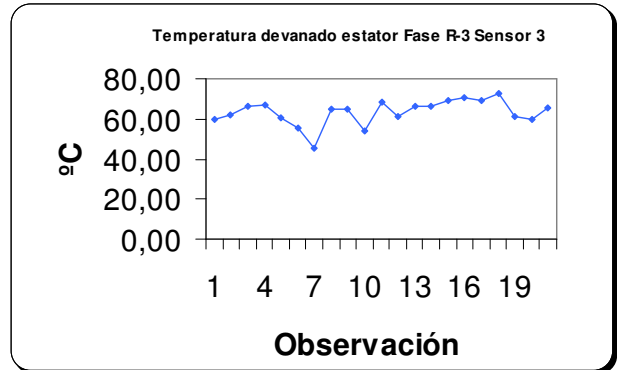
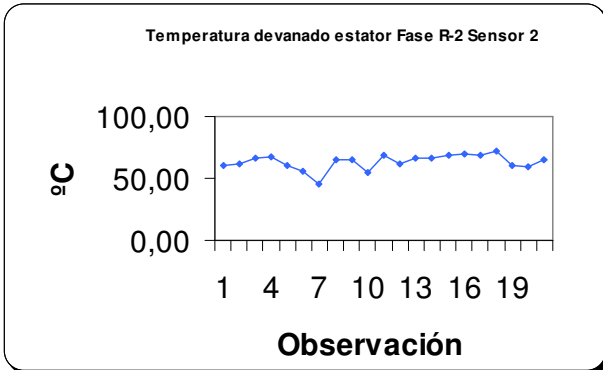
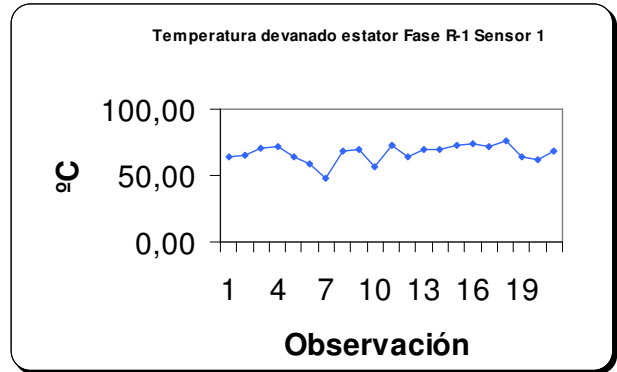
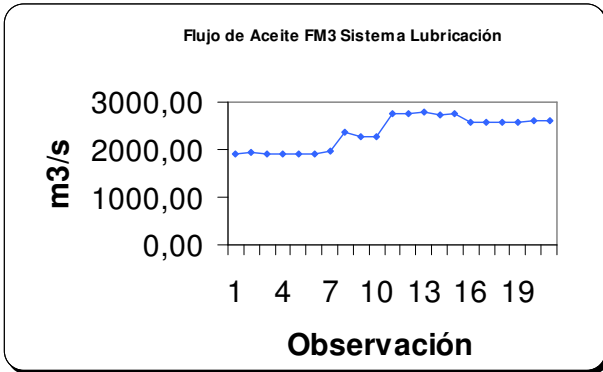
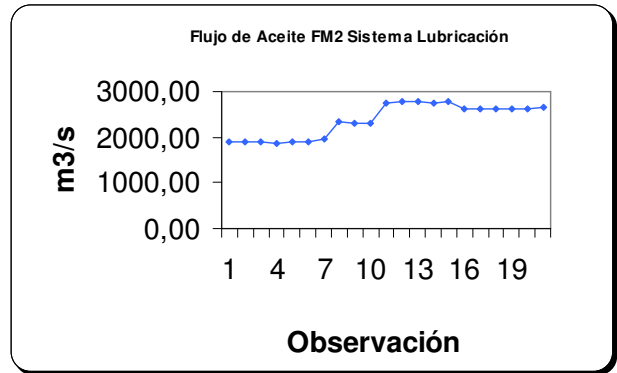
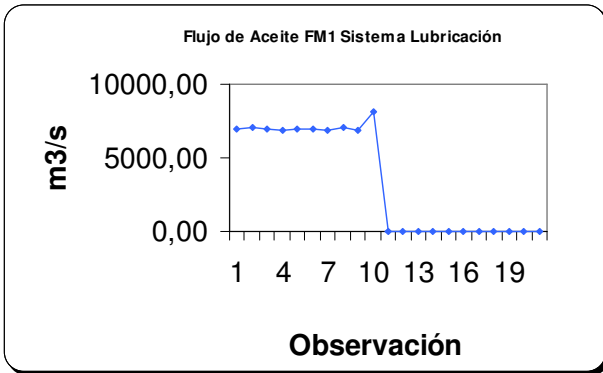


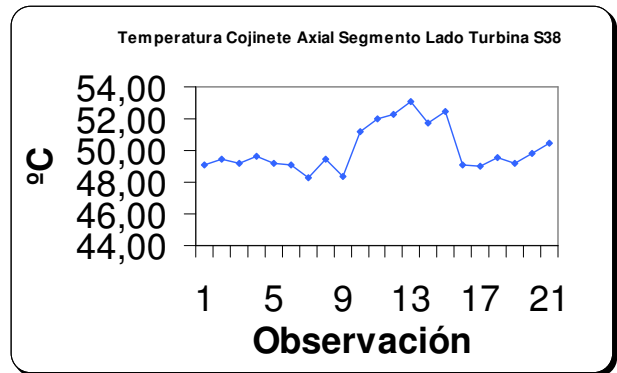
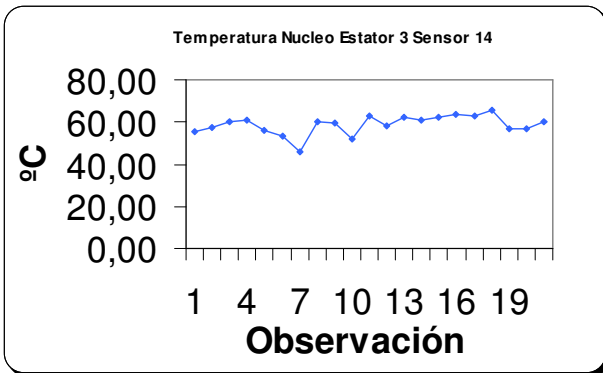
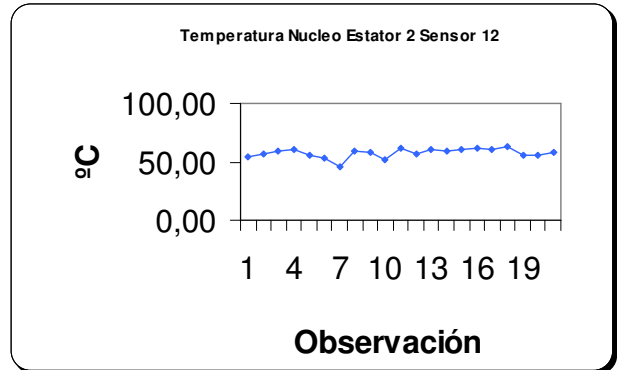
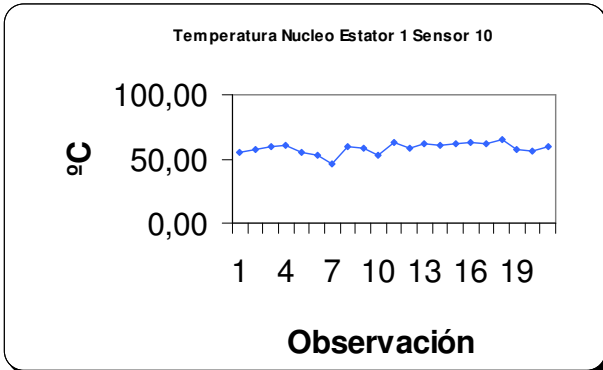
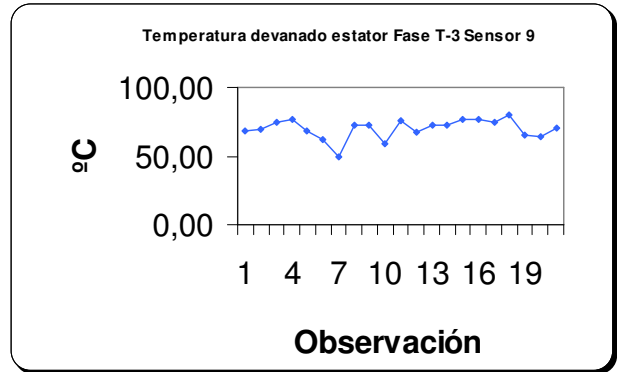
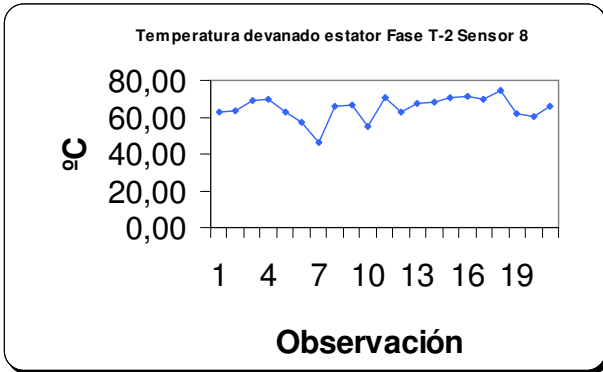
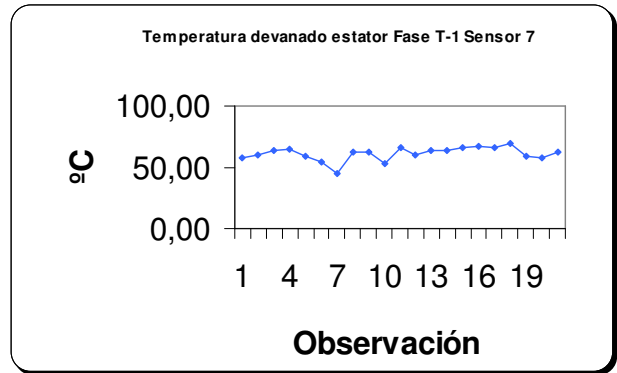
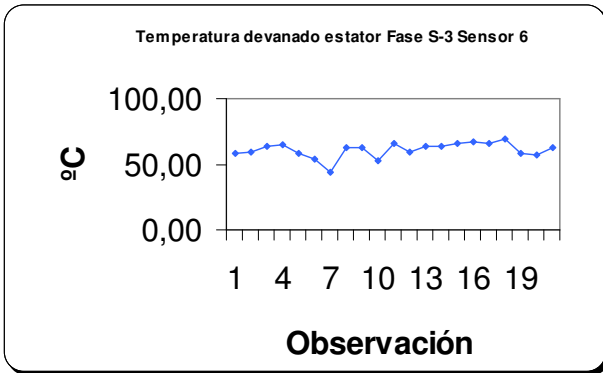


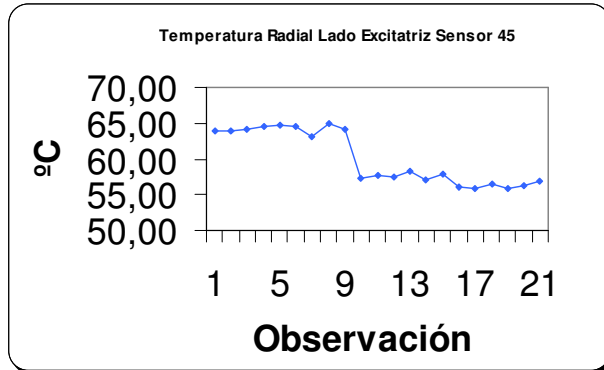
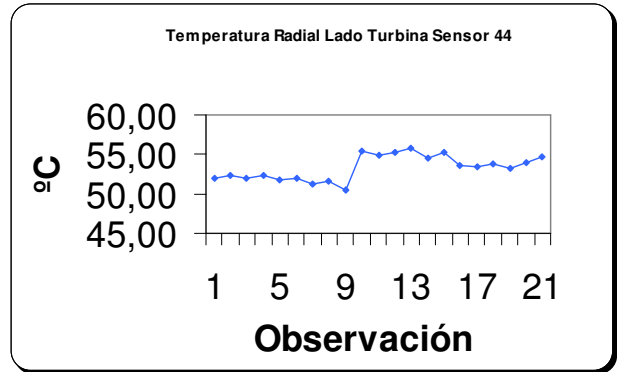
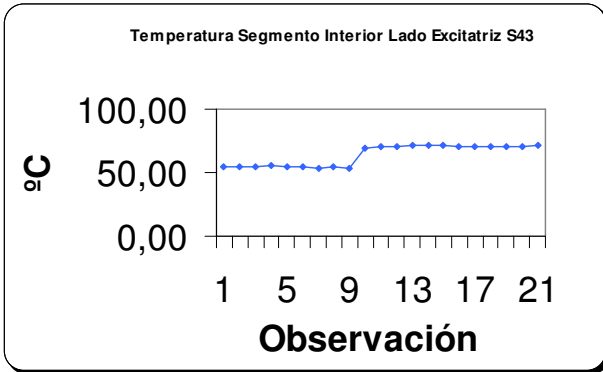
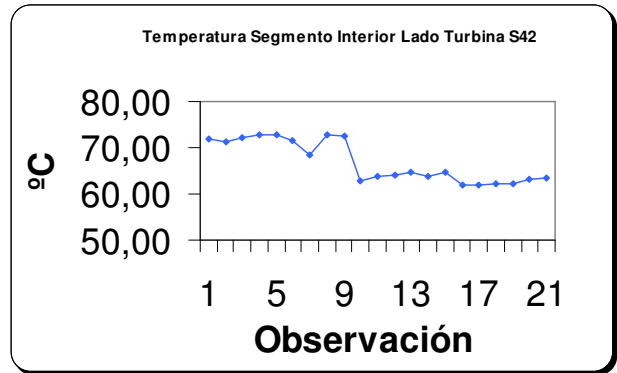
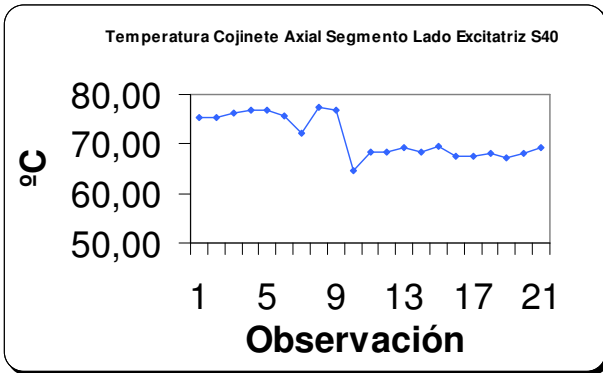




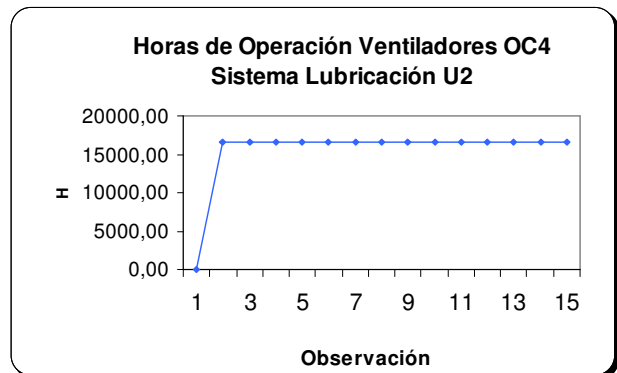
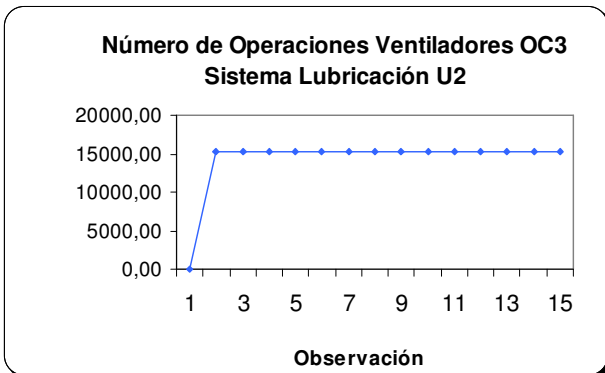
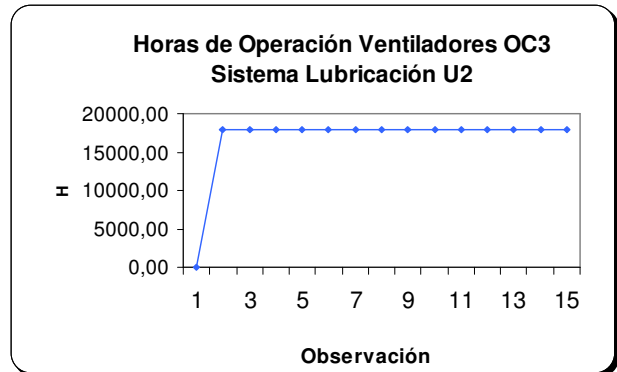
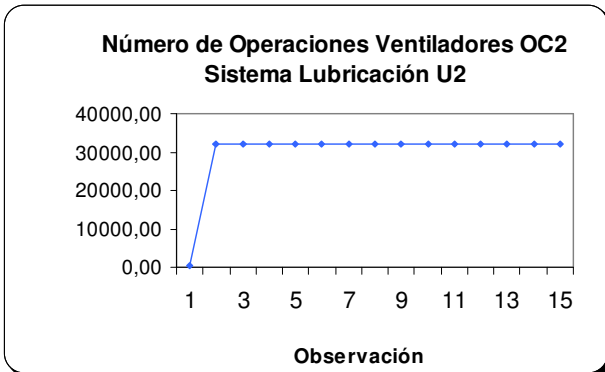
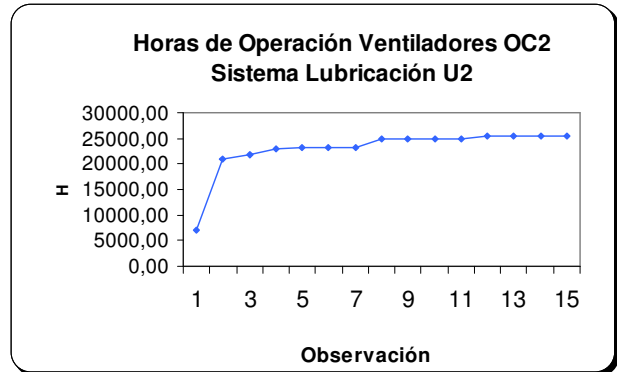
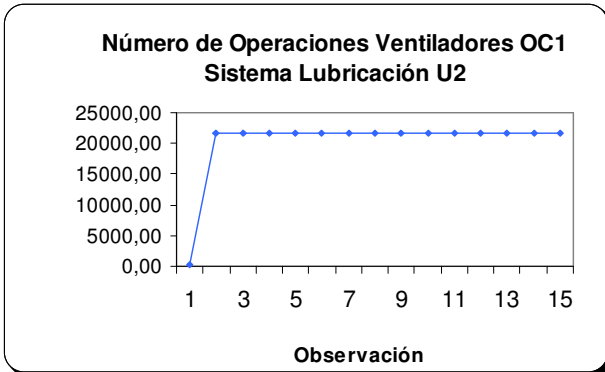
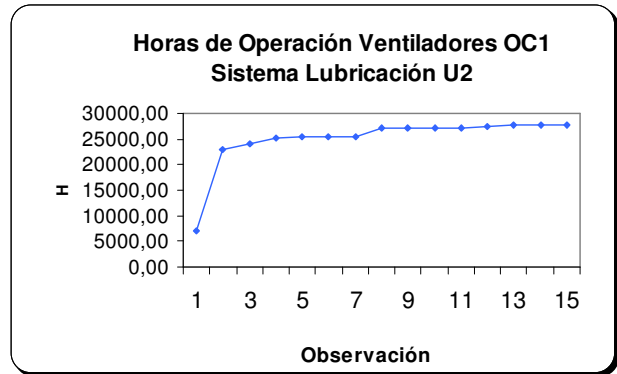
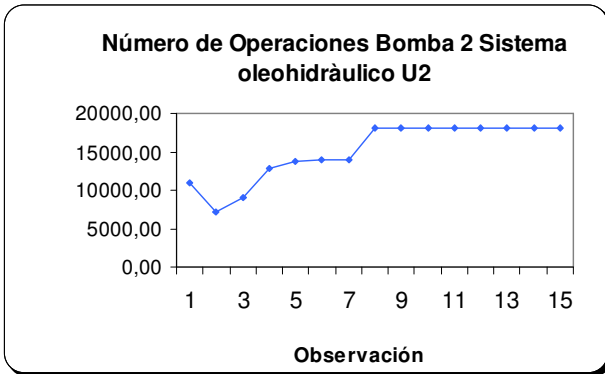


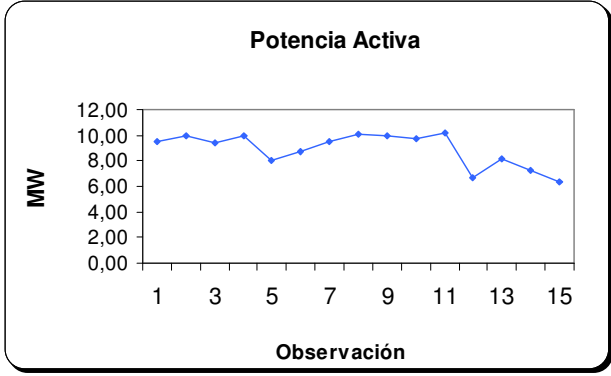
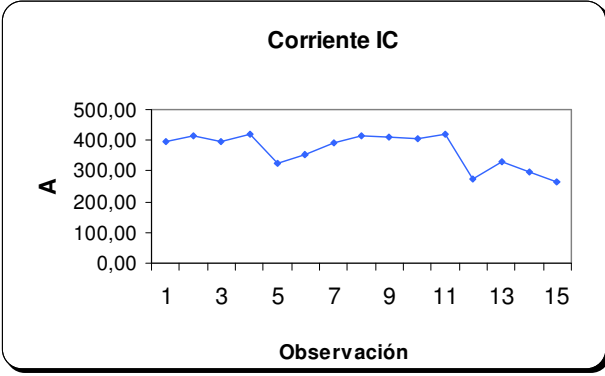
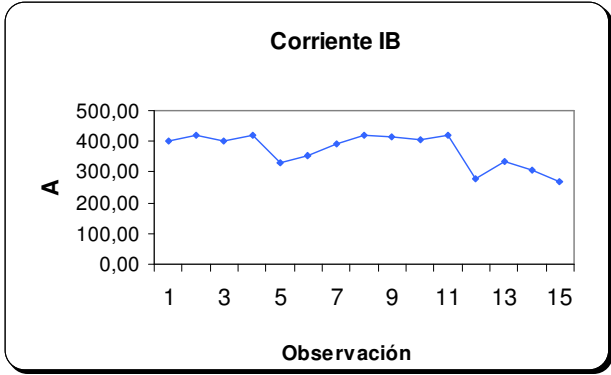
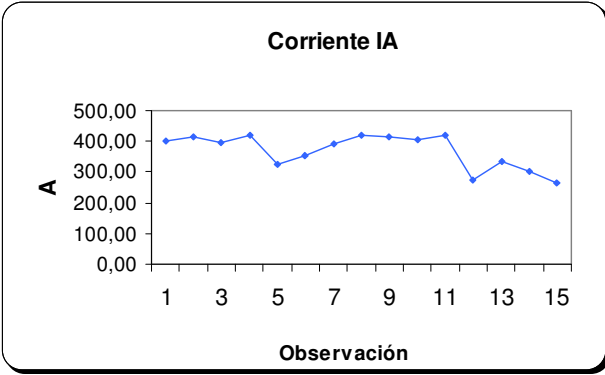
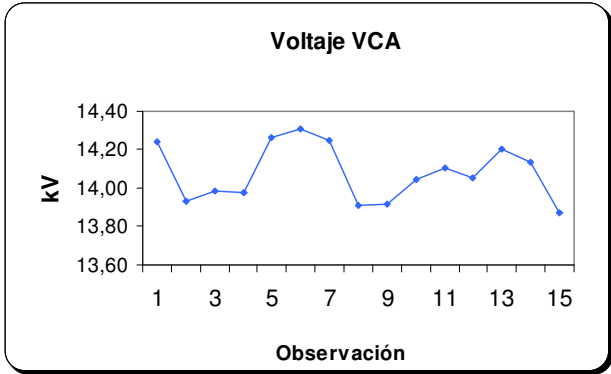
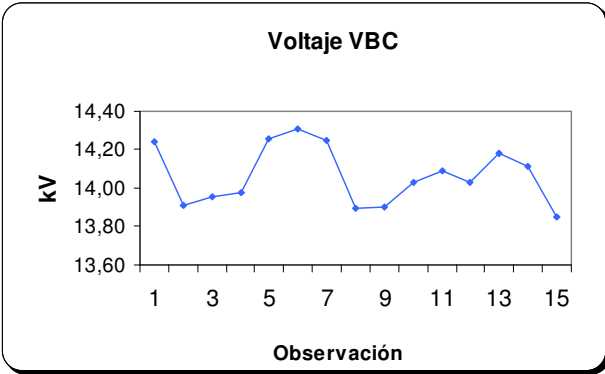
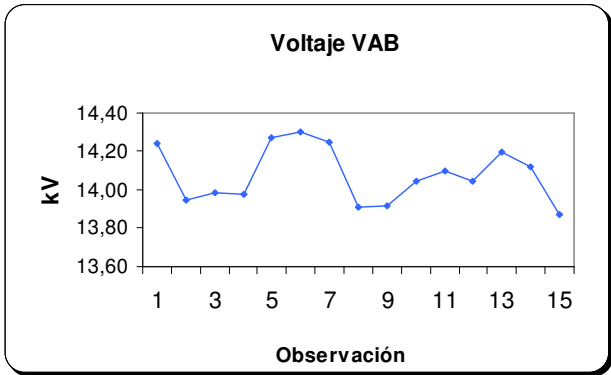
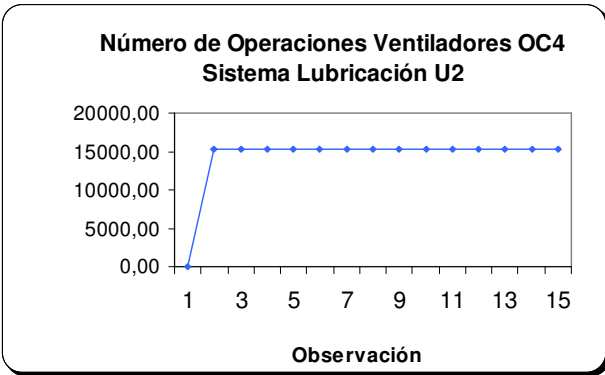


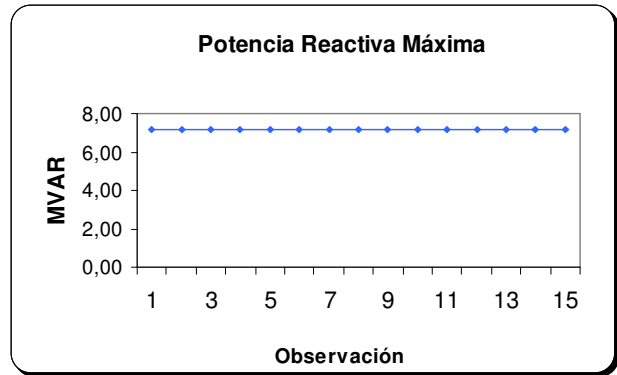
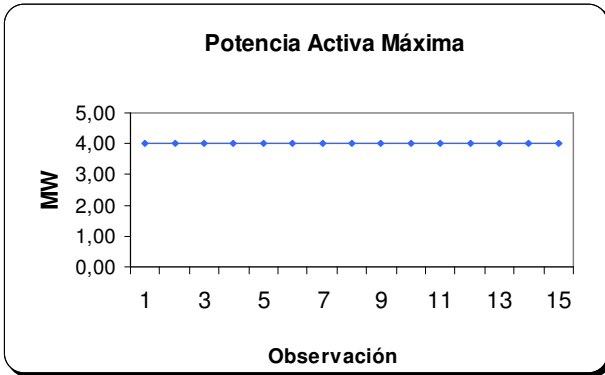
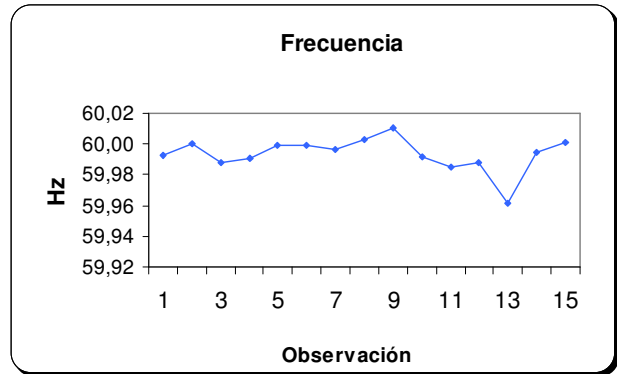
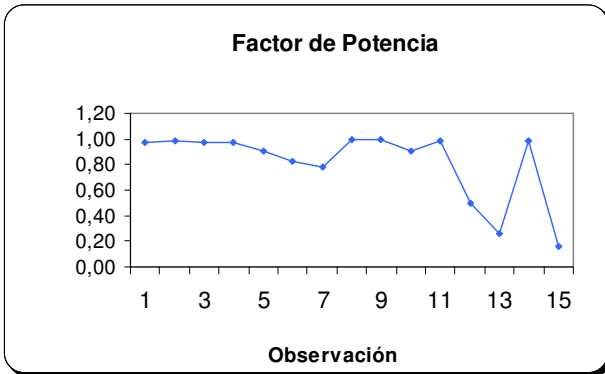
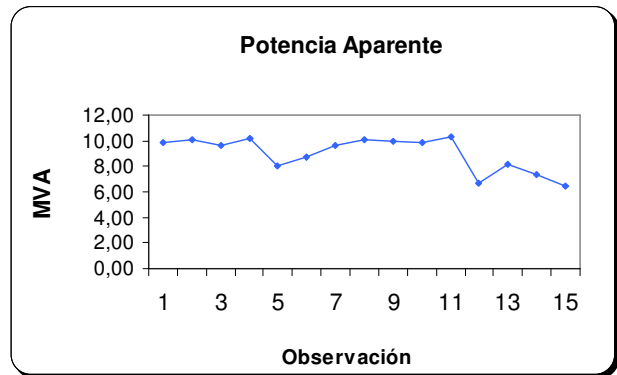
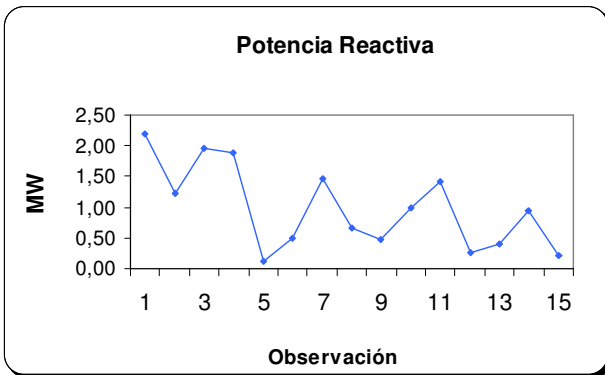




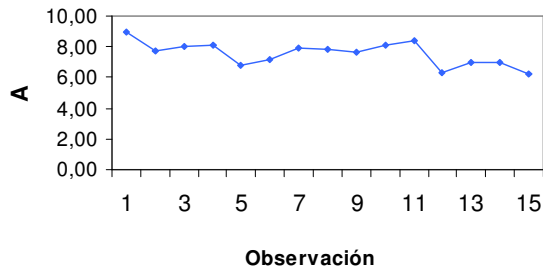
12.7.2. Unidad 2



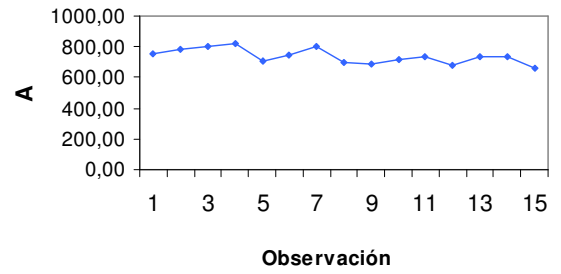




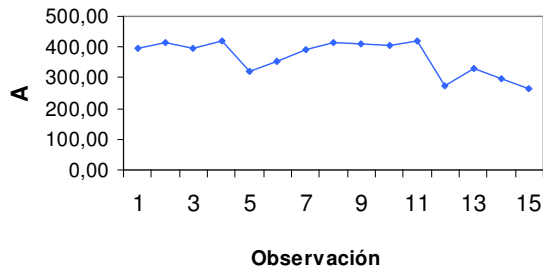
Corriente Excitación en la Excitatriz



Corriente Excitación en el Rotor



Corriente de Carga Generador Fase A



Corriente de Carga Generador Fase B

